

Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG)

BBPIG

Ausfertigungsdatum: 23.07.2013

Vollzitat:

"Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist"

Stand: Geändert durch Art. 11 G v. 21.7.2014 I 1066

§ 1 iVm Nr. 33 der Anlage ist gem. Bek. v. 18.2.2014 I 148 am 8.1.2014 in Kraft getreten

§ 1 iVm Nr. 29 der Anlage ist gem. Bek. v. 17.3.2014 I 271 am 7.3.2014 in Kraft getreten

Fußnote

(+++ Textnachweis ab: 27.7.2013 +++)

Das G wurde als Artikel 1 des G v. 23.7.2013 I 2543 vom Bundestag beschlossen. Es tritt gem. Art. 5 Abs. 1 dieses G am 27.7.2013 in Kraft. § 1 iVm den Nr. 29 und 33 der Anlage des Bundesbedarfsplangesetzes treten an dem Tag in Kraft, an dem die nach § 14b Abs. 1 Nr. 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung erforderliche strategische Umweltprüfung für die dort bezeichneten Vorhaben abgeschlossen ist (zum Inkrafttreten vgl. Standangabe).

§ 1 Gegenstand des Bundesbedarfsplans

(1) Für die in der Anlage zu diesem Gesetz aufgeführten Vorhaben, die der Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen, werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs als Bundesbedarfsplan gemäß § 12e des Energiewirtschaftsgesetzes festgestellt.

(2) Zu den Vorhaben nach Absatz 1 gehören auch die für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen einschließlich der notwendigen Änderungen an den Netzverknüpfungspunkten. Die Vorhaben beginnen und enden jeweils an den Netzverknüpfungspunkten.

§ 2 Gekennzeichnete Vorhaben

(1) Die im Bundesbedarfsplan mit „A1“ gekennzeichneten Vorhaben sind länderübergreifend im Sinne von § 2 Absatz 1 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz. Die im Bundesbedarfsplan mit „A2“ gekennzeichneten Vorhaben sind grenzüberschreitend im Sinne von § 2 Absatz 1 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz.

(2) Die im Bundesbedarfsplan mit „B“ gekennzeichneten Vorhaben können als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes errichtet und betrieben werden. Um den Einsatz von Erdkabeln bei Pilotprojekten nach Satz 1 zu testen, können diese auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde sind die Pilotprojekte nach Satz 1 auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Die Sätze 2 und 3 sind nicht anzuwenden, soweit das Vorhaben in der Trasse einer bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch-

oder Höchstspannungsfreileitung errichtet und betrieben oder geändert werden soll. § 43 Satz 1 Nummer 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

(3) Die im Bundesbedarfsplan mit „D“ gekennzeichneten Vorhaben sind als Pilotprojekte für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen nach § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 Buchstabe b des Energiewirtschaftsgesetzes zu errichten und zu betreiben oder zu ändern. Die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde kann den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bei Vorhaben des Bundesbedarfsplans, die nicht unter Satz 1 fallen, genehmigen, soweit dies technisch und wirtschaftlich effizient ist.

§ 3 Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Über die in den Pilotprojekten nach § 2 Absatz 2 und 3 gewonnenen Erfahrungen legt der jeweils verantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes der Bundesnetzagentur jährlich zum 3. März einen Bericht vor, in dem die technische Durchführbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltauswirkungen der Pilotprojekte bewertet werden. Der erste Bericht ist zum 3. März des zweiten Jahres nach der Inbetriebnahme des jeweils ersten Teilabschnitts eines Pilotprojektes vorzulegen.

(2) Der Bericht kann mit dem gemeinsamen Netzentwicklungsplan nach § 12b Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes verbunden werden.

§ 4 Rechtsschutz

Für die in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben ist § 50 Absatz 1 Nummer 6 der Verwaltungsgerichtsordnung anzuwenden.

Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan

(Fundstelle: BGBl. I 2013, 2544 - 2545)

Vorhaben, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bestehen:

Nr.	Vorhaben	Kennzeichnung
1	Höchstspannungsleitung Emden-Borssum - Osterath; Gleichstrom	A1, B
2	Höchstspannungsleitung Osterath - Philippsburg; Gleichstrom	A1, B
3	Höchstspannungsleitung Brunsbüttel - Großgartach; Gleichstrom	A1, B
4	Höchstspannungsleitung Wilster - Grafenrheinfeld; Gleichstrom	A1, B
5	Höchstspannungsleitung Lauchstädt - Meitingen; Gleichstrom	A1, B
6	Höchstspannungsleitung Conneforde - Cloppenburg - Westerkappeln; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
7	Höchstspannungsleitung Dollern - Stade - Sottrum - Wechold - Landesbergen; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen - Maßnahme Dollern - Sottrum - Maßnahme Sottrum - Wechold - Maßnahme Wechold - Landesbergen	-
8	Höchstspannungsleitung Brunsbüttel - Barlt - Heide - Husum - Niebüll - Bundesgrenze (DK); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen - Maßnahme Barlt - Heide - Maßnahme Brunsbüttel - Barlt - Maßnahme Heide - Husum - Maßnahme Husum - Niebüll	-

Nr.	Vorhaben	Kennzeichnung
	- Maßnahme Niebüll - Grenze DK	
9	Höchstspannungsleitung Hamm-Uentrop - Kruckel; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
10	Höchstspannungsleitung Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
11	Höchstspannungsleitung Bertikow - Pasewalk; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
12	Höchstspannungsleitung Vieselbach - Eisenach - Mecklar; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
13	Höchstspannungsleitung Pulgar - Vieselbach; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
14	Höchstspannungsleitung Röhrsdorf - Remptendorf; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
15	Höchstspannungsleitung Punkt Metternich - Niederstedem; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
16	Höchstspannungsleitung Kriftel - Obererlenbach; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
17	Höchstspannungsleitung Mecklar - Grafenrheinfeld; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
18	Höchstspannungsleitung Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
19	<p>Höchstspannungsleitung Urberach - Pfungstadt - Weinheim - Punkt G380 - Altlußheim - Daxlanden, Kriftel - Farbwerke Höchst Süd; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maßnahme Urberach - Pfungstadt - Weinheim - Maßnahme Kriftel - Farbwerke Höchst Süd - Maßnahme Weinheim - Daxlanden - Maßnahme Weinheim - G380 - Maßnahme G380 - Altlußheim - Maßnahme Altlußheim - Daxlanden 	A1
20	<p>Höchstspannungsleitung Grafenrheinfeld - Kupferzell - Großgartach; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maßnahme Grafenrheinfeld - Kupferzell - Maßnahme Großgartach - Kupferzell 	A1
21	Höchstspannungsleitung Daxlanden - Bühl/Kuppenheim - Eichstetten; Drehstrom Nennspannung 380 kV	D
22	Höchstspannungsleitung Großgartach - Endersbach; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
23	Höchstspannungsleitung Herbertingen - Tiengen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
24	Höchstspannungsleitung Punkt Rommelsbach - Herbertingen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-

Nr.	Vorhaben	Kennzeichnung
25	Höchstspannungsleitung Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
26	Höchstspannungsleitung Bärwalde - Schmölln; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
27	Höchstspannungsleitung Abzweig Welsleben - Förderstedt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
28	Höchstspannungsleitung Abzweig Parchim Süd - Neuburg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
29	Höchstspannungsleitung Anbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) mit Verbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) - Offshore-Windpark Baltic 2 (Combined Grid Solution); Gleichstrom, Drehstrom Nennspannung 380 kV	B
30	Höchstspannungsleitung Oberzier - Bundesgrenze (BE); Gleichstrom	B
31	Höchstspannungsleitung Wilhelmshaven - Conneforde; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
32	Höchstspannungsleitung Bundesgrenze (AT) - Altheim mit Abzweig Matzenhof - Simbach, Isar - Ottenhofen; Drehstrom Nennspannung 380 kV - Maßnahme Abzweig Simbach - Maßnahme Altheim - Bundesgrenze AT - Maßnahme Isar - Ottenhofen	-
33	Höchstspannungsleitung Schleswig-Holstein - Südnorwegen (NORD.LINK); Gleichstrom	B
34	Höchstspannungsleitung Emden Ost - Conneforde Süd; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
35	Höchstspannungsleitung Birkenfeld - Mast 115A; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-
36	Höchstspannungsleitung Vöhringen - Bundesgrenze (AT) mit Abzweig Woringen - Memmingen; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen - Maßnahme Vöhringen - Memmingen - Maßnahme Punkt Woringen - Memmingen	A2

Kennzeichnung

A1 = Länderübergreifende Leitung im Sinne von § 2 Absatz 1

A2 = Grenzüberschreitende Leitung im Sinne von § 2 Absatz 1

B = Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen im Sinne von § 2 Absatz 2 Satz 1

D = Pilotprojekt für Hochtemperaturleiterseile im Sinne von § 2 Absatz 3 Satz 1

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG)

EnLAG

Ausfertigungsdatum: 21.08.2009

Vollzitat:

"Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Artikel 317 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist"

Stand: Zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 23.7.2013 I 2543

Hinweis: Änderung durch Art. 317 V v. 31.8.2015 I 1474 (Nr. 35) textlich nachgewiesen, dokumentarisch noch nicht abschließend bearbeitet

Fußnote

(+++ Textnachweis ab: 26.8.2009 +++)

Das G wurde als Art. 1 des G v. 21.8.2009 I 2870 vom Bundestag beschlossen. Es ist gem. Art. 7 dieses G am 26.8.2009 in Kraft getreten.

§ 1

(1) Für Vorhaben nach § 43 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes im Bereich der Höchstspannungsnetze mit einer Nennspannung von 380 Kilovolt oder mehr, die der Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen und für die daher ein vordringlicher Bedarf besteht, ist ein Bedarfsplan diesem Gesetz als Anlage beigefügt.

(2) Die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben entsprechen den Zielsetzungen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Für diese Vorhaben stehen damit die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf fest. Diese Feststellungen sind für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach den §§ 43 bis 43d des Energiewirtschaftsgesetzes verbindlich.

(3) Für die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben gilt § 50 Abs. 1 Nr. 6 der Verwaltungsgerichtsordnung.

(4) Zu den Vorhaben gehören auch die für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen und die notwendigen Änderungen an den Netzverknüpfungspunkten.

(5) Energieleitungen beginnen und enden jeweils an den Netzverknüpfungspunkten, an denen sie mit dem bestehenden Übertragungsnetz verbunden sind.

§ 2

(1) Um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen, können folgende der in der Anlage zu diesem Gesetz genannten Leitungen nach Maßgabe des Absatzes 2 als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden:

1. Abschnitt Ganderkesee - St. Hülfe der Leitung Ganderkesee - Wehrendorf,
2. Leitung Diele - Niederrhein,
3. Leitung Wahle - Mecklar,
4. Abschnitt Altenfeld - Redwitz der Leitung Lauchstädt - Redwitz.

(2) Im Falle des Neubaus ist auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei den Vorhaben nach Absatz 1 eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die Leitung

1. in einem Abstand von weniger als 400 Meter zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich im Sinne des § 34 des Baugesetzbuchs liegen, falls diese Gebiete vorwiegend dem Wohnen dienen, oder
2. in einem Abstand von weniger als 200 Meter zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs liegen.

Zusätzlich ist auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde im Falle des Absatzes 1 Nr. 4 im Naturpark Thüringer Wald (Verordnung über den Naturpark Thüringer Wald vom 27. Juni 2001, GVBl für den Freistaat Thüringen S. 300) bei der Querung des Rennsteigs eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern.

(3) Für die Vorhaben nach Absatz 1 kann ergänzend zu § 43 Satz 1 Nr. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ein Planfeststellungsverfahren auch für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung eines Erdkabels nach Maßgabe des Teils 5 des Energiewirtschaftsgesetzes durchgeführt werden.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln im Sinne des Absatzes 1, die in dem Übertragungsnetz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers in einem Kalenderjahr anfallen. Die Mehrkosten sind pauschal auf der Grundlage von Standardkostenansätzen im Vergleich zu einer Freileitung auf derselben Trasse zu ermitteln. Die nach Satz 1 und 2 ermittelten Mehrkosten aller Übertragungsnetzbetreiber werden addiert, soweit sie einem effizienten Netzbetrieb entsprechen. Die so ermittelten Gesamtkosten für Erdkabel sind anteilig auf alle Übertragungsnetzbetreiber rechnerisch umzulegen. Der Anteil an den Gesamtkosten, der rechnerisch von dem einzelnen Übertragungsnetzbetreiber zu tragen ist, bestimmt sich entsprechend § 9 Abs. 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Soweit die tatsächlichen Mehrkosten eines Übertragungsnetzbetreibers für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln im Sinne des Absatzes 1 seinen rechnerischen Anteil an den Gesamtkosten übersteigen, ist diese Differenz finanziell auszugleichen. Die Zahlungspflicht trifft die Übertragungsnetzbetreiber, deren tatsächliche Kosten unter dem rechnerisch auf sie entfallenden Anteil an den Gesamtkosten liegen, jedoch nur bis zu der Höhe des auf sie jeweils rechnerisch entfallenden Anteils an den Gesamtkosten. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln den Saldo zum 30. November eines Kalenderjahres.

§ 3

Nach Ablauf von jeweils drei Jahren prüft das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, ob der Bedarfsplan der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung anzupassen ist und legt dem Deutschen Bundestag hierüber einen Bericht, erstmalig zum 1. Oktober 2012, vor. Dabei sind unter Berücksichtigung der Zielsetzungen nach § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auch notwendige Optimierungsmaßnahmen zu prüfen. In diesem Bericht sind auch die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln nach § 2 darzustellen.

Anlage

(Fundstelle: BGBl. I 2009, 2872; bzgl. einzelner Änderungen vgl. Fußnote)

Vorhaben nach § 1 Abs. 1, für die ein vordringlicher Bedarf besteht:

Nr.	Vorhaben
1	Neubau Höchstspannungsleitung Kassø (DK) – Hamburg Nord – Dollern, Nennspannung 380 kV
2	Neubau Höchstspannungsleitung Ganderkesee – Wehrendorf, Nennspannung 380 kV
3	Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL), Nennspannung 380 kV
4	Neubau Höchstspannungsleitung Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/Saale – Schweinfurt), Nennspannung 380 kV
5	Neubau Höchstspannungsleitung Diele – Niederrhein, Nennspannung 380 kV
6	Neubau Höchstspannungsleitung Wahle – Mecklar, Nennspannung 380 kV

Nr.	Vorhaben
7	Zubeseilung Höchstspannungsleitung Bergkamen - Gersteinwerk, Nennspannung 380 kV
8	Zubeseilung Höchstspannungsleitung Kriftel - Eschborn, Nennspannung 380 kV
9	Neubau Höchstspannungsleitung Hamburg/Krümmel - Schwerin, Nennspannung 380 kV
10	Umrüstung der Höchstspannungsleitung Redwitz - Grafenrheinfeld von 220 kV auf 380 kV (als Teil der Verbindung Halle/Saale - Schweinfurt)
11	Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen - Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings), Nennspannung 380 kV
12	Neubau Interkonnektor Eisenhüttenstadt - Baczyrna (PL), Nennspannung 380 kV
13	Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel - Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem), Nennspannung 380 kV
14	Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein - Ufort - Osterath, Nennspannung 380 kV
15	Neubau Höchstspannungsleitung Osterath - Weißenthurm, Nennspannung 380 kV
16	Neubau Höchstspannungsleitung Wehrendorf - Gütersloh, Nennspannung 380 kV
17	Neubau Höchstspannungsleitung Gütersloh - Bechterdissen, Nennspannung 380 kV
18	Neubau Höchstspannungsleitung Lüstringen - Westerkappeln, Nennspannung 380 kV
19	Neubau Höchstspannungsleitung Kruckel - Dauersberg, Nennspannung 380 kV
20	Neubau Höchstspannungsleitung Dauersberg - Hünfelden, Nennspannung 380 kV
21	Neubau Höchstspannungsleitung Marxheim - Kelsterbach, Nennspannung 380 kV
22	(weggefallen)
23	Umrüstung der Höchstspannungsleitung Neckarwestheim - Mühlhausen von Nennspannung 220 kV auf Nennspannung 380 kV
24	Neubau Höchstspannungsleitung Bünzwangen - Lindach, Nennspannung 380 kV, sowie Umrüstung der Hochspannungsleitung Lindach - Goldshöfe von Nennspannung 110 kV auf Nennspannung 380 kV



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Energie *wende*
Umschalten auf Zukunft



Ein Strommarkt für die Energiewende

Diskussionspapier des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Oktober 2014

Druck

Bonifatius GmbH, Paderborn

Bildnachweis

designsoliman – Fotolia.com (Titel),
Bundesregierung/Bergmann (S. 2)

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

Vorwort.....	2
Zusammenfassung.....	4
Summary.....	5
Einleitung.....	6
Teil I: Der Strommarkt heute und morgen.....	8
Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes.....	9
Kapitel 2: Herausforderungen.....	13
Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort.....	18
Teil II: Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz aller Erzeuger und Verbraucher („Sowieso-Maßnahmen“).....	20
Kapitel 4: Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken.....	21
Kapitel 5: Stromnetze ausbauen und optimieren.....	27
Kapitel 6: Einheitliche Preiszone erhalten.....	32
Kapitel 7: Die europäische Kooperation intensivieren.....	33
Kapitel 8: Die Klimaschutzziele erreichen.....	36
Teil III: Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung.....	38
Kapitel 9: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt.....	39
Kapitel 10: Zusammenarbeit mit Nachbarländern.....	50
Kapitel 11: Kapazitätsreserve zur Absicherung.....	52
Kapitel 12: Weiteres Verfahren.....	53
Quellenverzeichnis.....	54

Vorwort



Ein Strommarkt für die Energiewende

Liebe Leserinnen und Leser,

die Energiewende ist eine große Chance für die Modernisierung unserer Industriegesellschaft. Davon gehen Impulse für Innovationen und neue Technologien aus, insbesondere für die Verknüpfung der klassischen Industrie mit der IT-basierten Steuerung einer komplexen Stromversorgung. Hier wird die Digitale Agenda der Bundesregierung konkret. Im Hinblick auf die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien muss es zu jedem Zeitpunkt zu einem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kommen. Wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht bläst, müssen Kraftwerke einspringen und – wo wirtschaftlich vernünftig – muss sich die Nachfrage anpassen oder Speicher müssen zum Einsatz kommen. Es gibt viele solcher Flexibilitätsoptionen, mit denen wir dies gewährleisten können. Ich bin sicher, dass sich hier ein ganz neuer Markt entwickeln wird, wenn das künftige Design für den Strommarkt dafür die richtigen Signale setzt. Die große Herausforderung eines künftigen Strommarktes besteht darin, auch in Zukunft umweltverträglich und zu möglichst niedrigen Kosten ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Energiepreise sind zentrale Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland.

Das vorgelegte Grünbuch ist noch keine Entscheidung, sondern es soll für die im Jahr 2015 anstehenden Entscheidungen die Grundlagen schaffen. Es kommt nicht auf die Schnelligkeit von Entscheidungen an, sondern auf deren gründliche Vorbereitung. Das Grünbuch soll diese gründliche Vorbereitung ermöglichen. Es baut auf wissenschaftlichen Gutachten und intensiven Diskussionen mit allen Akteuren in der Plattform Strommarkt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) auf.

Mit Hilfe dieser Diskussionsgrundlage soll die entscheidende Frage in den kommenden Wochen beraten werden: Reicht die Weiterentwicklung des Strommarktes aus oder brauchen wir einen so genannten Kapazitätsmarkt, um langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten? Das ist die Kernfrage, die zu entscheiden ist. Dabei kann Versorgungssicherheit in einem europäischen Strommarkt nicht nur national buchstabiert werden. Es besteht sonst die Gefahr, dass nationale Regelungen zu einer Zersplitte-

zung des europäischen Strommarktes führen. Das BMWi hat deshalb parallel zu den Arbeiten am Grünbuch die Nachbarländer und die Europäische Kommission eingeladen, darüber nachzudenken, wie eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit organisiert werden kann, um kostengünstig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieses Anliegen wird von allen Beteiligten unterstützt. Die eingesetzte Arbeitsgruppe wird helfen, damit sich das zukünftige Strommarktdesign in den europäischen Zusammenhang einfügt.

Das Grünbuch fügt sich ein in die 10-Punkte-Agenda, mit der wir in dieser Legislaturperiode Schritt für Schritt die Energiewende systematisch umsetzen. Das erste große Vorhaben war die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Mit der Reform ist es gelungen, beim Ausbau der erneuerbaren Energien die Kostendynamik zu brechen. Außerdem besteht nun Klarheit, mit welchem Tempo der Ausbau erfolgt. Damit gibt es erstmals Planungssicherheit für den anstehenden Strukturwandel in der konventionellen Stromversorgung und für die Rolle der erneuerbaren Energien in einem zukünftigen Strommarkt. Weitere Schritte, wie die Pilotausschreibung für erneuerbare Energien, die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung und der Rollout bei Smart Metern für Konsumenten mit hohem Stromverbrauch, werden zeitnah folgen.

Der Erfolg der Energiewende hängt maßgeblich davon ab, dass die vielen Maßnahmen optimal ineinandergreifen, die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau gewährleistet bleibt und wir im Interesse bezahlbarer Strompreise die Kosten im Griff behalten. Diese wichtige Aufgabe kann die Bundesregierung nicht allein bewältigen. Ich danke für die vielen Beiträge, die in die Erarbeitung des Grünbuchs eingeflossen sind, und ermuntere alle Beteiligten, sich in der Diskussion über den Strommarkt der Zukunft intensiv zu engagieren.

Ihr



Sigmar Gabriel

Bundesminister für Wirtschaft und Energie

Zusammenfassung

Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden mehr Verantwortung in der Stromversorgung übernehmen, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen.

Die Aufgabe des Strommarkts bleibt identisch. Er muss auch bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie Erzeugung und Verbrauch synchronisieren. Hierfür muss er zwei Funktionen erfüllen: zum einen dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind (Vorhaltefunktion), und zum anderen, dass diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion).

Das Grünbuch beschäftigt sich damit, wie diese Funktionen zukünftig erfüllt werden. Dabei steht im Fokus, das zukünftige Marktdesign und den Ordnungsrahmen für den Stromsektor so zu gestalten, dass die Stromversorgung sicher, kosteneffizient und umweltverträglich ist. Für die zwei Funktionen des Strommarktes besteht vor diesem Hintergrund unterschiedlicher Handlungsbedarf.

Der Einsatz verfügbarer Kapazitäten muss optimiert werden. Das Grünbuch enthält eine Reihe von Maßnahmen, um die Einsatzfunktion des Strommarktes sicherer und effizienter zu erfüllen. Hierzu zählen insbesondere die Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung, der Netzausbau und die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte. Diese verstehen sich als „Sowieso-Maßnahmen“, d. h. sie sind in jedem Fall sinnvoll und wichtig für den sich wandelnden Strommarkt.

Die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten erfordert eine Grundsatzentscheidung. Für die langfristige Entwicklung des Strommarktes stehen zwei grundsätzliche Lösungsansätze zur Verfügung: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem Strommarkt einen zweiten Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten einführen (Kapazitätsmarkt)?

Die Unsicherheiten der Übergangsphase sollten in jedem Fall mit einer Kapazitätsreserve als zusätzlicher Absicherung adressiert werden. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Strommarkt optimiert, aber in seiner heutigen Grundstruktur beibehalten wird, als auch bei Einführung eines Kapazitätsmarktes. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Schaffung von Kapazitätsmärkten von der Grundsatzentscheidung bis zur vollen Funktionsfähigkeit mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Es ist daher in jedem Fall geboten, für die Übergangsphase ein Sicherheitsnetz in Form einer Kapazitätsreserve einzuziehen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie konsultiert das Grünbuch. Der Konsultation wird Ende Mai 2015 ein Weißbuch folgen. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert werden (bis September 2015). Daran wird sich die notwendige Gesetzgebung anschließen.

Summary

The electricity market is undergoing a period of transition. Renewable energy will take on a greater role in the power supply as the use of nuclear energy in Germany will end in 2022 and the European markets for electricity will continue to grow together.

The role of the electricity market will remain the same. It must maintain a balance between power generation and consumption, especially in view of the fact that the shares of wind and solar energy in the power supply mix increase. To achieve this, it has to fulfil two tasks: Firstly, it must ensure that sufficient capacity is available (i.e. the maintaining of reserve capacity) and secondly, that this capacity is used at the right time and to the extent necessary (i.e. appropriate use of capacity).

The Green Paper is concerned with how these two tasks will be fulfilled in the future. It focusses on how to develop a future market design and regulatory framework for the electricity sector that ensures that the power supply is secure, cost-efficient and environmentally friendly. Against this background, various actions must be taken to accomplish the two tasks.

The use of available capacity must be optimised. The Green Paper contains a number of measures that seek to fulfil the task of appropriate use of capacity in a more secure and efficient way. They include improving the balancing group management, expanding the network and further developing the balancing energy markets. These measures are deemed to be “no regret” measures, i.e. they make good sense in every scenario and are important for the changing electricity market.

The maintaining of sufficient capacity requires a decision of principle. Two basic approaches are available for the long-term development of the electricity market: Do we want an optimised electricity market (electricity market 2.0) with a credible legal framework that investors can rely on and which allows electricity consumers to independently determine through their demand how much capacity is maintained – or do we want to set up a further market alongside the electricity market for the maintaining of reserve capacity (capacity market)?

The uncertainties of the transition period should be addressed in each case by maintaining reserve capacity as an additional safeguard. This applies both in the case that the electricity market is optimised while its current fundamental structure is maintained and in the case that a capacity market is introduced. International experience shows that the creation of capacity markets takes several years from the fundamental decision until the time that they become fully operational. It is therefore necessary in any case to build a safeguard into the system in the form of reserve capacity for the transition phase.

The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy shall consult the Green Paper. The consultation will be followed by a White Paper at the end of May 2015. The White Paper will also be publicly consulted (until September 2015). This will be followed by the drafting of the necessary legislation.

Einleitung

Das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gibt die Richtung der deutschen Energiepolitik vor. Die Energieversorgung soll umweltverträglicher werden und dabei sicher und kosteneffizient bleiben. Der konkrete Umbau der Energieversorgung erfolgt auf der Grundlage des Energiekonzeptes der Bundesregierung von 2010 und der Energiewendebeschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011. Alle Parteien im Deutschen Bundestag befürworten die Energiewende. Die Bundesregierung hat die Ziele des Energiekonzeptes zuletzt im zweiten Monitoringbericht „Energie der Zukunft“ vom 8. April 2014 ausdrücklich bekräftigt. Die Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung der Energiewende wird ein stärkeres Gewicht erhalten, um die Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskraft des Industrie- und Produktionsstandortes Deutschland zu erhalten und bezahlbare Preise für die Endkunden zu gewährleisten. Dadurch kann die Energiewende zu einem ökologischen und ökonomischen Erfolgsprojekt werden.

Quantitative Ziele leiten den mittel- und langfristigen Umbau des Stromsektors. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 20 Prozent gegenüber 2008 sinken. Die erneuerbaren Energien sollen bis 2025 40 bis 45 Prozent und bis 2035 55 bis 60 Prozent zum Stromverbrauch beitragen. Für 2050 hat die Bundesregierung weitere Ziele gesetzt: Die Treibhausgasemissionen sollen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent gegenüber 2008 zurückgehen, wozu auch eine Verringerung des Stromverbrauchs beitragen soll. Gleichzeitig soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen.

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Die Liberalisierung und der europäische Binnenmarkt steigern die Effizienz des Stromversorgungssystems und verringern durch Ausgleichseffekte den Bedarf an Erzeugungskapazitäten im europäischen Verbund. Der Zubau von Erzeugungskapazitäten, insbesondere von erneuerbaren Energien, und der Abbau von Überkapazitäten, der heute zu beobachten ist, werden in den kommenden Jahren anhalten. Bis zum Ende des Jahres 2022 werden darüber hinaus rund 12 Gigawatt Kernkraftwerksleistung in Deutschland vom Netz gehen. Gleichzeitig bewegen wir uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren. Neue erneuerbare Energien-Anlagen müssen dabei dieselbe Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen wie konventionelle Kraftwerke.

Der Strommarkt soll Erzeugung und Verbrauch weiterhin effizient synchronisieren. Er soll dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten – d.h. Erzeuger oder flexible Verbraucher – vorhanden sind, damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist (Vorhaltefunktion). Gleichzeitig muss er dafür sorgen, dass diese Kapazitäten so eingesetzt werden, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sind (Einsatzfunktion).

Heute gilt es, die beste Architektur für den Strommarkt der Zukunft zu finden. Im Kern geht es um folgende Frage: Wie sollen das zukünftige Marktdesign und der Ordnungsrahmen für den Stromsektor aussehen, um bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten?

Mit dem Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine strukturierte Diskussion und eine informierte politische Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign ermöglichen:

- Teil I analysiert **die Funktionsweise und die Herausforderungen des Strommarktes** (Kapitel 1 – 3).
- Teil II stellt Maßnahmen zur Diskussion, die für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher sorgen. Diese Maßnahmen sind unabhängig von der Grundsatzentscheidung in Teil III sinnvoll („**Sowieso-Maßnahmen**“). Neben dem Strommarktdesign sind dabei auch die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierende Instrumente, d. h. der gesamte Ordnungsrahmen für den Stromsektor, relevant. Im Einzelnen betrifft das die Stärkung der Preissignale auf dem Strommarkt (Kapitel 4), den Netzausbau und -betrieb (Kapitel 5) sowie die Erhaltung einer einheitlichen Preiszone (Kapitel 6), die europäische Integration des Strommarktes (Kapitel 7) und Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele (Kapitel 8).
- Teil III diskutiert Lösungsansätze, die dafür sorgen, dass jederzeit **ausreichend Kapazitäten** verfügbar sind. Dabei geht es um eine **Grundsatzentscheidung**: Vertrauen wir auf einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) oder führen wir zusätzlich einen zweiten Markt (Kapazitätsmarkt) für die Vorhaltung von Kapazität ein (Kapitel 9)? In beiden Fällen ist die Zusammenarbeit mit den europäischen Nachbarländern wichtig (Kapitel 10). Die derzeitige Übergangsphase ist zudem mit Unsicherheit verbunden. Daher sollte die Stromversorgung mittels einer Kapazitätsreserve abgesichert werden (Kapitel 11).

Dieses Grünbuch eröffnet eine öffentliche Konsultation.

Diese wird im März 2015 abgeschlossen. Der Konsultation wird Ende Mai 2015 ein Weißbuch mit konkreten Maßnahmen folgen. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert werden (bis September 2015). Daran wird sich die notwendige Gesetzgebung anschließen. Parallel führt das BMWi Gespräche mit unseren Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission, da gemeinsame Lösungen im Rahmen des europäischen Binnenmarktes Kostenvorteile aufweisen.

Die Stellungnahmen zum Grünbuch können bis zum 1. März 2015 an folgende E-Mail-Adresse geschickt werden: gruenbuch-strommarkt@bmwi.bund.de.

Teil I: Der Strommarkt heute und morgen

Die folgenden drei Kapitel beschreiben die Funktionsweise des Strommarktes¹ (Kapitel 1), analysieren die Herausforderungen, vor denen er steht (Kapitel 2), und stellen dar, welche Bedeutung die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage für den Strommarkt in Zukunft hat (Kapitel 3).

¹ Das Grünbuch behandelt die Großhandelsmärkte für Strom, nicht die Vermarktung elektrischer Energie durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) an die Endverbraucher.

Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes

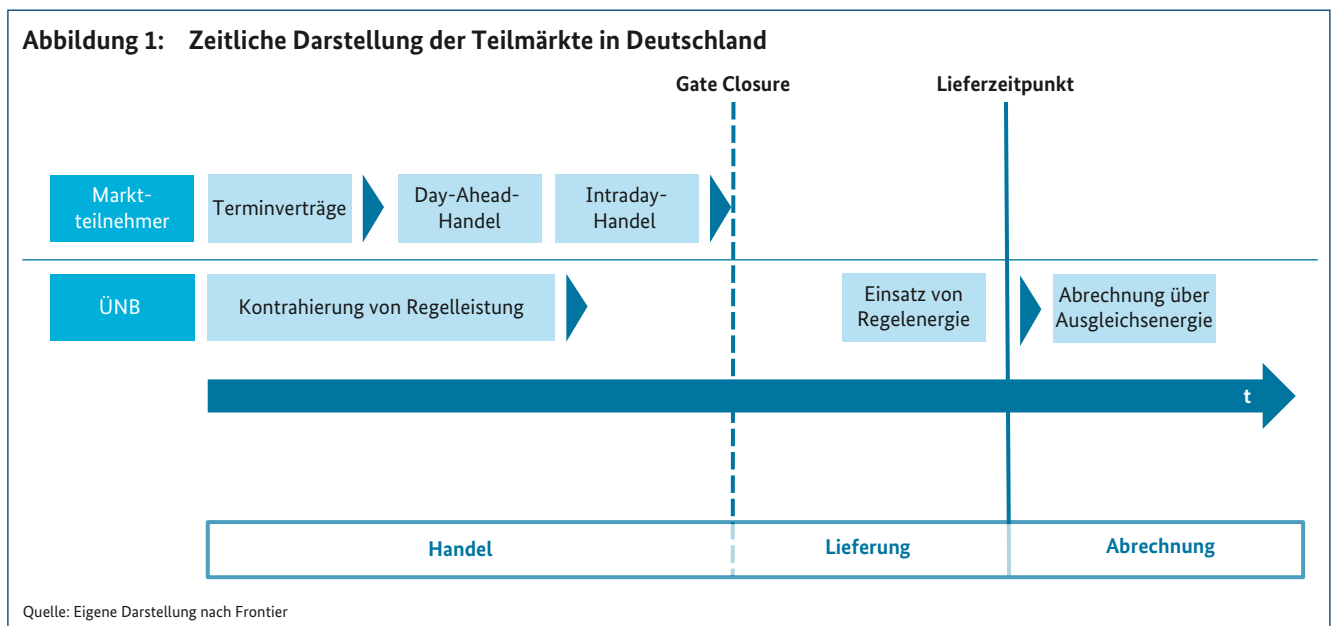
Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten (1.1), die das Preissignal erzeugen, an dem sich Erzeugung und Verbrauch ausrichten (1.2). Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen unvorhersehbare Abweichungen mit Regelleistung aus (1.3). Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung (1.4). Das Zusammenspiel dieser Mechanismen führt dazu, dass der Strommarkt Arbeit und Leistung vergütet (1.5). Die Übertragungsnetzbetreiber beheben Netzengpässe mittels Netzausbau und übergangsweise mit Hilfe von Redispatch-Maßnahmen (1.6).

1.1 Die Teilmärkte ermöglichen einen effizienten Stromhandel

Strom wird an der Börse und außerbörslich gehandelt.

An der Strombörse – für Deutschland der European Energy Exchange EEX in Leipzig und der European Energy Exchange EPEX SPOT in Paris – werden standardisierte Produkte in einem transparenten Verfahren ge- und verkauft. Überwiegend schließen Unternehmen aber weiterhin direkte Lieferverträge mit Stromerzeugern ab. Der Handel mit diesen außerbörslichen Lieferverträgen wird „Over the Counter“ (OTC) genannt.

Der Handel erfolgt am Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt. Auf dem Terminmarkt können Unternehmen Lieferungen bis zu sechs Jahre im Voraus vereinbaren, wobei insbesondere die jeweils drei nächsten Jahre sehr liquide gehandelt werden. Die entsprechenden Produkte heißen an der Börse „Futures“, im OTC-Handel wird von „Forwards“ gesprochen. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead- und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Stromlieferungen für den kommenden Tag auktioniert. Anbieter und Nachfrager müssen ihre Gebote jeweils am Vortag bis 12 Uhr abgeben. Je näher der Zeitpunkt der vereinbarten Stromlieferung heranrückt, umso besser können die Marktteilnehmer die tatsächliche Einspeisung und den realen Verbrauch abschätzen. Um Fehlmengen oder Überschüsse so gering wie möglich zu halten und die verfügbaren Erzeugungsanlagen kosteneffizient einzusetzen, können die Marktteilnehmer daher nach Abschluss der Day-Ahead-Auktion auf dem Intraday-Markt sehr kurzfristig mit Strommengen für Zeitspannen von Viertelstunden bis Stundenblöcken handeln. An der Börse endet der Intraday-Handel 45 Minuten vor der Lieferung („Gate Closure“). OTC können Unternehmen bis 15 Minuten vor der Lieferung handeln.



Der deutsche Strommarkt ist mit den Strommärkten von 15 Nachbarstaaten² gekoppelt. Der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt wird für die gekoppelten Märkte gemeinsam ermittelt. Dabei geben Stromanbieter und -nachfrager ihre Gebote in ihren jeweiligen nationalen Day-Ahead-Marktzonen³ ab. In einem iterativen Prozess wird dann die Stromnachfrage in der Marktzone durch die günstigsten Stromangebote aus allen Marktgebieten bedient, bis die Verbindungen zwischen den Marktzonen (Grenzkuppelstellen) ausgelastet sind. Solange die Grenzkuppelstellen von ihrer Kapazität her⁴ ausreichen, gleichen sich die Preise in den Marktgebieten an. Durch die Marktkopplung wird die nationale Stromnachfrage durch das international günstigste Angebot gedeckt. Dies führt dazu, dass insgesamt weniger Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage nötig sind (siehe Kapitel 2.1).

1.2 Die Strompreissignale steuern Erzeuger und Verbraucher

Der Börsenpreis ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Am Strommarkt kommen zuerst die Erzeugungsanlagen mit den geringsten variablen Kosten zum Zug („Merit-Order“). So werden die Kosten der Stromversorgung minimiert. In der Regel entspricht der Börsenpreis für Strom den variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage im Einsatz. Diese Anlage wird als „Grenzkraftwerk“ bezeichnet. Der Börsenpreis wird dann auch Grenzkostenpreis genannt.

Erzeugungsanlagen, deren variable Kosten geringer sind als die variablen Kosten des Grenzkraftwerks, können Deckungsbeiträge erzielen. Liegen die variablen Kosten eines Kraftwerks unterhalb der Kosten des Grenzkraftwerks, erwirtschaftet dieses Kraftwerk eine Marge. Aus dieser Marge können Fixkosten der Anlage (wie Personal- und Kapitalkosten) bedient werden (Deckungsbeitrag). Die variablen Kosten eines Kraftwerks hängen hauptsächlich von den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad der Anlage oder den CO₂-Kosten ab. Derzeit erwirtschaften in Deutschland Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (Grenzkosten nahe

null), Kern- und Kohlekraftwerke sowie die Mehrzahl der Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in vielen Stunden des Jahres Deckungsbeiträge.

Setzen die Stromnachfrage oder Erzeuger, die ihre Fixkosten einpreisen, den Strommarktpreis, können auch sehr teure Grenzkraftwerke Deckungsbeiträge erzielen.

Wenn die Grenzen der verfügbaren Erzeugungskapazitäten erreicht werden, kann der Ausgleich von Angebot und Nachfrage entweder durch Lastmanagement (d.h. Lastreduktion durch flexible Verbraucher) oder die letzte Erzeugungseinheit erfolgen. Dann kann der Preis am Strommarkt über die variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage steigen. In diesen Situationen erfolgt die Preisbildung auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher (Lastmanagement) oder durch Erzeuger, die ihre Fixkosten einpreisen. So sind Verbraucher, die aus dem Strom einen hohen Nutzen ziehen, bereit, in einzelnen Stunden hohe Preise zu zahlen. Diese Preise können über den variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen. Wenn der Preis den Nutzen übersteigt, können Verbraucher ihren Strombezug freiwillig reduzieren. Bereits am Terminmarkt gekaufter Strom könnte in diesem Fall gewinnbringend weiterverkauft werden. Diese Preissetzung wird auch als „peak-load pricing“ bezeichnet.

1.3 Die Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen kurzfristig aus

Es muss zwischen dem kommerziellen Marktergebnis, d.h. dem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, und dem physikalischen Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch unterschieden werden. Wenn der Stromhandel ein Marktergebnis erzielt, bei dem Angebot und Nachfrage an den Stromteilmärkten ausgeglichen sind, bedeutet dies nicht automatisch, dass auch die physikalische Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Gleichgewicht sind. Eine Abweichung zum kommerziellen Marktergebnis kann beispielsweise auftreten, wenn die tatsächliche Einspeisung oder der tatsächliche Verbrauch durch unvorhersehbare Ereignisse (wie Kraftwerksausfälle, veränderte

2 Deutschland und Österreich verfügen über eine gemeinsame Gebotszone. Direkt gekoppelt über einen gemeinsamen Market Clearing Algorithmus ist Deutschland mit den nordischen Staaten (Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden), mit Großbritannien und den anderen Staaten Zentralwesteuropas (Belgien, Frankreich, Luxemburg, Niederlande) sowie indirekt mit den baltischen Staaten und Polen, die über einen gemeinsamen Market Coupling Algorithmus mit dem nordischen Markt gekoppelt sind.

3 Auch Preis- bzw. Gebotszone genannt.

4 Engpässe sollen möglichst effizient bewirtschaftet werden.

Witterungsbedingungen oder einen kurzfristig veränderten Verbrauch) von den Prognosen, die dem Stromhandel zu Grunde lagen, abweichen.

Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen aus. Um das physikalische Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu sichern, beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung. Sie berechnen, welche Leistung sie für die Systemsicherheit benötigen. Über Ausschreibungen am Regelleistungsmarkt erwerben sie die entsprechenden Kapazitäten und damit die Möglichkeit, Erzeugung oder Verbrauch kurzfristig anzupassen. Dabei unterscheiden Übertragungsnetzbetreiber zwischen drei Arten von Regelleistung: Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen, Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten und Minutenreserve (Tertiärregelleistung) innerhalb einer Viertelstunde. Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden außerdem positive und negative Regelleistung. Positive Regelleistung wird durch höhere Erzeugung oder geringeren Verbrauch erbracht. Negative Regelleistung wird hingegen durch geringere Erzeugung oder höheren Verbrauch erbracht.

1.4 Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem steuert die Synchronisierung

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung. Zusammen mit der Regelleistung sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Es umfasst insbesondere die Pflichten, alle Erzeuger und Verbraucher in Bilanzkreisen zu erfassen (Bilanzkreispflicht), auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne anzumelden und einzuhalten (Pflicht zur Bilanzkreistreue) sowie unvorhergesehene Fahrplanabweichungen durch Ausgleichsenergie abzurechnen (Ausgleichsenergiesystem).

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch wird über Bilanzkreise abgerechnet. Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto, geführt von einem Bilanzkreisverantwortlichen. Ein Bilanzkreis umfasst beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die gesamte Erzeugung und Gesamtnachfrage eines Energieversorgers. Es gibt zudem reine Handelsbilanzkreise, die nur gehandelte Strommengen umfassen. Jeder Erzeuger und jeder Verbraucher in Deutschland ist in einem Bilanz-

kreis erfasst. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden im Rahmen der Fahrplananmeldung für jede Viertelstunde des Folgetages an, wie viel Strom sie mit welcher Erzeugungsanlage in das Netz einspeisen oder an welchem Netzananschlusspunkt sie Strom aus dem Netz entnehmen wollen. Die Fahrpläne umfassen auch den geplanten Stromtausch mit anderen Bilanzkreisen gemäß den Ergebnissen des Strommarktes.

Der zentrale Anreiz dafür, Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren, sind die Ausgleichsenergiekosten. Der Einsatz von Regelleistung zum Ausgleich physikalischer Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch stellt sicher, dass die Differenzen zwischen Fahrplananmeldung und Ist-Zustand im Saldo über die gesamte Regelzone ausgeglichen werden. Diese Kosten für den Einsatz der Regelleistung werden über das Ausgleichsenergiesystem abgerechnet. D. h. weicht ein Bilanzkreis im Saldo von seinem Fahrplan ab, muss er die Kosten für den Einsatz der Regelleistung tragen. Die Ausgleichsenergiekosten sollen so wie eine Strafzahlung für Abweichungen vom angemeldeten Fahrplan wirken. Sie sind der zentrale Anreiz dafür, Bilanzkreise auszugleichen (siehe zur Weiterentwicklung Kapitel 4.2).

1.5 Der Strommarkt vergütet Arbeit und Leistung

Der Strommarkt vergütet neben der Arbeit auch Leistung. Arbeit umfasst die bereitgestellte Energie (man spricht dann von Kilowatt- oder Megawattstunde). Leistung beschreibt die Erzeugungskapazität und damit die Möglichkeit zur Energiebereitstellung (man spricht dann von Kilo- oder Megawatt). An den Spotmärkten wird *explizit* nur elektrische Arbeit gehandelt. Daher wird oft vom „Energy only Markt“ (EOM) gesprochen. *Implizit* vergütet der Strommarkt Leistung auf Terminmärkten, Spotmärkten (insbesondere in Form der in Kapitel 1.2 beschriebenen Deckungsbeiträge) und in Strombezugsverträgen. *Explizit* vergütet der Strommarkt Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder Absicherungsverträgen.

Mit der elektrischen Arbeit wird implizit immer auch die dafür erforderliche Leistung gehandelt und vergütet. Die impliziten Vergütungen von Leistung resultieren aus dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem (siehe Kapitel 1.4) sowie den unbedingten Lieferverpflichtungen für die gehandelte Arbeit. Die Versorger sind verpflichtet, ihre Lieferverpflichtungen für die gehandelte Arbeit zu erfüllen.

Dafür müssen sie entsprechende Kapazitäten vorhalten oder kontrahieren. Bei Abweichungen müssen sie Ausgleichsenergiekosten zahlen. So entstehen bereits im heutigen Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem Anreize, ausreichend Kapazitäten von Erzeugungsanlagen oder flexible Leistung von Verbrauchern für die Erfüllung der Lieferverpflichtungen vorzuhalten (siehe Frontier/Formaet 2014 und r2b 2014) sowie die Preis- und Mengenrisiken abzusichern (r2b 2014). In Zeiten von Überkapazitäten ist diese implizite Vergütung von Leistung gering. Sie steigt, je knapper die Kapazitäten am Strommarkt sind.

1.6 Redispatch ist die Antwort auf vorübergehende Netzengpässe

Netzengpässe behindern den Stromtransport zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Innerhalb Deutschlands wird Strom zunehmend in Windkraftanlagen im Norden und Osten der Republik erzeugt. Zahlreiche Lastzentren aber liegen überwiegend im Süden und Westen Deutschlands. Ohne ausreichenden Netzausbau können sich die existierenden Netzengpässe zwischen Norden und Süden weiter verschärfen (siehe auch Kapitel 5 und 6).

Bei Netzengpässen passen die Übertragungsnetzbetreiber die Fahrweise von Kraftwerken an. Die Übertragungsnetzbetreiber errechnen unter anderem auf Basis der Fahrplananmeldungen die voraussichtlichen Stromflüsse durch die Leitungen des Übertragungsnetzes. Erwartet sie auf der Grundlage dieser Lastflussberechnung Netzengpässe oder netzkritische Situationen, können sie Kraftwerke, Wind- und Solaranlagen anweisen, ihre geplante Stromproduktion anzupassen, um diese Engpässe gezielt zu vermeiden. Dieses Verfahren wird Redispatch genannt (siehe Kapitel 5).

Redispatch kann auch bei Netzengpässen einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Übertragungsnetzbetreiber weisen Stromerzeuger vor dem erwarteten Netzengpass an, die Erzeugung in ihren Anlagen zu drosseln. Es werden zunächst konventionelle Anlagen angewiesen. Wenn dies nicht ausreicht, werden auch die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt. Hinter dem Netzengpass werden Kraftwerke hochgefahren, um die gedrosselte Stromproduktion in gleicher Leistung zu ersetzen. Die Anlagenbetreiber vor und hinter dem Netzengpass erhalten dafür eine finanzielle Kompensation. Die Kosten des Redispatches werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt. Im Jahr 2013 betrug sie in Deutschland 115 Millionen Euro (BMW 2014).

Kapitel 2: Herausforderungen

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs (2.1). Zentrale Aufgabe des Strommarktes ist es dabei, Versorgungssicherheit kosteneffizient zu gewährleisten und dafür Stromerzeugung und -verbrauch zu synchronisieren (2.2). Mindestenerzeugung im System kann eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch erschweren (2.3).

2.1 Der Strommarkt befindet sich in den kommenden Jahren in einer Phase des Übergangs

Der Strommarkt ist liberalisiert. Bis 1998 hatten Stromversorger feste Versorgungsgebiete. Stromversorgung und Netze waren zumeist in einer Hand. Diese Monopole wurden aufgelöst. Wettbewerb sorgte dafür, dass die Stromerzeugung und der Stromvertrieb effizienter wurden.

Die europäischen Märkte sind weitgehend gekoppelt und wachsen weiter zusammen. Die Kopplung der nationalen Strommärkte ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes. In gekoppelten Märkten wird Strom unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazitäten gleichzeitig gehandelt. Damit können Erzeugungskapazitäten und Netze besser ausgenutzt werden (siehe Kapitel 1.1).

Die Liberalisierung der Strommärkte und der EU-Binnenmarkt für Elektrizität tragen zu den derzeit vorhandenen Überkapazitäten bei. Der Wettbewerb und die Kopplung nationaler Märkte haben dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und gehandelt wird und weniger Kraftwerke benötigt werden. Damit sind Überkapazitäten entstanden. Diese wurden durch den Zubau von erneuerbaren Energien, die Inbetriebnahme neuer fossiler Kraftwerke und die Wirtschaftskrise in Europa, die zu einer unerwartet niedrigen Nachfrage geführt hat (CEPS 2014), verstärkt. Die Überkapazitäten summieren sich gegenwärtig auf rund 60 Gigawatt in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet (siehe Kapitel 7).

Die Überkapazitäten und die niedrigen CO₂-Preise führen gegenwärtig zu niedrigen Großhandelspreisen. Diese entlasten einerseits die Stromverbraucher, die am Großhandelsmarkt einkaufen; andererseits verringern sie die Wirtschaftlichkeit von Bestands- und Neubaukraftwerken und erhöhen den Förderbedarf für erneuerbare Energien. Der-

zeit werden zahlreiche Kraftwerke von ihren Betreibern stillgelegt. Dieser erforderliche Marktberaumungsprozess wird in den kommenden Jahren anhalten.

Viele Studien gehen davon aus, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke mittelfristig verbessert. Durch den Abbau von Überkapazitäten wird sich das Preisniveau voraussichtlich stabilisieren (Frontier et al. 2014, r2b 2014). Damit wird sich die Wirtschaftlichkeit von Bestands- und Neubaukraftwerken, erneuerbaren Energien und Speichern verbessern. Dies gilt insbesondere, wenn zukünftig die Stromnachfrage gelegentlich den Strommarktpreis setzt (siehe „peak-load pricing“ in Kapitel 1.2). Die Frage, ob ein optimierter Strommarkt dafür sorgt, dass eine sichere Versorgung der Verbraucher stets gewährleistet ist, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden soll, wird in Teil III diskutiert.

In der ersten Phase der Energiewende hat sich der derzeitige Strommarkt grundsätzlich bewährt. In dieser Phase sind die erneuerbaren Energien auf einen Anteil von rund 25 Prozent an der Stromerzeugung angewachsen. 2011 wurden acht Kernkraftwerke mit einer Erzeugungskapazität von insgesamt rund acht Gigawatt endgültig stillgelegt. Der Markt hat dabei bemerkenswerte Anpassungsleistungen gezeigt. So haben beispielsweise Betreiber von konventionellen Kraftwerken aufgrund entsprechender Preissignale ihre Betriebsweise in einem Umfang an die zunehmend volatilere Residuallast angepasst, der vor wenigen Jahren für technisch unmöglich gehalten wurde. Gleichzeitig wurden Innovationen im Lastmanagement erprobt.

Bis 2022 steigt Deutschland aus der Kernenergie aus. Bis 2022 werden hierdurch weitere Erzeugungskapazitäten in Höhe von rund 12 Gigawatt stillgelegt.

Erneuerbare Energien werden weiterhin im Rahmen des vom Erneuerbare-Energien-Gesetz definierten Ausbaukorridors stark ausgebaut. Hierbei nehmen Windenergie und Photovoltaik die tragende Rolle ein. Wind und Sonne sind die Energiequellen mit den größten Potentialen und den geringsten Kosten. Sie sind jedoch dargebotsabhängig, das heißt, die Stromproduktion hängt vom Wetter ab. Diese kann saisonal und tageszeitlich stark schwanken.

Der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die Anforderungen an den thermischen Kraftwerkspark. Der Gesamtbedarf an fossilen Kraftwerken und insbesondere

der Bedarf an Grund- und Mittellastkraftwerken sinkt, während der Bedarf an flexiblen Spitzenlasttechnologien und Lastmanagement steigt.

Der Strommarkt reagiert zunehmend flexibler auf die fluktuierende Stromerzeugung der erneuerbaren Energien; größere Verbraucher nehmen zunehmend aktiv am Strommarkt teil, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können (Lastmanagement). Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf das fluktuierende Angebot aus Wind und Sonne reagieren. Dieser Übergang wird in den nächsten Jahren stattfinden.

2.2 Synchronisierung: Eine Aufgabe, zwei Funktionen

Der Strommarkt hat im Kern eine Synchronisierungsaufgabe. Elektrische Energie kann im Stromnetz nicht gespeichert werden. Der Strommarkt muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Um diese Synchronisierungsaufgabe zu erfüllen, hat der Strommarkt zwei zentrale Funktionen: eine Vorhalte- und eine Einsatzfunktion.

Der Strommarkt hat zum einen eine Vorhaltefunktion (ausreichende Kapazitäten): Damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist, müssen ausreichend Kapazitäten – d. h. Erzeuger oder flexible Verbraucher – am Markt vorhanden sein. Preissignale müssen dafür sorgen, dass die Marktakteure den entsprechenden effizienten Technologiemix aus flexiblen Erzeugern und flexiblen Verbrauchern bereitstellen und rechtzeitig in neue Kapazitäten auf der Erzeugungs- oder Verbrauchsseite (Lastmanagement) investieren. Die Marktakteure nutzen für ihre Investitionsentscheidungen in die Zukunft gerichtete Marktpreisprognosen und Preisnotierungen im Terminmarkt. Lassen diese erwarten, dass sich Investitionen rentieren, liegt eine wesentliche Voraussetzung für eine positive Investitionsentscheidung vor.

Kurz- bis mittelfristig sind ausreichend Kapazitäten vorhanden. Die bestehenden Kapazitäten können in den kommenden Jahren eine sichere Versorgung der Verbraucher mit Strom gewährleisten (ÜNB 2013; r2b 2014; Frontier et al. 2014; siehe auch Kapitel 9). Die derzeit zu beobachtenden

niedrigen Großhandelspreise unterstreichen die Tatsache, dass es gegenwärtig erhebliche Überkapazitäten gibt. Die teilweise angekündigten oder bereits realisierten Stilllegungen von Kraftwerken sind ein Zeichen dafür, dass der Strommarkt die richtigen Signale aussendet. Überkapazitäten müssen abgebaut werden.

Wie der Strommarkt auch langfristig für ausreichende Kapazitäten sorgen soll, um die Vorhaltefunktion zu erfüllen, wird gegenwärtig diskutiert. Die Frage, ob der Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizt, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt nötig ist, wird in Teil III diskutiert.

Der Strommarkt hat zum anderen eine Einsatzfunktion. Stromerzeugung und -verbrauch müssen jederzeit im Gleichgewicht sein. Es reicht daher nicht, dass technisch ausreichend Kapazitäten (installierte Leistung von Erzeugungsanlagen und flexible Leistung von Verbrauchern) vorhanden sind. Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt durch Preissignale auch jederzeit dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten im erforderlichen Umfang (d. h. in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden. Die Frage, welche Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltfreundlichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher nötig sind, wird in Teil II diskutiert.

Kapazitäten sind eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für Versorgungssicherheit.

Beispiel 1: Februar 2012 in Deutschland. Die Versorgungssituation war stundenlang angespannt, obwohl technisch ausreichend Kapazitäten vorhanden waren. Über mehrere Stunden konnte das System nur mit Hilfe eines hohen Regelleistungseinsatzes und weiterer kurzfristig aktivierbarer Reserven stabil gehalten werden. Die Ursache hierfür waren systematisch unterdeckte Bilanzkreise: Eine große Zahl von Bilanzkreisverantwortlichen hatte zu wenig Strom am Markt beschafft, um den tatsächlichen Verbrauch in ihren Bilanzkreisen zu decken. Dieses Beispiel verdeutlicht, wie wichtig die Einsatzfunktion des Strommarktes, insbesondere die richtigen Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichensystems und der Abbau von möglichen Hemmnissen, für die Versorgungssicherheit ist.

Beispiel 2: 7. Januar 2014 in den USA. Es gab an der Ostküste der USA im Stromnetz von PJM⁵ eine sehr kritische Versorgungssituation, obwohl durch den dortigen Kapazitätsmarkt mehr als genug Erzeugungskapazitäten vorgehalten wurden. An diesem Tag standen mehr als 40 Gigawatt oder 22 Prozent der Erzeugungskapazität dem Großhandelsmarkt nicht zur Verfügung, als sie dringend gebraucht wurden. Der Grund dafür war, dass diese Anlagen keinen ausreichenden Anreiz hatten, auch einsatzbereit zu sein und tatsächlich eingesetzt zu werden. PJM hat daher angekündigt, das Regelwerk für den Strommarkt zu überarbeiten (PJM 2014).

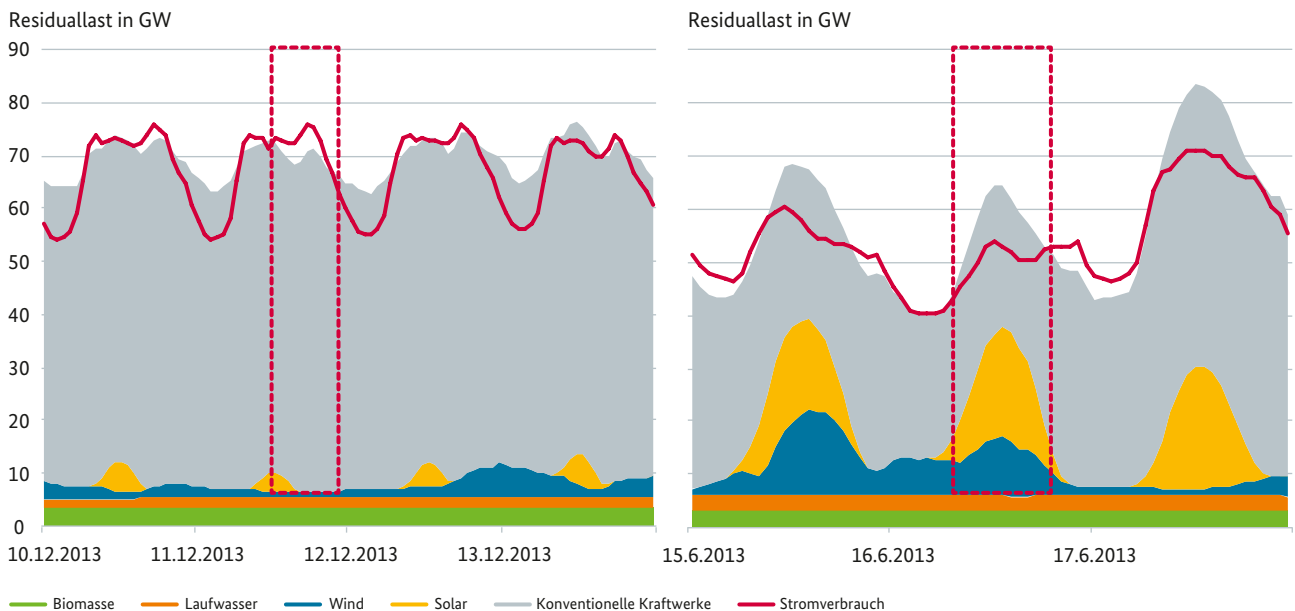
Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch muss auch in den zwei Extremsituationen, hohe und niedrige Residuallast, funktionieren. Die Residuallast ist der Stromverbrauch, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, sondern durch konventionelle Kraftwerke, Stromimporte oder Speicher gedeckt werden muss. Es können zwei Extremsituationen auftreten:

- 1. Maximale Residuallast:** Die Stromnachfrage ist hoch und es wird gleichzeitig wenig Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem kalten, windstillen Winterabend vorkommen.
- 2. Minimale Residuallast:** Die Stromnachfrage ist gering und es wird gleichzeitig viel Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem windigen und/oder sonnigen Wochenend- oder Feiertag vorkommen.

Abbildung 2: Beispiele für Situationen mit hoher und niedriger Residuallast

Hohe Residuallast:
hohe Stromnachfrage, wenig Wind- und Sonnenstrom

Niedrige Residuallast:
geringe Stromnachfrage, viel Wind- und Sonnenstrom



Quelle: Connect Energy Economics

5 PJM ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

Beide Extremsituationen stellen den Strommarkt vor Herausforderungen, die er sicher und kosteneffizient bewältigen muss. In Zeiten hoher Residuallast (hohe Stromnachfrage, wenig Wind- und Sonnenstrom) müssen flexible konventionelle Kraftwerke, Speicher oder Stromimporte aus dem Ausland die Nachfrage decken. Alternativ können flexible Verbraucher ihre Stromnachfrage reduzieren und z. B. bereits eingekauften Strom am Markt gewinnbringend verkaufen. Bei geringer Residuallast (geringe Stromnachfrage, viel Wind- und Sonnenstrom) sollen thermische Erzeuger herunterfahren, Speicher- sowie Exportmöglichkeiten genutzt oder flexible Verbraucher zugeschaltet werden. Auf diese Weise kann der zu niedrigen Grenzkosten angebotene Strom aus Wind- und Sonnenenergie effizient und sicher in das System integriert werden. Nur selten auftretende extreme Einspeisespitzen von Wind- und Sonnenenergie („letzte kWh“) sollten aberegelt werden (siehe Kapitel 5).

Die Herausforderung der minimalen Residuallast wird mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien größer. Heute, bei einem Anteil erneuerbarer Energien von rund 25 Prozent am Stromverbrauch, beträgt die minimale Residuallast ca. 15 Gigawatt. Der Strommarkt ist damit weit entfernt von einem „Überschuss“ erneuerbarer Energien. 2035 könnte die minimale Residuallast minus 25 Gigawatt betragen (Fraunhofer ISI 2014, siehe Abbildung 3). In solchen Situationen reichen die Exportmöglichkeiten für Strom in Nachbarmärkte voraussichtlich nicht mehr aus. Es ist deshalb wichtig, dass thermische konventionelle Erzeuger im Inland ihre Erzeugungsleistung weitestgehend reduzieren (siehe 2.3) und flexible Stromverbraucher in solchen Stunden ihre Nachfrage erhöhen können. Zukünftig werden diese flexiblen Verbraucher voraussichtlich auch aus anderen Sektoren wie dem Wärme- und dem Verkehrssektor kommen (Sektorenkopplung, siehe Kapitel 3). Ferner können Stromspeicher, z. B. in Form von Pumpspeicherkraftwerken, einen Beitrag zur Verstärkung der Residuallast leisten, indem sie in Zeiten hoher Stromeinspeisung Strom entnehmen.

2.3 Konventionelle Mindestenerzeugung kann die Synchronisierung erschweren

Bei geringer Residuallast (geringe Stromnachfrage, viel Wind- und Sonnenstrom) besteht derzeit noch eine sehr hohe konventionelle Mindestenerzeugung. Als Mindestenerzeugung wird hier die Stromproduktion bestimmter thermischer konventioneller Kraftwerke bezeichnet, die auch

noch bei geringer Residuallast und Börsenpreisen von null oder darunter erfolgt, insbesondere weil sie für die Systemicherheit im Netzbetrieb (Regelleistung, Blindleistung, Redispatch oder andere Systemdienstleistungen) erforderlich ist. Die Mindestenerzeugung beträgt heute situationsabhängig bis zu 25 Gigawatt, was mehr als einem Drittel der durchschnittlichen Last entspricht. Um die Versorgungssicherheit bei geringer Residuallast auch langfristig zu gewährleisten, sollte einerseits die Mindestenerzeugung gesenkt werden und andererseits sollten Erneuerbaren-Anlagen technisch weitgehend abregelbar sein, damit ein „Zuviel“ an Strom (Überspeisung) vermieden werden kann (Ecofys/Consentec 2013).

Es gibt verschiedene Gründe, warum es derzeit zu Mindestenerzeugung kommt. Mindestenerzeugung entsteht, wenn ein Kraftwerk Regelleistung (siehe Kapitel 4), Blindleistung (siehe Kapitel 5) oder Wärme (siehe Kapitel 8) bereitstellen muss. Wie Mindestenerzeugung kann auch die hohe Stromproduktion aus Braunkohle- und Kernkraftwerken bei geringer Residuallast wirken; Ursache dafür sind unter anderem hohe An- und Abfahrtskosten und lange Anfahrtdauer von Braunkohle- und Kernkraftwerken. Auch fossile Eigenerzeugung kann wie Mindestenerzeugung wirken, wenn sie etwa wegen Privilegierungen bei der EEG-Umlage, den Netzentgelten oder der Konzessionsabgabe nicht oder nur eingeschränkt auf das Preissignal reagiert.

Die Mindestenerzeugung kann bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien eine kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch bei niedriger Residuallast erschweren. Eine weiterhin hohe Mindestenerzeugung würde dann zu größeren Abregelungen von Erneuerbaren-Strom und häufigeren niedrigen bzw. sogar negativen Strompreisen führen. Daher ist es sinnvoll, die Mindestenerzeugung schrittweise zu senken.

Die Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen ist keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindestenerzeugung. Eine maßvolle Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen in seltenen Extremsituationen kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, beispielsweise weil Netzkapazität und Speicher für seltene Einspeisespitzen eingespart werden (siehe Kapitel 5). Die Abregelung ist jedoch keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindestenerzeugung. Bei umfangreicher Abregelung können höhere Kosten entstehen, als durch die Mindestenerzeugung kraftwerkseitig eingespart würden. Die untenstehende Graphik verdeutlicht die Zusammenhänge an einem Beispiel für das deut-

sche Stromerzeugungssystem (ohne weitere Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage): Bei gleichbleibender Mindesterzeugung müssten bei 60 Prozent Anteil erneuerbarer Energien 15 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien exportiert oder bei mangelnden Exportmöglichkeiten abgeregelt werden (Fraunhofer ISI 2014).

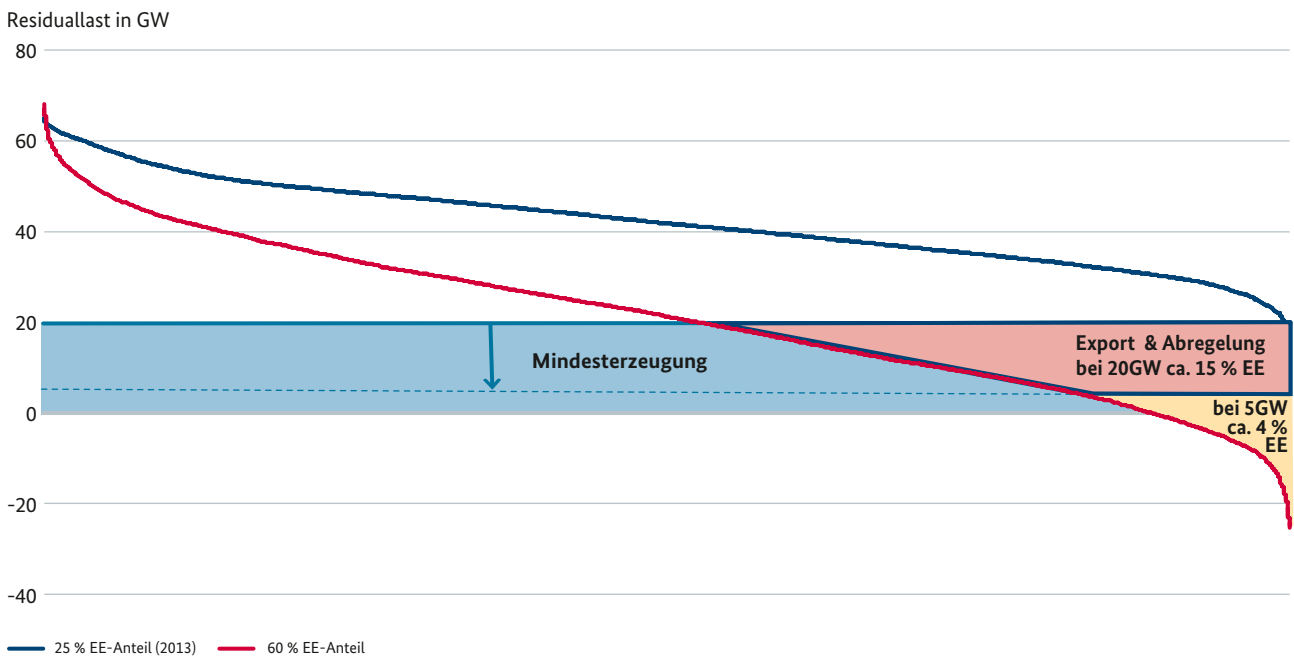
Die Rolle der Energieeffizienz:

Die steigende Energieeffizienz reduziert zugleich den Strombedarf „klassischer“ strombetriebener Geräte und Anlagen weiter, während „neue“ Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hinzukommen, deren Batterien oder Wärmespeicher flexibel geladen sind und zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen können.

Stromsparen ist eine besonders kostengünstige Möglichkeit zur Senkung der Systemkosten. Diese werden durch geringere Kosten für fossile und erneuerbare Kraftwerke sowie durch geringere Ausgaben für Brennstoffe erreicht. Seit dem Allzeithoch 2007 (622 TWh) ist der deutsche Stromverbrauch rückläufig und stetig gesunken (2013: 598 TWh; BMWi 2014a). Setzt sich dieser Trend fort und schreitet die Bundesrepublik weiter voran bei der Erreichung ihrer gesetzten Stromsparziele, senkt das die Systemkosten erheblich. Durch Stromeinsparungen könnten im Jahr 2035 Kostensenkungen zwischen 10 und 20 Mrd. Euro erreicht werden (Agora 2014).

Stromeffizienz und Stromeinsparungen durch effizientere Geräte und Anlagen können die Residuallast dauerhaft reduzieren, da die Steigerung der Stromeffizienz besonders in Zeiten hoher Residuallast wirkt.

Abbildung 3: Auswirkung der Mindesterzeugung bei zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien



Quelle: Fraunhofer ISI

Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort

Dem Strommarkt stehen aus technischer Sicht ausreichend Optionen, sog. Flexibilitätsoptionen, zur Verfügung, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit zu synchronisieren (3.1). Aus Gründen der Kosteneffizienz ist es erforderlich, Hemmnisse abzubauen und einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen untereinander möglich zu machen (3.2).

3.1 Flexibilitätsoptionen

Das technische Potential der Flexibilitätsoptionen ist weit größer als der tatsächliche Bedarf. Es bestehen zahlreiche Optionen, um Erzeugung und Verbrauch jederzeit sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu synchronisieren. Dies gilt auch für Zeiten maximaler und minimaler Residuallast. Aus dem großen bestehenden Angebot für Flexibilität im Strommarkt können daher vorrangig die günstigsten Optionen genutzt werden. Der Markt entwickelt zudem kontinuierlich weitere Lösungen. Die Optionen lassen sich wie folgt gruppieren (AG Interaktion 2012):

- **Flexible konventionelle und erneuerbare Erzeugung:** Thermische konventionelle und Bioenergie-Kraftwerke können ihre Stromproduktion an die Schwankungen des Verbrauchs und der Erzeugung von Windenergie- und Solaranlagen anpassen. Windenergie- und Solaranlagen wiederum können bei sehr geringer Residuallast oder begrenzter Netzkapazität ihre Erzeugung verringern (Abregelung).
- **Flexible Nachfrage:** Industrie, Gewerbe und Haushalte können teilweise ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Residuallast reduzieren und in Zeiten mit geringer Residuallast verlagern, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können. Es ist möglich, beispielsweise Wärme, Kälte oder Zwischenprodukte zu speichern oder Produktionsprozesse anzupassen. Bei geringer Residuallast kann mit Strom auch direkt Wärme erzeugt und damit Heizöl bzw. Gas eingespart werden. Auch Batterien von Elektroautos können verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast geladen werden.
- **Speicher** wie Pumpspeicher und Batteriespeicher können ebenfalls zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen, insbesondere zum Ausgleich der Schwankungen der Residuallast. Zusätzliche neuartige Speicher sind bislang in der Regel teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Ein erstes wirtschaftliches Anwendungsfeld von neuartigen Speichern könnte bei System-

dienstleistungen liegen. Zusätzliche neuartige Langzeitspeicher, die saisonale Schwankungen ausgleichen können, sind erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich.

- **Leistungsfähige Netze:** Gut ausgebaute Stromnetze ermöglichen den überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne. Darüber hinaus können bei gekoppelten Märkten auch die unterschiedlich verfügbaren Technologien effizienter genutzt werden (z. B. Wind und Sonne in Deutschland, Wasserkraftspeicher in den Alpen und in Skandinavien). Netzausbau verringert auch den erforderlichen Umfang von Redispatch-Maßnahmen und den Bedarf an netzstützenden Systemdienstleistungen.

3.2 Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen

Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen sollten auch in Zukunft im Wettbewerb gegeneinander antreten. Da das Potential an Flexibilitätsoptionen so vielfältig ist und weit größer als der tatsächliche Bedarf, und die Technologien zudem ständig weiterentwickelt werden, ist es nicht nötig, einzelne Technologien über die Forschungsförderung hinaus gezielt zu fördern. Aus ökonomischer Sicht sollten sich die kostengünstigen Lösungen in einem technologieoffenen Wettbewerb ergeben. Der Markt muss dabei – sowohl in statischer als auch in dynamischer Sicht – die richtigen Anreize zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen setzen.

Je breiter und direkter die Preissignale, desto geringer die Kosten. Die Kosten für die Erschließung der notwendigen technischen Potentiale sind umso geringer, je breiter und direkter die Preissignale wirken. Die Preissignale aus den Strommärkten (Höhe und Volatilität der Großhandelspreise, Preise am Regelleistungsmarkt, Opportunitätskosten im Wärme- und im Verkehrssektor) können auf diese Weise automatisch die jeweils kostengünstigste Option anreizen.

Aufgrund verschiedener Hemmnisse im Energiemarkt-design erreicht das Preissignal des Strommarkts derzeit jedoch einige Stromerzeuger und -verbraucher teilweise verzerrt; z. B. innerhalb des Stromsektors durch die Struktur der festen Bestandteile der Strompreise und an der Schnittstelle zum Wärme- und Verkehrssektor. Diese Flexibilitätshemmnisse müssen überprüft und adressiert werden, damit das Marktpreissignal gestärkt wird (siehe Kapitel 4.3).

Beispiel für verstärkte Marktpreissignale: Direktvermarktung erneuerbarer Energien

Das 2014 novellierte EEG verpflichtet Neuanlagen zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Anders als unter der festen Einspeisevergütung wirken sich bei der gleitenden Marktprämie die schwankenden Marktpreise auf das Erzeugungs- und Einspeiseverhalten der Erneuerbaren-Erzeuger aus.

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie sind selbst für die kurzfristige Prognose ihrer Produktion und den Ausgleich bei Abweichungen verantwortlich. Damit übernehmen sie dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke. Sie haben den Anreiz, die Methodik und Datengrundlage der Prognosen zu verbessern und somit Abweichungen zu verringern bzw. möglichst effizient auszugleichen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie schalten bei moderat negativen Preisen ab, sofern die technischen Voraussetzungen bereits gegeben sind. Sie tragen damit zur Systemsicherheit bei und entlasten die EEG-Umlage im Vergleich zu Anlagen, die in der festen Einspeisevergütung sind. Bei statischer Betrachtung erhöht sich die EEG-Umlage bei einer Abregelung bei moderat negativen Preisen in einem stärkeren Maße als bei Abregelung bei einem Preis von null. Bei dynamischer Betrachtung hingegen erweist sich die Abregelung bei moderaten negativen Preisen als kosteneffizient. Denn geringe negative Preise bieten ein Investitionssignal für die Flexibilisierung von konventioneller Erzeugung und der Nachfrage.

Wenn die technischen Voraussetzungen erfüllt sind, können Betreiber ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie zusätzlich am Regelleistungsmarkt vermarkten (siehe Kapitel 4.1). Insbesondere Biomasseanlagen erbringen zunehmend Regelleistung. Zukünftig sollte die Teilnahme am Markt für (negative) Regelleistung auch für Wind- und Photovoltaikanlagen möglich sein. Dadurch könnte die Mindest-erzeugung fossiler Kraftwerke verringert werden.

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten durch die Markt- und Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen möglichst bedarfsgerecht auszuliegen. Biomasseanlagen haben mit der Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen flexibel auszuliegen und zukünftig vor allem bei hohen Strompreisen einzuspeisen. Auch Wind- und Photovoltaik-Anlagen können z. B. durch Schwachwindturbinen oder Ost-West-Ausrichtung eine gleichmäßigere Einspeisung erzielen und in Zeiten hoher Strompreise die hohe Nachfrage besser decken.

Teil II: Maßnahmen für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz aller Erzeuger und Verbraucher („Sowieso-Maßnahmen“)

Teil II des Grünbuchs stellt Maßnahmen zur Diskussion, die für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexible Verbraucher erforderlich sind. Diese Maßnahmen betreffen den gesamten Ordnungsrahmen für den Stromsektor. Relevant sind das Marktdesign selbst ebenso wie die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierenden Instrumente (Kapitel 4 bis 8). Die Maßnahmen sollten unabhängig von der Frage ergriffen werden, ob ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Sie sollten „sowieso“ umgesetzt werden, ungeachtet der im Teil III beschriebenen Richtungsentscheidung zu Kapazitätsmärkten.

Kapitel 4:

Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

Erzeuger und Verbraucher sollten auf das fluktuierende Angebot von Strom aus Wind und Sonne zunehmend flexibel reagieren. Die Marktpreise signalisieren, welche Art von Flexibilität in welchem Umfang benötigt wird. Für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen sollten die Marktpreissignale möglichst unverzerrt die Erzeuger und Verbraucher erreichen und neue Marktteilnehmer ungehinderten Zugang zum Markt erhalten (siehe Kapitel 3). Dieses Kapitel stellt Maßnahmen für eine Stärkung der Marktpreissignale vor. Hierzu gehören die Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte (4.1), die Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue (4.2) und die Weiterentwicklung der Struktur der Entgelte, Umlagen und Abgaben (4.3).

4.1 Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln

Kapitel 4.1 umfasst mögliche Verbesserungen bei den Spotmärkten und den Regelleistungsmärkten. Beide Teilmärkte wurden in der Vergangenheit bereits sinnvoll weiterentwickelt. Dennoch besteht weiterhin Verbesserungspotential.

Den Wettbewerb auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten stärken

Der Wettbewerb an den Spotmärkten ist bereits stark ausgeprägt. Beim Handel am Day-Ahead- und Intradaymarkt der Börse EPEX SPOT trifft eine große Anzahl von Nachfragern auf eine große Anzahl von Anbietern. In einem transparenten Verfahren sorgt die Börse dafür, dass jeweils die günstigsten Angebote zuerst berücksichtigt werden. Der Spotmarkt unterstützt so eine kosteneffiziente Synchronisation von Angebot und Nachfrage. Die Börse hat das Produktdesign in den vergangenen Jahren erheblich weiterentwickelt und an die Bedürfnisse von Anbietern und Nachfragern angepasst.

Viertelstundenprodukte erleichtern die Integration erneuerbarer Energien. Seit 2011 bietet die Börse am Intradaymarkt die Möglichkeit, viertelstündliche Stromlieferungen zu handeln. Zuvor war die kleinste Einheit eine Stunde. Diese Änderung hat den Wettbewerb gestärkt und die Möglichkeiten zur Vermarktung und Integration von erneuerbaren Energien sowie zur Bewirtschaftung der Bilanzkreise verbessert. Erstens können neue Anbieter wie

beispielsweise Speicher und Lasten diese kürzeren Produkte leichter bereitstellen. Zweitens ändert sich insbesondere die Einspeisung von Solarstrom morgens und abends innerhalb einer Stunde erheblich. Viertelstundenprodukte können diese Änderungen besser nachbilden. Drittens können Bilanzkreisverantwortliche ihre Fahrpläne genauer einhalten, wenn sie Fahrplanabweichungen im Viertelstundenanstatt im Stundentakt ausgleichen. Damit sinken auch Bedarf und Kosten für die Regelleistungsbereitstellung. Es ist daher sehr zu begrüßen, dass die EPEX SPOT ab Herbst 2014 eine weitere Handelsmöglichkeit für Viertelstundenprodukte einführt: In einer Eröffnungsauktion vor Beginn des Intradayhandels sollen die 96 Viertelstunden des Folgetages simultan gehandelt werden können.

Negative Preise senden wichtige Signale an die Marktteure. Seit September 2008 lässt die Strombörse auf dem deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt und seit 2007 auf dem deutschen Intradaymarkt negative Preise zu (EPEX SPOT 2014). Negative und niedrige Preise ermöglichen Kraftwerksbetreibern, in ihren Angeboten nicht nur die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung, sondern auch die Abschaltkosten ihrer Kraftwerke zu berücksichtigen. Bei negativen Preisen entstehen für Strom produzierende Kraftwerksbetreiber Kosten (oder zumindest entgangene Gewinne). Verbraucher wiederum erhalten Anreize, ihren Stromverbrauch in Zeiten negativer Preise zu verlagern. Negative Preise steigern somit den Anreiz, nicht notwendige Erzeugungskapazitäten tatsächlich vom Netz zu nehmen und den Stromverbrauch an das Stromangebot anzupassen. Sie geben so wichtige Investitionssignale für die Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern (Energy Brainpool 2014a, siehe auch Kapitel 3.2).

Die Börse prüft weitere Verbesserungen des Produktdesigns. Das Preissignal für Flexibilität kann weiter gestärkt werden, wenn der kurzfristige Handel ausgeweitet oder das Marktgebiet über die EU-Marktkopplung vergrößert wird. Beispielsweise könnte der Handelsschluss am Intradaymarkt näher an den Lieferzeitpunkt gerückt werden: Kurzfristige Prognosen der Last und der Produktion erneuerbarer Energien sind besser als Prognosen mit längerer Vorlaufzeit. Liegt der Handelsschluss näher am Lieferzeitpunkt, könnte dies den Regelleistungsbedarf verringern. Allerdings benötigen gleichzeitig die Netzbetreiber nach Handelsschluss ausreichend Reaktionszeit, um die Systemstabilität zu prüfen und gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen rechtzeitig einzuleiten. Die Markt-

kopplung zwischen Deutschland und seinen Nachbarmärkten beruht bislang auf Stundenprodukten. Eine Ausweitung auf Viertelstundenprodukte könnte weitere Flexibilitätspotentiale heben. Alle Weiterentwicklungen müssen dabei im Einklang mit der EU-Binnenmarktintegration stehen und die Systemstabilität gewährleisten.

Nächster Schritt

Das BMWi wird die Marktkopplung der Spotmärkte auch im Rahmen der Netzkodizes (siehe Kapitel 7) vorantreiben. Das umfasst auch die Prüfung neuer Methoden zur Engpassbewirtschaftung.

Mindesterzeugung und Kosten der Regelleistung senken

Die Regelleistungsmärkte müssen weiterentwickelt werden. Regelleistung gleicht unvorhersehbare Abweichungen zwischen kommerziellem Marktergebnis sowie tatsächlicher Erzeugung und Verbrauch aus. Damit sie auch in Zukunft die Versorgung kosteneffizient und umweltverträglich sichert, müssen die Regelleistungsmärkte weiterentwickelt werden. Der Strommarkt steht in diesem Zusammenhang vor drei Herausforderungen: Erstens steigt der Regelleistungsbedarf mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien voraussichtlich an. Dies betrifft insbesondere Situationen mit hoher Einspeisung aus Wind und Sonne und geringer Last. Zweitens soll die aktuell benötigte Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke gesenkt werden (siehe Kapitel 3.2). Zu dieser trägt die Regelleistungsvorhaltung derzeit bei. Drittens werden Regelleistungsmärkte stärker auf europäischer Ebene harmonisiert und gekoppelt.

Technisch können viele Anbieter Regelleistung bereitstellen. Neben den konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken sind heute bereits teilweise Blockheizkraftwerke, Netzersatzanlagen, Großbatterien und flexible Verbraucher an den Regelleistungsmärkten aktiv. Auch fernsteuerbare Wind- und PV-Anlagen sind technisch grundsätzlich in der Lage, Regelleistung bereitzustellen.

Regelleistungsmärkte sollen Anbieter nicht diskriminieren. Alle Anbieter, die Regelleistung zuverlässig anbieten können, sollen am Wettbewerb teilnehmen können. Alter-

native Anbieter sollten konventionelle Kraftwerke vor allem ersetzen können, wenn diese wegen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien nicht mehr zur Lastdeckung am Strommarkt benötigt werden (BDEW, BEE, VKU et al. 2013). Die Systemstabilität bleibt dabei oberstes Ziel.

Die Bundesnetzagentur hat viele Hemmnisse bereits abgebaut. Bereits im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte überarbeitet. Sie hat die Ausschreibungszeiträume von Primär- und Sekundärregelleistung verkürzt, die Mindestangebotsgröße bei allen drei Regelleistungsprodukten verkleinert und die Möglichkeiten für Blockgebote bei der Minutenreserveleistung verbessert. Diese Maßnahmen haben den Wettbewerb erhöht. Die Zahl der präqualifizierten Anbieter stieg zwischen 2007 und 2014 bei der Primärregelung von 5 auf 20, bei der Sekundärregelung von 5 auf 27 und im Minutenreservemarkt von 20 auf 38 (50Hertz et al., 2014).

Weitere Anpassungen sollen den Wettbewerb und die Flexibilität auf den Regelleistungsmärkten stärken. So können beispielsweise Speicher, erneuerbare Energien und Verbraucher Regelleistung generell leichter über kürzere Zeiträume und mit kurzer Vorlaufzeit bereitstellen. Primärregelung wird bislang nur wöchentlich und jeweils für einen ganzen Tag ausgeschrieben. Die Sekundärregelung wird aktuell ebenfalls wöchentlich für Peak- und Off-Peak-Zeiten ausgeschrieben. Off-Peak-Zeiten sind dabei am Wochenende sogar bis zu 60 Stunden lang. Die Minutenreserve wird im Gegensatz dazu bereits arbeitstäglich in 4-Stunden-Blöcken ausgeschrieben. Die Übertragungsnetzbetreiber bestimmen den Bedarf für Sekundärregelung und Minutenreserve bislang quartalsweise. Sie legen auch die Präqualifikationsbedingungen fest.

Es existieren konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung der Ausschreibungs- und Präqualifikationsbedingungen. Experten und Marktakteure schlagen häufig vor, die Produktlänge und Vorlaufzeiten zu verkürzen. Insbesondere sollen Sekundärregelung und Minutenreserve kalendertäglich ausgeschrieben werden. Alternativ beziehungsweise zusätzlich könnte ein kurzfristiger Regularbeitsmarkt oder ein Sekundärmarkt für die Bereitstellung von Regelleistung eingeführt werden. Die Präqualifikationsbedingungen sollten so angepasst werden, dass insbesondere Windenergieanlagen in Zukunft negative Regelleistung bereitstellen können. Experten und Marktakteure schlagen zudem vor, positive und negative Primärregelung

separat auszuschreiben. Auch könnte in Zukunft die aus- geschriebene Menge für Regelleistung an die jeweilige Ein- speisung von Wind- und Sonnenenergie angepasst werden (adaptive Bedarfsdimensionierung).

Nächste Schritte

- Das BMWi unterstützt die Harmonisierung der Regelleistungsmärkte auf europäischer Ebene im Rahmen der Netzkodizes (siehe auch Kapitel 6).
- Die Bundesnetzagentur überprüft die Ausschrei- bungsbedingungen der Regelleistungsmärkte, um den Wettbewerb zu stärken und „neue Stromver- braucher“ zu integrieren. Dabei bleibt die System- stabilität oberstes Ziel.
- Die Bundesnetzagentur überprüft zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie. Zudem begleitet sie die Gespräche zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern zur Anpassung der Präqua- lifikationsbedingungen.

4.2 Bilanzkreisverantwortung stärken

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem spielt eine zentrale Rolle für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind ver- pflichtet, jederzeit einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu führen (siehe Kapitel 1.4).

Unzureichende Anreize im Bilanzkreis- und Ausgleichs- energiesystem gefährden die Systemsicherheit. Schätzungen gehen davon aus, dass nur 30–50 Prozent der Bilanzkreis- verantwortlichen ihren Bilanzkreis aktiv am Intradaymarkt bewirtschaften (Energy Brainpool 2014a). In der Folge wird der Systembetrieb unsicherer, weil strukturell zu viel Regel- leistung abgerufen wird. Damit besteht die Gefahr, dass die vorgehaltene Regelleistung nicht zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ausreicht. Zudem wird bei unzu- reichender Bewirtschaftung von Bilanzkreisen relativ teure Regelenergie anstatt des relativ günstigen Stroms der Spot- märkte zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt.

Die Bundesnetzagentur hat die Anreize zur Bilanz- kreistreue bereits verbessert. Die Ausgleichsenergiekosten für die über- oder unterdeckten Bilanzkreise wirken grund- sätzlich wie eine Strafzahlung. Die Bundesnetzagentur hat das Ausgleichsenergiesystem zuletzt Ende 2012 bereits erheblich überarbeitet, um die Anreize zur Bilanzkreistreue zu erhöhen. Seitdem ist der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) an den Börsenpreis am Intradaymarkt gekoppelt. Dies soll verhindern, dass es für einen Bilanzkreisverantwortlichen günstiger ist, Ausgleichsenergie zu zahlen, als die entspre- chenden Strommengen am Intradaymarkt zu verkaufen oder zu kaufen. Wenn mehr als 80 Prozent der in Deutsch- land kontrahierten Regelleistung eingesetzt wird, müssen Bilanzkreisverantwortliche zudem bei regelzonenbelasten- den Bilanzkreisabweichungen ihrer Fahrpläne eine Strafe zahlen. Diese Pönale beträgt mindestens das 1,5-Fache des Intraday-Preises. Da der maximale Intraday-Preis bei 10.000 Euro/MWh liegt, kann der Ausgleichsenergiepreis somit schon heute mehr als 15.000 Euro/MWh betragen.

Wissenschaftler empfehlen, die Anreize für Bilanzkreis- treue zu prüfen und zu stärken (vgl. Frontier et al. (2014a), r2b (2014a), Connect (2014)). Ein zentraler Aspekt ist die Höhe der Pönale für Situationen, in denen bereits ein Großteil der Regelleistung zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch eingesetzt wurde. Auch könnten die Regel- arbeitspreise in Zukunft über ein Einheitspreisverfahren ermittelt werden. Bisher bekommen die Regelleistungsan- bieter bei Abruf ihrer Leistung eine Zahlung, die von ihrem jeweiligen Angebot abhängt (Pay-As-Bid-Verfahren). Da die Ausgleichsenergiepreise auf Basis der Regelarbeitspreise berechnet werden, könnten damit auch die Anreize zur Bilanzkreistreue gestärkt werden. Zur Diskussion steht weiterhin die Modernisierung der Standardlastprofile. Über diese Profile wird die Nachfrage der Kunden geschätzt, deren Verbrauch nicht stündlich gemessen wird.

Nächste Schritte

Die Bundesnetzagentur wird verstärkt die Einhaltung einer aktiven und ausgeglichenen Bewirtschaftung aller Bilanzkreise durchsetzen. Sie wird die Wirkung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems über- wachen und es bei Bedarf anpassen. Sie wird es insbe- sondere auf seine Anreizwirkung hin untersuchen.

4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Der Großhandelspreis ist nur ein Teil der Stromkosten für Endverbraucher. Für den Stromverbrauch müssen Endverbraucher verschiedene weitere Kosten als fixe Preisbestandteile tragen. Dazu gehören unter anderem die EEG-Umlage, die Konzessionsabgabe sowie die Mehrwert- und Stromsteuer. Zu den größeren Bestandteilen für die Endverbraucher gehören außerdem die Netzentgelte, die für den Transport von Strom erhoben werden. Die Struktur und Höhe dieser strombezogenen Preisbestandteile ist unterschiedlich begründet. Derzeit werden die Netzentgelte vollständig von den Stromkunden gezahlt. Stromerzeuger werden nicht an den Netzentgelten beteiligt.

Bei diesen Preisbestandteilen soll diskutiert werden, inwieweit eine flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht werden kann. Hierfür soll ihre Struktur auf Fehlanreize geprüft und bei Bedarf optimiert werden, wobei die bestehenden Begünstigungen erhalten bleiben. Es soll geprüft werden, inwieweit die derzeitige Struktur der Netzentgelte und ggf. weiterer staatlich veranlasster Preisbestandteile die Signale des Großhandelsmarktes für Erzeuger und Verbraucher schwächen. Einerseits ist ein Großteil der Zahlungen für die Marktteilnehmer nicht beeinflussbar. Dies schwächt generell das Marktpreissignal, das bei Erzeugern und Verbrauchern ankommt. Andererseits kann die Struktur einiger Preisbestandteile auch direkte Fehlanreize hinsichtlich der Flexibilisierung von Erzeugern und Verbrauchern setzen. Vor diesem Hintergrund sind im Stromsektor etwa die Nutzung von Lastmanagement, Speicher und insbesondere der flexible Betrieb von regelbaren Eigenerzeugungsanlagen zu beleuchten. Zudem gilt es, die Auswirkungen auf die flexible Nutzung von Strom im Verkehrs- und Wärmesektor zu betrachten. Änderungen könnten zusätzliche Flexibilität ermöglichen:

Beispiel 1: Einige Industrieunternehmen könnten durch Lastmanagement ihre Stromkosten senken. Großverbraucher betreiben heute schon in unterschiedlichem Umfang Lastmanagement. Derzeit richten sie ihre Aufmerksamkeit jedoch überwiegend auf die Minimierung der Netzentgelte oder die Teilnahme an Regelleistungsmärkten (r2b 2014). Die Struktur der Netzentgelte verhindert heute teilweise, dass sich Lastmanagement für Industrieunternehmen lohnt. Aspekte, die im Bereich der Netzentgelte der Flexibilität entgegenstehen, umfassen:

- **Die Leistungskomponente bezogen auf die individuelle Jahreshöchstlast kann der Lasterhöhung bei niedriger Residuallast entgegenstehen:** Für leistungsgemessene Kunden sind die Netzentgelte in eine Arbeits- und eine Leistungskomponente aufgeteilt (§ 17 Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV). Die Netzentgelte von Großverbrauchern mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr enthalten eine hohe Leistungskomponente. Das Jahresleistungsentgelt bestimmt sich über die individuelle Jahreshöchstlast (= individuelle Nachfragespitze), selbst wenn diese nur einmal im Jahr und nicht im Zeitpunkt der Spitze der systemweiten Residuallast auftritt. Dies kann eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Lasterhöhung in bestimmten Situationen verhindern: Der betroffene Verbraucher handelt gewinnmaximierend. Wenn ein zusätzlicher Verbrauch die individuelle Jahreslastspitze anhebt, steigt das Jahresleistungsentgelt. Diese Netzentgelterhöhung kann dann mögliche Kostenvorteile durch eine flexible Stromnachfrage kompensieren.
- **Die derzeitige Ausgestaltung der Sondernetzentgelte kann Großverbraucher von Lastmanagement abhalten:** Nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV erhalten Großverbraucher mit mind. 7000 Benutzungsstunden (Quotient aus Jahresstromverbrauch und Lastspitze) pro Jahr und einem Stromverbrauch von mind. 10 Gigawattstunden im Jahr ein verringertes individuelles Netzentgelt. Dies führt zu zwei Effekten:
 - Erhöht ein Großverbraucher seine Last, können durch die höhere Lastspitze die Netzentgelte steigen, da die Benutzungsstunden nicht erreicht werden.
 - Reduziert ein Großverbraucher seine Last, verliert er gegebenenfalls seine Netzentgeltreduzierung durch Unterschreiten der notwendigen Benutzungsstundenzahl.
- **Hoch- und Niedertarife bei reduzierten Netzentgelten setzen gegenläufige Anreize zu den Spotmarktpreisen:** Bei atypischer Netznutzung sind Netzbetreiber verpflichtet, ihren Kunden reduzierte Netzentgelte anzubieten. Dies betrifft Unternehmen, deren individuelle Höchstlast zu anderen Zeiten als die Gesamthöchstlast auftritt. Die Regelung wird allgemein über Hoch- und Niedertarife (HT-NT) umgesetzt. Damit sollten Netzbedürfnisse in einer von Grundlastkraftwerken geprägten Stromversorgung abgebildet werden. Der Wandel der Stromversorgung führt jedoch dazu, dass die Zeitfenster für HT-NT-Tarife nicht mehr unbedingt mit den tatsächlichen Netzerfordernissen und den jeweiligen Spotmarktpreisen zusammenpassen.

Beispiel 2: Eigenerzeugungsanlagen könnten direkt auf Preissignale reagieren. Eigenerzeugung deckt derzeit etwa zehn Prozent des Stromverbrauchs, mit steigender Tendenz (Energy Brainpool 2014b). Davon entfallen 94 Prozent des Stromverbrauchs auf Kraftwerke von Industriekunden und sechs Prozent auf Photovoltaik-Anlagen in Haushalten und Gewerbe (Energy Brainpool 2014b). Gegenwärtig richten Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen ihre Erzeugung vielfach nach dem eigenem Verbrauch aus. Der Bedarf nach Stromerzeugungskapazitäten im Gesamtsystem ist hingegen von nachgeordneter Bedeutung. Auch der Marktpreis für Strom ist oftmals kein maßgeblicher Faktor, insbesondere wenn es sich um eine KWK-Anlage handelt, die wärmegeführt betrieben ist und Strom nur ein Nebenprodukt herstellt. Durch die Art der Begünstigung kann ein Anreiz bestehen, die Stromerzeugung weitgehend unabhängig vom Bedarf im System zu optimieren. Die Betreiber der Anlagen richten die Erzeugung dann auf den eigenen Verbrauch aus, statt sich am Marktpreis zu orientieren. Selbst bei leicht negativen Börsenstrompreisen kann es für einen industriellen Eigenerzeuger günstiger sein, Strom selbst zu erzeugen, als seine Anlage herunterzufahren und Strom am Markt zu kaufen, da er für den eingekauften Strom Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile entrichten müsste. Die Frage ist, wie die Eigenerzeugung und der Strommarkt insgesamt besser aufeinander abgestimmt werden können.

Beispiel 3: Perspektivisch könnten die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stärker gekoppelt werden. Im zukünftigen Energiesystem wird der Energieverbrauch im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor viel stärker als heute technisch und ökonomisch gekoppelt sein. Zusätzlicher Stromverbrauch im Wärme- und Transportsektor erleichtert die Integration von Wind- und Solarstrom bei hoher Stromproduktion. Er erhöht den bisher geringen Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor und kann gleichzeitig den Strompreis bei geringer Residuallast stabilisieren. Neue zuschaltbare Verbraucher sollten den Strom möglichst effizient nutzen und die residuale Höchstlast am Strommarkt nicht erhöhen. Als zuschaltbare Verbraucher eignen sich daher beispielsweise Wärmepumpen und bivalente Elektroheizer, die mit einem zweiten Heizsystem wie beispielsweise einem Erdgaskessel kombiniert sind. Diese können ihren Betrieb flexibel an die Preissignale des Strommarktes anpassen. Im Vergleich zu den genannten Technologien reagieren monovalente Nachtspeicherheizungen derzeit häufig noch inflexibel. Tatsächlich können sie im Winter tagsüber Strom zur Zeit der Höchstlast verbrauchen und damit den Kraftwerksbedarf

und die fossile Stromerzeugung erhöhen (IZES 2013). Eine Kopplung der Sektoren wird bisher doppelt gehemmt: Zum einen ist Strom durchschnittlich höher belastet als Heizöl oder Erdgas, zum anderen schwächen die genannten Preisbestandteile die Marktpreissignale ab.

Mögliche Ansätze zur Optimierung der Struktur der Netzentgelte und staatlich verursachten Preisbestandteile – unter Beibehaltung bestehender Begünstigungen – umfassen:

- 1. Sonderregelungen optimieren:** Sonderregelungen bei Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen werden beibehalten. Das BMWi prüft, inwiefern und inwieweit diese Sonderregelungen optimiert werden können, damit die Begünstigten flexibel auf das Preissignal reagieren können, ohne dabei die bestehenden Begünstigungen zu verlieren.
- 2. Leistungspreise stärken (kW statt kWh belasten):** Netzentgelte und staatlich verursachte Preisbestandteile könnten, wo sinnvoll und möglich, stärker auf Basis von Leistung (kW) anstelle von Arbeit (kWh) erhoben werden. Die Leistung kann am Netzanschluss oder an der individuellen Jahreshöchstlast gemessen werden. Wenn sich die Preise an der Größe des Netzanschlusses orientieren, müssten Verbraucher keine höheren Entgelte fürchten, wenn sie kurzzeitig ihre Nachfrage erhöhen.
- 3. Dynamisierung (Aufschläge prozentual statt fix ausgestalten):** Bisher sind die Aufschläge auf Arbeit (kWh) als fixe Tarife festgelegt. Prozentuale Aufschläge auf Arbeit könnten, dort wo es rechtlich zulässig ist, Marktsignale verstärken. Beispielsweise könnte eine Dynamisierung der EEG-Umlage ein Ansatz sein, um Lastmanagementpotentiale zu heben, Eigenverbrauch systemdienlicher auszugestalten und die Sektorkopplung zu erleichtern (Ecofys / RAP 2014). Vor- und Nachteile solcher Ansätze sind zu prüfen.

Nächste Schritte

- Das BMWi wird die Struktur der Netzentgelte überprüfen und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterentwickeln, um ein flexibles Verhalten von Verbrauchern attraktiver zu machen. Unter anderem sollen folgende Schritte geprüft werden:
 - Öffnung der Sondernetzentgelte für mehr Lastflexibilität
 - Prüfung des Arbeits- und Leistungspreissystems nach § 17 StromNEV
 - Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung bestehender HT-NT-Zeitfenster

Ein sicherer und verlässlicher Netzbetrieb bleibt bei diesen Prüfungen handlungsleitend und bildet den äußeren Rahmen für jede Optimierung.

- Das BMWi diskutiert ein langfristiges Zielmodell für die Struktur der Netzentgelte und einige staatlich verursachte Preisbestandteile, um eine effiziente Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern über die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr verstärkt zu ermöglichen. Dieses Zielmodell soll Orientierung bei einzelnen Reformschritten bieten und die langfristige Konsistenz gewährleisten. Das BMWi überprüft das System der Netzentgelte daraufhin, ob es den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und eine faire Lastverteilung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur gewährleistet.

Kapitel 5:

Stromnetze ausbauen und optimieren

Neben der Stärkung der Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher sind vor allem Netzausbau (5.1) und Netzbetrieb (5.2 und 5.3) zentral für den sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz flexibler Erzeuger und Verbraucher.

5.1 Stromnetze ausbauen

Der Netzausbau ist für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und Verbraucher erforderlich. Gut ausgebaute Netze ermöglichen einen kosteneffizienten Strombezug in Deutschland und im Binnenmarkt. Überregionaler Stromaustausch gleicht die Schwankungen von Wind, Sonne und Nachfrage aus. Deutschland- und europaweite Ausgleichseffekte reduzieren die zeitgleich auftretende maximale Residuallast und erhöhen die minimale Residuallast im Vergleich zu der Summe der Maximal- und Minimalwerte in den einzelnen Regionen. Der überregionale Stromtransport hat kostensenkende Effekte:

1. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems.
2. Der Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher sinkt. Dies beschränkt auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Im Vergleich zu den Einsparmöglichkeiten sind die Kosten für Netzausbau deutlich geringer.

Zunehmend dezentrale Stromerzeugung und gut ausgebaute Netze ergänzen sich. Strom aus Wind und Sonne wird hauptsächlich dezentral und teilweise lastfern erzeugt. Um ausreichend Standorte erschließen und die Ausgleichseffekte nutzen zu können, ist eine gute nationale und europäische Vernetzung erforderlich. Weitgehend autarke dezentrale Systeme sind sehr viel teurer und nicht in der Lage, Verbrauchszentren wie Ballungsräume oder die energieintensive Industrie zu versorgen. Gleichzeitig ist auch beim Netzausbau auf Kosteneffizienz zu achten.

Die Netze müssen auf Übertragungs- und Verteilernetzebene ausgebaut werden. Den Ausbau der Übertragungsnetze plant der Gesetzgeber vorausschauend mit Hilfe von Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplanung. Diese ergänzen die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 als vordringlich definierten Vorhaben. Ebenso wichtig wie der Ausbau der Übertragungsnetze ist der Ausbau der Verteilernetze. Auch auf den unteren Netzebenen sind die Rahmenbedingungen an die zukünftigen Herausforderungen anzupassen. An die Verteilernetze sind neben den meisten Verbrauchern auch 98 Prozent der Erzeugungsanlagen für Strom aus erneuerbaren Energien sowie viele kleinere konventionelle Anlagen angeschlossen.

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ auszubauen. Werden geringfügige Netzengpässe zugelassen, d. h. Netzbelastungsspitzen durch Erzeugungsmanagement gekappt, kann dies zusätzlich zu der Ergreifung unterschiedlicher Netzoptimierungsmaßnahmen (siehe unten) den erforderlichen Netzausbau reduzieren. Es soll deshalb zulässig sein, bei der Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zu berücksichtigen. Dabei soll an einer vollständigen Kompensation aller Anlagenbetreiber festgehalten werden. Bei der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes soll mindestens die in den Verteilernetzplanungen unterstellte Begrenzung von Einspeisespitzen zu Grunde gelegt werden. Für die netzbetriebliche Umsetzung müssen das Erzeugungsmanagement weiterentwickelt und die Konzepte für Verteiler- und Übertragungsnetze aufeinander abgestimmt werden.

Auf der Verteilernetzebene kann sich der Einsatz innovativer Betriebsmittel lohnen. Spannungsprobleme sind der Hauptgrund für Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene. Neue Netztechnologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren können den Umfang zusätzlich nötiger Leitungen in vielen Fällen reduzieren oder diese konventionellen Ausbaumaßnahmen vermeiden. Die „Regelbarkeit“ von Ortsnetzstationen ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Diese sind jedoch häufig wirtschaftlicher als Investitionen in den rein konventionellen Netzausbau (BMWi 2014).

Nächste Schritte

- Die als erforderlich identifizierten und vom Gesetzgeber bestätigten Netzausbauvorhaben einschließlich Ausbau der Grenzkupplstellen mit vorrangigem Bedarf (Energieleitungsausbaugesetz, Bundesbedarfsplangesetz) werden realisiert.
- Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur überprüfen regelmäßig den Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene (NEP 2014, NEP 2015 usw.).
- Grenzkupplstellen und Leitungen mit überregionaler Bedeutung werden auf Grundlage des Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP) 2014 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und im Rahmen einer Realisierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse weiter ausgebaut.
- Das BMWi entwickelt die Rahmenbedingungen zur Modernisierung der Verteilernetze im Jahr 2015 weiter. Insbesondere prüft das Ministerium eine Verbesserung der Investitionsbedingungen auf Grundlage des Evaluierungsberichts der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung und der Ergebnisse der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (u. a. Novelle ARegV und VO-Paket „Intelligente Netze“).
- Das BMWi konkretisiert das Konzept zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erzeugbaren Jahresenergie („letzte kWh“) bei Netzbetrieb und Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene.
- Die Bundesnetzagentur prüft, ob die Rahmenbedingungen der Regulierung angepasst werden müssen, damit effiziente Investitionen in regelbare Ortsnetzstationen für Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiver werden.

5.2 Netze sicher betreiben

Redispatch ermöglicht einen sicheren Netzbetrieb bei Netzengpässen

Gegenwärtig bestehen in Deutschland Netzengpässe. Ein großer Teil der Lastzentren befindet sich im Süden und Westen Deutschlands. Zudem exportiert Deutschland häufig marktgetrieben in die südlichen Nachbarländer. Als Folge des Kernenergieausstiegs werden in Süddeutschland Kernkraftwerke stillgelegt, während neue Windkraftanlagen überwiegend im Norden und Osten Deutschlands entstehen. Zudem werden voraussichtlich weitere fossile Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Dies erhöht in zahlreichen Stunden den Transportbedarf von Norden nach Süden. Weil der im EnLAG 2009 (Startnetz) als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich identifizierte Netzausbau sich um einige Jahre verzögert, werden die Netzengpässe in den nächsten Jahren noch zunehmen.

Der Stromhandel unterstellt ein Netz ohne Engpässe. Der Stromhandel geht innerhalb einer Preis- bzw. Gebotszone (z. B. Deutschland/Österreich) von einem engpassfreien Netz aus. Durch diese Annahme sollen möglichst viele Erzeuger und Verbraucher am selben Markt und mit einem einheitlichen Preis handeln können. Ziel ist eine hohe Liquidität und Transparenz des Handels. Gleichzeitig sollen große Anbieter weniger Macht über das Marktergebnis haben. Bei gekoppelten Märkten werden die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen (z. B. zwischen Deutschland/Österreich und Frankreich) berücksichtigt (siehe Kapitel 1.1). Die Preisfindung über die Gebotszonen hinweg führt dazu, dass die verfügbaren Grenzkupplkapazitäten effizient genutzt werden.

Redispatch ermöglicht einen sicheren Netzbetrieb auch bei Netzengpässen, verursacht jedoch zusätzliche Kosten.

Bestehen Netzengpässe innerhalb eines Marktgebietes, wird Redispatch angewendet (siehe Kapitel 2). Dabei werden konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen vor dem Netzengpass abgeregelt und Anlagen hinter dem Netzengpass hochgefahren. 2012 waren 2,6 TWh konventionelle Erzeugung und 0,4 TWh erneuerbare Erzeugung von diesen Maßnahmen betroffen (Monitoringbericht BNetzA 2013). Da der Redispatch zu einem weniger effizienten Einsatz der Erzeugungsanlagen führt, kann er den Netzausbau nicht ersetzen.

Entschädigungen für Erzeugungsmanagement vermeiden negative Auswirkungen der Netzengpässe auf den Strommarkt. Die Betreiber der abgeregelten konventionellen und erneuerbaren Anlagen werden ebenso wie die der hochgefahrenen konventionellen Anlagen von den Netzbetreibern finanziell kompensiert. Die Kosten werden über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergereicht. Dies ist beim Ansatz einer einheitlichen Preiszone wichtig, damit der Stromhandel nicht verzerrt wird. Anlagen an netztechnisch günstigen Standorten werden häufiger gedrosselt, andere selten oder nie. Ohne Kompensation würden Investoren das Risiko für Abschaltungen tragen. Dies würde die Kosten für konventionelle und erneuerbare Erzeugung erhöhen. Aus Sicht der Systemsicherheit ist es erforderlich, dass die Netzbetreiber weiterhin frei entscheiden können, welche Anlagen sie in welcher Reihenfolge abregeln oder hochfahren. Eine solche Ungleichbehandlung ist akzeptabel, wenn die wirtschaftlichen Folgen für alle Anlagen angemessen kompensiert werden.

Reservekraftwerke gewährleisten ausreichend Redispatch-Kapazitäten

Die Netzreserve stellt in der Übergangsphase bis zum erfolgreichen Netzausbau ein ausreichendes Potential für den Redispatch sicher. In der Netzreserve werden Kraftwerke außerhalb des Strommarkts gebunden. Für den Redispatch bedarf es ausreichender Erzeugungskapazitäten, die im Bedarfsfall „hinter dem Engpass“ hochgefahren werden können. Wenn hierfür regional nicht mehr ausreichend im Markt aktive Kraftwerke zur Verfügung stehen, müssen die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken gesichert werden. Diese stehen für Redispatch zur Verfügung und gewährleisten die Systemsicherheit. Dabei ist weiterhin die technische Verfügbarkeit der Reservekraftwerke selbst sowie der zur Stromerzeugung notwendigen Brennstoffe – insbesondere Gas – mitzudenken.

Erst der Netzausbau macht die Netzreserve überflüssig. In den kommenden acht Jahren soll der gesetzlich festgelegte Netzausbau erfolgen. Dieser wird die Netzreserve überflüssig machen. Die Fertigstellung zentraler EnLAG-Projekte wird die Situation vorübergehend entspannen. Im genannten Zeitraum erfolgt aber auch die Stilllegung von weiteren Kernkraftwerken in Süddeutschland und der Ausbau von Windkraftanlagen nördlich der Netzengpässe wird voran-

schreiten. Zudem werden voraussichtlich weitere fossile Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Die jährlich durchzuführenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen daher erwartungsgemäß für die kommenden Winter einen steigenden Redispatch-Bedarf, der nur mit Reservekraftwerken der Netzreserve gedeckt werden kann.

Weitere Redispatchpotentiale können den Bedarf an Netzreserve minimieren. Um Redispatchpotentiale außerhalb der Netzreserve zu erschließen, könnten beispielsweise bestehende Netzersatzanlagen mit Steuerungstechnik ausgestattet werden. Dies hätte zugleich den Vorteil, dass die Anlagen zukünftig auch für die Regelleistung oder die Deckung der Spitzenlast zur Verfügung stünden. Schon heute erfüllen einige Netzersatzanlagen wie zum Beispiel Notstromaggregate die technischen Anforderungen der Regelleistungsmärkte und stellen zuverlässig Regelleistung bereit. Netzbetreiber und Bundesnetzagentur erfassen derzeit das verfügbare Potential.

Für den Zeitraum bis ca. 2022 sollte die Reservekraftwerksverordnung verlängert und gleichzeitig reformiert werden. Bis Netze in ausreichendem Maße ausgebaut sind, ist die Netzreserve als Übergangsinstrument erforderlich. Sie kann Teil einer regional differenzierten Kapazitätsreserve werden (siehe Kapitel 9). Mit Blick auf den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2022 sind weiter in die Zukunft gerichtete Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber notwendig, um bei einem möglichen Bedarf rechtzeitig erforderliche Maßnahmen einleiten zu können.

Nächste Schritte

- Das BMWi novelliert die Reservekraftwerksverordnung oder löst sie durch eine regional differenzierte Kapazitätsreserve ab (siehe Kapitel 9).
- Das BMWi prüft, ob Netzersatzanlagen für den Redispatch aktivierbar sind, um den Netzreservebedarf zu verringern.

5.3 Systemdienstleistungen mit weniger Mindesterzeugung bereitstellen

Systemdienstleistungen müssen stets sicher zur Verfügung stehen. Um eine hohe Zuverlässigkeit und Sicherheit bei der Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, ist die permanente und ausreichende Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendig: Frequenzhaltung wird u. a. durch Regelleistung, Momentanreserve und abschaltbare Lasten gesichert. Für die Spannungshaltung wird Blindleistung benötigt. Um die Versorgung jederzeit wieder aufbauen zu können, sind schwarzstartfähige Erzeuger nötig, d. h. Erzeuger, die zum Beispiel nach einem Stromausfall ohne Unterstützung des Stromnetzes angefahren werden können. Zudem müssen die Netzbetreiber den Netzwiederaufbau koordinieren können. Die Netzbetriebsführung umschreibt unter anderem die Koordination und Durchführung von Erzeugungsmanagement und Systemdienstleistungen.

Bei den Systemdienstleistungen besteht Handlungsbedarf. Bedarf und Bereitstellungsmöglichkeiten verändern sich. Grund dafür sind zukünftig kürzere marktbasierete Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke, zunehmende Netzauslastung und steigende Transportentfernungen. Alternative Lösungen gewinnen an Bedeutung. Die erforderlichen Umstellungen und Prozesse sind rechtzeitig anzustoßen, um die Mindesterzeugung effizient zu senken und die Systemstabilität zu wahren.

Systemdienstleistungen werden zunehmend durch alternative Techniken und erneuerbare Energien bereitgestellt. Aktuell werden Systemdienstleistungen vor allem durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mittelfristig wird es insbesondere für die Situationen mit geringer Residuallast wichtiger, dass Systemdienstleistungen nicht von der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken abhängen. Dies senkt die Mindesterzeugung und minimiert sowohl Kosten durch Abregelung erneuerbarer Energien als auch Emissionen durch Nutzung fossiler Brennstoffe (siehe Kapitel 1).

Technische Alternativen sind verfügbar oder befinden sich in der Erprobung. Der Übergang muss stufenweise sowie technisch, regulatorisch und wirtschaftlich sinnvoll gestaltet werden. Systemdienstleistungen sind höchst relevant für die Systemsicherheit. Ihr Einsatz ist technisch komplex. Neue Systemdienstleistungstechniken müssen schrittweise und behutsam in die Netzbetriebsführung und in die technischen Regelwerke eingeführt werden. Heraus-

forderungen bestehen dabei auf allen Feldern der Systemdienstleistungen. Die Herausforderungen der Regelleistungsmärkte werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Alle anderen Systemdienstleistungen werden bisher nicht auf Basis von Märkten bereitgestellt, sondern auf Basis regulatorischer Vorgaben und bilateraler Verträge der Netzbetreiber mit den Anlagenbetreibern. Dabei werden in den kommenden Jahren folgende Herausforderungen gesehen:

- **Frequenzstabilität:** Für die Bereitstellung von Regelleistung bestehen technisch ausreichend Flexibilitätsoptionen (siehe dazu Kapitel 3.1 und 4.2). Zugleich müssen die Herausforderungen aus älteren Netzanschlussbedingungen gelöst werden. Derzeit trennen sich dezentrale Erzeugungsanlagen bei einer kritischen Netzfrequenz automatisch vom Netz („50,2 Hz“ und „49,5 Hz“). Da in einem solchen Fall eine Vielzahl von Anlagen gleichzeitig betroffen ist, kann es zu einem abrupten Leistungsausfall kommen, der die Systemstabilität erheblich gefährden kann. Aus diesem Grund müssen die betroffenen Bestandsanlagen nachgerüstet werden. In einem ersten Schritt wurde mit der am 26. Juni 2012 in Kraft getretenen Systemstabilitätsverordnung die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen geregelt. In einem zweiten Schritt muss nun die Nachrüstung betroffener Windenergie, fester Biomasse-, Kraft-Wärme-Kopplungs-, EEG-Gas-, flüssiger Biobrennstoff- und kleiner Wasserkraftanlagen erfolgen. Es ist zu klären, inwieweit die bisher aus den rotierenden Massen der Generatoren erbrachte Momentanreserve durch Energiespeicher oder Photovoltaik-Anlagen mit Umrichtern ersetzt werden kann. Die entsprechenden Potentiale sowie der für die Systemstabilität erforderliche Umfang sollen in den nächsten Jahren ermittelt werden. Alternativ können auch Phasenschiebergeneratoren eingesetzt werden.
- **Spannungshaltung:** Auf Übertragungsnetzebene können Umrichterstationen der geplanten HGÜ-Trassen Blindleistung einspeisen. Alternativ können Kompensationsanlagen (z. B. sog. FACTS) oder Phasenschiebergeneratoren eingesetzt werden. Aktives Blindleistungsmanagement in Verteilernetzen kann den Austausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetz optimieren. Die europäischen Netzkodizes fordern ohnehin Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen. Alternative Blindleistungsquellen aus dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere durch größere Wind- und Solarparks, müssen verstärkt genutzt und weiterentwickelt werden. Für die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Bereitstellung von Blindleistung müssen neue

Konzepte erarbeitet und umgesetzt werden. Das BMWi unterstützt die Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung und Umsetzung neuer Konzepte.

- **Versorgungswiederaufbau:** Auch die bestehenden Konzepte für Systemwiederherstellung bei Versorgungsunterbrechungen müssen kontinuierlich angepasst werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen während des Wiederaufbaus ansteuerbar sein.
- **Betriebsführung:** Konzepte zur Netzbetriebsführung müssen kontinuierlich an die ständig steigenden Steuerungs- und Koordinationsanforderungen angepasst werden.

Nächste Schritte

- Im Rahmen der Plattform Energienetze und der Plattform Strommarkt begleitet das BMWi die kontinuierliche Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen.
- Das BMWi begleitet den von der Deutschen Energie-Agentur (dena) unter Stakeholderbeteiligung geführten Prozess zur „Roadmap Systemdienstleistungen 2030“.
- Auf Basis der Ergebnisse der oben genannten Prozesse passt das BMWi gemeinsam mit der Bundesnetzagentur kontinuierlich den regulatorischen Rahmen an.
- Das BMWi und die Bundesnetzagentur begleiten das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) bei der Umsetzung der europäischen Netzkodizes.
- Das BMWi legt eine geänderte Systemstabilitätsverordnung vor, um die Systemgefährdung durch die Frequenzschutzeinstellungen dezentraler Erzeugungsanlagen zu beseitigen („49,5-Hertz-Problem“).

Kapitel 6:

Einheitliche Preiszone erhalten

Heute ermöglicht ein einheitliches Marktgebiet – auch „einheitliche Preiszone“ oder „einheitliche Gebotszone“ genannt – gleiche Großhandelspreise für Strom in ganz Deutschland (6.1). Voraussetzung dafür, dass die einheitliche Preiszone erhalten bleibt, ist der Netzausbau (6.2).

6.1 Heute sind einheitliche Großhandelspreise für Strom in ganz Deutschland möglich

Heute ist Deutschland gemeinsam mit Österreich für den Stromhandel ein einheitliches Marktgebiet. Dieses einheitliche Marktgebiet – auch „einheitliche Preiszone“ oder „einheitliche Gebotszone“ genannt –, ist die Grundlage dafür, dass sich deutschlandweit und in Österreich die gleichen Großhandelspreise für Strom bilden. Marktteilnehmer können Strom in ganz Deutschland zu einheitlichen Großhandelspreisen kaufen und verkaufen. Die Netze sollen dann die entsprechenden Strommengen von den Erzeugern zu den Verbrauchern transportieren.

Einheitliche Großhandelspreise in ganz Deutschland sind nur deswegen möglich, weil regionale Netzengpässe als Übergangsproblem angesehen werden. Derzeit reichen die Netzkapazitäten in der Mitte Deutschlands zeitweise nicht aus, um den am Strommarkt gehandelten Strom aus den Erzeugungszentren im Norden und Osten zu den Lastzentren in den Süden Deutschlands oder nach Südeuropa zu transportieren. Es bestehen in diesen Situationen Netzengpässe (siehe Kapitel 1.6 und 5.2). Das heißt, das Netz ist ohne Ausbaumaßnahmen nicht in der Lage, den Strom in allen Stunden von den Erzeugungsanlagen dorthin zu bringen, wohin er verkauft wurde. Die einheitliche Preiszone unterstellt ein engpassfreies Netz. Die Stromhandelsgeschäfte werden abgewickelt, ohne die Netzengpässe abzubauen.

Netzengpässe lassen sich in begrenztem Umfang durch gezielte Eingriffe der Netzbetreiber (Redispatch) beheben, verursachen jedoch Kosten. Damit den Stromhandelsgeschäften eine physikalische Stromlieferung folgen kann, müssen die Netzengpässe durch Ersatzmaßnahmen behoben werden. Man spricht hier von Redispatch-Maßnahmen (siehe Kapitel 1.6). Netzbetreiber weisen Stromerzeuger vor dem erwarteten Netzengpass an, die Erzeugung in ihren Anlagen zu drosseln. Hinter dem Netzengpass werden Kraftwerke hochgefahren, um die gedrosselte Stromproduktion in gleicher Leistung zu ersetzen. Dieses Verfahren gewährleistet derzeit einen sicheren Netzbetrieb, stößt aber bei sich verschärfenden Netzengpässen an Grenzen.

6.2 Der Netzausbau ist die Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Preiszone

Bei umfangreichen Netzengpässen ist eine einheitliche Preiszone nicht möglich. Ab einer bestimmten Intensität, d. h. Umfang und Häufigkeit, lassen sich Netzengpässe durch Redispatch-Maßnahmen nicht mehr versorgungssicher und effizient auflösen. Denn jeder Eingriff in den Netzbetrieb steigert das Risiko von Fehlern, insbesondere bei einer hohen Zahl von gleichzeitigen Redispatch-Maßnahmen. Eingriffe führen zudem zu Ineffizienzen und höheren Stromerzeugungskosten. Die zusätzlichen Kosten für die Redispatch-Maßnahmen werden über die Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt. Schließlich müssen stets ausreichend Kraftwerkskapazitäten hinter dem Engpass, d. h. im Süden Deutschlands, für den Redispatch zur Verfügung stehen.

Der Netzausbau ist die Voraussetzung dafür, dass die einheitliche Preiszone, das heißt das einheitliche Marktgebiet, erhalten bleibt. Nur ein gut ausgebautes Netz kann den Strom, wie er innerhalb der einheitlichen Preiszone gekauft und verkauft worden ist, auch tatsächlich vom (verkaufenden) Erzeuger zum (kaufenden) Verbraucher übertragen. Die Möglichkeit, den Strom versorgungssicher und effizient im Netz zu transportieren, ist die Voraussetzung für den Erhalt der einheitlichen Preiszone.

Mit einem aufgespaltenen Marktgebiet würden die Großhandelspreise innerhalb Deutschlands auseinanderdriften. In der nördlichen Preiszone würden die Großhandelspreise tendenziell sinken, in der südlichen Zone müsste mit steigenden Großhandelspreisen gerechnet werden. Damit verbunden wäre auch eine unterschiedliche Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands, denn die EEG-Umlage hängt von den Großhandelspreisen ab. Eine Aufspaltung der einheitlichen Gebotszone würde schließlich die Liquidität des Strommarktes verringern, Herausforderungen bei der Ausübung von Marktmacht mit sich bringen und erhebliche Umstellungskosten verursachen.

Nächster Schritt

Der Netzausbau einschließlich Ausbau der Grenzkuppelstellen mit vorrangigem Bedarf (Energieleitungsausbaugesetz, Bundesbedarfsplangesetz) wird zügig realisiert.

Kapitel 7:

Die europäische Kooperation intensivieren

Der Strommarkt ist europäisch. Schon lange wird Strom innerhalb des europäischen Verbunds intensiv gehandelt. Mittlerweile sind die europäischen Märkte sogar weitgehend miteinander gekoppelt (7.1). Der Stromhandel macht das Stromsystem einerseits effizienter und verringert dabei den Bedarf an Erzeugungskapazitäten (7.2). Andererseits erfordert er, Versorgungssicherheit nicht mehr als nationale Angelegenheit, sondern im europäischen Kontext zu denken (7.3).

7.1 Der Großhandelsmarkt für Strom ist europäisch

Der Stromhandel ist seit langem europäisch. Die Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte begann Mitte der 1990er Jahre mit dem ersten Binnenmarktpaket. Das zweite und das dritte Energiebinnenmarktpaket haben die Marktintegration verstärkt, die Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden spezifiziert und eine Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) geschaffen.

Der Stromaustausch innerhalb Europas besteht seit Beginn des europäischen Verbundsystems. Schon vor der Liberalisierung der Strommärkte hatte der Stromaustausch eine ausgleichende Funktion zur Gewährleistung der Systemstabilität und damit der Versorgungssicherheit. Seitdem ist der marktgetriebene Stromaustausch kontinuierlich angestiegen.

Deutsche Unternehmen nehmen aktiv am Stromhandel teil. Der Stromhandel in der zentral-westeuropäischen Region (CWE) ist stark ausgeprägt. Im Juni 2007 unterzeichneten Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande eine Absichtserklärung über die Kopplung ihrer Strommärkte. Im Jahr 2010 startete der gekoppelte Stromhandel („CWE Market Coupling“). Zu den Teilnehmern des Projektes gehören drei Strombörsen und sieben Netzbetreiber. Durch diese Marktkopplung kann die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität effizienter genutzt werden. Dabei gleichen sich die Strompreise an, solange keine Netzengpässe vorliegen (siehe Kapitel 5).

Harmonisierungsmaßnahmen wie Netzkodizes europäisieren den Stromhandel. Mit den europäisch definierten Netzkodizes sollen die Marktteilnehmer europaweit gleiche Rahmenbedingungen vorfinden. Die Netzkodizes schaffen insbesondere die Voraussetzungen für die alltägliche Durchführung des grenzüberschreitenden Strom-

handels. Sie behandeln sowohl die Organisation des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels als auch Fragen des langfristigen Handels und des grenzüberschreitenden Abrufs von Regelernergie.

7.2 Der grenzüberschreitende Stromhandel senkt die Kosten im Gesamtsystem

Der europäische Stromhandel fördert den kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und Verbraucher. Mit dem europäischen Stromhandel können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, bei erneuerbaren Energien und beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken genutzt werden. Beispielsweise tritt in Italien die jährliche Höchstlast im Sommer auf, da der Verbrauch von Klimaanlage in diesen Monaten stark ansteigt. Die deutsche Höchstlast hingegen tritt in den Wintermonaten auf. Das bedeutet, dass die gemeinsame Höchstlast aufgrund dieser Ausgleichseffekte geringer ist als die Summe der nationalen Höchstlasten. Erste Analysen gehen von einer Größenordnung dieses Beitrags von elf bis 18 Gigawatt, allein zwischen Deutschland, seinen Nachbarländern und Italien, aus (r2b 2014). Der europäische Stromhandel wird jedoch durch die Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten begrenzt.

Die europäische Vielfalt beim Ausbau erneuerbarer Energien verstärkt die Ausgleichseffekte. Wenn fluktuierende erneuerbare Energien an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Technologien ausgebaut werden, gleichen sich wetterbedingte Einspeiseschwankungen besser aus. Wenn an einem Standort wenig Wind weht, können Windanlagen oder auch andere Erneuerbare-Energien-Anlagen an anderen Standorten diese Flaute teilweise ausgleichen. Davon profitieren alle EU-Staaten. Beispielsweise beträgt der Beitrag von Windenergieanlagen zur gesicherten Leistung bei einer EU-weiten Berechnung rund 14 Prozent der gesamten installierten Windleistung (TradeWind 2009). Bei nationaler Berechnung für Deutschland liegt dieser Wert bei rund sieben Prozent. Durch die Ausgleichseffekte sinken der Bedarf für Kraftwerke und Speicher und damit die Kosten des Systems.

Der Stromhandel beeinflusst sowohl die Kosten des Stromverbrauchs als auch die Einkommen der Erzeuger. Strom wird dort produziert, wo gerade die niedrigsten Grenzkosten anfallen. Wenn Strom aus dem Ausland nach Deutschland importiert wird, profitieren die deutschen

Stromverbraucher vom günstigen Strom im Ausland, während ein Teil der Stromerzeugung in Deutschland von der günstigen Konkurrenz im Ausland verdrängt wird. Wenn Strom in das Ausland exportiert wird, profitieren die ausländischen Stromverbraucher vom günstigen Strom in Deutschland, während deutsche Stromerzeuger zusätzliche Erlöse erzielen und dort teilweise die Konkurrenz verdrängen.

Deutschland hat zuletzt vom Stromaustausch profitiert. Deutschland hat innerhalb der CWE-Region vergleichsweise niedrige Börsenstrompreise. 2013 lag der durchschnittliche Börsenpreis (Day-Ahead, Baseload) bei 37,8 Euro/MWh. In Frankreich lag der Vergleichspreis bei 43,2 Euro/MWh, in den Niederlanden bei 52,0 Euro/MWh. Das deutsche Stromangebot wird deshalb derzeit überdurchschnittlich stark zur Deckung der ausländischen Stromnachfrage herangezogen. Der Stromhandel eröffnet Erzeugern in Deutschland zusätzliche Absatzmöglichkeiten. Im Jahr 2013 flossen rund 72 TWh Strom aus Deutschland in die benachbarten Länder und rund 38 TWh von den Nachbarländern nach Deutschland. Die Stromexporte sind besonders hoch in Stunden mit geringer inländischer Nachfrage und hoher Stromproduktion aus Wind, Sonne, Braunkohle und Kernkraft. Ohne die Möglichkeit zum Stromexport müssten Kern- und Kohlekraftwerke und zukünftig auch Erneuerbare-Energien-Anlagen ihre Produktion stärker drosseln. Der Stromaustausch ist somit eine wichtige Flexibilitätsoption.

7.3 Versorgungssicherheit im europäischen Kontext stärken

Im europäischen Binnenmarkt für Strom sind in den kommenden Jahren ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden. Nach Angaben des aktuellen „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SOAF-Bericht) von ENTSO-E betragen die Überkapazitäten an gesicherter Leistung in Europa derzeit mindestens 100 Gigawatt (ENTSO-E 2014). Davon liegen rund 60 Gigawatt (sog. „RC-ARM“ und „spare capacity“) in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet, das näherungsweise als die Region bestehend aus Deutschland, seinen Nachbarn und Italien definiert werden kann. Auch für die nächsten Jahre sind hier erhebliche Überkapazitäten zu erwarten. Diese Kapazitäten können die regionale Versorgung absichern und die Versorgungssicherheit in Deutschland erhöhen, soweit Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Ebenso steht in einer (rein rechnerisch) nationalen Betrachtung in Deutschland mittelfristig mehr als ausreichend Kraftwerksleistung zur

Verfügung: Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in ihrem aktuellen Bericht zur Leistungsbilanz für Deutschland für den Zeitraum 2014 bis 2017 eine „verbleibende Leistung“ von ca. 10 Gigawatt aus (ÜNB 2014). Diese Kapazität wird zur Lastdeckung in Deutschland nicht benötigt, sondern steht für Exporte zur Verfügung.

Versorgungssicherheit kann nur europäisch betrachtet werden. Eine rein nationale Sicht auf Versorgungssicherheit ist mit dem Konzept eines europäischen Strommarktes nicht vereinbar (DIW 2014). Deutschland und andere EU-Mitgliedstaaten messen Versorgungssicherheit bislang vor allem anhand des statischen Ansatzes nationaler Leistungsbilanzen. Diese Vorgehensweise ist mit dem real existierenden Strombinnenmarkt wenig kompatibel und daher überarbeitungsbedürftig. Dies gilt auch, weil die Bedeutung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und damit stochastisch verfügbarer Erzeugung wächst. Durch die großräumigen Ausgleichseffekte bei den Höchstlasten und dem Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung besteht im europäischen Binnenmarkt grundsätzlich ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern.

Das BMWi diskutiert mit Stakeholdern in Europa Verbesserungen beim Monitoring der Versorgungssicherheit. Das Ministerium setzt sich für eine länderübergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheit ein. Außerdem sollen die Regulierer neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig Flexibilitätsoptionen stärker berücksichtigen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen gehören auch Lastmanagement und Netzersatzanlagen, welche einen Beitrag zur Synchronisierung leisten können.

Transnationale Effekte müssen berücksichtigt werden. Deutschland, seine Nachbarstaaten und die Europäische Kommission haben erkannt, dass in einem europäischen Strombinnenmarkt gemeinsame Monitoringkonzepte nötig sind. Nur wenn transnationale Effekte berücksichtigt werden, kann die Versorgung langfristig kosteneffizient gesichert werden. Außer dem SOAF-Bericht bestehen bisher allerdings kaum grenzüberschreitende Herangehensweisen. Auf europäischer Ebene wird an einem gemeinsamen Vorgehen gearbeitet. Auf regionaler Ebene hat das BMWi einen Prozess angestoßen, dessen Ziel eine länderübergreifende Definition und mittelfristig ein gemeinsames Monitoring von Versorgungssicherheit mit den Nachbarländern ist. Dieser Prozess baut auf den Arbeiten des regionalen „Pentalateralen Energieforums“ auf. In diesem Forum sind neben Deutschland auch Österreich, die Nie-

derlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich und als Beobachter die Schweiz vertreten.

Weitere Schritte sollen die Vollendung des Strombinnenmarktes vorantreiben. Über ein gemeinsames Monitoringkonzept von Versorgungssicherheit hinaus bedarf es weiterer, zumindest regionaler Vereinbarungen. Unabhängig davon, für welches Strommarktdesign sich Deutschland, seine Nachbarländer oder andere EU-Mitgliedstaaten entscheiden, sollten beispielsweise gemeinsame Regeln geschaffen werden für Situationen, in denen in mehreren gekoppelten Strommärkten gleichzeitig relativ hohe Strompreise im Großhandel beobachtet werden.

Wenn Kapazitätsmärkte eingeführt werden sollten, dann müssen sie zumindest europäisch koordiniert werden.

Dies ist besonders wichtig, wenn der Bedarf für zusätzliche nationale Erzeugungskapazitäten festgelegt wird. Es muss gemeinsam entschieden werden, wie ausländische Kapazitäten auf das nationale Versorgungssicherheitsniveau angerechnet werden und ob bzw. wie ausländische Kapazitäten Zugang zu den nationalen Mechanismen haben (siehe Kapitel 8.2).

Nächste Schritte

- Das Pentalaterale Energieforum (DE, FR, AT, BENELUX, CH) vertieft die Zusammenarbeit der Länder im gemeinsamen Strommarkt, u. a. mittels eines Versorgungssicherheitsberichtes bis Ende 2014.
- Das BMWi arbeitet beim Thema Versorgungssicherheit eng mit den Nachbarländern zusammen. Ein Follow-up zum ersten Treffen im Juli 2014 wird im November 2014 stattfinden. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und möglichst eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Das BMWi unterstützt die Erarbeitung der Netzkodizes, z. B. im Rahmen von ENTSO-E und ACER-Konsultationen sowie der mehrmals pro Jahr tagenden Electricity Coordination Group und des Ausschusses für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Electricity Cross-Border Committee) der EU-Kommission.
- Das BMWi und die Bundesnetzagentur passen den nationalen Rechtsrahmen an, um den deutschen Strommarkt weiter in den europäischen Strombinnenmarkt zu integrieren. Ein nächster Schritt ist die Umsetzung der Netzkodizes, z. B. durch Europäisierung der Intraday- und Regulenergiemärkte.
- In Zusammenarbeit mit Nachbarländern erarbeitet das BMWi gemeinsame Regeln für den Umgang mit Situationen gleichzeitig hoher Strompreise.

Kapitel 8:

Die Klimaschutzziele erreichen

Um mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten, sind für das Strommarktdesign die flankierenden Instrumente und regulatorischen Rahmenbedingungen von besonderer Bedeutung, die dazu beitragen, die Klimaschutzziele im Stromsektor zu erreichen. Denn umweltverträglicher Einsatz der Erzeuger und Verbraucher bedeutet insbesondere, die nationalen und europäischen Klimaziele zu erreichen. Hierfür müssen (auch) die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung deutlich sinken. Die Reform des europäischen Emissionshandelsystems (ETS) soll stärkere Anreize zur Emissionsminderung in der Energiewirtschaft und Industrie setzen.

8.1 CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung reduzieren

Die Stromerzeugung muss bis 2050 weitgehend dekarbonisiert werden, um die nationalen und europäischen Klimaziele bis 2050 zu erreichen. Der Ersatz fossiler Stromerzeugung durch erneuerbare Energien gemäß dem im EEG verankerten Ausbaukorridor leistet hierzu den größten Beitrag. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zu diesem Zeitpunkt auf mindestens 80 Prozent steigen. Der Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung sinkt, bleibt aber signifikant. In 2050 sollen diese Kraftwerke

- sehr emissionsarm sein,
- Brennstoffe sehr effizient ausnutzen,
- sehr flexibel hoch- und herunterzufahren sein und
- nur noch vergleichsweise geringe Benutzungsstunden aufweisen.

Der Kraftwerkspark passt sich schrittweise an. Der oben skizzierte Entwicklungspfad des fossilen Kraftwerksparks wird möglich durch die Nachrüstung von Bestandsanlagen, die Stilllegung bzw. den reduzierten Betrieb emissionsintensiver Altanlagen und den Neubau von Gaskraftwerken.

Maßnahmen sind erforderlich, um hierfür die richtigen Anreize zu setzen. Die Emissionen des Stromerzeugungsektors verharrten in den letzten Jahren auf etwa gleichem Niveau. Um das nationale Klimaziel von -40 Prozent im Jahr 2020 gegenüber 1990 zu erreichen und auf den Ziel-

pfad in Richtung langfristiger Klimaziele einzuschwenken, sind nach aktuellen Projektionen weitere Maßnahmen erforderlich. Auch der Stromerzeugungsektor wird hierbei aufgrund seines hohen Anteils an den nationalen Emissionen einen Beitrag leisten müssen.

8.2 Das Emissionshandelssystem reformieren

Der zentrale Beitrag zur Emissionsreduktion in der fossilen Stromerzeugung soll durch das europäische Emissionshandelssystem (ETS) und seine Reform erreicht werden.

Das aktuelle ETS setzt bei aktuell über zwei Milliarden überschüssigen Zertifikaten und einem Zertifikatspreis von fünf bis sechs Euro pro Tonne CO₂ nur vergleichsweise geringe Anreize für Investitionen in eine emissionsarme Stromerzeugung. Da diese Überschüsse zum Ende der aktuellen Handelsperiode wegen der Rückführung der Backloading-Mengen vermutlich sogar auf 2,6 Mrd. Zertifikate ansteigen werden, ist bis weit in die 2020er Jahre mit hohen Überschüssen und sehr niedrigen CO₂-Preisen zu rechnen.

Das ETS sollte wieder mehr Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen bieten. Befragungen von Unternehmen zeigen, dass der aktuelle CO₂-Preis für Investitionsentscheidungen nur eine geringfügige Rolle spielt. Zum einen ist die Stromerzeugung gegenwärtig ohnehin durch das Preisverhältnis der Brennstoffe geprägt, das Emissionsminderungen durch Brennstoffwechsel nicht begünstigt (hohe Gas- und niedrige Kohlepreise). Zum anderen sind für Unternehmen angesichts langer Investitionszyklen ohnehin die mittel- bis langfristig zu erwartenden CO₂-Preise maßgeblich, da sich die Anlagen auch bei diesen Preisen rechnen müssen. Die mittelfristigen Preiserwartungen sind allerdings gegenwärtig niedrig.

Die Bundesregierung setzt sich für eine rasche und nachhaltige Reform des ETS ein. Sie strebt an, die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Marktstabilitätsreserve bereits 2017 einzuführen und die 900 Millionen Backloading-Zertifikate in diese Reserve zu überführen. Darüber hinaus muss die Marktstabilitätsreserve insbesondere bei den Schwellenwerten und den Entnahmemengen so ausgestaltet sein, dass sie die Überschüsse auch tatsächlich zügig abbaut. Zugleich müssen zum Schutz energieintensiver Unternehmen effektive Carbon-Leakage-Regeln auch für die Zeit nach 2020 getroffen werden, die sowohl die direkte als auch die indirekte Kostenbelastung adressieren.

Die ETS-Reform ist von struktureller Bedeutung. Zwar würden mit dem Reformvorschlag der Bundesregierung zirka die Hälfte der von der Europäischen Kommission bis 2020 projizierten Überschüsse abgebaut werden. Es verblieben jedoch bis 2020 immer noch signifikante Überschüsse im Markt. Dementsprechend dürfte es zum Ende dieser Handelsperiode zu einem Preisanstieg bei den Zertifikaten und damit sehr wichtigen Signalen für zukünftige Investitionen kommen.

Nächster Schritt

Reform ETS: Weitere Konkretisierung der deutschen Position sowie Werben um Unterstützung. Die Erwähnung eines „Instruments zur Stabilisierung des Marktes“ sowie von Maßnahmen zur Wahrung der industriellen Wettbewerbsfähigkeit in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates sind ein erster wichtiger Schritt in diese Richtung.

8.3 Die Rolle der KWK beim Umbau des Kraftwerksparks klären

Durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme können Brennstoffe und CO₂-Emissionen eingespart werden. KWK-Anlagen können energieeffizienter und – insbesondere wenn sie mit Gas betrieben werden – emissionsärmer sein als konventionelle Kondensationskraftwerke und eine gesonderte Bereitstellung von Wärme. Das ETS ist das zentrale Instrument für Klimaschutz in der Industrie und für eine emissionsarme Strom- und Wärmeerzeugung. Zusätzlich kann die KWK Beiträge zur Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen liefern.

KWK kann zukünftig stärker flexibel betrieben werden und stärker zur Synchronisierung beitragen. Investitionen in Wärmespeicher, Wärmenetze und perspektivisch Power-to-Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrokessel) bieten die Voraussetzung hierzu, weil sie die Stromerzeugung unabhängiger vom zeitgleichen Wärmebedarf machen. Daher sollten KWK-Anlagen Anreize haben, bei Netzengpässen oder negativen Preisen vor erneuerbaren Energien abzuregeln. Bisher werden eine Vielzahl von KWK-Anlagen in Industrie- und Objektversorgung aus betriebswirtschaftlichen und technischen Gründen mit

hoher Effizienz wärmegeführt betrieben. Für den Strommarkt und den Netzbetrieb stellen sie eine Mindestenergie dar (siehe Kapitel 3).

Das KWK-Gesetz fördert Qualität statt Quantität. Das KWK-Gesetz (KWKG) fördert Anlagen, die qualitativ kompatibel zur Energiewende sind, d. h. sehr flexibel und sehr emissionsarm. Daher fördert das KWKG auch Investitionen in Wärmenetze und -speicher. Das KWKG sollte insbesondere emissionsarme KWK fördern. Die Stabilisierung des heutigen KWK-Anteils erfordert den Neubau von KWK-Anlagen als Ersatz für Altanlagen im Umfang einiger Gigawatt. Im Rahmen der laufenden Evaluation ist zu klären, inwiefern es sinnvoll ist, über den Status quo hinaus die installierte KWK-Leistung stark zu erhöhen.

Nächste Schritte

- 2014: Das BMWi konsultiert derzeit die vorgelegte Studie zur Potential- und Nutzenanalyse der KWK sowie zur Evaluierung des KWK-Gesetzes (KWKG). Das BMWi legt anschließend den Zwischenbericht nach § 12 KWKG vor.
- 2015: Das BMWi bereitet die Novelle des KWKG vor.

Teil III:

Lösungsansätze für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung

Die Maßnahmen in Teil II sind für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher erforderlich. Sie sollten auf jeden Fall umgesetzt werden. In Teil III des Grünbuchs wird der Frage nachgegangen, ob zu erwarten ist, dass ein optimierter Strommarkt ausreichend Kapazität vorhält, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist.

Kapitel 9:

Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Kapitel 9.1 beschreibt die Notwendigkeit einer Grundsatzentscheidung. Kapitel 9.2 fasst die Ergebnisse der vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten zusammen.

9.1 Eine politische Grundsatzentscheidung ist nötig

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Der deutsche Strommarkt ist liberalisiert und mit den Strommärkten der Nachbarstaaten gekoppelt. Dies steigert die Effizienz des Stromversorgungssystems, trägt aber auch zu den aktuellen Überkapazitäten bei. Diese wurden durch den Zubau von erneuerbaren Energien und die Inbetriebnahme neuer fossiler Kraftwerke verstärkt. Aktuell kommt die temporär niedrigere Stromnachfrage infolge der Wirtschaftskrise in Europa hinzu. Daraus resultieren niedrige Strompreise an der Börse. Sie prägen derzeit den Markt und verringern die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Andererseits steigt Deutschland bis 2022 aus der Kernenergie aus. Hierdurch werden Erzeugungskapazitäten in Höhe von rund 12 Gigawatt schrittweise vom Netz genommen. Zudem übernehmen erneuerbare Energien zunehmend eine tragende Rolle und senken den Bedarf an Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken. Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren. Dieser Übergang wird den Strommarkt in den kommenden Jahren prägen (siehe Kapitel 2.1).

Die „Sowieso-Maßnahmen“ (Teil II) sind für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten (Erzeuger und flexible Verbraucher) unabhängig von der Grundsatzentscheidung sinnvoll.

Ausreichende Kapazitäten allein gewährleisten nicht, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt synchronisiert werden. Dies illustrieren die Beispiele in Kapitel 2.2 für Erzeugungssysteme mit Kapazitätsmarkt (Januar 2014 im amerikanischen PJM⁶) und ohne Kapazitätsmarkt (Februar 2012 in Deutschland). In beiden Fällen kam es zu angespannten Versorgungssituationen, obwohl ausreichend

installierte Leistung im System zur Verfügung stand. Dies zeigt: Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt in jedem Fall durch Preissignale dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten jederzeit im erforderlichen Umfang (d. h. in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und eingesetzt werden. Kapazitätsmärkte können zwar dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorgehalten werden. Sie können aber den sicheren Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung nicht garantieren⁷.

Zur Diskussion steht, ob ein optimierter Strommarkt erwarten lässt, dass ausreichend Kapazitäten für eine sichere Versorgung vorgehalten werden, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Der Bericht des Kraftwerksforums beim BMWi an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Präsidenten der Länder vom 28. Mai 2013 hat die Debatte strukturiert (BMW 2013). Gutachten im Auftrag des BMWi haben die Leistungsfähigkeit des Strommarkts und die Auswirkungen von Kapazitätsmärkten vertieft untersucht (siehe Kapitel 9.2). Betroffene Akteure haben die Gutachten in der Plattform Strommarkt intensiv diskutiert.

Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Das heißt, es müssen auch in Zeiten der höchsten (nicht durch Windkraft und Photovoltaik gedeckten) Nachfrage ausreichend steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Kapazitäten meint neben klassischen und erneuerbaren, mit Brennstoffen betriebenen Kraftwerken auch Nachfrageflexibilität (Lastmanagement) und Speicher. Einige dieser Kapazitäten, d. h. die mit den höchsten Grenzkosten, werden nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt.

Im Kern geht es bei der Debatte um die Frage, ob ein optimierter Strommarkt erwarten lässt, dass Investitionen in die selten genutzten, aber dennoch erforderlichen Kapazitäten getätigt werden. Dies setzt insbesondere voraus, dass Knappheitspreise bei den Marktteilnehmern ankommen und die Investoren darauf vertrauen, dass die Politik beim Auftreten von Knappheitspreisen nicht interveniert. Den Anbietern von Kapazitäten muss erlaubt sein, in Knappheitssituationen mit Preisen über ihren

6 PJM ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

7 In Kapazitätsmärkten bestehen grundsätzlich Verfügbarkeitsanreize für Erzeuger. Diese sind jedoch nicht hinreichend, um die Einsatzfunktion vollständig zu gewährleisten.

Grenzkosten am Strommarkt zu bieten. Wenn die Anbieter befürchten, dass die Politik Preisobergrenzen einführt und damit Investitionen im Nachhinein teilweise entwertet, werden kapitalintensive Investitionen ausbleiben. Stattdessen werden, angereizt durch die Pflicht zur Bilanzkreis-treue, die unbedingten Lieferverpflichtungen und das Ausgleichsenergiesystem (siehe Kapitel 1.4 u. 1.5), tendenziell nur Kapazitäten mit niedrigeren Investitionskosten wie Lastmanagement oder Motorkraftwerke erschlossen. Gleichzeitig können insbesondere industrielle Stromkunden mit großer Nachfrage ihre Versorgung am Terminmarkt, mit Options- oder Absicherungsverträgen kosteneffizient gegen Knappheitspreise absichern, ihren Strom selbst produzieren oder durch Lastmanagement mit einer flexiblen Nachfrage auf Knappheitspreise reagieren.

Im kommenden Jahrzehnt werden die derzeitigen Überkapazitäten am Strommarkt abgebaut sein. Knappheitspreise wird nur derjenige vermeiden, der sich mit Lieferverträgen vorausschauend absichert oder durch Lastmanagement mit einer flexiblen Nachfrage auf Knappheitspreise reagiert. Ein optimierter Strommarkt, der zulässt, dass Preissignale unverfälscht bei den Marktteilnehmern ankommen, abgesichert durch einen glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, kommt nach wissenschaftlichen Untersuchungen ohne einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt aus. Restrisiken kann mit einer „Kapazitätsreserve“ begegnet werden (siehe Kapitel 11). Diese muss aber so ausgestaltet werden, dass sie einerseits nicht wie eine Preisobergrenze am Strommarkt wirkt und andererseits den Marktakteuren nicht als bequeme Alternative zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen, d. h. der Beschaffung von Strommengen in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs, dient (siehe Kapitel 1.1).

Wenn Gesellschaft und Politik zu einer derartigen Weiterentwicklung des Strommarktes mit Knappheitspreisen nicht bereit sind, bedarf es eines Kapazitätsmarktes. Allerdings bergen auch Kapazitätsmärkte Herausforderungen, Nachteile und Risiken, derer sich Gesellschaft und Politik bewusst sein müssen. Der Staat verändert das Strommarktdesign und greift regulatorisch in den Wettbewerb ein. Die Kosten des Kapazitätsmarktes müssen auf die Verbraucher umgelegt werden.

Wir müssen daher eine Grundsatzentscheidung treffen: Wollen wir einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) mit einem glaubwürdigen rechtlichen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können, und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage bestimmen,

wie viele Kapazitäten vorgehalten werden – oder wollen wir neben dem Strommarkt einen Kapazitätsmarkt?

Kapazitätsmärkte unterscheiden sich von bestehenden Strommärkten

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes verändert das bestehende Strommarktdesign: Es wird ein zusätzlicher Markt neben dem bestehenden Strommarkt geschaffen. Auf Kapazitätsmärkten wird ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) gehandelt und explizit vergütet. Für die Vergütung der Kapazitäten entstehen Kosten zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung des Stroms am Strommarkt. Die Stromversorger tragen die Kosten und legen sie auf die Verbraucher um.

Auf dem bestehenden Strommarkt wird Leistung auf Terminmärkten, Spotmärkten und in Strombezugsverträgen nur *implizit* durch unbedingte Lieferverpflichtungen vergütet. *Explizit* gehandelt und vergütet wird Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder in Lieferverträgen.

Option Strommarkt 2.0

Grundlegende Annahme dieser Option ist, dass der Strommarkt 2.0 das Vorhalten von Kapazitäten in ausreichendem Umfang anreizt und daher kein zusätzlicher Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über den Strommarkt, der implizit und explizit auch Leistung vergütet (siehe Kapitel 1). Der Staat setzt die Marktregeln. Die Marktteilnehmer müssen ihre Lieferverpflichtungen einhalten, sonst drohen ihnen hohe Strafzahlungen (Ausgleichsenergiesystem). Die Stromkunden bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. In der Verantwortung der Regulierungsbehörde liegt es, die Einhaltung der Marktregeln sicherzustellen und die Kapazitätsentwicklung durch ein kontinuierliches Monitoring zu begleiten.

Die Befürworter dieser Option gehen von normalen Marktmechanismen und (zumindest implizit) von folgenden Annahmen und Einschätzungen aus:

- Das Kapazitätsniveau, das sich am Strommarkt einstellt, ist ausreichend, um die Nachfrage der Verbraucher zu decken.
- Flexibilitätsoptionen, insbesondere Lastmanagement oder Netzersatzanlagen, sind ausreichend vorhanden sowie schnell und kostengünstig erschließbar.
- Preisspitzen treten am Spotmarkt auf und werden akzeptiert. Sie werden sich nur geringfügig auf den durchschnittlichen Strompreis auswirken, weil sie nur in wenigen Stunden auftreten.
- Der Strommarkt setzt u. a. durch Preisspitzen ausreichend Investitionsanreize, auch für Spitzenlastkraftwerke. Investoren sind in der Lage, mit den damit verbundenen Unsicherheiten für langlebige Investitionen umzugehen.
- Private Verbraucher, die nicht leistungsgemessen sind, sind über ihre Verträge mit ihren Versorgern gegen kurzfristige Preisspitzen am Großhandelsmarkt abgesichert; Unternehmen können sich frei entscheiden, ob sie sich vertraglich absichern oder am kurzfristigen Strommarkt teilnehmen.
- Die Preisvolatilität ist der zentrale Anreiz für die Flexibilisierung des Gesamtsystems.
- Falls zur Absicherung gegen Restrisiken ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt, ist dies mit einer Reserve kostengünstig möglich.

Für die Option Strommarkt 2.0 ist wichtig, dass die Preisbildung frei bleibt.

Preisspitzen sind für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen im Strommarkt erforderlich.

Durch den Einsatz von Lastmanagement und Netzersatzanlagen sind in der Regel nur gelegentliche Preisspitzen in moderater Höhe zu erwarten. Für Extrem-

situationen sollten jedoch temporär auch höhere Preise möglich sein. Extremsituationen treten beispielsweise bei einem Ausfall größerer Erzeugungsleistungen bei gleichzeitig hoher Last und geringer Einspeisung von erneuerbaren Energien auf.

Das Auftreten von Preisspitzen darf nicht eingeschränkt werden. Heute gibt es im Strommarkt keine regulatorischen Preisobergrenzen. Es existiert nur ein sehr hohes technisches Limit. Die Börse kann es bei Bedarf anpassen. Damit Investoren ausreichend Planungssicherheit darüber haben, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen hierzu unverändert bleiben, sollte gesetzlich klargestellt werden, dass staatliche Interventionen in Form von Preisobergrenzen unterbleiben.

Preisspitzen werden durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot weder ausgeschlossen noch abgemildert. Alle Unternehmen sind bei der Abgabe ihrer Gebote grundsätzlich frei. Kraftwerke müssen die Möglichkeit haben, in Knappheitssituationen mit Preisen über ihren Grenzkosten am Strommarkt zu bieten; es darf kein *de facto* Mark-up-Verbot geben. Nach europäischem und deutschem Kartellrecht dürfen Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung allerdings ihre Marktmacht nicht missbräuchlich ausnutzen. Hierdurch soll u. a. verhindert werden, dass es zu künstlich überhöhten Preisen kommt.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot setzt keine implizite Preisobergrenze. Kommen Preisspitzen nicht marktmachtbedingt, sondern durch tatsächliche Knappheiten zustande, sind sie kartellrechtlich nicht zu beanstanden. Soweit ein Anbieter nicht marktbeherrschend ist, ist das Missbrauchsverbot auf diesen Anbieter von vornherein nicht anwendbar. In Knappheitssituationen sind auch diese Anbieter in der Lage, höhere Preise durchzusetzen. Von diesen Preisen profitieren in der börslichen Einheitspreisauktion auch marktbeherrschende Anbieter. Die Funktionsfähigkeit des Strommarktes wird durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot daher nicht beeinträchtigt.⁸

⁸ Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung droht jedoch, nachweisen zu müssen, dass sie bei ihren Angeboten am Strommarkt keine Marktmacht ausgeübt haben. Aus Vorsicht sehen sich marktbeherrschende Unternehmen einem *de facto* Mark-up-Verbot ausgesetzt.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot hat in der aktuellen Marktsituation wenig praktische Bedeutung. Die Marktmachttendenzen sind in den letzten Jahren rückläufig. Insbesondere die Kopplung des deutschen Strommarktes mit den Nachbarländern, der begonnene Ausstieg aus der Kernenergie und der Zubau erneuerbarer Energien haben den Wettbewerb gestärkt. Diese Wettbewerbsbelebung sowie die bestehenden Überkapazitäten führen dazu, dass das Missbrauchsverbot derzeit in der Praxis keine Rolle spielt.

Bei Wahl der Option Strommarkt 2.0 ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- Der Strommarkt wird optimiert und zu einem Strommarkt 2.0 für die Energiewende weiterentwickelt.
- Kernpunkte der Reform sind:
 - Die Umsetzung der Sowieso-Maßnahmen aus Teil II. Dabei kommt der Stärkung der Anreize zur Bilanzkreistreue (Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem) eine besondere Rolle zu.
 - Die Preisbildung muss frei bleiben; es sollte gesetzlich klargestellt werden, dass keine Preisobergrenzen eingeführt werden. Dadurch kann den Marktakteuren ein hohes Maß an Planungssicherheit gegeben werden.
 - Die in Kapitel 9 erläuterte Kapazitätsreserve wird eingeführt. Es erfolgt ein kontinuierliches Monitoring.

Option Kapazitätsmarkt

Grundlegende Annahme dieser Option ist, dass auch der optimierte Strommarkt das Vorhalten von Kapazitäten nicht im ausreichenden Umfang anreizt und ein zusätzlicher Markt für die Vorhaltung von Kapazitäten eingeführt werden muss. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt, der Leistung explizit vergütet. Die Kosten werden auf die Stromkunden umgelegt. Der Staat sorgt damit für ein höheres Kapazitätsniveau, als es sich aus dem Strommarkt ergibt. Im zentralen und fokussierten Kapazitätsmarkt bestimmt der Staat direkt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Im dezentralen Kapazitätsmarkt steuert der Staat das Kapazitätsniveau indirekt durch die Höhe der Pönale (siehe Kasten). Auch mit einem Kapazitätsmarkt liegt es in der Verantwortung der Marktteilnehmer, ausreichend Kapazitäten zu kontrahieren, um jederzeit ihre

Lieferverpflichtungen zu erfüllen. In der Verantwortung der Regulierungsbehörde liegt es, die Einhaltung der Marktregeln sicherzustellen und die Kapazitätsentwicklung durch ein kontinuierliches Monitoring zu begleiten.

Kapazitätsmärkte können verschiedene Ausgestaltungen annehmen

In Deutschland werden derzeit vor allem drei Ansätze für Kapazitätsmärkte intensiv diskutiert. Sie unterscheiden sich erheblich in den Details der Ausgestaltung, den erforderlichen regulatorischen Vorgaben und ihren Auswirkungen auf den Strommarkt:

Im „**zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt**“ (EWI 2012) legt eine Behörde den Gesamtbedarf an Kapazität zentral fest. Diese Kapazität wird in Auktionen ausgeschrieben (Leistungsmarkt). Die Betreiber von Erzeugungsanlagen bieten Erzeugungsleistung auf diesem Kapazitätsmarkt an. Bei einem Zuschlag erhalten sie eine Vergütung für die angebotene Leistung in Form einer einheitlichen Leistungszahlung. Zugleich können Betreiber von Erzeugungsanlagen ihren erzeugten Strom am Strommarkt an andere Marktteilnehmer verkaufen. Die Kosten des Kapazitätsmarktes werden über eine Kapazitätsumlage auf den Strompreis umgelegt. Die Leistungszahlung verpflichtet die Kraftwerksbetreiber, ihre Erzeugungskapazität grundsätzlich technisch verfügbar zu halten. Steigt der Börsenpreis über einen zuvor definierten Auslösepreis, zahlen die Kraftwerksbetreiber die Differenz aus aktuellem Börsenpreis und Auslösepreis an die Behörde (Call-Option).

Im „**zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt**“ (Öko-Institut/LBD/Raue 2012) wird der Gesamtbedarf an Kapazität ebenfalls zentral von einer Behörde festgelegt. Auch weitere wesentliche Eigenschaften sind vergleichbar zum zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt. Allerdings wird nur ein Teil des Gesamtbedarfs in Auktionen ausgeschrieben. Eine Behörde entscheidet, welche Anlagen an den Auktionen teilnehmen dürfen. Öko-Institut/LBD/Raue sehen zwei Marktsegmente vor: eines für Neuanlagen sowie eines für „stilllegungsbedrohte“ Bestandsanlagen und Lastmanagement. Durch die Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs in zwei Teilmärkten ergibt sich keine einheitliche Leistungszahlung.

Im „**dezentralen umfassenden Kapazitätsmarkt**“ (Enervis/BET 2013, BDEW 2013) wird der Gesamtbedarf an Kapazität nicht direkt von einer Behörde vorgegeben und ausgeschrieben, sondern indirekt durch die Höhe einer Strafzahlung (Pönale). Vertriebe werden verpflichtet, für Knappheitssituationen nachzuweisen, dass sie für ihren Strombezug in ausreichendem Umfang Leistung kontrahiert haben. Die Nachweise können sie von Betreibern der Erzeugungsanlagen in Form von Leistungszertifikaten (Versorgungssicherheitszertifikaten) erwerben. Diese Zertifikate können bilateral zwischen Marktteilnehmern oder an der Börse gehandelt werden. Die Vertriebe entscheiden in Abhängigkeit von ihrem Verbrauch und der Nutzung von Lastmanagement selbst, mit wie viel Leistungszertifikaten sie sich eindecken. Wird in Knappheitssituationen ein definierter Auslösungspreis überschritten, müssen Vertriebe eine Pönale für die tatsächliche Verbrauchsleistung bezahlen, für die sie keine Leistungszertifikate vorweisen können. Erzeuger müssen eine Pönale zahlen, wenn ihre Erzeugungsleistung in dieser Situation nicht verfügbar ist. Eine Behörde legt die Höhe der Pönale und den Auslösungspreis fest. In anderen Modellen (z. B. in Frankreich) legt eine Behörde noch weitere Parameter fest, die determinieren, mit wie viel Erzeugungskapazität sich die Vertriebe einzudecken haben. Die Kosten für die Leistungszertifikate legen die Vertriebe auf ihre Stromkunden um.

Die Befürworter dieser Option gehen (zumindest implizit) von folgenden Annahmen und Einschätzungen aus:

- Das Kapazitätsniveau, das sich am Strommarkt einstellt, ist nicht ausreichend.
- Flexibilitätsoptionen (insbesondere Lastmanagement oder Netzersatzanlagen) sind nicht ausreichend vorhanden oder können im Strommarkt nicht hinreichend erschlossen werden.
- Eine strategische Reserve, die vorgehalten und bei einer bestimmten Marktpreishöhe eingesetzt wird, sorgt nicht *effizient* für ein ausreichendes Kapazitätsniveau.
- Zusätzliche regulatorische Eingriffe sind nötig: Ein Kapazitätsmarkt muss eingeführt werden.

- Das höhere Kapazitätsniveau rechtfertigt zusätzliche Kosten (Umlage auf Stromkunden).
- Preisspitzen am Spotmarkt sind skandalisierbar und werden daher nicht akzeptiert.
- Preisspitzen sind als Investitionsanreiz zu unsicher für die Marktakteure; diese befürchten politische Interventionen (Preisobergrenzen). Unsicherheiten für Investoren müssen daher durch Kapazitätsmärkte verringert werden.
- Kapazitätsmärkte verringern Preisspitzen am Spotmarkt durch das höhere Kapazitätsniveau.

Die verschiedenen Modelle für Kapazitätsmärkte haben spezifische Konsequenzen

In einem **dezentralen oder zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt** erhalten auch inflexible und emissionsintensive Kraftwerke Zahlungen. Dies beeinflusst die notwendige Transformation des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität wie auch das Erreichen der nationalen Klimaziele.

Dezentrale Kapazitätsmärkte erfordern die geringsten Regulierungseingriffe und verursachen von allen Kapazitätsmärkten die geringsten regulatorischen Risiken. Die Erschließung von Lastmanagement wird nicht erschwert.

In **zentralen umfassenden oder fokussierten Kapazitätsmärkten** besteht die besondere Herausforderung, das richtige Niveau der vorzuhaltenden Kapazitäten festzulegen, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Dies trifft insbesondere auf zentrale fokussierte Kapazitätsmärkte zu, in denen nur Teile des Gesamtbedarfs an Leistung ausgeschrieben werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass die ausgeschriebenen Kapazitäten auch tatsächlich gebaut bzw. weiterbetrieben werden.

Zentrale fokussierte Kapazitätsmärkte können gezielt flexible und emissionsarme Kapazitäten fördern.

Bei Wahl der Option Kapazitätsmarkt ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Es ist zu entscheiden, welches Kapazitätsmarkt-Modell eingeführt werden soll.
- Die gesetzlichen Voraussetzungen sind zu schaffen. Die Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes ist regulatorisch festzulegen.
- Da die EU-Kommission Kapazitätsmärkte als Beihilfe einstuft, sind die Regularien mit der Kommission abzustimmen.
- Im Zuge der Umsetzung bestimmt eine staatliche Stelle direkt oder indirekt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden sollen⁹.
- Die in Kapitel 9 erläuterte Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit ist erforderlich¹⁰. Auf dieser Grundlage wird kontinuierlich überprüft, ob zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind.

Der französische Kapazitätsmarkt lässt die Grundsatzentscheidung für oder gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland offen.

Der französische Kapazitätsmarkt hat keinen relevanten Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Strommarktes in Deutschland. Der deutsche und der französische Strommarkt sind gekoppelt (siehe Kapitel 2 und 6). Durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes werden voraussichtlich zusätzliche Kapazitäten in Frankreich angereizt. Diese Kapazitäten tragen zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Die Kraftwerkskapazität in Deutschland kann in dem Umfang sinken, wie zusätzliche französische Kraftwerkskapazitäten über die vorhandenen Grenzkuppelstellen für den Strommarkt in Deutschland verfügbar sind. Die prinzipielle Fähigkeit des Strommarktes in Deutschland, ausreichend Kapazitäten anzureizen, bleibt jedoch unverändert, denn die zusätzliche Kapazität in Frankreich wirkt lediglich wie eine verringerte Nachfrage in Deutschland. Es besteht also kein Automatismus, nach dem der französische Kapazitätsmarkt auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland erzwingt.

Der französische Kapazitätsmarkt kann Verteilungseffekte verursachen. Investoren werden bei entsprechender Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarktes einen größeren Anreiz haben, Kraftwerke in Frankreich zu bauen und zu erhalten, als zuvor. Diese Kraftwerke werden von französischen Stromverbrauchern über die dortige Kapazitätsumlage unterstützt werden, stehen in Höhe der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten aber auch Frankreichs Nachbarn zur Lastdeckung zur Verfügung.

⁹ Im zentralen Kapazitätsmarkt bestimmt der Staat direkt, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Im dezentralen Kapazitätsmarkt steuert der Staat das Kapazitätsniveau indirekt durch die Höhe der Pönale.

¹⁰ Derzeit monitoren unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber, die Bundesnetzagentur, das BMWi, das Pentalaterale Energieforum und der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E die Versorgungssicherheit.

OPTION Strommarkt 2.0

„Ein optimierter Strommarkt gewährleistet Versorgungssicherheit“

Funktionsweise

- Der Strommarkt reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über den Strommarkt.
- Der Staat setzt die Marktregeln. Die Stromkunden bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage das Kapazitätsniveau.
- Leistung wird implizit am Strommarkt und explizit z. B. am Regelleistungsmarkt und in Options- und Lieferverträgen vergütet.

Annahmen und Einschätzungen der Befürworter:

- Der Strommarkt sorgt für ausreichend Kapazitäten.
- Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement, Netzersatzanlagen) sind ausreichend vorhanden sowie schnell und kostengünstig erschließbar.
- Preisspitzen treten am Spotmarkt auf. Sie werden akzeptiert, weil sie sich wenig auf den durchschnittlichen Strompreis auswirken und Preisvolatilität der zentrale Anreiz für Flexibilisierung ist.
- Der Strommarkt setzt, u. a. durch Preisspitzen, ausreichend Investitionsanreize, auch für Spitzenlastkraftwerke.
- Private Verbraucher sind gegen Preisspitzen abgesichert. Unternehmen können frei entscheiden, ob sie sich absichern oder aktiv am Strommarkt teilnehmen.
- Zur Absicherung gegen Restrisiken kann mit einer Reserve ein höheres Kapazitätsniveau kostengünstig vorgehalten werden.

Handlungsbedarf

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Es wird gesetzlich klargestellt, dass keine Preisobergrenze eingeführt wird.
- Es darf kein de facto Mark-up-Verbot geben.
- Eine Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit wird durchgeführt.

OPTION Kapazitätsmarkt

„Der Staat muss handeln, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten“

Funktionsweise

- Der Kapazitätsmarkt reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten refinanziert sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt.
- Der Staat sorgt für ein höheres Kapazitätsniveau als der Strommarkt.
- Leistung wird explizit am Kapazitätsmarkt vergütet.

Annahmen und Einschätzungen der Befürworter:

- Der Strommarkt sorgt für zu wenige Kapazitäten.
- Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement, Netzersatzanlagen) sind nicht ausreichend oder können im Strommarkt nicht hinreichend erschlossen werden.
- Zusätzliche regulatorische Eingriffe sind erforderlich. Kapazitätsmarkt ist erforderlich.
- Das höhere Kapazitätsniveau rechtfertigt zusätzliche Kosten (Umlage aus Stromkunden).
- Preisspitzen am Spotmarkt sind skandalisierbar und werden daher nicht akzeptiert.
- Preisspitzen sind zu unsicher, um ausreichend Investitionen anzureizen.
- Kapazitätsmärkte verringern Preisspitzen am Spotmarkt durch das höhere Kapazitätsniveau.

Handlungsbedarf

- Die Sowieso-Maßnahmen aus Teil II werden umgesetzt.
- Entscheidung über Kapazitätsmarkt-Modell, Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes und Höhe der vorzuhaltenden Kapazitäten.
- Kompatibilität mit dem europäischen Binnenmarkt muss hergestellt werden.
- Eine Kapazitätsreserve wird eingeführt.
- Ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit wird durchgeführt.

9.2 Gutachter: Der Strommarkt gewährleistet eine sichere Versorgung mit und ohne Kapazitätsmarkt

Gutachten im Auftrag des BMWi haben untersucht, ob der Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizt, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Mit der Fragestellung wurden die Beratungsunternehmen Frontier Economics, Formaet und Consentec sowie Connect Energy Economics und r2b energy consulting beauftragt. Sie haben zudem untersucht, welche Auswirkungen Kapazitätsmärkte hätten. Ziel war es, eine „Metastudie“ zu erstellen, welche die derzeit intensiv diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte untersucht und bewertet (siehe dazu Frontier 2014 a und Kapitel 9.1). Die Gutachten selbst entwickeln kein eigenes Modell für einen Kapazitätsmarkt. Sie können von der Internetseite des BMWi heruntergeladen werden.¹¹

Wesentliche Ergebnisse der Strommarktgutachten

Die Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass Kapazitätsmärkte ebenso wie der Strommarkt in seiner heutigen Struktur ausreichend Kapazitäten anreizen können, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Der Strommarkt in seiner heutigen Struktur führt zu einem Kapazitätsniveau gemäß den Präferenzen der Verbraucher. Mit Kapazitätsmärkten oder Reserven kann auch ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt.

Die Gutachter raten von Kapazitätsmärkten ab. Diese bergen erhebliche Ausgestaltungsrisiken. Eine sichere Versorgung gewährleisten Kapazitätsmärkte nur, wenn sie richtig ausgestaltet sind. Die praktischen Erfahrungen beispielsweise in den USA zeigen, dass die richtige Ausgestaltung schwierig ist, viele Jahre dauert und ein großer Nachsteuerungsbedarf zum Beheben von Regulierungsfehlern bestehen kann. Kapazitätsmärkte führen zu höheren Systemkosten und bergen zudem erhebliche Gefahren für die Umsetzung der Energiewende (insbesondere Überkomplexität, Fehlsteuerungspotential, Ineffizienz, reduzierte Flexibilisierungsanreize, Irreversibilität, Pfadabhängigkeit).

Die Gutachten empfehlen daher die Optimierung des Strommarktes. Hierzu identifizieren sie verschiedene Maßnahmen. Diese sind jedoch nicht nur für die Vorhaltefunktion erforderlich. Als „Sowieso-Maßnahmen“ müssen sie bereits für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher umgesetzt werden (siehe Kapitel 8.1). Zugleich stärken sie die Anreize der Marktakteure zur Kapazitätsvorhaltung und zur Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. Für den Fall, dass eine zusätzliche Absicherung der Stromversorgung politisch gewünscht sei, d. h. ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt, empfehlen die Gutachten eine Reserve außerhalb des Strommarkts. Eine Reserve sei einfach umzusetzen, kostengünstig und bewahre die Funktionsfähigkeit des Strommarktes.

Im Folgenden werden weitere zentrale Ergebnisse der Gutachten dargestellt:

Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt bedeutet: Verbraucher können Strom beziehen, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten). Bei der Bewertung der Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist zudem eine europäische Sichtweise erforderlich. Der deutsche Strommarkt ist mit den Strommärkten der Nachbarländer gekoppelt, dadurch ergeben sich große Ausgleichseffekte – insbesondere bei der Last und der Einspeisung der erneuerbaren Energien. Zugleich müssen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen berücksichtigt werden.

Ordnungspolitische und beihilferechtliche Gründe erfordern eine sorgfältige Analyse. Kapazitätsmärkte erfordern erhebliche regulatorische Eingriffe. Diese Eingriffe sollten aus ordnungspolitischer Perspektive nur erfolgen, wenn der Strommarkt strukturell (und nicht nur kurzzeitig infolge von Anpassungsprozessen in der Übergangsphase) zu wenig Kapazität vorhält und weniger tiefe Eingriffe nicht ausreichen.

Fehlende Deckungsbeiträge sind per se kein Indikator für den Bedarf an staatlichen Interventionen. Derzeit können einige konventionelle Bestandskraftwerke ihre Vollkosten

11 Die verschiedenen Studien gehen auf einen Auftrag des Kraftwerksforums des BMWi vom Mai 2013 zurück (s. Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder).

im Markt nicht oder kaum decken; Neuinvestitionen rentieren sich nur unter besonders günstigen Umständen. Diese Situation ist im Wesentlichen auf bestehende Überkapazitäten und die daraus resultierenden niedrigen Strompreise zurückzuführen (siehe Kapitel 1). Sie ist kein Indikator für die Notwendigkeit, in den Markt einzugreifen.

Es ist wirtschaftlich rational, dass Neuinvestitionen sich gegenwärtig nur unter besonders günstigen Umständen rechnen. Denn in den nächsten 10 Jahren werden voraussichtlich kaum neue Kraftwerke benötigt. In den nächsten 10 Jahren werden über die im Bau befindlichen Kraftwerke und die Reaktivierung einiger nur vorübergehend stillgelegter Anlagen hinaus wenige Spitzenlastkapazitäten (z. B. Motorkraftwerke oder Gasturbinen) benötigt¹². Diese haben geringe Investitionskosten, können in kurzer Zeit gebaut werden, sind flexibel einsetzbar und können auch bei geringen Ausnutzungsdauern rentabel betrieben werden. Zugleich werden andere technische Optionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen eine größere Bedeutung erlangen.

Die Gutachter haben sich mit den Befürchtungen und Argumenten auseinandergesetzt, der Strommarkt reize nicht ausreichend Kapazitäten an. Sie beschreiben, dass

- der heutige Strommarkt neben der Stromproduktion auch Leistungsvorhaltung entlohnt,
- die benötigten Kraftwerke zukünftig ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können,
- externe Effekte für Erzeuger gering und vermeidbar sind und
- weiterhin Investitionen getätigt werden können (r2b 2014 und Frontier et al. 2014).

Modellrechnungen ergeben, dass alle für die Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerke ihre Fixkosten decken können. Voraussetzung hierfür ist, dass die Preisbildung am Großhandelsmarkt (Spotmarkt) über das sog. „peak-load pricing“ (siehe Kapitel 1.2) möglich ist. Dafür bedarf es gelegentlicher Preisspitzen. Die Nachfrage wird in diesen Situationen mit hoher Residuallast neben Spitzenlastkraftwerken durch weitere Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Lastmanagement und Netzersatzanlagen, gedeckt.

Zudem ist es laut der Gutachten effizient, die Versorgung mit Lastmanagement und Netzersatzanlagen abzusichern. Anderenfalls würden zusätzlich vorzuhaltende Kraftwerke nur in wenigen Stunden oder gar nicht eingesetzt werden.

Die Gutachter haben die Flexibilitätsoption Lastmanagement intensiv untersucht. Die Analysen von r2b energy consulting ergeben mittel- bis langfristig ein verfügbares Potential für Lastreduktion in der Industrie von 10 bis 15 Gigawatt (r2b 2014). Die Analysen von Frontier ergeben für Teilbereiche der Industrie (mit hohem Stromverbrauch, geringer Wertschöpfung und hoher Flexibilität) mittel- bis langfristig ein Potential für Lastreduktion von 5 bis 10 GW (Frontier et al. 2014). Dieses Potential kann schnell und zu geringen Kosten erschlossen werden. Die Erschließbarkeit dieses Lastmanagementpotentials wird derzeit noch kontrovers diskutiert, insbesondere die Höhe der erforderlichen Investitionen. Der Strommarkt ist nach Einschätzung der Gutachter aber selbst in dem Fall funktionsfähig, in dem keine zusätzlichen Lastmanagementpotentiale erschlossen werden (r2b 2014).

Eine weitere von den Gutachtern analysierte Flexibilitätsoption sind Netzersatzanlagen. Viele Einrichtungen wie Flughäfen, Fußballstadien oder Rechenzentren sichern sich über Netzersatzanlagen gegen vorübergehende lokale Stromausfälle infolge von Netzstörungen ab. Diese Anlagen sind also bereits vorhanden und könnten schnell und kostengünstig für den Strommarkt genutzt werden. Während sie dem Strommarkt zur Verfügung stehen, sichern sie weiterhin ihre jeweilige Einrichtung ab und übernehmen bei lokalen Netzstörungen die Ersatzversorgung ihres Standorts. r2b energy consulting ermittelt bei konservativer Abschätzung ein Potential an Netzersatzanlagen von 5 bis 10 Gigawatt, das schnell und zu geringen Kosten erschließbar ist (r2b 2014). Diese Potentiale bestätigen auch andere in dieser Untersuchung berücksichtigte Studien. Das BMWi prüft, ob Netzersatzanlagen kurzfristig für den Redispatch aktivierbar sind, um die Netzreserve zu entlasten.

Lastmanagement und Netzersatzanlagen verringern die Preisausschläge am Spotmarkt. Werden diese Kapazitäten in größerem Umfang erschlossen, dann verstetigen sie die Strompreise. Das heißt, wenn viel Lastmanagement nutzbar ist, dann stellen sich geringere Preisspitzen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Gleichgewichtssituation) am Strommarkt ein. Der europäische Stromhandel

12 Diese Aussage wird auch durch andere aktuelle Gutachten gestützt, etwa die Studie von Öko-Institut und Fraunhofer ISI für das Bundesumweltministerium (Öko-Institut/Fraunhofer ISI 2014).

hat ebenfalls einen dämpfenden Effekt auf die Preisausschläge, weil er das potentielle Angebot an Erzeugungskapazitäten in Deutschland um Kapazitäten im Ausland ausweitet und Ausgleichseffekte bei der Last nutzbar macht. In den Modellrechnungen von r2b liegen die für die Refinanzierung der Investitionen erforderlichen Preisspitzen weit unter der technischen Preisgrenze des Day-Ahead-Marktes. Dabei liegen die zehn teuersten Stunden im Jahr 2020 im Durchschnitt unter 200 Euro/MWh und die teuerste Stunde bei rund 400 Euro/MWh. Im Jahr 2030 liegen die zehn teuersten Stunden unter 700 Euro/MWh und die teuerste bei rund 1200 Euro/MWh (r2b 2014). Sollten Lastmanagement und Netzersatzanlagen in geringerem Umfang zur Verfügung stehen als im Gutachten angenommen, funktioniert der Strommarkt infolge des „peak-load pricing“ dennoch. Dann sind die Preisspitzen höher, aber gleichzeitig auch seltener (r2b 2014, Frontier et al. 2014).

Private Haushalte und viele Unternehmen können sich gegen Preisspitzen des Spotmarktes absichern. Stromanbieter bieten ihren Kunden Tarife auf Basis der durchschnittlichen Strompreise. Durch die Trennung von Groß- und Einzelhandel haben selbst deutliche Preisspitzen in wenigen Stunden für diese Kunden nur einen geringen Einfluss.

Industrielle Stromverbraucher können sich über den Terminmarkt gegen Preisspitzen am Spotmarkt absichern und von Lastmanagement profitieren. Die Industrieverbraucher können sich beispielsweise anhand von Terminkontrakten Strom zu günstigen Preisen sichern („hedging“). Bei Preisspitzen können sie durch Lastmanagement zusätzliche Erlöse erzielen, indem sie den bereits zu einem geringeren Preis beschafften Strom am Großhandelsmarkt wieder verkaufen.

Externe Effekte für Erzeuger sind gering und vermeidbar, sie haben keinen relevanten Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Die Gutachten haben die Auswirkung von externen Effekten auf die Versorgungssicherheit untersucht. Externe Effekte für Erzeuger können entstehen, wenn sie in Extremsituationen aufgrund von Systemstabilitäts-Maßnahmen nicht einspeisen können und ihnen dadurch Einnahmen entgehen. Die Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass diese externen Effekte für Erzeuger in der derzeitigen Praxis nicht vollständig auszuschließen sind. Sie haben jedoch keinen relevanten Einfluss auf Investitionen von Erzeugungsanlagen und damit auf die Versorgungssicherheit. Um einen Einfluss auf Investitionen sicher zu vermeiden, könnten Erzeuger analog zu den Regeln

beim Redispatch und Einspeisemanagement für entgangene Einnahmen vollständig kompensiert werden, wenn sie vom Netzbetreiber infolge von Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität bei hoher Residuallast abgeschaltet werden.

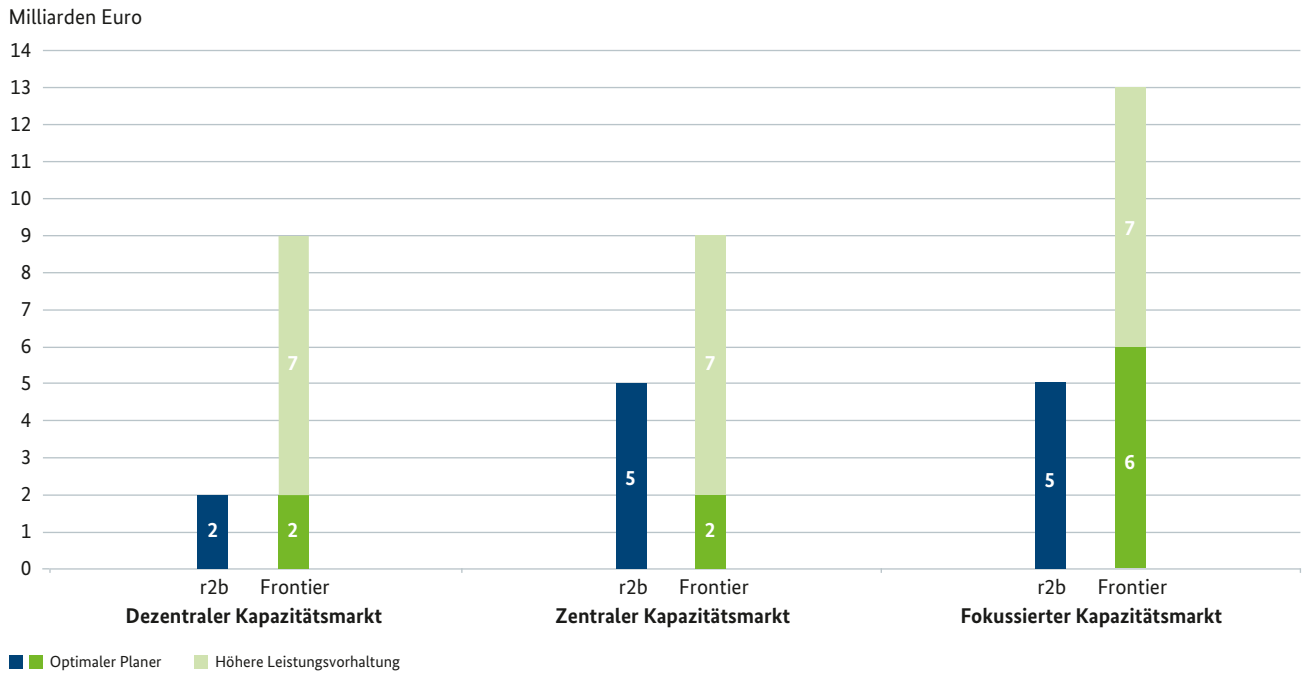
Auswirkungen auf die Systemkosten. Beide Gutachten haben die Gesamtkosten der verschiedenen Optionen modelliert. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede zwischen den Systemkosten (ausgefüllte Fläche) dann moderat sind, wenn in den Simulationen ein perfekter, gut informierter Systemplaner unterstellt wird (Frontier Impact Assessment 2014, r2b 2014). Es bestehen jedoch erhebliche Kostenrisiken, wenn der Systemplaner Fehler macht und bestimmte Parameter suboptimal einstellt. Wird beispielsweise fehlerhaft in einem Kapazitätsmarkt eine höhere Kapazitätsvorgabe gewählt, erhöhen sich die Systemkosten z.T. erheblich. Dies illustrieren die Simulationen von Frontier Economics (schraffierter Teil). Die Kostenrisiken sind dabei umso höher, je höher (wie bei umfassenden Kapazitätsmärkten) die Eingriffsintensität der Mechanismen ist. Weitere wesentliche Einflussgrößen mit Kostenrisiken sind insbesondere die Vielzahl der festzulegenden Parameter in den verschiedenen Mechanismen.

Auswirkungen auf die nationalen CO₂-Emissionen. Das Gutachten von r2b energy consulting hat im Rahmen der Impact-Analyse die Auswirkungen der verschiedenen Handlungsoptionen auf die nationalen CO₂-Emissionen untersucht. Es kommt zu dem Ergebnis, dass bei kostenoptimaler Ausgestaltung sowohl dezentrale als auch zentrale umfassende oder fokussierte Kapazitätsmärkte im Vergleich zu einem optimierten Strommarkt ohne Kapazitätsmärkte zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen in Deutschland führen können (r2b 2014).

Schlussfolgerungen aus den Gutachten: Die Akzeptanz von Preisspitzen am Großhandelsmarkt ist entscheidend.

Die Ausgangsfrage, ob der Strommarkt in der heutigen Struktur für ausreichend Kapazitäten sorgt oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt nötig ist, zielt im Kern darauf ab, ob das Auftreten von gelegentlichen Preisspitzen am Strommarkt akzeptiert wird. Mit beiden Optionen kann eine sichere Versorgung der Verbraucher gewährleistet werden. Mit Kapazitätsmärkten oder Reserven kann ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt. Kapazitätsmärkte können zudem Preisspitzen am Spotmarkt verringern. Dadurch kommt jedoch ein neuer Kostenbestandteil hinzu, der auf die Stromverbraucher umgelegt werden muss (Kapazitäts-Umlage).

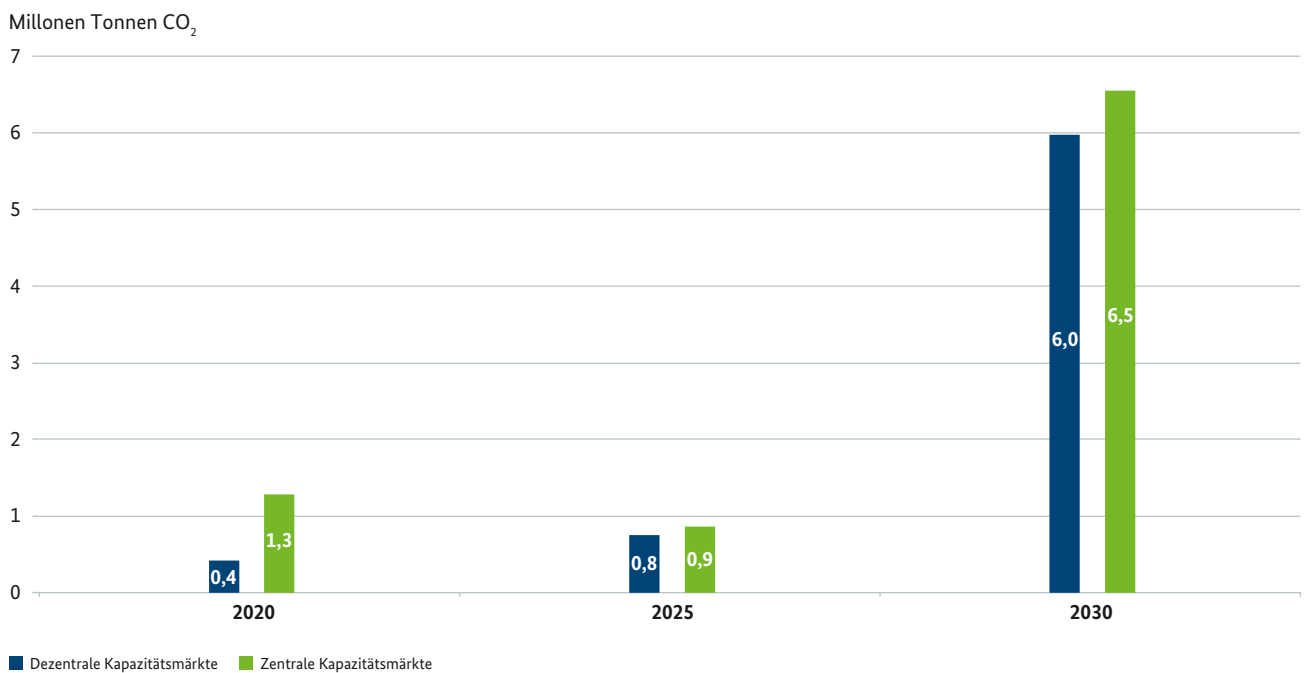
Abbildung 4: System-Mehrkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum Strommarkt 2.0¹



1) Dargestellt sind die Barwerte der Systemkosten im Modellzeitraum von 2014 – 2030 bei r2b und 2015 – 2039 bei Frontier, jeweils als Differenz im Vergleich zum optimierten Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung nach r2b und Frontier

Abbildung 5: Erhöhung der nationalen CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung gegenüber Strommarkt 2.0 (Referenzszenario)



Quelle: r2b energy consulting

Kapitel 10: Zusammenarbeit mit Nachbarländern

Deutschland arbeitet mit seinen Nachbarländern an einem gemeinsamen Konzept für Versorgungssicherheit.

Eine europäische Sicht auf Versorgungssicherheit bringt große Vorteile. Denn der Spitzenbedarf, für den Kapazitäten nötig sind, tritt in den Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auf. Bei einer europäischen Betrachtung müssen daher national weniger Kapazitäten vorgehalten werden: Dies erhöht die Versorgungssicherheit und senkt die Kosten. Seit Juli 2014 führt das BMWi Gespräche zum Thema Versorgungssicherheit mit Deutschlands Nachbarstaaten (gemeinsame Definition und ein gemeinsames Monitoring von Versorgungssicherheit, siehe Kapitel 7).

Die Grundsatzentscheidung für einen optimierten Strommarkt oder die zusätzliche Einführung eines Kapazitätsmarktes wird Deutschland im Dialog mit den europäischen Partnern und der Europäischen Kommission treffen.

Die Diskussion um die Vorhaltung von Kapazitäten wird in vielen Ländern Europas geführt. Einige europäische Länder wie die Niederlande, Österreich, Norwegen, Schweden und Finnland setzen auf einen optimierten Strommarkt. Finnland und Schweden sowie neuerdings auch Belgien und Dänemark sichern ihn durch eine Reserve ab. Andere Länder haben sich für einen Kapazitätsmarkt oder Zahlungen an spezifische Kapazitäten entschieden. Derzeit implementiert beispielsweise Frankreich einen dezentralen Kapazitätsmarkt und Großbritannien steht kurz vor der ersten Ausschreibung seines zentralen Kapazitätsmarktes. Die Entscheidung für einen optimierten Strommarkt oder einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt will Deutschland mit den anderen europäischen Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission eng abstimmen. Dabei sollen mögliche Wechselwirkungen der jeweiligen Modelle, aber auch Wege einer besseren Koordinierung eine wesentliche Rolle spielen.

Die Europäische Kommission hat strenge Regeln für die Einführung eines Kapazitätsmarktes aufgestellt.

Kapazitätsmärkte werden von der Europäischen Kommission rechtlich als Beihilfe eingestuft; sie stellen einen erheblichen Regulierungseingriff dar. Aus Sicht der Europäischen Kommission sollten Regulierungseingriffe nur erfolgen, wenn der Strommarkt strukturell zu wenig Kapazität vorhält und weniger tiefe Eingriffe nicht ausreichen. Dabei unterscheidet die Kommission zwischen vorübergehenden Problemen in der Übergangsphase und strukturellen Problemen. In ihren aktuellen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien verlangt sie den Nachweis, dass der Markt ohne staatliche Intervention keine ausreichenden Kapazitäten hervorbringen kann (EU-Kommission 2014). Bedenken hat die Kommission insbesondere bei nicht koordinierten nationalen Kapazitätsmärkten, weil sie das mit den Binnenmarktpaketen angestrebte „level-playing-field“ verzerren und die Effizienzgewinne des europäischen Binnenmarktes verringern können.

nierten nationalen Kapazitätsmärkten, weil sie das mit den Binnenmarktpaketen angestrebte „level-playing-field“ verzerren und die Effizienzgewinne des europäischen Binnenmarktes verringern können.

Nationale Alleingänge können die Effektivität eines Kapazitätsmarktes verringern und Ineffizienzen innerhalb des Binnenmarktes verursachen.

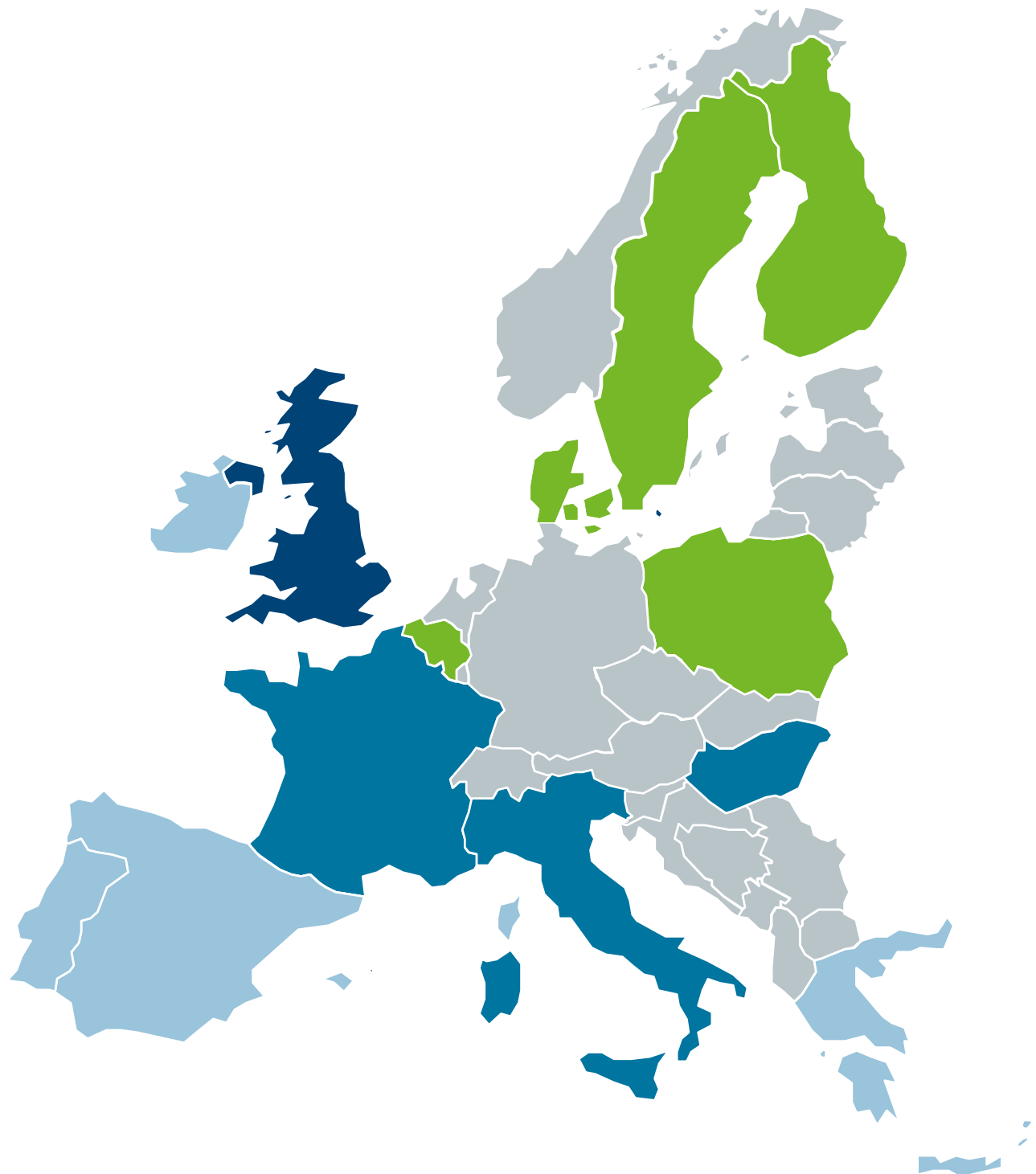
Da die Strommärkte zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten gekoppelt sind, könnten zusätzliche Kapazitäten, die in Deutschland durch einen Kapazitätsmarkt angereizt würden, Kapazitäten in anderen Ländern zum Teil substituieren (siehe Kasten in Kapitel 9). Würden in mehreren Ländern Kapazitätsmärkte unkoordiniert eingeführt, könnten zudem erhebliche Überkapazitäten entstehen.

Kapazitätsmärkte müssen zumindest unter den europäischen Mitgliedstaaten koordiniert werden.

Eine Voraussetzung für ein abgestimmtes Vorgehen ist ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit unter den Nachbarstaaten sowie der EU-Kommission. Versorgungssicherheit sollte im Idealfall gemeinsam mit den Nachbarn definiert werden. Zudem sollte ein regionales Monitoring der Versorgungssicherheit durchgeführt werden (siehe oben und Kapitel 7). Darauf aufbauend sollte koordiniert werden, welche Kapazitäten insgesamt in der Region vorgehalten werden, damit die Ziele möglichst effizient erreicht werden. Schließlich sollte gemeinsam entschieden werden, wie ausländische Kapazitäten in den nationalen Mechanismen berücksichtigt werden und an ihnen teilnehmen können.

Nächste Schritte

- Das BMWi führt die Initiative zur Versorgungssicherheit mit den Nachbarstaaten fort. Ein Follow-up zum ersten Treffen im Juli 2014 findet im November 2014 statt. Ziele der Initiative sind: eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit (einheitliche Methodik und Kenngröße), die Erstellung eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes mit einem länderübergreifenden Monitoring und perspektivisch, soweit möglich und gewollt, eine gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit.
- Die Arbeiten des Pentilateralen Energieforums (DE, FR, AT, BENELUX, CH) werden in den Prozess eingebracht.

Abbildung 6: Kapazitätsmärkte und Kapazitätsreserven in Europa

■ Kapazitätsmarkt ■ Kapazitätsmarkt in der Umsetzung ■ Kapazitätzahlungen ■ Kapazitätsreserve

Quelle: Darstellung auf Basis von CEPS (2014), DIW (2013), Frontier (2014)

Kapitel 11:

Kapazitätsreserve zur Absicherung

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Übergangsphase. Bis zur Mitte der 2020er Jahre wird sich der Strommarkt erheblich verändern. Die Herausforderungen dieser Übergangsphase sind insbesondere die fortschreitende Binnenmarktintegration, der Kernenergieausstieg bis 2022 und der Übergang zu einem insgesamt effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren (siehe Kapitel 2.1). Die Veränderungen können in den kommenden Jahren Unsicherheiten für Investoren bedeuten. Dies kann auch in einem grundsätzlich funktionierenden Strommarkt Investitionen verzögern. Zur Absicherung des Übergangs bedarf es eines zusätzlichen Instrumentes. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Strommarkt optimiert, aber in seiner heutigen Grundstruktur beibehalten wird, als auch bei Einführung eines Kapazitätsmarktes.

Eine Kapazitätsreserve soll die Stromversorgung zusätzlich zu den an den Strommärkten aktiven Erzeugungsanlagen absichern. Sie ist so auszugestalten, dass sie diese Aufgabe zuverlässig erfüllen kann (Frontier/Consentec 2014 u. r2b 2014). Vergleichbare Absicherungskonzepte schlagen auch der BDEW (Einführung eines Übergangsinstrumentes, bis der dezentrale Kapazitätsmarkt umgesetzt ist), der VKU (parallele Einführung einer Sicherheitsreserve zur Absicherung des Kapazitätsmarktes) und ein gemeinsames Papier von Verbänden und Wissenschaft (BDEW/BEE/VKU u. a. 2013) vor. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Schaffung von Kapazitätsmärkten von der Grundsatzentscheidung bis zur vollen Funktionsfähigkeit mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Es ist daher in jedem Fall geboten, für die Übergangsphase ein Sicherheitsnetz in Form einer Kapazitätsreserve einzuziehen.

Die Kapazitätsreserve darf die Investitionssicherheit am Strommarkt nicht beeinträchtigen. Die Kapazitätsreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern wettbewerblich beschafft und ausschließlich von ihnen eingesetzt. Anlagen, die in der Kapazitätsreserve kontrahiert werden, dürfen die Kraftwerksbetreiber nicht mehr am Strommarkt einsetzen. Dies stellt sicher, dass das Marktgeschehen unbeeinträchtigt bleibt. Die Kapazitätsreserve darf nur eingesetzt werden, wenn es am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Dies unterscheidet sie von der Netzreserve, welche unabhängig davon Kapazität für Redispatch zur Verfügung stellt, um die Netzengpässe zu überbrücken. Der Einsatz der Kapazitätsreserve ist somit vergleichbar mit der Regelleistung: Sie wird als Systemdienstleistung erst nach Abschluss aller Marktgeschäfte eingesetzt, ähnlich dem Vorschlag der Bundesnetzagentur und der E-Bridge-Studie 2013 für TenneT (E-Bridge 2013). Damit lässt sie die Preisbildung und den Wettbewerb sowie das Investitionskalkül der Akteure am Strommarkt unberührt. Bilanzkreisverantwortliche, die ihre Lieferverpflichtungen nicht decken können und den Einsatz der Reserve verursachen, müssen verursachergerecht die vollen Kosten einschließlich der Vorhaltung hierfür tragen. Der Mechanismus ist schnell umsetzbar, mikroinvasiv und kompatibel mit dem europäischen Binnenmarkt.

Eine Kapazitätsreserve könnte auch die Netzengpässe in Süddeutschland adressieren. Die Netzsituation in Süddeutschland bleibt voraussichtlich auch bis nach 2020 angespannt (siehe Kapitel 5). Daher ist ein Instrument wie die Netzreserve für diesen Zeitraum als Übergangsinstrument erforderlich. Die Kapazitätsreserve könnte auch eine Regionalkomponente beinhalten und so die Funktion der Netzreserve übernehmen.

Nächster Schritt

Das BMWi implementiert eine Kapazitätsreserve unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Netzreserve.

Kapitel 12: Weiteres Verfahren

Mit dem Grünbuch eröffnet das BMWi eine öffentliche Konsultation. Im Rahmen der Konsultation kann die Öffentlichkeit zum Grünbuch Stellung nehmen. Die Stellungnahmen können bis zum 1. März 2015 an folgende E-Mail-Adresse geschickt werden: gruenbuch-strommarkt@bmwi.bund.de.

Alle Stellungnahmen werden bei Einverständnis des jeweiligen Absenders auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht.

Das BMWi wird das Grünbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern und den gesellschaftlichen Gruppen erörtern.

Parallel führt das BMWi die Diskussion in der Plattform Strommarkt weiter. Die Plattform Strommarkt hat ihre Arbeit in der Vorbereitung auf dieses Grünbuch im Sommer 2014 begonnen. Sie umfasst vier fachspezifische Arbeitsgruppen und ein Plenum. Weiterführende Informationen sind auf der Internetseite des BMWi der Öffentlichkeit zugänglich gemacht (<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>).

Das BMWi wird das Grünbuch auch im Rahmen seines Dialogs mit den Nachbarländern und der Europäischen Kommission beraten. Denn gemeinsame Lösungen im Rahmen des europäischen Binnenmarktes weisen deutliche Kostenvorteile auf. Der Dialog mit den Nachbarländern wurde im Sommer 2014 in einer hochrangigen Arbeitsgruppe unter Leitung des zuständigen Staatssekretärs im BMWi begonnen. Die Arbeitsgruppe hat bislang vor allem Fragen der Versorgungssicherheit und der Förderung erneuerbarer Energien behandelt (siehe Kapitel 7 und 10). Das BMWi wird den Dialog fortsetzen und weiter vertiefen.

Unter Berücksichtigung der Konsultationsbeiträge zum Grünbuch, der oben genannten Beratungen sowie des Dialogs mit den Nachbarländern wird das BMWi einen Regelungsvorschlag erarbeiten. Dieser wird die Eckpunkte für das zukünftige Strommarktdesign enthalten und in Form eines Weißbuches veröffentlicht. Nach einer erneuten Konsultation wird auf dieser Basis ein Gesetzgebungsvorschlag erarbeitet.

Quellenverzeichnis

50Hertz et al. (2014): Anbieterliste präqualifizierte Anbieter, Stand 15.07.14; abgerufen unter <https://www.regelleistung.net>, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

AG Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

Agora (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor; Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) im Auftrag der Agora Energiewende

BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW/BEE/VKU et al. (2013): Fachdialog Strommarktdesign: die nächsten Schritte. Ergebnisbericht; Connect Energy Economics im Auftrag des Bundesumweltministeriums mit BDEW, BEE, VKU, Consentec, Enervis, Energy Brainpool, r2b energy consulting; Berlin

BMWi (2014): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG

BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

BMWi (2014a): Energiedaten – Gesamtausgabe

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB; Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt

CEPS (2014): Juncker's Mission to the New Energy Team: Avoiding the hard choices; CEPS Commentary

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Connect Energy Economics im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

DIW (2014): Europäische Perspektive für Versorgungssicherheit auf Strommärkten notwendig; DIW Roundup

E-Bridge (2013): Towards a sustainable market model. Why there is a need for a modified market model, im Auftrag von TenneT

E-Bridge/IAEW/Offis (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland; E-Bridge, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Offis im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Ecofys/Consentec (2013): Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz; Ecofys Germany GmbH, Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Ecofys/RAP (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage; im Auftrag von Agora Energiewende

Energy Brainpool (2013): Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen

Energy Brainpool (2014a): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklung und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz; Energy Brainpool im Auftrag von Agora Energiewende

Energy Brainpool (2014b): Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Energy Brainpool GmbH im Auftrag der TransnetBW GmbH

Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland; enervis energy advisors, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU)

ENTSO-E (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity

EPEX SPOT (2014): Negative Preise – häufig gestellte Fragen. Wie sie entstehen, was sie bedeuten. EPEX SPOT, abgerufen am 04.09.14 unter http://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise

EU-Kommission (2014): Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. 2014/C 200/01

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Fraunhofer ISI (2014): Aktualisierung der Berechnungen für die Präsentation von Dr. Sensfuss im Rahmen der AG 3 Interaktion 2012

Frontier et al. (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Frontier economics, Formaet Services GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Frontier et al. (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

IZES (2013): Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit; Institut für Zukunfts-Energie-Systeme im Auftrag von Greenpeace e.V.

Magritte Group (2014): Calls for immediate and drastic measures to safeguard Europe's energy future

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Öko-Institut/LBD/Raue (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland

PJM (2014): Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition

R2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

TradeWind (2009): Integrating Wind. Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50 hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW

Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)

NABEG

Ausfertigungsdatum: 28.07.2011

Vollzitat:

"Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das durch Artikel 318 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist"

Stand: Geändert durch Art. 4 G v. 20.12.2012 I 2730

Hinweis: Änderung durch Art. 318 V v. 31.8.2015 I 1474 (Nr. 35) textlich nachgewiesen, dokumentarisch noch nicht abschließend bearbeitet

Fußnote

(+++ Textnachweis ab: 5.8.2011 +++)

Das G wurde als Artikel 1 des G v. 28.7.2011 I 1690 vom Bundestag beschlossen. Es ist gem. Art. 7 Abs. 1 dieses G am 5.8.2011 in Kraft getreten.

Inhaltsübersicht

Abschnitt 1

Allgemeine Vorschriften

- § 1 Grundsatz
- § 2 Anwendungsbereich, Verordnungsermächtigung
- § 3 Begriffsbestimmungen

Abschnitt 2

Bundesfachplanung

- § 4 Zweck der Bundesfachplanung
- § 5 Inhalt der Bundesfachplanung
- § 6 Antrag auf Bundesfachplanung
- § 7 Festlegung des Untersuchungsrahmens
- § 8 Unterlagen
- § 9 Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung
- § 10 Erörterungstermin
- § 11 Vereinfachtes Verfahren
- § 12 Abschluss der Bundesfachplanung
- § 13 Bekanntgabe und Veröffentlichung der Entscheidung
- § 14 Einwendungen der Länder
- § 15 Bindungswirkung der Bundesfachplanung
- § 16 Veränderungssperren

- § 17 Bundesnetzplan
- Abschnitt 3
Planfeststellung
- § 18 Erfordernis einer Planfeststellung
- § 19 Antrag auf Planfeststellungsbeschluss
- § 20 Antragskonferenz, Festlegung des Untersuchungsrahmens
- § 21 Einreichung des Plans und der Unterlagen
- § 22 Anhörungsverfahren
- § 23 Umweltverträglichkeitsprüfung
- § 24 Planfeststellungsbeschluss
- § 25 Unwesentliche Änderungen
- § 26 Zusammentreffen mehrerer Vorhaben
- § 27 Vorzeitige Besitzeinweisung und Enteignungsverfahren
- § 28 Durchführung eines Raumordnungsverfahrens

Abschnitt 4

Gemeinsame Vorschriften

- § 29 Projektmanager
- § 30 Kostenpflichtige Amtshandlungen

Abschnitt 5

Behörden und Gremien

- § 31 Zuständige Behörde
- § 32 Bundesfachplanungsbeirat

Abschnitt 6

Sanktions- und Schlussvorschriften

- § 33 Bußgeldvorschriften
- § 34 Zwangsgeld
- § 35 Übergangsvorschriften

Abschnitt 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1 Grundsatz

Die Beschleunigung des Ausbaus der länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen im Sinne des § 12e Absatz 2 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), der durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554) eingefügt worden ist, erfolgt nach Maßgabe dieses Gesetzes. Dieses Gesetz schafft die Grundlage für einen rechtssicheren, transparenten, effizienten und umweltverträglichen Ausbau des Übertragungsnetzes sowie dessen Ertüchtigung. Die Realisierung der Stromleitungen, die in den Geltungsbereich dieses Gesetzes fallen, ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses erforderlich.

§ 2 Anwendungsbereich, Verordnungsermächtigung

(1) Dieses Gesetz gilt nur für die Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen und Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Absatz 4 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes als solche gekennzeichnet sind.

(2) Die Bundesregierung wird ermächtigt, in einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates für Leitungen nach Absatz 1 festzulegen, dass die Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 von der Bundesnetzagentur durchgeführt werden.

(3) Die Vorschriften dieses Gesetzes gelten außerdem für den Neubau von Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung von mindestens 110 Kilovolt sowie für Bahnstromfernleitungen, sofern diese Leitungen zusammen mit einer Höchstspannungsleitung nach Absatz 1 auf einem Mehrfachgestänge geführt werden können und die Planungen so rechtzeitig beantragt werden, dass die Einbeziehung ohne wesentliche Verzögerung für die Bundesfachplanung oder Planfeststellung möglich ist.

(4) Dieses Gesetz gilt nicht für Vorhaben, die im Energieleitungsausbaugesetz aufgeführt sind.

(5) Das Gesetz ist nicht auf die Leitungsabschnitte, die in den Anwendungsbereich der Verordnung über Anlagen seawärts der Begrenzung des Küstenmeeres fallen, anzuwenden.

§ 3 Begriffsbestimmungen

(1) Trassenkorridore im Sinne dieses Gesetzes sind die als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisenden Gebietsstreifen, innerhalb derer die Trasse einer Stromleitung verläuft und für die die Raumverträglichkeit festgestellt werden soll oder festgestellt ist.

(2) Vereinigungen im Sinne dieses Gesetzes sind nach § 3 des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes vom 7. Dezember 2006 (BGBl. I S. 2816), das zuletzt durch Artikel 11a des Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1163) geändert worden ist, anerkannte Umweltvereinigungen, die in ihrem satzungsgemäßen Aufgabenbereich berührt sind.

(3) Vorhabenträger ist der nach § 12c Absatz 4 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes verantwortliche Betreiber von Übertragungsnetzen.

Abschnitt 2 Bundesfachplanung

§ 4 Zweck der Bundesfachplanung

Für die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Absatz 4 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes als länderübergreifend oder grenzüberschreitend oder als Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen werden durch die Bundesfachplanung Trassenkorridore bestimmt. Diese sind die Grundlage für die nachfolgenden Planfeststellungsverfahren.

§ 5 Inhalt der Bundesfachplanung

(1) Die Bundesnetzagentur bestimmt in der Bundesfachplanung zur Erfüllung der in § 1 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke Trassenkorridore von im Bundesbedarfsplan aufgeführten Höchstspannungsleitungen. Bei der Durchführung der Bundesfachplanung für Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land ist der Bundesfachplan Offshore gemäß § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes in der jeweils geltenden Fassung von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur prüft, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Sie prüft insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Absatz 1 Nummer 1 des Raumordnungsgesetzes vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist, und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Sinne von § 3 Absatz 1 Nummer 6 des Raumordnungsgesetzes. Gegenstand der Prüfung sind auch etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren.

(2) Für die Bundesfachplanung ist nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist, eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen.

(3) Die Bundesnetzagentur darf die Bundesfachplanung in einzelnen Abschnitten der Trassenkorridore durchführen. Dies gilt auch, wenn der Vorhabenträger keinen entsprechenden Antrag gestellt hat.

§ 6 Antrag auf Bundesfachplanung

Die Bundesfachplanung beginnt mit dem Antrag des Vorhabenträgers. Die Bundesnetzagentur kann nach Aufnahme eines Vorhabens in den Bundesbedarfsplan die nach den §§ 11 und 12 des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichteten Vorhabenträger durch Bescheid auffordern, innerhalb einer zu bestimmenden angemessenen Frist den erforderlichen Antrag zu stellen. Die für die Raumordnung zuständigen Behörden der Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor verläuft, sind über die Frist zu benachrichtigen. Der Antrag kann zunächst auf einzelne angemessene Abschnitte von Trassenkorridoren beschränkt werden. Der Antrag soll Angaben enthalten, die die Festlegung des Untersuchungsrahmens nach § 7 ermöglichen, und hat daher in allgemein verständlicher Form das geplante Vorhaben darzustellen. Der Antrag muss enthalten

1. einen Vorschlag für den beabsichtigten Verlauf des für die Ausbaumaßnahme erforderlichen Trassenkorridors sowie eine Darlegung der in Frage kommenden Alternativen,
2. Erläuterungen zur Auswahl zwischen den in Frage kommenden Alternativen unter Berücksichtigung der erkennbaren Umweltauswirkungen und der zu bewältigenden raumordnerischen Konflikte und,
3. soweit ein vereinfachtes Verfahren der Bundesfachplanung nach § 11 für die gesamte Ausbaumaßnahme oder für einzelne Streckenabschnitte durchgeführt werden soll, die Darlegung der dafür erforderlichen Voraussetzungen.

§ 7 Festlegung des Untersuchungsrahmens

(1) Die Bundesnetzagentur führt unverzüglich nach Einreichung des Antrags eine Antragskonferenz durch. In der Antragskonferenz sollen Gegenstand und Umfang der für die Trassenkorridore vorzunehmenden Bundesfachplanung erörtert werden. Insbesondere soll erörtert werden, inwieweit Übereinstimmung der beantragten Trassenkorridore mit den Erfordernissen der Raumordnung der betroffenen Länder besteht oder hergestellt werden kann und in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung aufzunehmen sind. Die Antragskonferenz ist zugleich die Besprechung im Sinne des § 14f Absatz 4 Satz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung.

(2) Der Vorhabenträger und die betroffenen Träger öffentlicher Belange, deren Aufgabenbereich berührt ist, insbesondere die für die Landesplanung zuständigen Landesbehörden, sowie die Vereinigungen werden von der Bundesnetzagentur zur Antragskonferenz geladen, die Vereinigungen und die Träger öffentlicher Belange mittels Zusendung des Antrags nach § 6. Ladung und Übersendung des Antrags können elektronisch erfolgen. Die Antragskonferenz ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit erfolgt auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und über örtliche Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich der beantragte Trassenkorridor voraussichtlich auswirken wird.

(3) Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor voraussichtlich verlaufen wird, können Vorschläge im Sinne von § 6 Satz 6 Nummer 1 machen. Die Bundesnetzagentur ist an den Antrag des Vorhabenträgers und die Vorschläge der Länder nicht gebunden.

(4) Die Bundesnetzagentur legt auf Grund der Ergebnisse der Antragskonferenz einen Untersuchungsrahmen für die Bundesfachplanung nach pflichtgemäßem Ermessen fest und bestimmt den erforderlichen Inhalt der nach § 8 einzureichenden Unterlagen.

(5) Die Festlegungen sollen innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Antragstellung abgeschlossen sein.

(6) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

(7) Eine Antragskonferenz kann unterbleiben, wenn die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren nach § 11 vorliegen.

§ 8 Unterlagen

Der Vorhabenträger legt der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Ergebnisse der Antragskonferenz in einer von der Bundesnetzagentur festzusetzenden angemessenen Frist die für die raumordnerische Beurteilung und die Strategische Umweltprüfung der Trassenkorridore erforderlichen Unterlagen vor. § 14g Absatz 3 und 4 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist entsprechend anzuwenden. Soweit Unterlagen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten, sind sie zu kennzeichnen. Die Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten sind zu beachten. Den Unterlagen ist eine Erläuterung beizufügen, die unter Wahrung der in Satz 4 genannten Aspekte so ausführlich sein muss, dass Dritte abschätzen können, ob und in welchem Umfang sie von den raumbedeutsamen Auswirkungen des Vorhabens betroffen sein können. Die Bundesnetzagentur prüft die Vollständigkeit der Unterlagen.

§ 9 Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

(1) Spätestens zwei Wochen nach Vorlage der vollständigen Unterlagen beteiligt die Bundesnetzagentur die anderen Behörden nach § 14h des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung nach Maßgabe der folgenden Absätze.

(2) Die Bundesnetzagentur fordert die Träger öffentlicher Belange innerhalb einer von ihr zu setzenden Frist, die drei Monate nicht überschreiten darf, zur Stellungnahme auf. Die Abgabe der Stellungnahmen kann schriftlich oder elektronisch erfolgen. Nach Ablauf der Frist nach Satz 1 eingehende Stellungnahmen werden nicht mehr berücksichtigt, es sei denn, die vorgebrachten Belange sind für die Rechtmäßigkeit der Bundesfachplanung von Bedeutung.

(3) Spätestens zwei Wochen nach Zugang der vollständigen Unterlagen führt die Bundesnetzagentur eine Beteiligung der Öffentlichkeit nach § 14i des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mit der Maßgabe durch, dass die nach § 14i Absatz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung auszulegenden Unterlagen für die Dauer von einem Monat am Sitz der Bundesnetzagentur und in den Außenstellen der Bundesnetzagentur, die den Trassenkorridoren nächstgelegen sind, ausgelegt werden. Finden sich keine Außenstellen in einer für die Betroffenen zumutbaren Nähe, so soll die Auslegung bei weiteren geeigneten Stellen erfolgen. Die Auslegung ist auf der Internetseite und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und den örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, bekannt zu machen. Die Bekanntmachung soll spätestens eine Woche vor Beginn der Auslegung erfolgen und muss dem Planungsstand entsprechende Angaben über den Verlauf der Trassenkorridore und den Vorhabenträger enthalten sowie Informationen, wo und wann die Unterlagen zur Einsicht ausgelegt sind, und Hinweise auf die Einwendungsfrist unter Angabe des jeweils ersten und letzten Tages.

(4) Die Unterlagen sind zeitgleich mit der Auslegung für die Dauer von einem Monat im Internet zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung im Internet ist entsprechend dem Absatz 3 Satz 3 und 4 bekannt zu machen.

(5) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

(6) Jede Person, einschließlich Vereinigungen, kann sich innerhalb von einem Monat nach Ablauf der Veröffentlichungsfrist schriftlich oder zur Niederschrift bei einer Auslegungsstelle nach Absatz 3 Satz 1 und 2 zu den beabsichtigten Trassenkorridoren äußern. Absatz 2 Satz 3 gilt entsprechend. Rechtsansprüche werden durch die Einbeziehung der Öffentlichkeit nicht begründet; die Verfolgung von Rechten im nachfolgenden Zulassungsverfahren bleibt unberührt.

(7) Ein Verfahren nach den Absätzen 1 bis 6 kann unterbleiben, wenn die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren nach § 11 vorliegen.

§ 10 Erörterungstermin

Die Bundesnetzagentur erörtert mündlich die rechtzeitig erhobenen Einwendungen mit dem Vorhabenträger und denjenigen, die Einwendungen erhoben haben. Ein Erörterungstermin findet nicht statt, wenn

1. Einwendungen gegen das Vorhaben nicht oder nicht rechtzeitig erhoben worden sind oder
2. die rechtzeitig erhobenen Einwendungen zurückgenommen worden sind oder
3. ausschließlich Einwendungen erhoben worden sind, die auf privatrechtlichen Titeln beruhen, oder

4. alle Einwender auf einen Erörterungstermin verzichten.

§ 11 Vereinfachtes Verfahren

(1) Die Bundesfachplanung kann in einem vereinfachten Verfahren durchgeführt werden, soweit nach § 14d Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine Strategische Umweltprüfung nicht erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme

1. in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung erfolgt und die Bestandsleitung ersetzt oder ausgebaut werden soll oder
2. unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung errichtet werden soll oder
3. innerhalb eines Trassenkorridors verlaufen soll, der in einem Raumordnungsplan im Sinne von § 3 Absatz 1 Nummer 7 des Raumordnungsgesetzes oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist.

Das vereinfachte Verfahren kann auf einzelne Trassenabschnitte beschränkt werden.

(2) In dem vereinfachten Verfahren stellt die Bundesnetzagentur im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden fest, ob die Ausbaumaßnahme raumverträglich ist.

(3) Das vereinfachte Verfahren ist binnen drei Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur abzuschließen. Hat eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 9 stattgefunden, beträgt die Frist nach Satz 1 vier Monate.

§ 12 Abschluss der Bundesfachplanung

(1) Die Bundesfachplanung ist binnen sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur abzuschließen.

(2) Die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bundesfachplanung enthält

1. den Verlauf eines raumverträglichen Trassenkorridors, der Teil des Bundesnetzplans wird, sowie die an Landesgrenzen gelegenen Länderübergangspunkte; der Trassenkorridor und die Länderübergangspunkte sind in geeigneter Weise kartografisch auszuweisen;
2. eine Bewertung sowie eine zusammenfassende Erklärung der Umweltauswirkungen gemäß den §§ 14k und 14l des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung des in den Bundesnetzplan aufzunehmenden Trassenkorridors;
3. das Ergebnis der Prüfung von alternativen Trassenkorridoren.

Der Entscheidung ist eine Begründung beizufügen, in der die Raumverträglichkeit im Einzelnen darzustellen ist. Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, nach Abschluss der Bundesfachplanung den nach den §§ 11 und 12 des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichteten Vorhabenträger durch Bescheid aufzufordern, innerhalb einer zu bestimmenden angemessenen Frist den erforderlichen Antrag auf Planfeststellung zu stellen. Die zuständigen obersten Landesbehörden der Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor verläuft, sind von der Frist zu benachrichtigen.

(3) Abweichend von Absatz 2 sind bei der Durchführung eines vereinfachten Verfahrens keine Trassenkorridore aufzunehmen, sondern nur die bestehenden Trassen im Sinne des § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder 2 oder das Ergebnis eines Raumordnungsplans oder der Bundesfachplanung im Sinne von § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3.

§ 13 Bekanntgabe und Veröffentlichung der Entscheidung

(1) Die Entscheidung nach § 12 Absatz 2 und 3 ist den Beteiligten nach § 9 Absatz 1 schriftlich oder elektronisch zu übermitteln.

(2) Die Entscheidung ist an den Auslegungsorten gemäß § 9 Absatz 3 sechs Wochen zur Einsicht auszulegen und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu veröffentlichen. Für die Veröffentlichung gilt § 9 Absatz 4 entsprechend. Die Bundesnetzagentur macht die Auslegung und Veröffentlichung nach Satz 1 mindestens eine Woche vorher in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich die Ausbaumaßnahme voraussichtlich auswirken wird, im Amtsblatt der Bundesnetzagentur und auf ihrer Internetseite bekannt.

(3) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

§ 14 Einwendungen der Länder

Jedes Land, das von der Entscheidung nach § 12 Absatz 2 und 3 betroffen ist, ist berechtigt, innerhalb einer Frist von einem Monat nach Übermittlung der Entscheidung Einwendungen zu erheben. Die Einwendungen sind zu begründen. Die Bundesnetzagentur hat innerhalb einer Frist von einem Monat nach Eingang der Einwendungen dazu Stellung zu nehmen.

§ 15 Bindungswirkung der Bundesfachplanung

(1) Die Entscheidung nach § 12 ist für die Planfeststellungsverfahren nach §§ 18 ff. verbindlich. Bundesfachplanungen haben grundsätzlich Vorrang vor Landesplanungen.

(2) Die Geltungsdauer der Entscheidung nach § 12 Absatz 2 ist auf zehn Jahre befristet. Die Frist kann durch die Bundesnetzagentur um weitere fünf Jahre verlängert werden. Die Fristverlängerung soll erfolgen, wenn sich die für die Beurteilung maßgeblichen rechtlichen und tatsächlichen Verhältnisse nicht verändert haben.

(3) Die Entscheidung nach § 12 hat keine unmittelbare Außenwirkung und ersetzt nicht die Entscheidung über die Zulässigkeit der Ausbaumaßnahme. Sie kann nur im Rahmen des Rechtsbehelfsverfahrens gegen die Zulassungsentscheidung für die jeweilige Ausbaumaßnahme überprüft werden. § 43e Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.

§ 16 Veränderungssperren

(1) Die Bundesnetzagentur kann mit dem Abschluss der Bundesfachplanung oder nachträglich für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore Veränderungssperren erlassen, soweit für diese Leitungen ein vordringlicher Bedarf im Sinne des Bundesbedarfs festgestellt wird. Die Veränderungssperre bewirkt,

1. dass keine Vorhaben oder baulichen Anlagen verwirklicht werden dürfen, die einer Verwirklichung der jeweiligen Stromleitung entgegenstehen, und
2. dass keine sonstigen erheblichen oder wesentlich wertsteigernden Veränderungen am Grundstück oder an baulichen Anlagen auf dem Grundstück durchgeführt werden dürfen.

Die Veränderungssperre ist auf einen Zeitraum von fünf Jahren zu befristen. Die Bundesnetzagentur kann die Frist um weitere fünf Jahre verlängern, wenn besondere Umstände dies erfordern.

(2) Die Veränderungssperre ist aufzuheben, wenn die auf dem Trassenkorridor vorgesehene Ausbaumaßnahme anderweitig verwirklicht oder endgültig nicht mehr verwirklicht wird. Die Veränderungssperre ist auf Antrag aufzuheben, wenn überwiegende Belange von Betroffenen entgegenstehen.

§ 17 Bundesnetzplan

Die durch die Bundesfachplanung bestimmten Trassenkorridore und die für Anbindungsleitungen und grenzüberschreitende Stromleitungen im jeweils aktuellen Bundesfachplan Offshore nach § 17a des Energiewirtschaftsgesetzes ausgewiesenen Trassen oder Trassenkorridore werden nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen. Der Bundesnetzplan wird bei der Bundesnetzagentur geführt. Der Bundesnetzplan ist von der Bundesnetzagentur einmal pro Kalenderjahr im Bundesanzeiger zu veröffentlichen.

Abschnitt 3 Planfeststellung

§ 18 Erfordernis einer Planfeststellung

(1) Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Leitungen im Sinne von § 2 Absatz 1 bedürfen der Planfeststellung durch die zuständige Behörde.

(2) Auf Antrag des Vorhabenträgers können die für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen, insbesondere die Umspannanlagen und Netzverknüpfungspunkte, in das Planfeststellungsverfahren integriert und durch Planfeststellung zugelassen werden.

(3) Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen. Sofern dieses Gesetz keine abweichenden Regelungen enthält, gelten für das Planfeststellungsverfahren und daran anknüpfende Verfahren die Bestimmungen in Teil 5 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend.

§ 19 Antrag auf Planfeststellungsbeschluss

Die Planfeststellung beginnt mit dem Antrag des Vorhabenträgers. Der Antrag kann zunächst auf einzelne angemessene Abschnitte der Trasse beschränkt werden. Der Antrag soll auch Angaben enthalten, die die Festlegung des Untersuchungsrahmens nach § 20 ermöglichen, und hat daher in allgemein verständlicher Form das geplante Vorhaben darzustellen. Der Antrag muss enthalten

1. einen Vorschlag für den beabsichtigten Verlauf der Trasse sowie eine Darlegung zu in Frage kommenden Alternativen und
2. Erläuterungen zur Auswahl zwischen den in Frage kommenden Alternativen unter Berücksichtigung der erkennbaren Umweltauswirkungen und,
3. soweit es sich bei der gesamten Ausbaumaßnahme oder für einzelne Streckenabschnitte nur um unwesentliche Änderungen nach § 25 handelt, die Darlegung der dafür erforderlichen Voraussetzungen.

§ 20 Antragskonferenz, Festlegung des Untersuchungsrahmens

(1) Die Planfeststellungsbehörde führt unverzüglich nach Einreichung des Antrags eine Antragskonferenz mit dem Vorhabenträger sowie den betroffenen Trägern öffentlicher Belange und Vereinigungen durch. Die Antragskonferenz soll sich auf Gegenstand, Umfang und Methoden der Unterlagen nach § 6 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung sowie sonstige für die Planfeststellung erhebliche Fragen erstrecken.

(2) Der Vorhabenträger, Vereinigungen sowie die Träger öffentlicher Belange werden zur Antragskonferenz geladen, die Vereinigungen und Träger öffentlicher Belange mittels Zusendung des Antrags. Ladung und Übersendung des Antrags können elektronisch erfolgen. Die Antragskonferenz ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit erfolgt im amtlichen Verkündungsblatt und über die Internetseite der Planfeststellungsbehörde und in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird.

(3) Die Planfeststellungsbehörde legt auf Grund der Ergebnisse der Antragskonferenz einen Untersuchungsrahmen für die Planfeststellung fest und bestimmt den erforderlichen Inhalt der nach § 21 einzureichenden Unterlagen. Die Festlegungen sollen innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Antragstellung abgeschlossen sein.

(4) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

(5) Eine Antragskonferenz kann unterbleiben, wenn die Voraussetzungen des § 25 vorliegen.

§ 21 Einreichung des Plans und der Unterlagen

(1) Der Vorhabenträger reicht den auf Grundlage der Ergebnisse der Antragskonferenz nach § 20 Absatz 3 bearbeiteten Plan bei der Planfeststellungsbehörde zur Durchführung des Anhörungsverfahrens ein.

(2) Der Plan besteht aus den Zeichnungen und Erläuterungen, die das Vorhaben, seinen Anlass und die von dem Vorhaben betroffenen Grundstücke und Anlagen erkennen lassen.

(3) Die Planfeststellungsbehörde kann vom Vorhabenträger die Vorlage von Gutachten verlangen oder Gutachten einholen. Soweit Unterlagen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten, sind sie zu kennzeichnen; die Regelungen des Datenschutzes sind zu beachten.

(4) Für die nach § 6 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegenden Unterlagen soll nach Maßgabe der §§ 5 und 14f Absatz 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung auf die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen Bezug genommen werden.

(5) Die Planfeststellungsbehörde hat die eingereichten Unterlagen innerhalb eines Monats nach Eingang auf ihre Vollständigkeit hin zu überprüfen. Die Vollständigkeitsprüfung beinhaltet die Prüfung der formellen

Vollständigkeit sowie eine Plausibilitätskontrolle der Unterlagen. Sind die Unterlagen nicht vollständig, hat die Planfeststellungsbehörde den Vorhabenträger unverzüglich aufzufordern, die Unterlagen innerhalb einer angemessenen Frist zu ergänzen. Nach Abschluss der Vollständigkeitsprüfung hat die Planfeststellungsbehörde dem Vorhabenträger die Vollständigkeit der Unterlagen schriftlich zu bestätigen.

§ 22 Anhörungsverfahren

(1) Innerhalb von zwei Wochen nach Vorlage der vollständigen Unterlagen nach § 21 übermittelt die Planfeststellungsbehörde die Unterlagen schriftlich oder elektronisch an

1. die Träger öffentlicher Belange, die von dem beantragten Vorhaben berührt sind, und
2. die Vereinigungen.

(2) Die Planfeststellungsbehörde fordert die Träger öffentlicher Belange, einschließlich der Raumordnungsbehörden der Länder, die von dem Vorhaben berührt sind, zur Stellungnahme innerhalb einer von ihr zu setzenden Frist auf, die drei Monate nicht überschreiten darf. Die Möglichkeit, Stellungnahmen nach Satz 1 abzugeben, erstreckt sich nicht auf die Gegenstände, welche die Bundesfachplanung betreffen und zu denen bereits in der Bundesfachplanung Stellung genommen werden konnte. Die Stellungnahmen können schriftlich oder elektronisch abgegeben werden. Nach Ablauf der Frist nach Satz 1 eingehende Stellungnahmen werden nicht mehr berücksichtigt, es sei denn, die vorgebrachten Belange sind für die Rechtmäßigkeit der Entscheidung von Bedeutung.

(3) Innerhalb von zwei Wochen nach Vorlage der vollständigen Unterlagen nach § 21 veranlasst die Planfeststellungsbehörde für die Dauer von einem Monat zum Zwecke der Öffentlichkeitsbeteiligung die Auslegung der Unterlagen gemäß § 43a Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Die Auslegung ist im amtlichen Verkündungsblatt und über die Internetseite der Planfeststellungsbehörde sowie den örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, bekannt zu machen. Die Bekanntmachung soll eine Woche vor Beginn der Auslegung erfolgen und muss dem Planungsstand entsprechende Angaben über den Verlauf der Trassenkorridore und den Vorhabenträger enthalten, Informationen darüber, wo und wann die Unterlagen zur Einsicht ausgelegt werden, sowie Hinweise auf die Einwendungsfrist unter Angabe des jeweils ersten und letzten Tages.

(4) Der Plan ist zeitgleich mit der Auslegung für die Dauer von einem Monat im Internet zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung ist entsprechend Absatz 3 Satz 2 und 3 bekannt zu machen.

(5) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

(6) Jede Person, deren Belange durch das Vorhaben berührt werden, kann innerhalb von zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist nach Absatz 3 Satz 1 schriftlich bei der Planfeststellungsbehörde oder zur Niederschrift bei einer Auslegungsstelle Einwendungen gegen den Plan erheben. Satz 1 gilt entsprechend für Vereinigungen.

(7) Die Planfeststellungsbehörde führt einen Erörterungstermin durch. Insoweit gelten die Bestimmungen des § 73 Absatz 6 Satz 1 bis 5 des Verwaltungsverfahrensgesetzes entsprechend.

(8) Anhörungsverfahren und Erörterungstermin können unterbleiben, wenn die Voraussetzungen des § 25 vorliegen.

§ 23 Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Prüfung der Umweltverträglichkeit nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung kann auf Grund der in der Bundesfachplanung bereits durchgeführten Strategischen Umweltprüfung auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen der beantragten Stromleitung beschränkt werden.

§ 24 Planfeststellungsbeschluss

(1) Die Planfeststellungsbehörde stellt den Plan fest (Planfeststellungsbeschluss).

(2) Der Planfeststellungsbeschluss wird dem Vorhabenträger, den bekannten Betroffenen sowie denjenigen, über deren Einwendungen entschieden worden ist, zugestellt. Es findet § 74 Absatz 5 des Verwaltungsverfahrensgesetzes Anwendung.

(3) Eine Ausfertigung des Beschlusses ist mit einer Rechtsbehelfsbelehrung am Sitz der Planfeststellungsbehörde sowie an den Auslegungsorten zwei Wochen zur Einsicht auszulegen. Der Ort und die Zeit der Auslegung sind in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, im amtlichen Verkündungsblatt und auf der Internetseite der Planfeststellungsbehörde bekannt zu machen. Der Planfeststellungsbeschluss ist zeitgleich mit der Auslegung im Internet zu veröffentlichen. Für die Veröffentlichung gilt § 22 Absatz 3 entsprechend.

(4) Die Rechtsvorschriften über Geheimhaltung und Datenschutz bleiben unberührt.

§ 25 Unwesentliche Änderungen

Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können ohne Planfeststellungsverfahren durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden. Eine Änderung oder Erweiterung ist nur dann unwesentlich, wenn

1. es sich nicht um eine Änderung oder Erweiterung handelt, für die nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, und
2. andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und diese dem Plan nicht entgegenstehen und
3. Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden.

Der Vorhabenträger zeigt gegenüber der Planfeststellungsbehörde die von ihm geplante Maßnahme an. Der Anzeige sind in ausreichender Weise Erläuterungen beizufügen, aus denen sich ergibt, dass die geplante Änderung unwesentlich ist. Insbesondere bedarf es einer Darstellung der zu erwartenden Umweltauswirkungen. Die Planfeststellungsbehörde entscheidet innerhalb eines Monats, ob anstelle der Anzeige ein Plangenehmigungs- oder Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist oder die Maßnahme von einem förmlichen Verfahren freigestellt ist. Die Entscheidung ist dem Vorhabenträger bekannt zu machen.

§ 26 Zusammentreffen mehrerer Vorhaben

In Planfeststellungsverfahren für in den Bundesnetzplan aufgenommene Höchstspannungsleitungen kann eine einheitliche Entscheidung für die Errichtung, den Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr, die nicht im Bundesnetzplan aufgeführt sind, sowie von Bahnstromfernleitungen beantragt werden, sofern diese Leitungen mit einer Leitung nach § 2 Absatz 2 auf einem Mehrfachgestänge geführt werden. § 78 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleibt unberührt. Die Planfeststellungsverfahren richten sich nach den Vorgaben dieses Gesetzes. Ist danach eine andere Behörde als die Bundesnetzagentur zuständig, wendet diese die Vorgaben des dritten Abschnitts an.

§ 27 Vorzeitige Besitzeinweisung und Enteignungsverfahren

(1) Der Vorhabenträger kann verlangen, dass nach Abschluss des Anhörungsverfahrens gemäß § 22 eine vorzeitige Besitzeinweisung durchgeführt wird. § 44b des Energiewirtschaftsgesetzes findet mit der Maßgabe Anwendung, dass der nach dem Verfahrensstand zu erwartende Planfeststellungsbeschluss dem vorzeitigen Besitzeinweisungsverfahren zugrunde zu legen ist. Der Besitzeinweisungsbeschluss ist mit der aufschiebenden Bedingung zu erlassen, dass sein Ergebnis durch den Planfeststellungsbeschluss bestätigt wird. Anderenfalls ist das vorzeitige Besitzeinweisungsverfahren auf der Grundlage des ergangenen Planfeststellungsbeschlusses zu ergänzen.

(2) Der Vorhabenträger kann verlangen, dass nach Abschluss des Anhörungsverfahrens gemäß § 22 ein vorzeitiges Enteignungsverfahren durchgeführt wird. § 45 des Energiewirtschaftsgesetzes findet mit der Maßgabe Anwendung, dass der nach dem Verfahrensstand zu erwartende Planfeststellungsbeschluss dem Enteignungsverfahren zugrunde zu legen ist. Der Enteignungsbeschluss ist mit der aufschiebenden Bedingung zu erlassen, dass sein Ergebnis durch den Planfeststellungsbeschluss bestätigt wird. Anderenfalls ist das Enteignungsverfahren auf der Grundlage des ergangenen Planfeststellungsbeschlusses zu ergänzen.

§ 28 Durchführung eines Raumordnungsverfahrens

Abweichend von § 15 Absatz 1 des Raumordnungsgesetzes in Verbindung mit § 1 Satz 2 Nummer 14 der Raumordnungsverordnung vom 13. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2766), die zuletzt durch Artikel 21 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist, findet ein Raumordnungsverfahren für die Errichtung

oder die Änderung von Höchstspannungsleitungen, für die im Bundesnetzplan Trassenkorridore oder Trassen ausgewiesen sind, nicht statt. Dies gilt nicht nach Ablauf der Geltungsdauer gemäß § 15 Absatz 2.

Abschnitt 4

Gemeinsame Vorschriften

§ 29 Projektmanager

Die zuständige Behörde kann einen Dritten mit der Vorbereitung und Durchführung von Verfahrensschritten wie

1. der Erstellung von Verfahrensleitplänen unter Bestimmung von Verfahrensabschnitten und Zwischenterminen,
2. der Fristenkontrolle,
3. der Koordinierung von erforderlichen Sachverständigengutachten,
4. dem Entwurf eines Anhörungsberichtes,
5. der ersten Auswertung der eingereichten Stellungnahmen,
6. der organisatorischen Vorbereitung eines Erörterungstermins und
7. der Leitung des Erörterungstermins

auf Vorschlag oder mit Zustimmung des Vorhabenträgers und auf dessen Kosten beauftragen. Die Entscheidung der Bundesfachplanung nach § 12 Absatz 2 und über den Planfeststellungsantrag nach § 24 Absatz 1 liegt allein bei der zuständigen Behörde.

§ 30 Kostenpflichtige Amtshandlungen

(1) Die Bundesnetzagentur erhebt für folgende Amtshandlungen nach diesem Gesetz kostendeckende Gebühren und Auslagen:

1. Feststellung der Raumverträglichkeit im vereinfachten Verfahren nach § 11 Absatz 2,
2. Entscheidungen nach § 12 Absatz 2 Satz 1,
3. Planfeststellungen nach § 24 Absatz 1 und
4. Entscheidungen nach § 25 Satz 6.

Wird ein Antrag auf eine der in Absatz 1 genannten Amtshandlungen nach Beginn der sachlichen Bearbeitung zurückgenommen, ist derjenige Teil der für die gesamte Amtshandlung vorgesehenen Gebühr zu erheben, der dem Fortschritt der Bearbeitung entspricht. Für einen Antrag, der aus anderen Gründen als der Unzuständigkeit der Behörde abgelehnt wird, ist die volle Gebühr zu erheben. Die Gebühr kann ermäßigt werden oder es kann von der Erhebung abgesehen werden, wenn dies der Billigkeit entspricht.

(2) Die Höhe der Gebühr richtet sich nach der Länge der zu planenden Trasse. Bei der Durchführung der Bundesfachplanung ist die geographische Entfernung der durch eine Trasse zu verbindenden Orte (Luftlinie) maßgeblich. Die Gebühr für Amtshandlungen nach Absatz 1 Nummer 2 beträgt 30 000 Euro je angefangenem Kilometer. Für die Durchführung der Planfeststellung richtet sich die Gebühr nach der mittleren Länge des im Rahmen der Bundesfachplanung festgelegten Korridors. Für Amtshandlungen nach Absatz 1 Nummer 3 beträgt die Gebühr 50 000 Euro je angefangenem Kilometer. Bei Entscheidungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 4 beträgt die Gebühr 10 000 Euro je angefangenem Kilometer.

(3) Die Gebühren für Amtshandlungen nach Absatz 1 Nummer 2 und 3 werden in mehreren Teilbeträgen erhoben. Von der Gebühr für die Amtshandlung nach Absatz 1 Nummer 2 sind ein Drittel innerhalb eines Monats ab Antragstellung zu entrichten, ein zweites Drittel innerhalb eines Jahres ab Antragstellung und das letzte Drittel mit Abschluss des Verfahrens. Von der Gebühr für die Amtshandlung nach Absatz 1 Nummer 3 sind ein Fünftel innerhalb eines Monats ab Antragstellung, das zweite, dritte und vierte Fünftel jeweils ein halbes Jahr später, spätestens jedoch zugleich mit dem fünften Fünftel bei Abschluss des Verfahrens zu entrichten.

(4) Die Gebühren für Amtshandlungen zuständiger Landesbehörden richten sich nach den Verwaltungskostengesetzen der Länder.

Abschnitt 5

Behörden und Gremien

§ 31 Zuständige Behörde

(1) Die Aufgaben nach diesem Gesetz nehmen die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) und nach Maßgabe des Absatzes 2 die zuständigen Landesbehörden wahr.

(2) Den nach Landesrecht zuständigen Behörden obliegt die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens nach den Regelungen des Abschnitts 3 für alle Vorhaben im Anwendungsbereich dieses Gesetzes, die nicht durch die Rechtsverordnung nach § 2 Absatz 2 auf die Bundesnetzagentur übertragen worden sind.

(3) Die Bundesnetzagentur ist verpflichtet, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit regelmäßig in nicht personenbezogener Form über den Verfahrensstand zur Bundesfachplanung und zur Planfeststellung zu berichten.

§ 32 Bundesfachplanungsbeirat

(1) Bei der Bundesnetzagentur wird ein ständiger Bundesfachplanungsbeirat gebildet. Der Beirat besteht aus Vertretern der Bundesnetzagentur, Vertretern der Länder und Vertretern der Bundesregierung.

(2) Der Bundesfachplanungsbeirat hat die Aufgabe, die Bundesnetzagentur in Grundsatzfragen zur Bundesfachplanung und zur Aufstellung des Bundesnetzplans sowie zu den Grundsätzen der Planfeststellung zu beraten. Er ist gegenüber der Bundesnetzagentur berechtigt, allgemeine Auskünfte und Stellungnahmen einzuholen. Die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesbehörden sind insoweit in nicht personenbezogener Form gegenseitig auskunftspflichtig.

(3) Der Beirat soll regelmäßig zusammentreten. Sitzungen sind anzuberaumen, wenn die Bundesnetzagentur oder mindestens zwei Länder die Einberufung schriftlich verlangen. Die ordentlichen Sitzungen sind nicht öffentlich.

(4) Der Beirat gibt sich eine Geschäftsordnung.

Abschnitt 6 Sanktions- und Schlussvorschriften

§ 33 Bußgeldvorschriften

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder leichtfertig

1. entgegen § 8 Satz 1 eine Unterlage nicht richtig vorlegt,
2. ohne festgestellten Plan nach § 18 Absatz 1 eine Leitung errichtet, betreibt oder ändert,
3. entgegen § 21 Absatz 1 einen dort genannten Plan nicht richtig einreicht oder
4. ohne Zulassung nach § 25 Satz 6 eine unwesentliche Änderung oder Erweiterung vornimmt.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann mit einer Geldbuße bis zu einhunderttausend Euro geahndet werden.

(3) Verwaltungsbehörden im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten sind die Bundesnetzagentur und die zuständigen Planfeststellungsbehörden der Länder.

§ 34 Zwangsgeld

Die Bundesnetzagentur kann ihre Anordnungen, insbesondere Fristsetzungen zur Antragstellung nach § 6 Satz 2 und § 12 Absatz 2 Satz 2, nach den für die Vollstreckung von Verwaltungsmaßnahmen geltenden Vorschriften durchsetzen. Die Höhe des Zwangsgeldes beträgt mindestens 1 000 Euro und höchstens 250 000 Euro.

§ 35 Übergangsvorschriften

Bestehende Genehmigungen und Planfeststellungsbeschlüsse sowie laufende Planfeststellungsverfahren bleiben unberührt.



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung

Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024)



SEPTEMBER 2015

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

September 2015

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2024

04. September 2015

Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2024 gem.
§ 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

– Geschäftszeichen 6.00.04.04.02 –

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 04. September 2015

den Netzentwicklungsplan Strom 2024 in der überarbeiteten Fassung vom 04. November 2014 wie nachfolgend tabellarisch dargestellt bestätigt.

1. Die nachfolgenden Streckenmaßnahmen werden bestätigt:

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

Projekt	Maßnahme	Art	angestrebt (ÜNB)
Korridor A	A01: Emden/Ost – Osterath	DC-Netzausbau	2022
Korridor A	A02: Osterath – Philippsburg	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2019
Korridor C	C05: Brunsbüttel – Großgartach	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2022
Korridor C	C06 mod: Wilster – Grafenrheinfeld	DC-Netzausbau	2022
Korridor D	D18: Wolmirstedt – Gundremmingen	DC-Netzausbau	2024
P20	M69: Emden/Ost – Raum Halbmond	Netzausbau	2021
P21	M51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost	Netzverstärkung	2022
P21	M51b: Cloppenburg/Ost – Merzen	Netzausbau	2022
P23	M20: Dollern – Elsfleth/West	Netzverstärkung	2024
P24	M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum	Netzverstärkung	2021
P24	M72: Sottrum – Wechold	Netzverstärkung	2022
P24	M73: Wechold – Landesbergen	Netzverstärkung	2022
P25	M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide	Netzausbau	2017
P25	M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)	Netzausbau	2016
P25	M43: Heide – Husum	Netzausbau	2018
P25	M44: Husum – Niebüll	Netzausbau	2018
P25	M45: Niebüll – Grenze Dänemark	Netzausbau	2021
P30	M61: Hamm/Uentrop – Kruckel	Netzverstärkung	2018
P33	M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Netzverstärkung	2022

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P33	M24b: Wolmirstedt – Wahle	Netzverstärkung	2024
P34	M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Netzverstärkung	2020
P34	M22b: Parchim/Süd – Perleberg	Netzverstärkung	2020
P34	M22c: Güstrow – Parchim/Süd	Netzverstärkung	2020
P36	M21: Bertikow – Pasewalk	Netzverstärkung	2018
P37	M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Netzverstärkung	2022
P37	M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	Netzverstärkung	2023
P38	M27: Pulgar – Vieselbach	Netzverstärkung	2024
P39	M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Netzverstärkung	2021
P41	M57: Punkt Metternich – Niederstedem	Netzverstärkung	2018-2021
P43	M74: Mecklar – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025)	Netzausbau	2022
P44	M28a: Altenfeld – Schalkau	Netzverstärkung	2024
P44	M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025)	Netzausbau	2024
P46	M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Netzverstärkung	2020
P47	M31: Weinheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2022
P47	M32: Weinheim – G380	Netzverstärkung	2022
P47	M33: G380 – Altlußheim	Netzverstärkung	2022
P47	M34: Altlußheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2022
P47	M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Netzausbau	2022
P48	M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell	Netzverstärkung	2020

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P48	M39: Kupferzell – Großgartach	Netzverstärkung	2020
P49	M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten	Netzverstärkung	2021
P52	M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Netzverstärkung	2018
P52	M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2023
P52	M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Netzverstärkung	2020
P53	M54: Raitersaich – Ludersheim	Netzverstärkung	2024
P53	M350: Ludersheim – Sittling – Altheim	Netzverstärkung	2024
P64	M107: Combined Grid Solution (CGS)	Netzausbau	2018
P65	M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	DC-Netzausbau	2018
P66	M101: Wilhelmshaven – Conneforde	Netzausbau	2018
P67	M102: Abzweig Simbach	Netzverstärkung	2018
P67	M103: Altheim – Bundesgrenze Österreich	Netzverstärkung	2018
P68	M108: Deutschland – Norwegen	DC-Netzausbau	2018
P69	M105: Emden/Ost – Conneforde	Netzverstärkung	2019
P70	M106: Birkenfeld – Mast 115A	Netzausbau	2019
P72	M351: Raum Göhl – Raum Lübeck	Netzausbau	2021
P72	M49: Raum Lübeck – Siems	Netzverstärkung	2021
P72	M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg	Netzverstärkung	2019
P112	M201: Pleinting – St. Peter	Netzverstärkung	2022
P112	M212: Abzweig Pirach	Netzverstärkung	2022
P118	M207: Borken – Mecklar	Netzverstärkung	2021

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P150	M352: Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach	Netzverstärkung	2024
P151	M353: Borken – Twistetal	Netzverstärkung	2021
P185	M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Netzverstärkung	k. A.

2. Die nachstehend aufgeführten Streckenmaßnahmen werden nicht bestätigt:

Nicht bestätigte Streckenmaßnahmen:

Projekt	Maßnahme	Art	angestrebt (ÜNB)
Korridor B	B04: Wehrendorf - Urberach	DC-Netzausbau	2024
Korridor C	C06 WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2023
P22	M82: Conneforde - Unterweser	Netzverstärkung	2024
P22	M87: Unterweser - Elsfleth/West	Netzverstärkung	2024
P26	M76: Büttel - Wilster	Netzverstärkung	2021
P27	M52: Landesbergen - Wehrendorf	Netzverstärkung	2023
P35	M78: Lubmin - Lüdershagen - Bentwisch - Güstrow	Netzverstärkung	2024
P35	M84: Lubmin - Iven - Pasewalk/Nord - Pasewalk	Netzverstärkung	2024
P42	M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	Netzverstärkung	k. A.
P49	M90: Daxlanden - Eichstetten	Netzverstärkung	2018
P50	M40: Metzingen - Oberjettingen	Netzverstärkung	2020
P50	M41: Oberjettingen - Engstlatt	Netzverstärkung	2020
P51	M37: Großgartach - Endersbach	Netzverstärkung	2018
P52	M59: Herberdingen - Tiengen	Netzverstärkung	2020
P74	M96: Vöhringen - Punkt Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2020
P74	M97: Woringen/Lachen	Netzverstärkung	2020
P84	M367: Hamburg/Nord - Hamburg/Ost	Netzverstärkung	2024

Nicht bestätigte Streckenmaßnahmen:

P84	M368: Krümmel - Hamburg/Ost	Netzverstärkung	2024
P115	M205: Bereich Mehrum	Netzausbau	2019
P124	M209b: Klostermansfeld - Querfurt/Nord - Lauchstädt	Netzverstärkung	2024
P152	M354: Wahle - Klein Ilsede	Netzverstärkung	2018
P154	M356: Siegburg	Netzausbau	k. A.
P159	M62: Bürstadt - BASF	Netzverstärkung	k. A.
P161	M91: Großkrotzenburg - Urberach	Netzverstärkung	k. A.
P180	M406: Marzahn - Friedrichshain	Netzverstärkung	2024
P180	M408: Friedrichshain - Mitte	Netzverstärkung	2024
P180	M410: Mitte - Charlottenburg	Netzverstärkung	2024
P180	M411: Charlottenburg - Reuter	Netzverstärkung	2024
P180	M414: Reuter - Teufelsbruch	Netzverstärkung	2024

3. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in künftigen Netzentwicklungsplänen
 - a) mindestens eine Gesamtplanalternative und
 - b) bei allen geeigneten Einzelmaßnahmen mindestens eine konkrete Alternative darzustellen und nachvollziehbar zu dokumentieren, aus welchen netztechnischen Gründen die schließlich vorgeschlagene Maßnahme gewählt wurde.
 - c) Bei Einzelmaßnahmen, zu denen keine vernünftige Alternative besteht, ist dieser Befund in angemessener Kürze zu begründen.
 - d) Es ist zulässig, an Stelle mehrerer Einzelalternativen Maßnahmenbündel zu bilden und diese alternativ gegenüberzustellen.
 - e) Zu den vorzulegenden Alternativen gehören insbesondere solche Maßnahmen, die eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld erreichen, indem die bisher in Form eines Neubaus beantragten Maßnahmen aus den Projekten P43 und P44 entfallen oder stattdessen weitestgehend in Bestandstrassen mitgeführt werden. Dies schließt Vorschläge ein, diese Maßnahmen durch Maßnahmen mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.
4. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Gründe

Im bestätigten Umfang entspricht der Netzentwicklungsplan Strom 2024 den Anforderungen gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG.

Geprüft wurden die konkreten Strecken- und Punktmaßnahmen sowie die sonstigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan. Dabei waren jeweils die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung (Konsultation) angemessen zu berücksichtigen.

I Verfahrensgeschichte

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2024 (NEP2024) wurde am 16. April 2014 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und der Bundesnetzagentur vorgelegt. In der anschließenden Öffentlichkeitsbeteiligung gingen über 26.000 Stellungnahmen bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des NEP2024 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

Den überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP2024 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 04. November 2014 vor. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf des NEP2024 und veröffentlichte diesen gemeinsam mit dem Entwurf des Umweltberichts sowie den vorläufigen Prüfungsergebnisse am 27. Februar 2015. Der zweite Entwurf des NEP2024 wurde am Sitz der Bundesnetzagentur ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zu dem zweiten Entwurf des NEP2024 bis zum 15. Mai 2015 äußern.

Insgesamt gingen 34.211 Stellungnahmen ein. Dabei wurde jedes einzelne Schreiben gezählt. Da die Stellungnahmen zum Teil von mehreren Personen unterzeichnet wurden, ist die Gesamtzahl der Konsultationsteilnehmer mit 39.093 deutlich höher.

Veröffentlicht hat die Bundesnetzagentur auf ihren Internetseiten (www.netzausbau.de/2024-archiv) die Stellungnahmen von Behörden, sofern diese einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben, sowie sonstige Eingaben, deren Verfasser einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zustimmten.

Die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden in Abschnitt IV sowie bei den einzelnen Maßnahmen in Abschnitt V dargestellt.

Hinsichtlich des Inhalts des ersten und zweiten Entwurfs des NEP2024 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird auf die entsprechenden, veröffentlichten Dokumente verwiesen.

Aus den von den Übertragungsnetzbetreibern im Laufe des Verfahrens abgegebenen Stellungnahmen ergaben sich keine neuen Tatsachen, die zu einer anderen Bewertung einzelner Maßnahmen geführt hätten.

II Prüfprozess und Vorgehensweise

Der Ausbaubedarf im Höchstspannungsübertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich jährlich wiederholt. Der Netzentwicklungsplan hat die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbau in den kommenden zehn Jahren erforderlich sein wird. Das wiederum richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit zukünftig gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Kapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die zukünftig zu erwartenden Einspeisungen in das Übertragungsnetz und die Entnahmen aus demselben.

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans beginnt, indem ein sogenannter Szenariorahmen erstellt wird. Er bildet die Grundlage für die folgenden Schritte der Regionalisierung, der Marktmodellierung und der eigentlichen Netzplanung. Alle diese Schritte werden in diesem Abschnitt dargestellt.

Im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2024 wurden viele Einwände erhoben, die sich beispielsweise auf den zugrunde liegenden Szenariorahmen beziehen. Hierzu ist grundsätzlich zu sagen, dass Diskussionen, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere - frühere (Szenariorahmen) oder spätere (Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung) - Schritte des Gesamtprozesses Netzausbau beziehen, in erster Linie in den betreffenden Verfahrensstufen bzw. ganz allgemein im politischen Raum geführt werden müssen. Für die gesetzlich vorgesehene Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom sind sie damit zwar rechtlich ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz der Energiewende. Daher hat die Bundesnetzagentur auch solche Beiträge geprüft und sich mit ihnen auseinandergesetzt.

A Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade („Szenarien“) der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung in zehn Jahren sowie darüber hinaus in einem Szenario die Entwicklung in zwanzig Jahren.

Den für den NEP2024 maßgeblichen Szenariorahmen hat die Bundesnetzagentur am 30. August 2013 genehmigt. Er besteht aus drei Szenarien, die einen Zehn-Jahres-Horizont beschreiben, und einem 20-Jahres-Szenario.

Das Szenario A2024 beinhaltet einen moderaten Anstieg der erneuerbaren Energien und eine durch Kohleverstromung geprägte konventionelle Erzeugung. Szenario B2024 beinhaltet einen mittleren Ausbau der erneuerbaren Energien, der sich am bisher tatsächlich beobachteten Zubau orientiert, sowie eine im Vergleich zu Szenario A2024 stärker auf Gas als auf Kohle als Brennstoff gestützte konventionelle Erzeugung. Im Szenario C2024 wird ein besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft angenommen, der auf politischen Zielen der Bundesländer zum Ausbau der erneuerbaren Energien beruht. Hinzu kommt das auf einen Prognosezeitraum von zwanzig Jahren fortgeschriebene Szenario B2034.

Das Szenario B2024 dient aufgrund seiner ausgewogenen Mittelstellung in der Entwicklung als Leitszenario für die weitere Netzberechnung, da es eine wahrscheinliche Entwicklung beschreibt und bei Veränderungen für Anpassungen am flexibelsten ist. Außerdem kommt es den zwischenzeitlichen Änderungen bei Ausbau und Förderung der erneuerbaren Energien durch die Reform des EEG und den gesetzlich festgelegten Zielen (Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, neue Ausbaupfade für Wind, Photovoltaik und Biomasse) von allen drei 10-Jahres-Szenarien am nächsten. Bei der Überarbeitung ihres ersten Entwurfs des NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 an die neuen Rahmenbedingungen angepasst. Dieses aktualisierte Szenario wird als Szenario B2024* bezeichnet.

Genehmigter Szenariorahmen 2013 als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom 2024

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Bestand 2012	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,4	27,2	25,8	18,4	25,8
Erdgas	27,0	23,3	28,2	37,5	28,2
Öl	4,0	1,8	1,8	1,1	1,8
Pumpspeicher	6,4	10,0	10,0	10,7	10,0
sonstige Konventionelle	4,1	3,7	3,7	2,7	3,7
Konventionelle insgesamt	100,2	82,0	84,9	81,7	84,9
Wind onshore	31,0	49,0	55,0	72,0	87,4
Wind offshore	0,3	11,5	12,7	25,3	16,1
Photovoltaik	33,1	54,8	56,0	59,5	58,6
Biomasse	5,7	8,3	8,7	9,2	7,8
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	5,0	4,2
sonstige Erneuerbare	0,8	0,9	1,5	2,3	1,3
Erneuerbare insgesamt	75,3	129,0	138,6	173,3	175,4
Gesamterzeugung	175,5	211,0	223,5	255,0	260,3
Nettostrombedarf [TWh]					
Nettostrombedarf inklusive Netzverluste im Verteilnetz	540,3	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast inklusive Verlustleistung im Verteilnetz	86,9	84,0	84,0	84,0	84,0

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Szenarien A2024, C2024 und B2034 nicht berücksichtigt würden, und dass eine Neuberechnung nur für das Szenario B2024 durchgeführt wurde.

Zahlreichen Konsultationsteilnehmern erscheint die Anzahl der betrachteten Szenarien zu gering. Über die gesetzliche Mindestvorgabe hinaus seien weitere Szenarien zu erstellen, da nur so alle wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen abgebildet werden könnten. Das Netz müsse dann derart gestaltet werden, dass es jedem zukünftigen Szenario gerecht werde. Hierzu wurden verschiedene politische und ökonomische Prognosen vorgeschlagen, die teilweise massive Veränderungen der geltenden Markt- und Rechtsordnung voraussetzen.

Prinzipiell kann durch eine Variation der Eingangsparameter eine Vielzahl von Szenarien erstellt werden, wodurch eine größere Bandbreite von möglichen Entwicklungen abgedeckt würde. Nach § 12a Absatz 2 EnWG sind der Netzplanung jedoch nur wahrscheinliche Entwicklungen zu Grunde zu legen. Extrembetrachtungen oder Szenarien, die erheblich von der aktuellen Markt- und Rechtsordnung abweichen, sind davon nicht gedeckt. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Erstellung des Szenariorahmens die geltende Rechts- und Marktordnung. Über diese aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur solche Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, die sich hinreichend konkret abzeichnen und über die ein Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft soweit gediehen ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

In vielen Beiträgen wird die Erstellung eines Szenarios gefordert, in dem unter der Beibehaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der Versorgungssicherheit der minimal notwendige Netzausbau ermittelt wird. Dabei sollten alle Eingangsparameter so gewählt werden, dass sie netzminimierend wirken. Aus den Rahmenbedingungen dieses Szenarios seien dann die notwendigen politischen und ökonomischen Maßnahmen abzuleiten.

Ziel der Netzentwicklung ist es nicht einen Energiemarkt zu entwickeln, der mit einem möglichst kleinen Übertragungsnetz auskommt. Dies würde voraussetzen, dass alle Rahmenbedingungen wie z. B. die Standortwahl von Erzeugungsanlagen oder die Fahrweise von Kraftwerken und Pumpspeichern, aber auch die Nutzung von Kleinerzeugern wie z. B. PV-Anlagen so gewählt werden, dass sie netzausbaumindernd wirken. Der Erzeugermarkt erlaubt jedoch eine freie Wahl der Standorte und eine Fahrweise von Kraftwerken nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Auch Kleinerzeuger können etwa ihre PV-Anlage dazu nutzen, ihren Eigenverbrauch zu optimieren, und müssen ihre Anlagen nicht „netzdienlich“ zur Verfügung stellen. Der Energiemarkt wird also nicht so gestaltet, dass ein möglichst kleines Netz erforderlich ist, sondern es wird umgekehrt ein Netz entwickelt, welches den Transportanforderungen des freien Energiemarktes gerecht wird.

Die Bundesnetzagentur hält diesen gesetzlich vorgegebenen Ansatz auch inhaltlich für richtig, weil alles andere unweigerlich auf eine noch stärkere und bürokratische Steuerung des Energiesektors hinausläufe. Die Erfahrungen mit derart staatlich organisierten und gelenkten Märkten sind nicht gut.

Ein anderer Vorschlag zielt darauf ab ein Szenario zu entwickeln, in dem die Stromhändler, Stromproduzenten und Netzbetreiber an denjenigen Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, die zur Realisierung des europäischen Stromhandels anfallen. Eine solche Kostenbeteiligung würde nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer den Stromhandel weniger attraktiv machen und so das Maß des Netzausbaus reduzieren.

Nach derzeitiger Gesetzeslage sind Erzeuger und Stromhändler nicht an den Netzentgelten zu beteiligen. Eine andere Regelung ist zwar denkbar, es ist aber nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur, dafür politische Mehrheiten zu suchen. Eine solche Kostenkomponente kann daher in der Netzentwicklungsplanung nicht (fiktiv) einbezogen werden.

Häufig wird kritisiert, dass die Szenarien des NEP2024 nicht die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erfüllten. Dies sei auf die Gestaltung der Szenarien im Szenariorahmen 2024 zurückzuführen, in denen die Erfüllung der Klimaziele nicht als Führungsgröße definiert worden sei. Es seien daher Szenarien zu entwickeln, die sicherstellten, dass diese Klimaziele auch erreicht würden. Als Ziele werden die Reduktion der Treibhausgase (besonders CO₂), die Reduktion des Stromverbrauchs, eine Mindestenergieeinspeisung aus KWK-Anlagen sowie die EE-Ausbaupfade des EEG genannt.

Die als Ziel formulierte Minderung der Treibhausgasemissionen wurde zwar in keinem Szenario erfüllt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP2024 lagen der Bundesnetzagentur aber noch keine ausreichenden Informationen zu den energiepolitischen Instrumenten vor, mit denen diese Zielvorgabe hätte erreicht werden können. Diese Instrumente wurden erst kürzlich seitens der Bundesregierung konkretisiert (Grünbuch und Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie).

In der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, in der Hälfte der Szenarien eine ausreichende Emissionsreduktion durchzuführen. Die Ergebnisse werden im NEP2025 entsprechend der dann gültigen energiepolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Im Übrigen hält der NEP2024 den überwiegenden Teil der klimapolitischen Ziele bereits ein (vgl. Abschnitt „Klimaschutzziele“, S. 32).

Häufig wird ein Szenario gefordert, welches von einer dezentralen erneuerbaren Erzeugungsstruktur ausgeht und das gleichzeitig die zentrale Erzeugung aus Großkraftwerken (vornehmlich aus Braun- und Steinkohle) massiv reduziert. Flankiert durch einen zu fördernden Ausbau von Speichertechnologien, durch Laststeuerung („Demand Side Management“), Einspeisemanagement und dem dezentralen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung könne so ein erheblicher Energieausgleich schon auf Verteilnetzebene stattfinden, wodurch der Netzausbau im Übertragungsnetz reduziert oder sogar unnötig würde. Die aktuellen Szenarien basierten hingegen weiterhin auf einer überwiegend zentralen Erzeugungsstruktur.

Die im Szenariorahmen ermittelten Mantelzahlen für die EE-Erzeugerleistung werden für den NEP2024 mittels der Regionalisierung auf die verschiedenen Netzverknüpfungspunkte verteilt. In diesem Sinne wird im NEP2024 sehr wohl bereits eine dezentrale und regenerative Erzeugerlandschaft angenommen. Die zugleich nach wie vor unterstellte Erzeugung aus Großkraftwerken basiert auf der Annahme, dass bis 2024 bzw. bis 2034 neben den Erneuerbaren auch noch konventionelle Erzeugung benötigt wird, um ein ausreichendes Versorgungsniveau sicherzustellen. Daher ist davon auszugehen, dass die in den Szenarien geführten Großkraftwerke unter den

angenommenen Rahmenbedingungen auch weiterhin am Markt agieren. Der Betrieb dieser Kraftwerke wird jedoch mit wachsendem EE-Anteil in Zukunft voraussichtlich unwirtschaftlicher.

Ein flächendeckender Ausbau von dezentralen Energiespeichern kann mittel- und langfristig nicht als wahrscheinlich angenommen werden, da hierzu die wirtschaftliche Perspektive fehlt. Lediglich im Bereich der Eigenversorgung und -speicherung mittels Photovoltaik ist ein Ausbau wahrscheinlich, dessen Auswirkungen auf den Stromtransportbedarf sind jedoch gering. Die Bundesnetzagentur beobachtet diesbezüglich sowohl das Marktgeschehen als auch die Bestrebungen in der Forschung. Natürlich könnten technische Fortschritte oder eine massive Förderung von Speichertechnologien an dieser Einschätzung etwas ändern. Derzeit lässt sich jedoch nicht seriös vorhersagen, wie eine dezentrale Speicherstruktur aussehen könnte. Daher lassen sich erst recht keine Annahmen darüber treffen, wie sich eine solche Speicherstruktur auf Markt und Netzausbaubedarf auswirkte. Neben netzausbaumindernden sind auch netzausbautreibende Effekte vorstellbar, da einem Speicher zunächst einmal elektrische Energie zugeführt werden muss. Was Laststeuerung, also die Steuerung der Nachfrage nach Strom auf Abnehmerseite betrifft, sieht die Bundesnetzagentur kein ausreichend großes Potenzial, um es im Rahmen der Netzberechnung zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt IV A 3).

Der Einfluss von Einspeisemanagement bzw. Spitzenkappung auf den Netzausbau wurde im Rahmen der Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“) untersucht. Dies hat einen deutlichen Einfluss auf die Zahl an nicht bestätigten Maßnahmen.

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor ein Szenario zu erstellen, in welchem durch eine Förderung der Ausbau von Gaskraftwerkskapazitäten in Süddeutschland angereizt wird. Dies würde den Nord-Süd-Transportbedarf erheblich reduzieren. Ein Vergleich des Ergebnisnetzes dieses Szenarios mit den Ergebnissen des aktuellen NEP2024 würde dann zeigen, ob insbesondere die HGÜ-Korridore notwendig seien. In diesem Zusammenhang wurde auch eine Laufzeitveränderung der Kernkraftwerke in Süddeutschland anstelle der Förderung von Gaskraftwerken zur Diskussion gestellt.

Unter den derzeitigen Marktbedingungen ist nahezu keine Investitionsbereitschaft für konventionelle Kraftwerke vorhanden. Dies gilt besonders für Gaskraftwerke, die in der Merit Order weit hinter Braun- und Steinkohlekraftwerken stehen und deren ohnehin geringen Betriebsstunden durch die steigende EE-Einspeisung zukünftig voraussichtlich weiter sinken werden. Selbst bei einem geförderten Neubau von Gaskraftwerken würden diese auf Grund der Merit Order nur wenig oder gar nicht betrieben. Die Residuallast würde, ehe deutsche Gaskraftwerke einspeisen, zuerst aus günstigeren Energiequellen aus dem Ausland versorgt. Die Förderung müsste darüber hinaus auch eine Standortkomponente beinhalten, die dafür sorgt, dass neue Gaskraftwerke unter netzdienlichen Gesichtspunkten in Süddeutschland errichtet werden. Um Gaskraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können, müsste jede in Gaskraftwerken erzeugte Kilowattstunde kontinuierlich und massiv subventioniert werden. Nur so könnte sich der teure Brennstoff Gas gegenüber den günstigen Brennstoffen Braun- und Steinkohle durchsetzen.

Es ist kein durch Subventionen politisch erzwungener Fuel-Switch abzusehen. Im Gegenteil hat sich die Bundesregierung wiederholt zum „Energy only“-Markt bekannt, in dem eine Förderung für bestimmte konventionelle Technologien oder Regionen nicht vorgesehen ist. Ganz abgesehen davon würde sich die Frage stellen, wer die Kosten einer solchen zusätzlichen Subvention zu tragen hätte und aus welchen Quellen das zu verstromende Gas stammen sollte.

Es wurde vorgeschlagen ein Szenario zu betrachten, das einen geringeren Stromverbrauch annimmt. Auf Grund von Effizienzsteigerungen (z. B. Gebäudesanierung, LED-Technik), durch technologischen Fortschritt und durch den demographischen Wandel würde der Stromverbrauch in Zukunft sinken. Weiterhin sei ein sinkender Verbrauch erklärtes Klimaschutzziel der Bundesregierung, das im Szenariorahmen zu berücksichtigen sei. Die Netzberechnung dürfe nicht auf Basis einer überdimensionierten Erzeugung erfolgen, sondern müsse vielmehr von einem zukünftig sinkenden Energiebedarf ausgehen. Im Ergebnis würde sich so ein reduzierter Netzausbaubedarf ergeben.

Im Gegensatz dazu weisen andere Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass sich wegen der verstärkten „Elektrifizierung“ verschiedener Lebensbereiche (beispielsweise durch E-Mobilität, Wärmepumpen oder Digitalisierung) in Zukunft ein höherer Stromverbrauch einstellen werde. Jedoch geben einige Konsultationsteilnehmer zu bedenken, den Einfluss der E-Mobilität nicht zu überschätzen, da das Ziel der Bundesregierung von einer Millionen Elektrofahrzeuge bis 2020 nicht zu erreichen sei.

Sowohl für verbrauchsteigernde als auch für verbrauchssenkende Einflüsse gibt es plausible Argumente. In der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 ging die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich diese Faktoren weitestgehend aufheben und im Ergebnis sich das Verbrauchsniveau ausgehend vom Referenzjahr konstant entwickelt.

Im Gegensatz zu den von verschiedenen Konsultationsteilnehmern geäußerten Vermutungen basieren weder die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber noch die Prüfung der Bundesnetzagentur auf einer vordefinierten Erzeugung oder einer festgesetzten Einspeisung. Vielmehr gehen alle Berechnungen vom prognostizierten Verbrauch aus. Dabei wird der in jeder Stunde vorhandene Bedarf zuerst durch die Energie aus EE- Erzeugern bedient. Erst danach wird die verbleibende Residuallast in der Rangfolge der Merit Order aus konventionellen Quellen versorgt. Die konventionelle Stromerzeugung passt sich also immer der momentanen Differenz aus Nachfrage und EE-Erzeugung an.

Ein weiterer Vorschlag aus der Konsultation war, ein Szenario zu prüfen, in dem auch die benachbarten EU-Staaten aus Klimaschutzgründen ihren EE-Ausbau drastisch erhöhen und den konventionellen Kraftwerkspark reduzieren.

Für die Prognosen der Stromerzeugung in Europa bezieht sich der NEP2024 auf den „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SOAF) von ENTSO-E des Jahres 2013. Letzterer präsentiert verschiedene zukünftige Entwicklungen, die im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan TYNDP 2014 berücksichtigt werden sollen, sowie eine Beurteilung der Angemessenheit zwischen Erzeugung und Nachfrage in Europa bis 2020 und darüber hinaus. Der SOAF 2013 enthält ebenso wie die vorangegangene Fassung drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung. Zusätzlich zu diesen Szenarien gibt es sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Dabei entsprechen diese Visionen vier Eckpunkten der als zukünftig für möglich angesehenen Entwicklungen in Europa, wobei diese Eckpunkte als Extreme ausgelegt sind und damit nicht der von dem EnWG vorgegebenen Betrachtung einer wahrscheinlichen Entwicklung im Rahmen der Netzentwicklungspläne onshore und offshore entsprechen.

Den Szenarien A, B und C2024 wurde deshalb jeweils eines der drei wahrscheinlichen Szenarien aus dem SOAF zugeordnet (dem Szenario A2024 das SOAF-Szenario A „Conservative Scenario“, dem Szenario B2024 das SOAF-Szenario B „Best Estimate Scenario“ und dem Szenario C2024 das SOAF-Szenario „EU 2020“). Für das Szenario

B2034 wurde auf die „Vision 3“ des SOAF zurückgegriffen, da dieses europäische Szenario mit seiner langfristigen Perspektive am ehesten dem in 20 Jahren schon weit fortgeschrittenen Ausbau von erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene entspricht. Die Annahme einer zeitnahen (innerhalb der nächsten 10 Jahre) europaweiten Umstellung der Erzeugung auf erneuerbare Energien hingegen ist als Extremszenario einzustufen und wird daher nicht im Szenariorahmen berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer bezeichnet Szenario A2024 als ein veraltetes Szenario des Energiekonzepts der Bundesregierung, welches schon im Jahr 2012 geplant wurde. Die vorherigen Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke seien lediglich für 2013 dahingehend geändert worden, als dass die abzuschaltenden Kernkraftwerke durch Kohlekraftwerke ersetzt wurden. Stattdessen hätte jedoch der EE-Anteil erhöht werden müssen. Aus diesem Grund seien auch die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung nicht erreicht worden.

In einem weiteren Beitrag wird die Wahl des Szenarios A2024 als Gesamtplanalternative hinterfragt. Das Szenario stünde in seiner Konzeption am wenigsten mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung in Einklang. Insbesondere die CO₂-Ziele würden verfehlt, wofür die hohen Vollaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke verantwortlich seien. Das Szenario A2024 sei nicht dazu geeignet, die notwendige flexible Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt darzustellen. Ebenso sei aber auch das Szenario C nicht als Gesamtplanalternative geeignet, da die angenommenen EE-Ausbauzahlen auf Basis der Bundesländerziele unrealistisch seien. Beide Szenarien seien Extreme und erfüllten so nicht den Anspruch eine wahrscheinliche Zukunft abzubilden.

Mit dem Szenariorahmen soll eine Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher und energiepolitischer Entwicklungen für einen zehn- bzw. zwanzigjährigen Zeithorizont abgebildet werden. Szenario A2024 ist dabei das Szenario mit dem größten konventionellen Kraftwerkspark. Dies ist auf die vergleichsweise gute wirtschaftliche Situation für konventionelle Energieerzeugung zurückzuführen, welche sich aus der vergleichsweise schwachen Ausbaudynamik der EE-Erzeugung ergibt. Nach Einspeisung der erneuerbaren Energien verbleibt immer noch eine Residuallast, die einen wirtschaftlichen Betrieb weiter Teile des konventionellen Kraftwerksparks erlaubt. Szenario A2024 ist damit das Szenario, welches mit dem unteren Rand des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine eher langsame Umsetzung der Energiewende beschreibt. Auch wenn viele Konsultationsteilnehmer eine solche Entwicklung nicht für wünschenswert halten, ist eine solche Entwicklung mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit möglich. Sie ist damit im Szenariorahmen zu berücksichtigen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer führt aus, Prognosen für das Jahr 2034 seien hoch spekulativ, weshalb eine praktische Netzplanung auf Basis dieser Annahmen nicht zielführend sei. Weiterhin fehlten ausreichende Begründungen für die Annahmen des Szenarios B2034.

Die Prognosen zum Szenario B2034 sind aufgrund ihrer Langfristigkeit naturgemäß mit einer höheren Unsicherheit behaftet, als jene zu den Szenarien des Jahres 2024. Genau aus diesem Grund dient das Szenario B2034 als indikativer Ausblick, ist aber nicht Grundlage für die im NEP2024 bestätigten Maßnahmen.

Einige Konsultationsbeiträge bewerten die geänderten Annahmen des Szenarios B2024* ausdrücklich positiv. Die Veränderungen der EEG-Novelle würden so besser berücksichtigt und damit eine nach § 12a EnWG wahrscheinliche Entwicklung im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abgebildet. Auch berücksichtigten alle Szenarien den SOAF 2013, womit eine europäisch integrierte Netzentwicklung ermöglicht werde.

Ein Konsultationsteilnehmer erachtet die Wahl und Ausgestaltung der Szenarien für gut und sachgerecht. Insbesondere die Anpassung des Szenarios B2024* an die EEG-Reform sei wertvoll für die Bedarfsermittlung. Zutreffend seien auch die Verringerung des konventionellen Kraftwerksparks in allen Szenarien sowie die Annahme unterschiedlicher Wachstumspfade der erneuerbaren Energien in den einzelnen Szenarien. Auch sei es richtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber für jedes Szenario die günstigste Variante gewählt hätten, um die Nachfrage an elektrischer Energie zu decken. Auch wird begrüßt, dass die Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern aufgelistet worden seien.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der zweite Entwurf des NEP2024 auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 basiere. Dieser Szenariorahmen sei jedoch bereits überholt, womit auch die Ergebnisse des NEP2024 nicht mehr aktuell seien. Es reiche nicht darauf zu verweisen, dass das Netzausbauverfahren dies so vorsehe, stattdessen sollte dieser Mangel behoben werden. Der Netzentwicklungsplan solle sich immer an aktuellen Rahmenbedingungen orientieren.

Der Netzentwicklungsplan wird auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens erstellt. Soweit möglich, werden dabei aktuelle Entwicklungen berücksichtigt (vgl. auch Abschnitt II E 3). Für die fortlaufende Anpassung sorgt die sich insgesamt wiederholende Planung. Ein laufender Planungsprozess kann allerdings nicht bei jeder möglichen Änderung abgebrochen und neu begonnen werden. Dann würde die Planung nicht vorankommen.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Einige Konsultationsteilnehmer erachten die im Szenariorahmen angenommene installierte Leistung aus erneuerbaren Energien für zu gering und führen dafür verschiedene Begründungen an.

Die EE-Ausbauziele der Bundesländer in Szenario C bilden den oberen Rand der Prognose im Szenariorahmen 2024. Politisch ist weder auf Bundes- noch auf Landesebene eine Ausbaudynamik oberhalb dieses Entwicklungspfades vorgesehen und wird deshalb auch in keinem Szenario angenommen. Zukünftig wird sich die Bandbreite des EE-Ausbaus an den von der Bundesregierung in der EEG-Novelle technologiespezifisch vorgegebenen Zielen orientieren.

Das Repowering von Windkraftanlagen werde in den Prognosen des Szenariorahmens unterschätzt. Für einen Prognosezeitraum von zehn bzw. von 20 Jahren sei davon auszugehen, dass alle bestehenden Windkraftanlagen durch wesentlich leistungsfähigere Anlagen ersetzt worden seien.

Das Repowering wurde bei der Erstellung des NEP2024 berücksichtigt. Im Szenario A2024 und B2024 sowie B2034 wurde zur Ermittlung der Mantelzahlen ein Repowering der Bestandsanlagen nach 20 Jahren Betriebszeit angenommen. Im Szenario B2024 wurde mit Anwendung der neuen Regionalisierungsmethodik das Repowering von Windkraftanlagen noch detaillierter modelliert. Nach 20 Jahren Betriebsdauer werden auch hier Altanlagen mit leistungsfähigeren Neuanlagen ersetzt. Dabei wird auch der größere Flächenbedarf diese Neuanlagen beachtet.*

Der regionale Windkraftanlagenausbau in Bayern und Baden-Württemberg werde unterschätzt. Die im Vergleich zum Norden regional schlechteren Standortfaktoren müssten in Zukunft durch eine Standortkomponente bei der Förderung ausgeglichen werden. So würde die Windkraftherzeugung in Süddeutschland konkurrenzfähig. Dies sei notwendig, um das derzeit vorhandene Nord-Süd-Gefälle auszugleichen und so den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Die Bundesnetzagentur geht bei der Genehmigung des Szenariorahmens und der Bestätigung des Netzentwicklungsplans grundsätzlich von der aktuellen Marktordnung und dem geltenden Rechtsrahmen aus. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur dann Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und breiter Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft besteht, so dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden kann. Eine Einführung einer Standortkomponente zur Förderung von Windkraftanlagen in „windschwachen“ Regionen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur derzeit nicht absehbar. Der Effekt einer solchen Standortkomponente bei der Regionalisierung von Onshore-Wind-Anlagen wird daher nicht berücksichtigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik müsse wesentlich höher angenommen werden, damit Kohle- und Kernkraftwerke aus dem Markt verdrängt würden. Anstatt der im EEG fixierten jährlichen Zubauraten von 2,5 GW für Windkraft und Solaranlagen seien vielmehr jeweils 4 GW erforderlich. Wäre die Residuallast ausreichend gering, könnten Kohle- und Kernkraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und würden aus dem Markt ausscheiden. Die Versorgungssicherheit solle dann mit geförderten Gaskraftwerken und Speichern sichergestellt werden.

Die Ausbaupfade für erneuerbare Energien haben nicht das Ziel die Kohleverstromung schnellstmöglich zu verdrängen. In den Szenarien A und B orientieren sich die Ausbaupfade primär an der Bandbreite der Wachstumsraten der Vorjahre. Dabei wurde bei den PV-Zubauraten besonders der gesetzliche Förderdeckel berücksichtigt. Bei den Zubauraten der Windenergie wurden Repowering-Potenziale sowie der Einfluss einer Verbesserung von Schwachwindtechnologien berücksichtigt. Im Szenario C2024 basieren die Annahmen der EE-Ausbaupfade auf den Ausbauzielen der Bundesländer, die teilweise weit über den Annahmen des Szenarios A2024 und B2024 liegen.*

Zukünftig orientiert sich der Zubau der EE in erster Linie an den mit der EEG-Novelle technologiespezifisch definierten Ausbaupfaden und der anteiligen EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch (vgl. Szenariorahmen 2025). Diese werden in Szenario B2024 überschritten, in C2024 sogar massiv. Da sich zukünftige Steuerungsinstrumente des EE-Zubaus an den im EEG gesetzlich festgelegten Zahlen orientieren müssen, kann die Bundesnetzagentur die im Szenariorahmen und NEP2024 angenommenen EE-Mantelzahlen ihrerseits nicht weiter erhöhen. Vielmehr wird der Zubau in den Szenarien den im EEG gesetzlich vorgegebenen Zubauraten angepasst.*

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, die Energiewende werde zu kleinteilig in den verschiedenen Sektoren Wärme und Strom gedacht. Für sich betrachtet könne im Wärmesektor selbst bei einer Realisierung eines fünfzigprozentigen Einsparpotenzials der verbleibende Bedarf nicht mit den üblichen Quellen wie Solarwärme, Geothermie und Biomasse gedeckt werden. Nur durch eine Konvergenz des Wärme- und des Stromsektors könne eine Komplettversorgung zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht werden. Dazu müssten jedoch die Windkraft- und PV-Anlagen weit über den gesetzlichen Zielkorridor hinaus ausgebaut werden. Erforderlich sei deshalb ein jährlicher Zubau von bis zu 8 GW.

Der Bedarf des Wärmesektors wird bei der Modellierung der KWK-fähigen Anlagen berücksichtigt, wodurch in allen Szenarien des NEP2024 die geforderte „Konvergenz“ mit dem Stromsektor gegeben ist. Eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien ist derzeit nicht als Ziel der Bundesregierung formuliert und wird daher auch nicht bei der Netzausbauplanung berücksichtigt.

Einigen Beiträge merken an, dass eine einfache konstante Fortschreibung des Windkraftausbaus über viele Jahre hinweg den zunehmenden Protest der Bevölkerung (besonders in Norddeutschland und Bayern) unterschätze. Der zukünftige Windkraftausbau werde sich verlangsamen, weshalb die im Szenariorahmen angenommenen Zahlen zu hoch angesetzt seien. Diese Proteste würden von der Politik aufgenommen, was zu Regelungen führen könne, die wie die „10H“-Regelung in Bayern einen weiteren Zubau von Windkraft reduzierten.

Der Zubau von Onshore-Windanlagen wurde in den Szenarien A2024, B2024 und B2034 unter Berücksichtigung des Bestands-Repowering auf Basis der Ausbaudynamik der Vorjahre fortgeschrieben. Diese Fortschreibung wurde jedoch nicht ohne weitere Bewertung der so hergeleiteten Mantelzahlen durchgeführt. Die Ergebnisse wurden unter Berücksichtigung der Mantelzahlen für das Szenario C2024, welches auf den Zielen der Bundesländer beruht, überprüft und als plausibel bewertet. So bilden das Szenario A2024 den unteren und das Szenario C2024 den oberen Rand eines möglichen Ausbaupfades ab, während Szenario B2024* einen Ausbau zwischen den Randpunkten beschreibt. Der so entstehende „Szenariotrichter“ bildet damit die zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens 2024 wahrscheinliche Bandbreite der Entwicklung ab.*

Im Szenariorahmen 2025 wird ein Zuwachs der Onshore-Wind-Anlagen gemäß den in der EEG-Novelle definierten Zielwerten angenommen. Dadurch kommt es besonders in Szenario C2025 zu einer Reduktion der installierten Onshore-Windkraft im Vergleich zum Szenario C2024.

Die in Bayern eingeführte „10H“-Regelung wurde im NEP2024 bei der Regionalisierung der Windenergieanlagen nicht berücksichtigt. Dies gilt auch für Szenario B2024. Die Bundesnetzagentur wird jedoch den Einfluss der „10H“-Regelung überprüfen und gegebenenfalls in Zukunft berücksichtigen.*

Konventionelle Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung

Einige Konsultationsteilnehmer stufen den Anteil der konventionellen Erzeugung als zu gering ein. Auch in Zukunft seien konventionelle Kapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit unverzichtbar, da sie in Zeiten von ausbleibender EE-Einspeisung die Versorgung übernehmen müssten.

In allen Szenarien des NEP2024 ist zu jeder Zeit eine ausreichende Deckung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke oder durch Stromimporte gewährleistet. Ein Defizit an konventionellen Erzeugungsanlagen kann im Szenariorahmen 2024 nicht beobachtet werden. Perspektivisch ist es auch zu kurz gegriffen, das Thema Versorgungssicherheit im Kontrast von erneuerbarer Erzeugung und einer ausreichenden nationalen konventionellen Kapazität zu betrachten. Vielmehr muss das Thema Versorgungssicherheit zukünftig europäisch gedacht werden und die Möglichkeiten und Vorteile des europäischen Stromaustausches mit in die Betrachtung einfließen.

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass ein möglicher Durchbruch bei der Kernfusion nicht berücksichtigt wurde.

Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass im Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans (zehn bzw. 20 Jahre) die Kernfusion technisch möglich wird oder gar zur Marktreife gelangt.

Im Szenariorahmen 2024 und im NEP2024 würde statt einer konsequenten Umstellung auf erneuerbare Energien die aktuelle Versorgung basierend auf Kohleverstromung fortgeschrieben. Dies zeige sich

insbesondere bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung. Hier würden lediglich die Grenzkosten der Stromproduktion durch Kohle angesetzt und deren Gesamtkosten (Fixkosten, Tagebaue, Subventionierung der Braunkohleförderung) ignoriert. Die Annahme einer pauschalen Lebensdauer für Kohlekraftwerke im Szenariorahmen 2024 würde weiterhin den zukünftigen realen Kraftwerkspark nicht hinreichend genau abbilden. Daraus resultiere ein zu großer und umweltschädlicher Kohlekraftwerkspark. Die Planung im Szenariorahmen sei veraltet und falsch und von den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber und der konventionellen Kraftwerksbetreiber geleitet.

Die Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugung liegen im Szenariorahmen 2013 und NEP2024 teilweise weit oberhalb der im aktuellen EEG definierten Ziele der Bundesregierung. Die Annahmen zum Kohlekraftwerkspark basieren auf der im Szenariorahmen 2024 unterstellten pauschalen Lebensdauer von Braun- sowie Steinkohlekraftwerken von 50 Jahren. In der Realität wird es zwar zu Abweichungen von diesen pauschalen Annahmen kommen. Indem die Lebensdauer der Kraftwerke pauschal angenommen wird, werden Abweichungen aber sowohl nach unten als auch nach oben beispielsweise durch Retrofit ausgeglichen. Eine alternative Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke unter Berücksichtigung von Fixkosten (Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten der Tagebaue) würde aus der Perspektive der Bundesnetzagentur die Prognosegenauigkeit nicht erhöhen. Bei der Entscheidung über den Erhalt eines bestehenden Kraftwerksstandortes oder der Planung von Kraftwerksneubauten werden nicht nur betriebswirtschaftliche Berechnungen angestellt, sondern oft auch unternehmensstrategische Aspekte berücksichtigt. Diese können und sollen von der Bundesnetzagentur nicht antizipiert werden.

Die hohe Auslastung besonders der Braunkohlekraftwerke ist auf die Merit Order zurückzuführen und nicht auf eine Überdimensionierung des Kohlekraftwerksparks. Hinreichend konkrete Maßnahmen zur gezielten Stilllegung älterer Kohlekraftwerke lagen der Bundesnetzagentur zur Zeit der Erstellung des NEP2024 nicht vor, weshalb diese Kraftwerke in den Prognosen ohne weitere Einschränkungen in den Strommarkt einzubeziehen waren.

In vielen Beiträgen wird dargelegt, der Szenariorahmen ignoriere die Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung. Diese sei effizienter im Vergleich zu anderen Kondensationskraftwerken, meist dezentral strukturiert und gut steuerbar. Bisher würde der Wärmesektor im Netzentwicklungsplan ignoriert, obwohl dezentrale KWK-Anlagen meist (ca. 60%) wärme- bzw. kältegeführt gefahren würden. Die Berücksichtigung würde die Strom- und Wärmewende synchronisieren und so die Stromkosten der KWK senken.

Der Bedarf des Wärmesektors wird in der Netzausbauplanung 2024 berücksichtigt. Dabei werden im Rahmen der Marktsimulation kleine KWK-Anlagen (< 10 MW) als wärmegeführt angenommen. Größerer KWK-Anlagen werden entsprechend des jeweils angenommenen Fernwärmebedarfs gefahren. Dabei gibt z.B. der Wärmebedarf eines industriellen Produktionsprozesses vor, wie sich eine KWK-Anlage verhält, die dem produzierenden Unternehmen sowohl Strom als auch Wärme liefern kann.

Einige Konsultationsteilnehmer sehen in der KWK das zentrale Element für den Ausgleich der volatilen Windkraft- und PV-Einspeisung. Daher hätte auch die KWK-Novelle schon im NEP2025 antizipiert werden müssen. Hingegen würde die Umsetzung großer HGÜ-Trassen die zentralen Strukturen der Erzeugung durch Großkraftwerke fixieren und die dezentrale Stromerzeugung und damit die Möglichkeiten der KWK unterlaufen.

Grundsätzlich ist der Inhalt der im Weißbuch des BMWi vorgestellten KWKG-Novelle bereits im NEP2024 berücksichtigt bzw. sogar übererfüllt. Bisher war ein Ziel der Stromproduktion aus KWK-Anlagen von 25% der gesamten Bruttostromerzeugung bis 2020 als Ziel der Bundesregierung gesetzt. Im Weißbuch wird ein Anteil von 25% an der thermischen Stromerzeugung bis 2020 als neues Ziel vorgegeben. Da das bisher gültige Ziel in allen Szenarien des NEP2024 erfüllt wird, ist davon auszugehen, dass ein Anteil von 25% an der thermischen Stromerzeugung aus KWK-Anlagen übererfüllt wird. Auch die angekündigte Kurzzeitförderung für gasgefeuerte KWK-Anlagen ist bereits berücksichtigt, da sowohl Szenariorahmen 2024 als auch NEP2024 unterstellen, dass KWK-fähige Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer Lebensdauer prinzipiell mit gleicher Leistung und an gleichem Standort ersetzt werden.

Klimaschutzziele

Viele Konsultationsteilnehmer argumentieren, der NEP2024 sowie der Szenariorahmen 2024 verstießen gegen § 1 Abs. 1 EEG und § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG. Zum einen würden die Klimaschutzziele der Bundesregierung in keinem der Szenarien des NEP2024 erfüllt und zum anderen würden die Planungen im Szenariorahmen 2024 nicht ausreichend auf eine Stromversorgung aus regenerativen Quellen ausgelegt.

Die Zielverfehlung sei in erster Linie auf den im Szenariorahmen angenommenen Kraftwerkspark zurückzuführen. Die prognostizierten Rahmenbedingungen auf dem Energiemarkt führten dann zu einer hohen Auslastung der Kohlekraftwerke und damit zu hohen CO₂-Emissionen. Die im Szenariorahmen angenommene Planung zementiere so auf Jahrzehnte eine Braunkohleverstromung. Der weitere Betrieb der Braunkohlekraftwerke widerspreche aber den CO₂-Zielen der Bundesregierung und den EE-Anteilszielen. Bleibe die Braunkohle im Markt, könne das EE-Ziel von 80% EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch bis 2050 nicht erreicht werden. Der Kraftwerkspark müsse an diese Ziele angepasst werden. Es seien daher Szenarien zu entwickeln, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung konsequent einhalten. Es reiche nicht aus, den Kraftwerkspark nach Merit Order laufen zu lassen um dann festzustellen, dass die CO₂-Ziele nicht erfüllt würden.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass im Szenariorahmen 2025 die Hälfte der Szenarien die von der Bundesregierung vorgegebenen CO₂-Ziele einhalten sollen.

Die auf die Kohleverstromung fokussierte Kritik erkennt, dass im NEP2024 zwar nicht alle, aber der überwiegende Teil der klimapolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung erfüllt werden. Nimmt man mehrere Aspekte in den Blick, ergibt sich ein differenziertes Bild:

- *Die KWK-Ziele der Bundesregierung werden erfüllt. Ein Anteil der Stromerzeugung von mindestens 25% an der Bruttostromerzeugung wird in allen Szenarien eingehalten.*
- *Die Zielsetzung von 25 GW installierter Offshore-Windleistung für das Jahr 2030 wird durch die Kapazitäten im genehmigten Szenario B2034 erreicht.*
- *Die Senkung des Primärenergieverbrauchs um 24% bis 2024 gegenüber 2008 wurde in den Szenarien B2024* und C2024 erreicht. Szenario B2034 überschreitet mit 44% das interpolierte Ziel von 34% deutlich.*
- *Der geforderte Mindestanteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 41% in 2024 wird in allen Szenarien erfüllt.*

- *Nicht erfüllt wird das Ziel einer Reduktion des Stromverbrauchs.*
- *Das formulierte Ziel für die Minderung der Treibhausgasemissionen wurde in keinem Szenario erfüllt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP2024 lagen der Bundesnetzagentur noch keine ausreichenden Informationen zu energiepolitischen Instrumenten vor, mit denen diese Zielvorgabe hätte erreicht werden können. In jüngster Zeit wurden seitens der Bundesregierung jedoch Maßnahmen zur Zielerfüllung konkretisiert (Grünbuch, Weißbuch).*
- *In der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 wurde den Übertragungsnetzbetreibern daher auferlegt, in der Hälfte der Szenarien eine ausreichende Emissionsreduktion durchzuführen. Die Ergebnisse der folgenden Marktsimulation werden dann entsprechend der dann gültigen bzw. der dann abzusehenden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.*

Sensitivitäten / neue Sensitivitätensvorschläge

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass alle vorgelegten Sensitivitäten nur von eng gefassten Szenarien ausgingen, die willkürlich festgelegt worden seien. Es fehlten umfassende Szenarien hinsichtlich einer schnelleren Energiewende, weg von fossilen und atomaren Energiequellen, hin zu regenerativ erzeugten Energien. Dagegen würden konventionelle Kraftwerke bevorzugt berücksichtigt. Die Spitzenkappung ignoriere den Einspeisevorrang regenerativ erzeugter Energie und verstoße damit gegen das EEG. Dazu komme, dass die Sensitivitäten durchgehend von „maßnahmenunscharfen“ Berechnungen ausgingen. Insofern seien die Sensitivitäten ungeeignet, sie ernsthaft einzubeziehen oder gar im Detail zu kommentieren. Sie folgten Planungen, die teilweise überholt und damit falsch oder fehlgeleitet von Interessen der Übertragungsnetzbetreiber, von konventionellen Stromerzeugern und vom Stromhandel seien. Die vorgelegte Auswahl der Sensitivitäten sei als nicht zielführend und kontraproduktiv zur Energiewende abzulehnen.

Dem Konsultationsteilnehmer ist entgegenzuhalten, dass die in Frage stehenden Sensitivitäten nicht willkürlich festgelegt wurden. Eine Sensitivitätsanalyse ist eine Überprüfung einer Rangfolge von Planungsalternativen auf ihre Robustheit gegenüber Änderungen einzelner Parameterwerte oder Gruppen von Parameterwerten in einem Marktmodell. Solche Sensitivitätsanalysen sind – anders als die Szenarien – gesetzlich nicht vorgeschrieben und sollen zu einem weiteren Erkenntnisgewinn bei der Feststellung des energiewirtschaftlichen Übertragungsbedarfs führen. Die Bundesnetzagentur legt hierfür unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation die Sensitivitäten fest. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Auferlegung von Sensitivitäten restriktiv zu handhaben ist, da der Aufwand der Berechnungen des Netzausbaubedarfs einer Sensitivität in etwa dem Rechenaufwand eines Szenarios entspricht. Die Bundesnetzagentur hat in der Genehmigung des Szenariorahmens, der dem NEP2024 zu Grund liegt, ausführlich dargelegt, aus welchen Gründen die von der Öffentlichkeit vorgeschlagenen Sensitivitäten berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden.

Die Sensitivität Spitzenkappung verstößt nicht gegen das EEG, da die von der Bundesnetzagentur vorgegebene Spitzenkappung nur die Planungsebene der Netzbetreiber betrifft. Im operativen Betrieb des Netzes gilt weiterhin der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Tritt ein Netzengpass auf, kann der Netzbetreiber das Einspeisemanagement zur Beseitigung einsetzen. Die Abschaltreihenfolge unter Einhaltung des Einspeisevorrangs ergibt sich aus den gesetzlichen Vorgaben des EnWG und EEG (vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur).

Einige Konsultationsteilnehmer monieren, dass trotz der Betrachtung der Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ der Netzentwicklungsplan nur unzureichend qualifiziert wurde. Zwar sei es begrüßenswert, dass im Zuge der Sensitivitätenbetrachtung erstmals diese konkreten Möglichkeiten der Netzvermeidung in Betracht gezogen worden seien, allerdings reiche dies bei weitem nicht aus. Der Netzentwicklungsplan gehe von Szenarien aus, die den Emissionsminderungszielen der Bundesregierung nicht gerecht werden würden und generell eine zu statische energiewirtschaftlichen Rahmenpolitik annehmen.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer wird es begrüßt, dass in den Sensitivitätsberechnungen der Einfluss einzelner Faktoren auf den Netzausbau beleuchtet werde. Unter anderem würden die Auswirkung eines deutlich höheren CO₂-Preises zu den Cost-Benefit-Analysen für den europäischen TYNDP („Vision 4“) untersucht. Nach Ansicht dieses Konsultationsteilnehmers sei eine grundlegende Entwicklung zu höheren CO₂-Preisen nicht zu erwarten, weil vor allem die Braunkohlekraftwerke die Grundlast absichern, die Energiepreise für diese Art der Stromerzeugung sehr preiswert seien und der sog. freie Markt an höheren Preisen bislang nicht interessiert sei. Mit dem Bau der HGÜ-Trassen könne über Jahrzehnte die Überproduktion an Braunkohlestrom eingespeist werden. Dadurch verfehle die Bundesregierung nachhaltig die gesetzten CO₂-Ziele. Statt den völlig unrealistischen Handel mit CO₂-Zertifikaten durch massive Preisgestaltung entgegenzutreten, werde hier die Braunkohleverstromung nachhaltig unterstützt.

Bei den Grundannahmen des NEP2024 sehen mehrere Konsultationsteilnehmer noch erheblichen Optimierungsbedarf, um die darauf aufbauende Netzplanung bedarfsgerecht und nachvollziehbar planen zu können. Deshalb wurden in der Vergangenheit wiederholt fehlende Sensitivitäten- bzw. Alternativenbetrachtungen im Rahmen der vorliegenden Szenariorahmen kritisiert. Vereinzelt wird deshalb die Erarbeitung und Berücksichtigung weiterer Sensitivitäten gefordert, denn eine Schwachstelle beim derzeitigen Verfahren zur Netzplanung sei es, dass nicht alle ökonomisch vertretbaren Alternativen und Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzausbaus abgewogen würden. Inzwischen untersuchten die Übertragungsnetzbetreiber auf Druck der Bundesnetzagentur und der Umweltverbände weitere Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf und entwickelten die bisherigen Sensitivitäten weiter. So sei im April 2014 der „Sensitivitätenbericht 2014“ parallel zur Erstellung des Netzentwicklungsplans veröffentlicht worden, welche Auswirkungen die Deckelung der Ausbauziele der Offshore-Windkraft und eine dynamische Abregelung der Einspeiseleistung bei neuen Windenergieanlagen an Land habe. Die Ergebnisse dieser und weiterer Sensitivitäten sollten schnellstmöglich in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen werden, denn es zeige sich beispielsweise, dass mit dynamischem Einspeisemanagement rund 15% der Netzausbaumaßnahmen vorläufig nicht nötig wären. Mit besonderem Interesse sei die Veröffentlichung einer weiteren Sensitivitätsuntersuchung im Juli 2014 zu den Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf Basis des Szenarios A2024 verfolgt worden. Die Beiträge dieser aufschlussreichen Sensitivitätsrechnungen zeigten, dass ein hoher CO₂-Preis signifikante Auswirkungen auf das Marktgeschehen habe. Der in- und ausländische Kraftwerkseinsatz sowie die damit verbundenen Stromflüsse im In- und Ausland änderten sich erheblich. Auch wenn dieser CO₂-Preis in Höhe von 93 € absehbar nicht realistisch erscheine, sollten in weiteren Untersuchungen die Auswirkungen auf den sich verändernden konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkspark dargestellt und in maßnahmenscharfe Aussagen zum Netzausbaubedarf überführt werden. In diesem Rahmen sollte grundsätzlich die Vereinbarkeit des Kraftwerksparkes des Szenarios A2024 mit der CO₂-Sensitivität überprüft werden, um ggf. auf besser geeignete Szenarien auszuweichen. Mit dem CO₂-Preis von 93 € könnten die Emissionen der Stromerzeugung aus dem deutschen Kraftwerkspark für 2024 um ein Drittel, also um ca. 100 Mio. t CO₂ auf 190 Mio. t CO₂ für 2024 gesenkt werden.

Dies entspreche in etwa dem Emissionsbudget, das dem deutschen Kraftwerkspark zur Einhaltung des nationalen Treibhausgas-Minderungsziels zur Verfügung stehe.

Die Konsultationsteilnehmer beanstanden zu Recht, dass die vorliegenden Sensitivitäten die Klimaschutzziele der Bundesregierung, insbesondere die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40% bis 2020 gegenüber 1990, nicht berücksichtigen.

Die Klimaschutzziele wurden jüngst durch das Grünbuch und Weißbuch des BMWi zum künftigen Strommarktdesign und durch das vom Bundeskabinett beschlossene „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ nochmals bekräftigt. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Bundesregierung auch zukünftig den Klimaschutzziele eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird.

Deswegen hat die Bundesnetzagentur zwar nicht für den hier in Frage stehenden NEP2024 aber für den in Kürze vorzulegenden NEP2025 Szenarien vorgegeben, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen danach gab, eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele zumindest für eine Teilmenge der Szenarien anzunehmen. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird daher für die Hälfte der Szenarien des NEP2025, nämlich in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C2025 angenommen.

Da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele nicht in vollem Umfang erreicht werden, sind aber auch Szenarien in Betracht zu ziehen, in denen ein nicht vollständiges Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt wird. Die Steigerung der CO₂-Emissionen des Stromsektors in den letzten Jahren verdeutlicht, dass eine solche Entwicklung nicht ausgeschlossen werden kann. Das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele wird daher in sämtlichen Szenarien des NEP2024 sowie im NEP2025 in den Szenarien A2025, B1 2025 und B1 2035 abgebildet. Dadurch wird ein hohes Maß an Prognoseunsicherheit abgedeckt, da sowohl das Erreichen als auch das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele berücksichtigt wird.

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass die bereits in den vergangenen Konsultationen bemängelten Sensitivitäten, also Effekte von Szenarioänderungen und Erzeugungsallokationen im Hinblick auf den Transportbedarf, weiterhin nicht hinreichend ersichtlich seien. Insbesondere sei eine kumulierte Betrachtung der Sensitivitäten nicht ersichtlich. Das Fehlen derartiger Aussagen im NEP2024 mindere entsprechend seine Aussagekraft und stelle eine Schwäche im Hinblick auf die Alternativenprüfung dar.

Die Bundesnetzagentur kommt diesem Vorschlag nicht nach, da eine Sensitivitätsbetrachtung grundsätzlich dazu dient, Auswirkungen einer Änderung eines einzelnen Parameters zu untersuchen. Durch die Änderung eines weiteren Parameters ließe sich jedoch keine eindeutige Aussage mehr über die Auswirkungen nur einer Veränderung eines Parameters auf den Netzausbaubedarf treffen. Es käme zu Mischeffekten, die nicht eindeutig der einzelnen Ursache zugeordnet werden können. Daher ist den bisherigen Sensitivitäten nur die Veränderung eines Eingangsparameters zu Grunde gelegt.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert als Sensitivität einen besseren Abgleich von Übertragungsnetz- und Verteilnetzausbau und der damit verbundenen Wechselwirkungen. Dies sei eine Sensitivität, die angesichts der seit der dena-Studie im Raum stehenden Maximalwerte von bis zu 193.000 km neuem Verteilnetz für 42,5 Mrd. Euro dringend vertieft untersucht und im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt

gehöre. Der Konsultationsteilnehmer verweist darauf, dass es eine Verteilnetzstudie für Nordrhein-Westfalen von einschlägigen Instituten gebe und für NRW entsprechende Daten zur Verfügung stünden.

Für die Verteilnetzbetreiber gilt – unabhängig von der Erstellung des Netzentwicklungsplans – die gesetzliche Regelung des § 14 Abs. 1a EnWG. Demnach haben die Verteilnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Der Bundesnetzagentur ist aber auch nicht entgangen, dass seitens der Öffentlichkeit in den Stellungnahmen der Konsultationen eine verstärkte Einbindung der Verteilnetzbetreiber zur Bestimmung der Prognosen des Zubaus der erneuerbaren Energien gefordert wurde. Auch die Bundesnetzagentur hält einen derartigen Ansatz für zielführend und hat für die Erstellung der letzten zwei Szenariorahmen, die die Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden, jeweils eine Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene hinsichtlich des Energieträgers Onshore-Wind durchgeführt. Diese Ergebnisse flossen ebenso in die Annahmen zur Erstellung des NEP2024 ein, wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern gewonnen haben.

Häufig fordern die Konsultationsteilnehmer im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung die Prüfung einer alternativen Verteilung des Zubaus von Onshore-Windanlagen (verbrauchsnahe statt standortoptimiert), um weiterführende Erkenntnisse zum Zusammenhang zwischen dezentraler Energieerzeugung und Netzausbauforderungen zu erlangen. Auch die Betrachtung der Auswirkungen von Last- und Verbrauchssteuerung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ist eine Forderung der Konsultationsteilnehmer.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern eine Sensitivitätenbetrachtung, inwieweit der Netzausbaubedarf auch bei ausgeglichenem Saldo von Stromimport und Stromexport bestünde, um dem Eindruck zu begegnen, das Stromnetz werde zum Teil für den Export dimensioniert.

Als weiterer wichtiger Einflussfaktor sei die Annahme von Anreizen für den Betrieb bzw. für Investitionen in systemrelevante Gaskraftwerke, die den Netzausbaubedarf in Gegenden mit wegfallender Kernkraftwerkleistung und hohem Verbrauch wie Baden-Württemberg, Bayern oder Nordrhein-Westfalen reduzieren könnten, im Rahmen einer Sensitivität zu prüfen. Hierfür sollten die maßnahmenscharfen Auswirkungen von wirksamen Instrumenten zur Umgestaltung des Strommarkts durch den vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken vertieft untersucht werden, um den notwendigen Strukturwandel hin zu CO₂-armen und flexiblen Technologien im Kraftwerkspark abzubilden. Außerdem seien weitere Sensitivitätsrechnungen wie verminderte Jahreshöchstlast und ein verringerter Stromverbrauch notwendig, um zusätzliche entscheidende Stellschrauben für den Netzausbau zu untersuchen und zur Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen im Übertragungsnetz beizutragen.

Einige Konsultationsteilnehmer hätten gerne eine Sensitivität „Staffelpreise zur Verbrauchssteuerung“. Gemäß dieser Sensitivität sollten dem Endverbraucher gestaffelte Preise angeboten werden, um geringere Preise bei Sonnen- und Windspitzen und höhere Preise in Zeiten eines geringen Sonnen- und Windangebots auszunutzen.

Die soeben dargestellten Forderungen der Konsultationsteilnehmer neuer Sensitivitätsberechnungen können in dem laufenden Prozess nicht mehr berücksichtigt werden. Die Konsultationsteilnehmer werden darum gebeten, sich diesbezüglich in dem in Kürze beginnenden Konsultationsprozess des nächsten Szenariorahmens einzubringen. Dann werden die Grundlagen für die Vorlage des übernächsten Netzentwicklungsplans und die Frage nach eventuell neuen Sensitivitätsanalysen entwickelt und diskutiert.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet die konkrete Ausgestaltung der Spitzenkappung im NEP2024. Mangels rechtlicher Festlegung könne die Spitzenkappung im jetzigen Netzentwicklungsplan nicht zugrunde gelegt werden. Ein solcher Vorgriff auf den NEP2025 sei unzulässig. Vielmehr sollte im weiteren Fortgang die genaue Ausgestaltung abgewartet und der NEP2025 entsprechend angepasst werden.

Die Annahme einer Kappung von Einspeisespitzen von Onshore-Windenergie und Photovoltaik bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfes ist sinnvoll und geboten. Zwar lässt sich aus §§ 8, 11 und 12 EEG ableiten, dass die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, ihre Netze so zu dimensionieren und auszubauen, dass die Netze jederzeit den gesamten Strom aus regenerativer Erzeugung aufnehmen und transportieren können. Allerdings hat sich seit geraumer Zeit die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur mittlerweile ein breiter öffentlicher Konsens.

Die vorliegenden Erkenntnisse zur Spitzenkappung sind mittlerweile soweit gefestigt, dass laut Koalitionsvertrag bzw. Grünbuch/Weißbuch der Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode ein Vorhaben zur Gesetzesänderung auf den Weg gebracht werden soll, wodurch es Netzbetreibern ermöglicht werden soll, die Spitzenkappung in ihren Netzausbauplanungen zu berücksichtigen. Aus diesem breiten wissenschaftlichen, politischen wie öffentlichen Konsens ergibt sich aus Sicht der Bundesnetzagentur die notwendige Rechtfertigung, die Spitzenkappung bereits bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs für den NEP2024 zu Grunde zu legen.

B Regionalisierung

Um zu beurteilen, welche konkreten Transportaufgaben das Übertragungsnetz zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfüllen muss, reicht es nicht aus, die Energiebilanzen beispielsweise auf Ebene der Bundesländer heranzuziehen. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es ca. 450 Netzknoten, an denen Strom in das Höchstspannungsnetz aufgenommen oder ausgespeist wird. Für die Planung des Netzes ist zu ergründen, wieviel Erzeugungsleistung bzw. Verbrauchslast über jeden einzelnen dieser Netzknoten läuft. Es geht also darum, Erzeugung und Verbrauch regional aufzuschlüsseln.

Die Leistung bereits existierender Erzeugungsanlagen kann ohne weiteres einem realen Netzknoten zugeordnet werden. Für die erneuerbaren Energien werden deren regionales Potenzial und die regional-planerisch ausgewiesene Flächennutzung berücksichtigt. Ergänzend werden den Verteilnetzbetreibern vorliegende Netzanschlussanträge ausgewertet, um Informationen über Lage und Leistung der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen zu erhalten. Beantragt beispielsweise der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Hundert Megawatt, kann man daraus Rückschlüsse ziehen, wo und wieviel Strom dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Hinsichtlich der konventionellen Erzeugung wird ermittelt, wo sich Kraftwerksstandorte in Planung befinden.

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) im Sinne einer Kraftwerksanschlussplanung berücksichtigt. Es wird also analysiert, über welche Anbindungsleitung wieviel Leistung wohin an Land transportiert wird. Die Netzverknüpfungspunkte zwischen Offshore-Anbindungsleitung und Übergang zum landseitigen Hochspannungsnetz sind dabei zwischen Netzentwicklungsplan und Offshore-Netzentwicklungsplan synchronisiert, damit die Einspeisung der Offshore-Windenergie räumlich und mengenmäßig korrekt in das Übertragungsnetz an Land übernommen wird.

Durch die Reform des EEG wird es zu einer geänderten Entwicklung der erneuerbaren Energien kommen, da zum Beispiel die Windenergie an Land stärker und auf See behutsamer ausgebaut werden soll. Dies führt mittelbar zu einer Änderung der Regionalisierung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dem Rechnung getragen, indem sie das Szenario B2024* für ihren zweiten Entwurf des NEP2024 neu modelliert und berechnet haben.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass im zweiten Entwurf des NEP2024 erstmals eine neue Regionalisierung eingeflossen sei. Diese sei anhand fehlender konkreter Daten und Erläuterungen nicht ausreichend nachvollziehbar und widerspreche dem Grundsatz der Transparenz in Beteiligungsverfahren.

Aufgrund der weiterentwickelten Regionalisierung und den sich daraus ergebenden Änderungen im Übertragungsbedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP2024 sowohl das bisherige Netzkonzept als auch die HGÜ-Endpunkte neu untersucht und Änderungen vorgenommen. Durch diese Vorgehensweise haben sie zum frühestmöglichen Zeitpunkt die Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Regionalisierung umgesetzt. Die neue Regionalisierungsmethodik ist also eine Verbesserung im Vergleich zur Regionalisierung des ersten Entwurfs des NEP2024. Denn nicht nur vorangegangene Orientierungsrechnungen, sondern auch zahlreiche Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation haben deutlich gezeigt, dass der im August 2013 genehmigte Szenariorahmen mit der dort vorgenommenen Regionalisierung die Auswirkung der neuen EEG-Novellierung auf die wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland und damit den energiewirtschaftlichen Bedarf nicht mehr adäquat abbildet. Im Rahmen kommender Netzentwicklungspläne wird es gelten, die Regionalisierung noch transparenter darzustellen.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass im Rahmen der Regionalisierung zwar versucht worden sei, eventuelle Entwicklungen in Betracht zu ziehen. Dabei sei aber unbeachtet geblieben, inwieweit sich Eigenerzeugung und Eigenverbrauch auf die zu erwartenden Lastflüsse auswirken könnten.

Der von dem Konsultationsteilnehmer angesprochene Übergang vom klassischen Verbraucher („consumer“) zum Eigenproduzenten („prosumer“) wird von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt. Je höher die regionale Eigenerzeugung und der regionale Eigenverbrauch sind, desto kleiner ist die Höhe der verbliebenen Last, die vom Übertragungsnetz zu bedienen ist. Im NEP2024 werden die gemäß Szenariorahmen ermittelten Mantelzahlen zur Gesamtlast und zur Erzeugung auf die einzelnen Netzverknüpfungspunkte regionalisiert. Die dort enthaltenen stündlichen Annahmen zur Last und zur EE-Erzeugung werden am Verknüpfungspunkt regional gegenübergestellt. Die verbliebene regionale Last ist dann maßgeblich für den sich einstellenden Lastfluss über das Übertragungsnetz. Dabei bedingt eine hohe Eigenerzeugung (meist aus PV-Anlagen) in aller Regel einen starken regionalen Energieausgleichsprozess im Verteilnetz und führt so zu einer im NEP2024 berücksichtigten Entlastung des Übertragungsnetzes.

Ein Konsultationsteilnehmer fragt, ob die Bundesnetzagentur sich nach der in Regionalplänen vorgesehenen Nutzung insbesondere der Onshore-Windenergie richte. Gerade in Baden-Württemberg stelle sich die Frage, inwieweit nach Aufhebung der Ausschlusswirkung der regionalplanerisch festgelegten Vorranggebiete für Windenergie gerade auf kommunaler Ebene in Flächennutzungsplänen weitere Flächen für Windenergie dargestellt würden. Falls nur auf die regionalplanerisch ausgewiesene Flächennutzung für erneuerbare Energien abgestellt werde, greife dies ggf. zu kurz mit der Konsequenz, dass Regionalisierungsaspekte unterschätzt würden. Dies habe auch gravierende Auswirkungen für das Szenario B2024*.

Die Bundesnetzagentur hat im letzten Jahr für die Ermittlung des Windenergiepotenzials die in den deutschen Planungsregionen ausgewiesenen Windflächen näher untersucht. Hierfür hat die Bundesnetzagentur mittels einer Abfrage Auskünfte über die Windflächen und die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials des Energieträgers Wind innerhalb der regionalen Planungsgebiete der Bundesländer erbeten. Mehrere regionale Planungsbehörden teilten die Kritik des Konsultationsteilnehmers, da große Abfragelücken entstünden, wenn die abschließende Steuerung des Windenergieausbaus nur auf der regionalplanerischer und nicht auch auf kommunaler Ebene erfolge. Diese Betrachtung sei für alle Bundesländer nachteilig, in denen es aktuell Regionen ohne Steuerung der Windenergie in den Regionalplänen gebe. In diesen Ländern (gemäß Abfrage Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern) sei ein erheblicher Anteil der planerisch für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen gar nicht erst erfasst.

Die Bundesnetzagentur teilt die Ansicht, dass nur über die Erfassung der kommunalen Planungen ein repräsentatives Bild des Windenergiepotenzials ermittelt werden kann, zumal in einigen Planungsregionen in erheblichem Maße Windkraftanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebiete errichtet sind. Damit käme ein beachtlicher Anteil der von den regionalen Planungsbehörden ausgewiesenen Flächen gegenwärtig nur eingeschränkt zur Geltung. Aus diesem Grund wurde die Regionalisierung um Erkenntnisse aus den Ausbauprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie um eine Berücksichtigung der historischen Entwicklung des Ausbaus ergänzt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass im Rahmen der Regionalisierung die lokalen Ausbaupotenziale im Bereich erneuerbarer Energien, die realistisch ausgeschöpft werden könnten, nicht ausreichend berücksichtigt seien.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine gleichmäßigere Energieerzeugung der erneuerbaren Energien in gleichen Teilen und über die Fläche der gesamten Bundesrepublik. Die Regionalisierung solle so einem Nord-Süd-Gefälle entgegenwirken.

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen beruht auf einer Modellierung, die zunächst die Ausschlusskriterien von Flächen bestimmt. Die verbleibenden Flächen gelten als vorrangig zu bebauende bzw. potenziell erschließbare Flächen. Ob an einem bestimmten Standort Windkraftanlagen zugebaut werden, hängt von einem Mindestertrag, Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark) sowie davon ab, ob sich der Standort in vorrangig zu bebauenden oder in potenziell erschließbaren Flächen befindet. Die Regionalisierung von Onshore-Wind ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung und einer Langfristbetrachtung. Während die kurzfristige Betrachtung die bestmögliche aktuelle Datenlage des Ausbaus von Onshore-Windkraft berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung ab. Dadurch werden die Ausbaupotenziale ausreichend berücksichtigt und einem Nord-Süd-Gefälle entgegengewirkt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in der Aussage, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren des Südens geleitet werden müsse, eine böswillige Täuschung. Gemäß der Abbildung 12 im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 der Übertragungsnetzbetreiber benötige ein nördlicher Teil Deutschlands (von Nordrhein-Westfalen bis Brandenburg) beim Szenario 2024* pro Jahr 287,2 TWh Strom. Der verfügbare Windstrom (onshore und offshore) liege aber nur bei 131,6 TWh. Daraus schließen sie, dass 40% Windstromanteil in Norddeutschland kein Überschuss sei, da ein Überschuss erst bei 100% beginne. Der Norden verbrauche seinen Windstrom offenbar selbst.

Der Vergleich von Jahresgesamtproduktion und Jahresgesamtverbrauch hinkt. Er blendet aus, dass gerade in windstarken, aber verbrauchsschwachen Regionen regelmäßig EE-Strom für die Versorgung anderer Regionen produziert werden könnte, sofern nur ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung stünde. Dass der tatsächlich produzierte Strom in Summe den regionalen Verbrauch unterschreitet, liegt an der durch fehlende Netze bedingten Abregelung der Windkraftanlagen. Sie könnten mehr produzieren, doch reichen die Netze nicht aus, diesen Strom auch aufzunehmen.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer solle im Rahmen der Regionalisierung der EE-Anlagen der Zuwachs an Windkraftanlagen verstärkt im Westen berücksichtigt werden. Daran habe die Entwicklung in Rheinland-Pfalz im besonderen Maße Anteil. Dieses Bundesland habe im Jahr 2013 bereits mit 400 MW Bruttowindzubau an zweiter Stelle im Ländervergleich gelegen. Nach Angaben der Deutschen WindGuard GmbH („Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland“, 2014) seien zum Ende des Jahres 2014 insgesamt rund 1470

Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 2730 MW in Rheinland-Pfalz installiert worden. Im Jahr 2014 seien rund 463 MW bzw. 168 Anlagen neu installiert worden. Im Vergleich der Länder liege Rheinland-Pfalz beim Zubau im Jahr 2014 auf Platz vier hinter den beiden Küstenländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie dem Land Brandenburg. Bezogen auf die installierte Leistung liege der Gesamtausbau der rheinland-pfälzischen Windenergie derzeit ca. 13 Prozent über dem Ausbaupfad, wie ihn die Landesregierung in ihren Planungen zugrunde gelegt habe und wie er für die Netzentwicklungspläne wiederholt an die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur mitgeteilt worden sei. Die Diskrepanz zwischen Realität und der bisher angewandten Regionalisierung werde im Szenario A2024 deutlich. Dieses weise für Rheinland-Pfalz nur einen Bruttowindzubau von 700 MW für die nächsten 10 Jahre aus. Auch das Leitszenario B2024 liege mit 1.000 MW Bruttowindzubau für die nächsten 10 Jahre nur geringfügig darüber. Diese „Zielwerte“ seien seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP2024 im Dezember 2013 insoweit schon überschritten bzw. fast erreicht. Ob im überarbeiteten Szenario B2024* die durch die bezeichneten Fehlprognosen bedingten Auswirkungen vollständig korrigiert werden konnten, lasse sich anhand des Netzentwicklungsplans nicht beurteilen. Festzuhalten sei, dass es noch immer deutlichen Verbesserungsbedarf bei der Regionalisierung der Windenergie gebe. Zu empfehlen sei auf jeden Fall, dass die Bundesnetzagentur weitere Anstrengungen unternehme, um die Belastbarkeit der Regionalisierung jedenfalls im Hinblick auf den NEP2025 und das daraus resultierende neue Bundesbedarfsplangesetz weiter zu erhöhen.

Ausgehend von einem Bestand Ende 2014 von 2,7 GW wird für Rheinland-Pfalz eine Gesamtkapazität in A2024 von 3,0 GW und in B2024 von 4,5 GW prognostiziert. Die regionale Zubauprognoze dürfte also für A2024 wohl zu niedrig sein. Diese Einschätzung gilt allerdings nicht für B2024. Hier wird vorgetragen, dass bei einem letztjährig erfolgten Bruttouzubau von 0,46 GW auch dieses Szenario zu niedrig sei. Die Regionalisierung B2024 geht zwar von einem etwa nur halb so hohen Zubau aus. Das lässt sich aber nach Ansicht der Bundesnetzagentur mit Vorzieheffekten und dem noch nicht wirkenden „atmenden Deckel“ bezüglich der reformierten EEG-Vergütung begründen. Darüber hinaus dürfte das geplante gesetzliche Ausschreibungsverfahren für Onshore-Wind auch in Rheinland-Pfalz eine „dämpfende“ Wirkung haben.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, die Verteilnetzbetreiber bei der Erstellung der Regionalisierung der erneuerbaren Energien besser einzubinden. Zwar erläutere die Bundesnetzagentur, dass die den Verteilnetzbetreibern vorliegende Netzanschlussanträge für die Regionalisierung der EE-Anlagen und damit letztendlich zur konkreten Beurteilung der Transportaufgabe ausgewertet würden. Dann treffe die Bundesnetzagentur aber die widersprüchliche Aussage, dass eine detaillierte Betrachtung der Verteilnetze nur in Einzelfällen erforderlich sei.

Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu bestimmen und nicht den Ausbaubedarf in den Verteilernetzen. Für die Verteilnetzbetreiber gilt – unabhängig von der Erstellung des Netzentwicklungsplans – die gesetzliche Regelung des § 14 Abs. 1a EnWG. Demnach haben die Verteilnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Der Bericht zur Netzausbauplanung hat dann auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahmen zu enthalten.

Seitens der Öffentlichkeit wurde in der Vergangenheit und in den Stellungnahmen der Konsultationen eine verstärkte Einbindung der Verteilnetzbetreiber zur Bestimmung der Prognosen des Zubaus der erneuerbaren Energien gefordert, da Windparks nur äußerst selten und PV-Anlagen niemals direkt auf Höchstspannungsebene

angeschlossen werden. Auch die Bundesnetzagentur hält einen derartigen Ansatz für zielführend und hat für die Erstellung der letzten zwei Szenariorahmen, die die Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden, jeweils eine Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene hinsichtlich des Energieträgers Onshore-Wind durchgeführt. Diese Ergebnisse flossen ebenso in die Annahmen zur Erstellung des NEP2024 ein, wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern gewonnen haben.

Für einen weiteren Konsultationsteilnehmer ist es nicht nachvollziehbar, warum bei der regionalen Verteilung der konventionellen Gaskraftwerke gerade für Bayern in den Szenarien B2024 und C2024 im Vergleich zu Szenario A2024 eine geringere Stromerzeugung in Gaskraftwerken angesetzt werde. Die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten ließen viel eher vermuten, dass die mögliche Stromerzeugung in Gaskraftwerken in Bayern ein Vielfaches der in den Szenarien angenommenen Mengen betragen könnte.

Die Stromerzeugung aus konventionellen Gaskraftwerken ist das Ergebnis des Verhaltens der Akteure auf dem europäischen Strommarkt. Dort spielt es keine Rolle, aus welchem Land oder aus welcher Region der einkaufende Stromhändler die Energie für seine Kunden bezieht. Die geringe Auslastung bestimmter Kraftwerke hat also weniger mit ihrem geographischen Standort zu tun, sondern vielmehr mit ihren Grenzkosten, zu denen sie die Energie anbieten können. Wird also die nachgefragte Energiemenge aus günstigen EE-Anlagen und den günstigeren Kohlekraftwerken bedient, kommen Gaskraftwerke – unabhängig von ihrem Standort – nicht zum Zuge und stehen still.

Die im Vergleich zu den Szenarien B2025 und C2024 geringere Erzeugung aus Gaskraftwerken erklärt sich aus den in Szenario A2024 angenommenen höheren Kohlekraftwerkskapazitäten. Die Kohlekraftwerke bedienen in A2024 auf Grund der angenommenen installierten Leistung und ihres Preisvorteils häufiger die Residuallast als in den anderen Szenarien. Für Gaskraftwerke verbleibt in Szenario A2024 demnach weniger häufig eine Residuallast, deshalb produzieren auch sie weniger Energie. In Szenario C2024 fällt die Produktion aus Gaskraftwerken geringer aus, als in Szenario B2024. Dies ist auf die vergleichsweise hohe Erzeugung von erneuerbarer Energie in Szenario C2024 zurückzuführen. Der Einspeisevorrang der günstigeren EE-Erzeuger führt in Szenario C2024 zu einer kleineren Residuallast als in Szenario B2024.

Einige Konsultationsteilnehmer vertreten die Ansicht, im Rahmen der Regionalisierung müsse der Ausbau der Windenergie in Bayern besser berücksichtigt werden. Moderne Windkraftanlagen könnten auch in Bayern Strom erzeugen und nicht nur in Norddeutschland. Dadurch könne das Ausmaß des für notwendig erachteten Netzausbaus von Nord nach Süd erheblich reduziert werden.

Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass der Ausbau von Windkraft in Bayern ausreichend berücksichtigt worden ist. Insbesondere die sogenannte „10H“-Regelung dürfte zukünftig zu einer noch zurückhaltenderen Einschätzung des regionalen Ausbaus in Bayern beitragen. Bei dieser Regelung handelt es sich um die Einführung eines Mindestabstandes von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung, nach der Windenergieanlagen nur noch dann privilegiert im Außenbereich zulässig sind, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Nabenhöhe zu Wohngebäuden einhalten. Ein Unterschreiten dieses gesetzlichen Mindestabstandes ist nur noch möglich, wenn für den Windpark ein Bebauungsplan besteht, der geringere Abstände festsetzt. Hier muss die zukünftige Entwicklung in Bayern abgewartet werden.

C Marktmodellierung

Nach der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird das Modell um eine zeitliche Dimension erweitert, indem Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des betrachteten Zieljahres (2024) unter den gegebenen Marktbedingungen durchgespielt werden.

So wird für jede einzelne Stunde des Zieljahres prognostiziert, wie Erzeuger zur Befriedigung der prognostizierten Nachfrage in das Stromnetz einspeisen. Die Nachfrage ergibt sich dabei aus historischen Lastprofilen, in diesem Fall des Jahres 2011, in Kombination mit der im Szenariorahmen festgelegten Jahreshöchstlast von 84 GW und dem Nettostrombedarf von 535,4 TWh. Die entsprechenden Werte für das Ausland sind dem „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SOAF) von ENTSO-E des Jahres 2013 entnommen.

Die Stromnachfrage kann theoretisch im Marktmodell selbst noch modifiziert werden, wenn man Laststeuerung berücksichtigt. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Nachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es ist jedoch anzunehmen, dass Laststeuerung eher netzausbauerhöhenden Effekt haben wird. Denn es führt in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Somit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen. Im umgekehrten Fall, bei hohen Strompreisen (welche zeitlich im Wesentlichen mit geringer EE-Einspeisung zusammenfallen), bewirkt Laststeuerung eine geringere Nachfrage. Für solche Lastsituationen, bei gleichzeitiger geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, findet kein Netzausbau statt.

In der Marktsimulation muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Die bedeutsamsten regenerativen Energien Photovoltaik und Windkraft speisen bei entsprechendem Wetter praktisch immer ein, da ihre Betriebskosten für die Stromproduktion nahe Null liegen. Um deren Einspeisung zu modellieren wird ein historisches Wetterjahr hinterlegt, momentan das Jahr 2011. Dieses Wetterjahr bietet mit weniger Extrema eine ausgewogenere Struktur als die bisher verwendeten Wetterjahre. Bei regenerativen Erzeugern, denen Brennstoffkosten entstehen (wie z. B. Biomasse-Anlagen), oder bei nach dem KWK-Gesetz geförderten Anlagen kommt ein gesetzlicher Einspeisevorrang zum Tragen. Generell müssen KWK-fähige Kraftwerke den stündlichen Wärmebedarf unabhängig vom Strommarkt decken, so dass auch deren Stromerzeugung zumindest teilweise vom Strommarkt entkoppelt ist. Mit der Berücksichtigung von kleinen KWK-Anlagen (weniger als 10 MW Leistung) in Höhe von insgesamt 3,5 GW in den Szenarien A2024, B2024* und C2024 bzw. 3,8 GW im Szenario B2034 ist auch eine dezentrale, lastnahe Erzeugung im Marktmodell abgebildet. Die konventionellen Kraftwerke speisen Strom in das Netz ein, wenn der Großhandelspreis höher als ihre Grenzkosten ist. Zu berücksichtigen sind zum Beispiel die Höhe der Brennstoffkosten und der CO₂-Kosten sowie die Wirkungsgrade, die betrieblich bedingten Stillstandszeiten, die Mindestlaufzeiten und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Wie Verteilnetze in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. welche Leistung sie diesem entnehmen, wird bei der Modellierung ermittelt, indem man die Verteilnetze an deren jeweiligen Netzknoten dem Übertragungsnetz zuordnet. Über die verschiedenen Netzknoten erfolgt dann die Einspeisung aus den unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern (wie z.B. Photovoltaik, Onshore-Wind, Pumpspeicher, Biomasse, Laufwasser usw.) in das Übertragungsnetz, sofern die erzeugte Energie nicht bereits in den Verteilnetzen verbraucht wird. Dabei werden auch kleinere KWK-Anlagen berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz wird also nur die Leistung berücksichtigt, welche auch tatsächlich zu übertragen ist.

Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass Strom aus dem Ausland nachgefragt wird, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann. Da die ausländischen Stromerzeuger nicht Teil des Szenariorahmens sind, müssen hierfür andere Datengrundlagen herangezogen werden. Dazu bietet sich eine Orientierung am SOAF an. Dabei werden die Exporte jedoch durch die jeweils zu den Nachbarländern bestehenden Netzkuppelkapazitäten („Net Transfer Capacities“, NTC), welche die maximal mögliche Übertragungskapazität definieren, begrenzt. Praktisch heißt dies, dass hier der mit dem benachbarten Ausland mögliche oder zu ermöglichende Stromaustausch die Grenzen des Exports und damit die Ergebnisse der Marktmodellierung bestimmt.

Mit umgekehrten Vorzeichen gilt Entsprechendes für den Stromimport. Das Marktmodell geht davon aus, dass in Deutschland benötigter Strom im Ausland produziert und nach Deutschland importiert wird, wenn er im Ausland billiger als in Deutschland hergestellt werden kann. Das hilft Deutschland insbesondere in laststarken aber windschwachen Zeiten. Auch diese Transportnachfrage wird in der Marktmodellierung maximal bis zu den international vereinbarten Werten der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten berücksichtigt.

Dass die Marktmodellierung nach dem Prinzip eines ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke erfolgt, heißt nicht, dass andere für den Einsatz von Kraftwerken bestimmende Faktoren außer Betracht blieben. So wird im Marktmodell selbstverständlich berücksichtigt, dass beispielsweise wärmegeführte KWK-Anlagen auch dann Strom produzieren, wenn dies zwar aus reinen Strompreisgründen unattraktiv wäre, der Wärmebedarf aber zwingend den Betrieb der Anlage erfordert. Auch dezentrale, lastnahe Erzeugung ist in der Marktmodellierung abgebildet, und zwar über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und deren Standortprognose im Rahmen der Regionalisierung.

Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, an welchen Orten im Jahre 2024 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Damit ist die vom Netz zu bewältigende Transportaufgabe beschrieben, und zwar für alle 8760 Stunden eines simulierten Jahres 2024 bzw. 2034.

Um die Ergebnisse der Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber bewerten zu können, hat der von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachter ein entsprechendes Marktmodell mit weitestgehend identischen Eingangsparametern gerechnet. Die Ergebnisse sind im Vergleich zum ursprünglichen Szenario B2024 aus dem ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie dem neuen Szenario B2024* aus dem überarbeiteten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in der folgenden Abbildung dargestellt (dabei ist der Export mit negativem Vorzeichen versehen, weil er wie z. B. auch die Speicherung von Energie in einem Pumpspeicherkraftwerk wie Verbrauch wirkt).

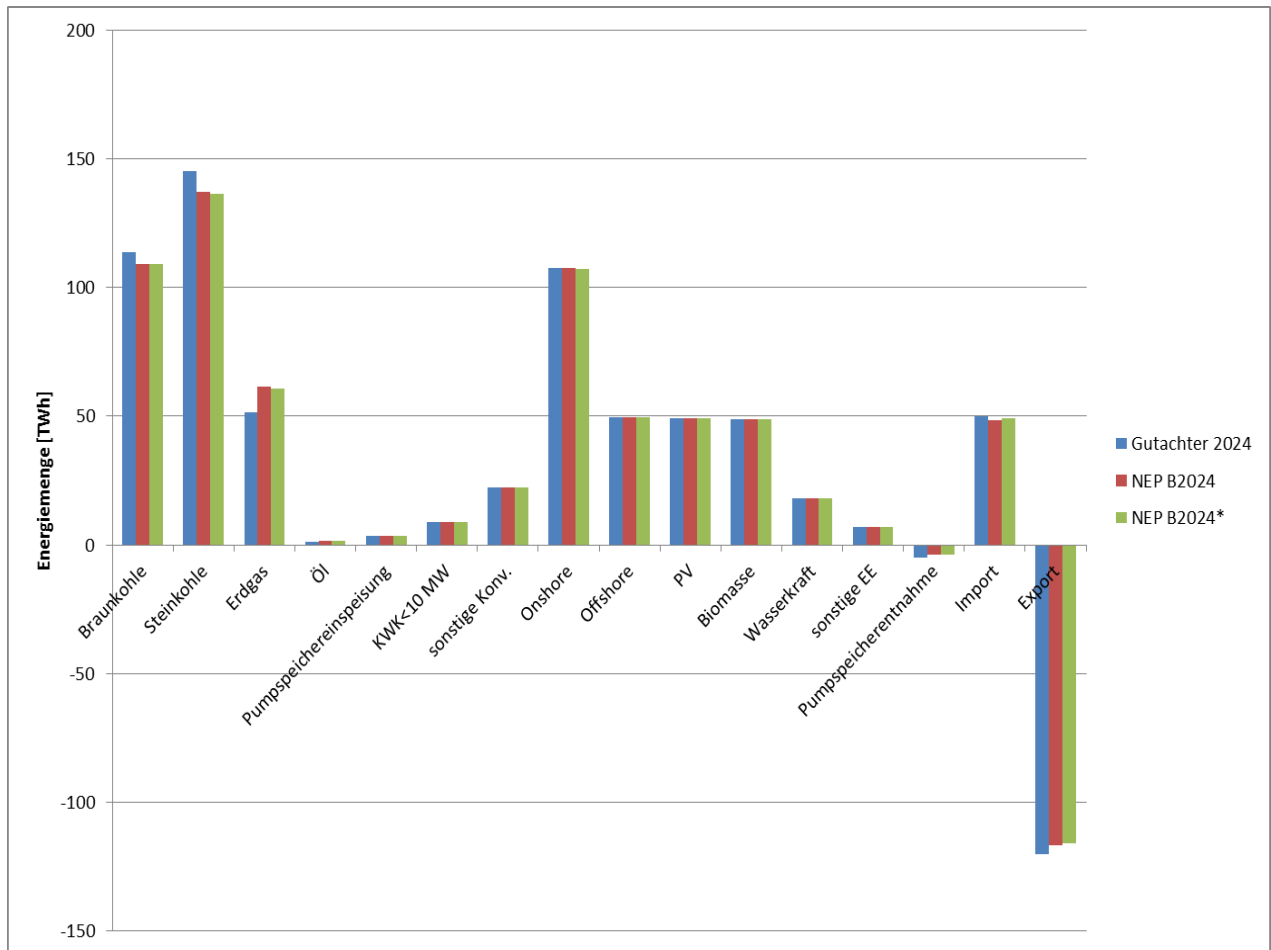


Abbildung: Prognostizierte gehandelte Energiemengen für das Jahr 2024

Da die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien aus dem Szenario B2024 nach einer Plausibilisierung vom Gutachter übernommen wurden, sind auch die erzeugten Energiemengen in beiden Modellen identisch. Bei den verbleibenden konventionellen Kraftwerken sowie beim Im- und Export zeigt sich eine weitestgehende Übereinstimmung zwischen dem Marktmodell des Gutachters und der ursprünglichen Modellierung B2024. Damit kann das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber prinzipiell als sachgerecht und valide gelten. Da der Unterschied zwischen den Szenarien B2024 und B2024* der Übertragungsnetzbetreiber lediglich in der Regionalisierung der erneuerbaren Energien besteht, ist der Einfluss auf das Marktmodell selbst nur gering. Der Einfluss auf die Netzauslastung ist durch die geänderte Regionalisierung deutlich größer. Durch die veränderten Standorte und das angenommene regional unterschiedliche Wetter verändert sich die Einspeisung aus Erneuerbaren leicht, was als Eingangsgröße des Marktmodells ebenso den Einsatz der konventionellen Kraftwerke bzw. Im- und Export leicht beeinflusst. Aufgrund der kleinen Effekte wurde darauf verzichtet, das Gutachter-Modell noch einmal mit der geänderten Erneuerbaren-Einspeisung zu rechnen. Dies wurde dann lediglich im Gutachter-Szenario „SensiO“ (vgl. Abschnitt II E 3.3) aktualisiert.

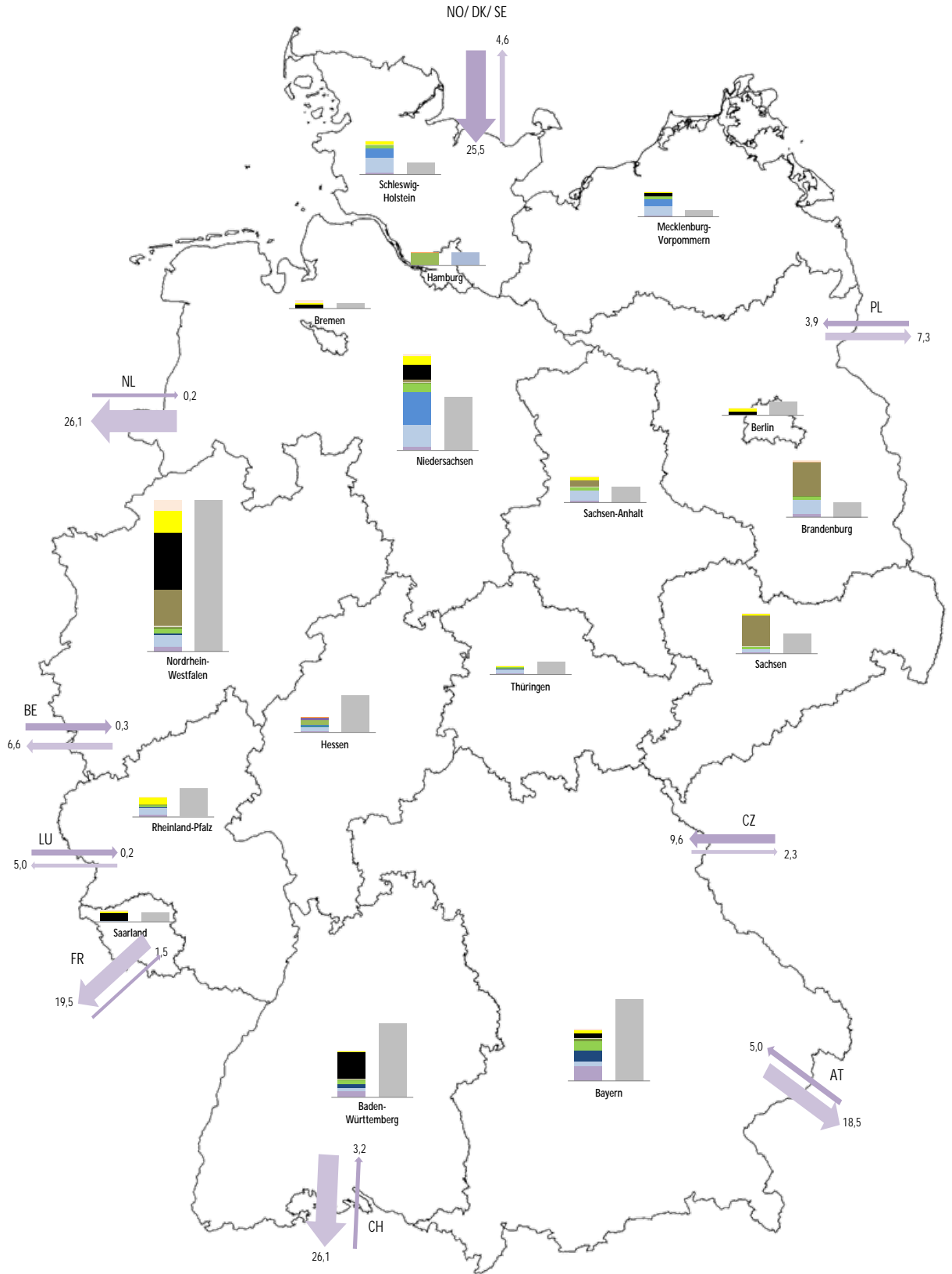


Abbildung: Ergebnisse der Marksimulation (Jahresenergiemengen) für das Szenario B2024*, Erzeugung und Verbrauch nach Bundesländern, einschließlich Austausch mit dem Ausland. Die farblich dargestellten Beiträge einzelner Erzeugungsarten (linker Balken) sowie die grau dargestellte Verbrauchslast inklusive Netzverluste (rechter Balken) sind in der nachfolgenden Tabelle detailliert in TWh aufgeschlüsselt.

Die Zahlen enthalten auch die sich aus der Simulation ergebenden gehandelten Jahresenergiemengen zwischen Deutschland und dem umgebenden Ausland (Importe und Exporte).

Angaben in TWh	PV	Wind Onshore	Wind Offshore	Wasser	Biomasse	sonstige Erneuerbare	KWK-BHKW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher Saldo	Last
Baden-Württemberg	6,2	3,2	0,0	3,8	4,5	0,3	1,0	0,0	26,5	0,8	0,1	0,5	-0,2	73,6
Bayern	15,0	4,2	0,0	10,7	9,7	1,8	1,2	0,0	4,4	3,4	0,0	1,2	-0,1	80,8
Berlin	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	3,5	2,6	0,2	0,2	0,0	13,5
Brandenburg	3,7	14,0	0,0	0,0	3,1	0,5	0,5	33,3	0,0	0,7	0,3	1,2	0,0	15,1
Bremen	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	3,3	2,0	0,0	2,6	0,0	5,0
Hamburg	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	11,6	0,2	0,1	0,1	0,0	12,8
Hessen	2,1	3,2	0,0	0,4	1,7	0,2	0,7	0,2	4,1	2,3	0,0	0,7	-0,1	38,3
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	9,3	6,6	0,0	3,1	0,4	0,2	0,0	2,9	0,8	0,0	0,1	0,0	6,5
Niedersachsen	4,4	21,4	33,1	0,3	9,0	0,7	1,0	1,6	15,1	8,5	0,0	1,8	-0,1	53,7
Nordrhein-Westfalen	4,9	12,3	0,0	0,9	5,3	1,5	1,6	36,5	57,2	22,0	0,5	10,4	-0,1	152,6
Rheinland-Pfalz	2,4	7,1	0,0	1,0	1,4	0,6	0,5	0,0	0,0	6,8	0,0	0,3	-0,1	28,6
Saarland	0,5	0,4	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1	0,0	7,2	2,2	0,0	1,0	0,0	9,2
Sachsen	2,0	2,6	0,0	0,4	2,1	0,1	0,6	30,7	0,0	1,8	0,0	0,1	0,0	20,3
Sachsen-Anhalt	2,4	9,9	0,0	0,1	3,2	0,2	0,4	6,6	0,0	2,7	0,3	1,4	0,0	15,8
Schleswig-Holstein	2,1	14,6	9,8	0,0	2,9	0,3	0,3	0,0	0,7	3,0	0,0	0,6	0,0	12,2
Thüringen	1,3	4,4	0,0	0,1	1,9	0,0	0,4	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1	-0,1	12,6
Summe	49,0	107,1	49,5	17,9	48,8	6,8	9,0	108,9	136,4	60,7	1,4	22,4	-0,8	550,6

Der Befund verdeutlicht, dass insbesondere die südlichen Bundesländer weniger Energie erzeugen, als sie benötigen, und ihren Bedarf gemäß geltender Marktregeln über Importe aus anderen Bundesländern oder ggfs. dem Ausland decken müssen. Baden-Württemberg, Bayern und Hessen importieren zusammen ca. 79 TWh Energie. Positive Energiesalden weisen demgegenüber insbesondere Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt auf. Aufgrund hoher installierter Leistung an erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft) bzw. preiswerter konventioneller Erzeugung wird häufig Strom aus diesen Bundesländern nachgefragt werden.

Mit den Ergebnissen der Marktsimulation wird anschließend in Netzsimulationen ermittelt, ob z. B. das Startnetz die zu erwartenden Transportaufgaben bewältigen könnte. Für jede Stunde im Jahr können die physikalischen Flüsse ermittelt werden, die aus der Marktsimulation folgen. Die sich für das Szenario B2024* ergebenden Jahresenergiesalden, die zwischen einzelnen Regionen in Deutschland transportiert werden, sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Bildung der Regionen dient nur der Darstellung, das hinterlegte Netzmodell enthält jedoch detailliert jeden Knoten und jede Leitung des Übertragungsnetzes.

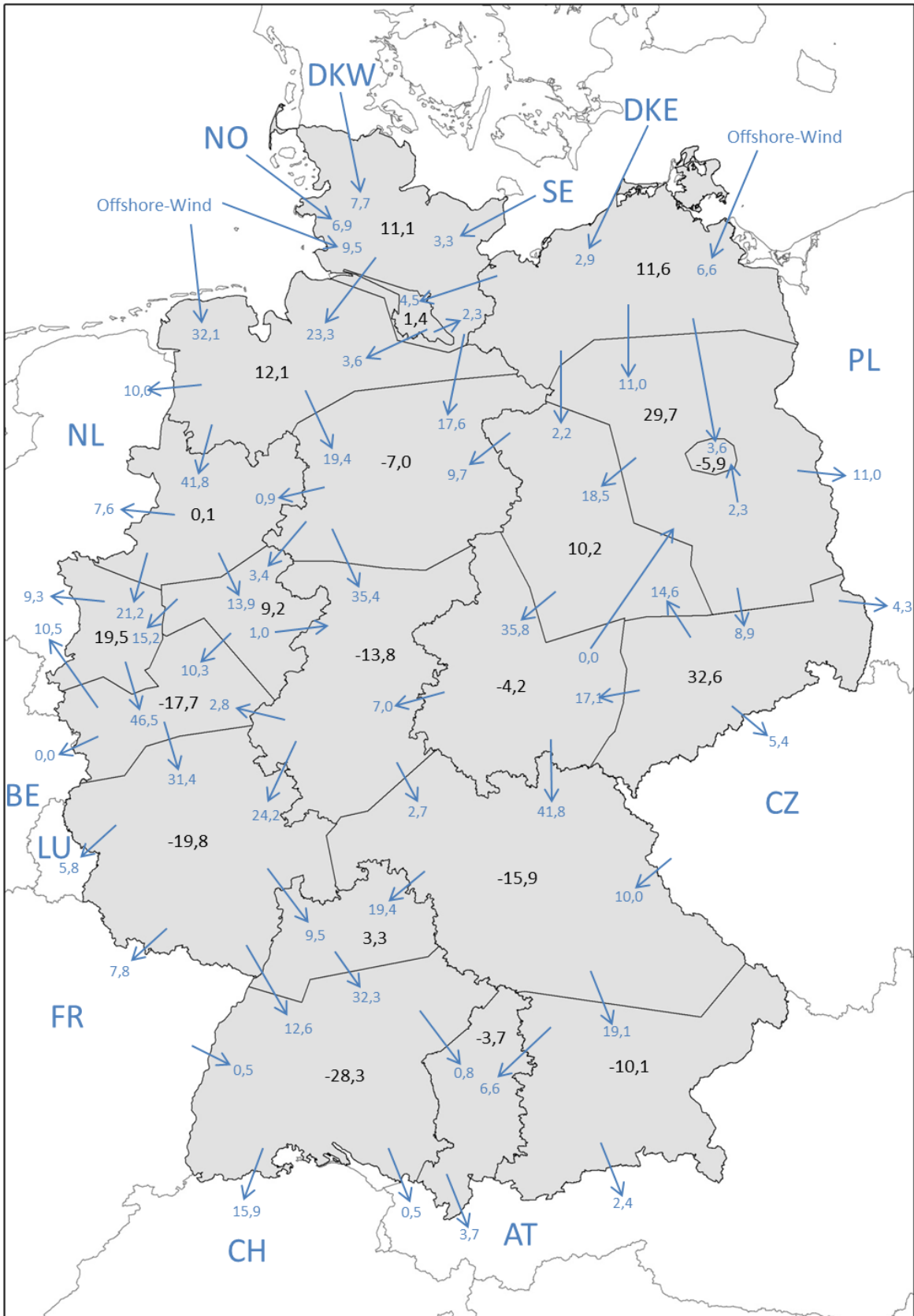


Abbildung: Physikalischer Energietransport (Energiesalden) für das Szenario B2024* in TWh

Die Pfeile zeigen, in welche Richtung der Strom über das Jahr gesehen hauptsächlich fließt. Die blaue Zahl an jedem Pfeil gibt dabei an, wie groß der Saldo zwischen den zwei Regionen ist, wie viel Strom also in Pfeilrichtung mehr fließt als gegen die Pfeilrichtung. Die schwarze Zahl in jeder Region gibt an, wie groß der Überschuss in der jeweiligen Region ist. Negative Werte bedeuten dabei, dass im Jahr in der Region mehr Strom verbraucht als erzeugt wird.

Es wird deutlich, dass der im Szenario B2024* benötigte Energietransport in der Realität nicht vom Startnetz bewältigt werden könnte. Bei den Simulationen ergeben sich massive, deutschlandweite Überlastungen des Netzes. Betroffen sind insbesondere Nord-Süd-Leitungen. Diese Überlastungen treten wohlgemerkt nicht nur in wenigen Stunden auf, sondern teilweise in der Hälfte aller Stunden im Jahr. Die jeweilige Häufigkeit von (n-1)-Verletzungen, die sich im Szenario B2024* im Startnetz ergäben, ist in der folgenden Abbildung farblich abgestuft dargestellt.

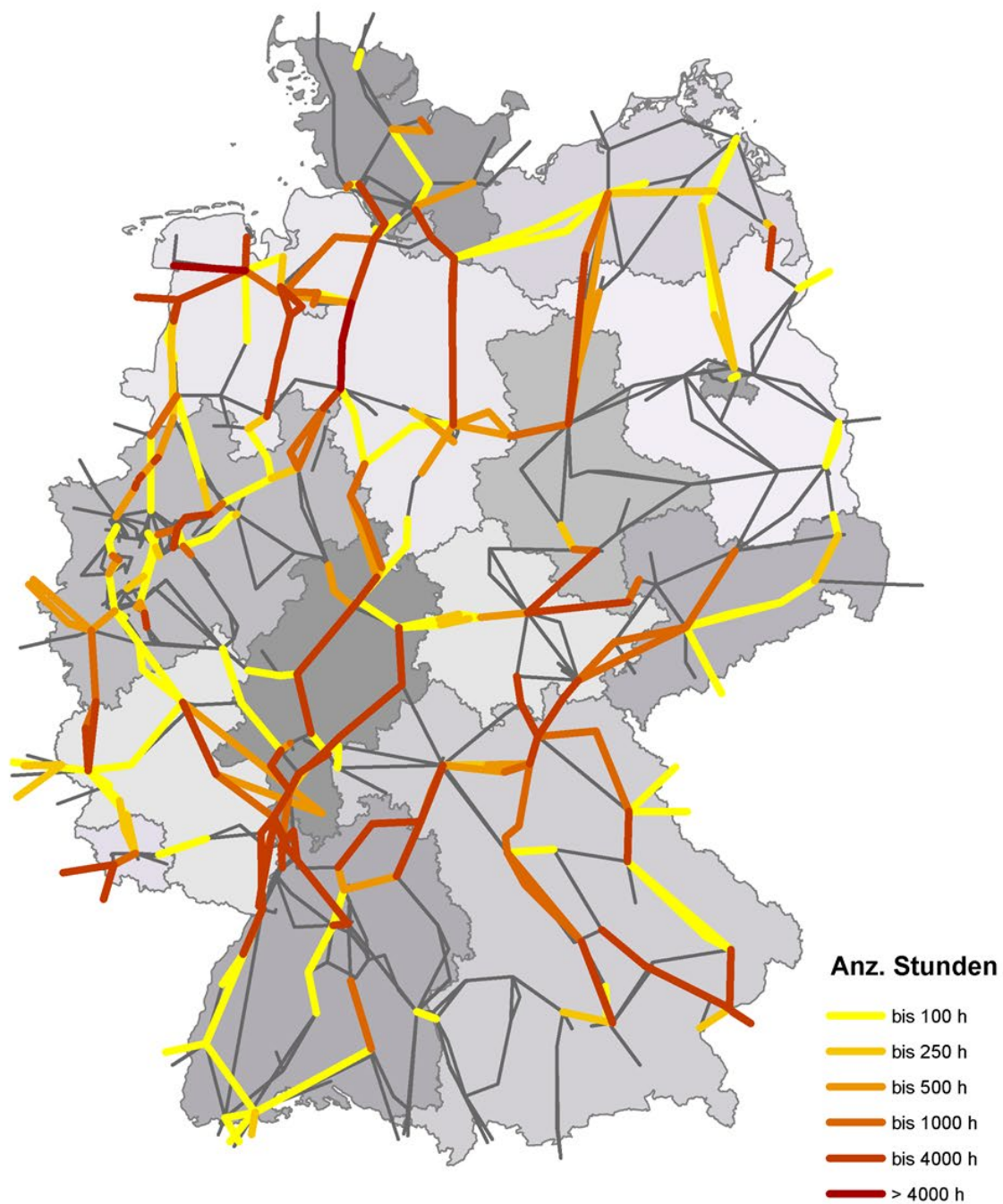


Abbildung: auftretende (n-1)-Verletzungen im Startnetz für das Szenario B2024*

Konsultation (mit Exkurs: Strommarkt)

Marktregeln – Gesetzlicher Rahmen

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass im Marktmodell die heute gültigen (gesetzlichen) Regeln für den Strommarkt abgebildet werden und nicht mögliche zukünftige Veränderungen im Marktdesign. Dagegen begrüßt ein Konsultationsteilnehmer, dass die Bundesnetzagentur in zusätzlichen Marktmodellierungen aktuelle (politische) Entwicklungen in die Bestätigung einfließen lässt. Ein weiterer Stellungnehmer begrüßt die Berücksichtigung der Klimaschutzziele im Szenariorahmen zum NEP2025.

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes als auch die Bundesnetzagentur bei dessen Bestätigung sind an geltende Gesetze gebunden und können nicht beliebige Marktregeln zu Grund legen, um wie auch immer geartete Ergebnisse zu erzielen. Dazu bedürfte es politischer und gesetzgeberischer Weichenstellungen, die nicht im Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur liegen. Nichtsdestotrotz beobachtet die Bundesnetzagentur die aktuellen politischen Entwicklungen und antizipiert mögliche Ergebnisse, sofern diese hinreichend verlässlich absehbar sind. Sofern sich diese hinreichend verfestigen, sucht sie nach Wegen, sie im Rahmen geltenden Rechts angemessen zu berücksichtigen. Dies kann je nach Art und Konkretheit der Entwicklung zum Beispiel in Sensitivitäten erfolgen und als zusätzlicher Aspekt in die Bestätigung einfließen. Allerdings setzt das hinreichend konkretisierte, klar absehbare Entwicklungen voraus und kann keine beliebigen denkbaren Entwicklungen innerhalb der nächsten 10 bis 20 Jahre berücksichtigen, so wünschenswert diese auch erscheinen mögen.

Eingangsgrößen

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die im Marktmodell betrachteten Grenzkosten der verschiedenen Energieträger. So sollten z. B. zusätzlich zu den Grenzkosten der Braunkohle auch die Netzausbaukosten und die verursachten Umweltschäden mit berücksichtigt werden. Zudem flößen steigende CO₂-Zertifikatspreise nicht in das Marktmodell ein. Daneben wird von einigen Konsultationsteilnehmern die Einführung einer zusätzlichen Kohle-Abgabe gefordert. Zusätzlich wird kritisiert, dass die Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher nicht im Marktmodell betrachtet wird, obwohl durch große Entfernungen auch Kosten entstehen.

Die betrachteten Grenzkosten im Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber und im Marktmodell der Gutachter basieren auf den Empfehlungen zu den Brennstoffkosten im Szenariorahmen, welche wiederum auf dem World Energy Outlook basieren. Diese Brennstoffkosten werden von der Bundesnetzagentur weiterhin als angemessen angesehen. Zukünftig steigende CO₂-Preise sind durch den Szenariorahmen abgebildet und damit auch im Marktmodell berücksichtigt. Jegliche weiteren genannten Kostenaufschläge entsprechen nicht den geltenden Gesetzen bzw. Marktregeln und können dementsprechend nicht berücksichtigt werden.

Ein Stellungnehmer regt an, das im Marktmodell verwendete Wetterjahr regelmäßig zu überprüfen und gegebenenfalls fortzuschreiben. Andere Konsultationsteilnehmer vermissen eine Erläuterung, warum gerade das Wetterjahr 2011 verwendet wurde. Darüber hinaus wird kritisiert, dass überhaupt ein historisches Wetterjahr verwendet wurde, obwohl sich durch den Klimawandel das Wetter in Zukunft ändern werde. Gleichzeitig lehnen sie jedoch Wetterprognosen ab, da diese allerhöchstens für einen Zeitraum von wenigen Tagen verlässlich seien. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer lobt zwar das Marktmodell, bemängelt jedoch, dass nur ein Wetterjahr zugrunde gelegt wurde und nicht mehrere.

Um Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien zu erzeugen, muss zwingend eine Annahme über das auftretende Wetter in den 8760 Stunden des modellierten Jahres getroffen werden. Ohne eine solche Annahme kann man schlichtweg nicht prognostizieren, welche Windenergie- bzw. Photovoltaikanlage wann wieviel Strom produziert. Je nach verwendetem Modell wird auch (teilweise) die KWK-Stromerzeugung über den Wärmebedarf modelliert, dieser ist ebenfalls wetterabhängig. Da sich das Wetter, das in 10 bzw. 20 Jahren herrschen wird, nicht vorhersagen lässt, muss entweder ein historisches Wetterjahr verwendet werden, oder aber ein „künstlich“ modelliertes. So wäre es denkbar, aus mehreren historischen Jahren ein „Durchschnittsjahr“ zu berechnen. Neben rein praktischen Bedenken, wie denn diese Durchschnittsbildung aussehen sollte, sieht die Bundesnetzagentur jedoch keinen Vorteil in einem solchen Vorgehen. Vielmehr bestünde dabei die Gefahr, dass in einem solchen „Durchschnittsjahr“ überhaupt keine Extremsituationen mehr auftreten würden und das Stromnetz im Ergebnis damit unterdimensioniert würde. Andererseits ist sich die Bundesnetzagentur im Klaren darüber, dass ein extremes Wetterjahr möglicherweise den Netzausbaubedarf überschätzt. Insofern muss die Auswahl des Wetterjahres sorgfältig geschehen. Dem sind die Übertragungsnetzbetreiber insofern nachgekommen, als sie nunmehr das Wetterjahr 2011 für die Modellierung verwenden, anstatt wie zuvor das Wetterjahr 2007. Dieses Wetterjahr ist ausgewogener und hat im Verlauf weniger Extrema als das bisher verwendete Wetterjahr 2007.

Import/Export

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass der Stromexport zu hoch ist und dadurch unnötigen Netzausbau verursacht. Außerdem könne beim Import von Strom nicht verhindert werden, dass Atom- oder Kohlestrom aus dem Ausland importiert wird. Dieser würde dann inländische Gaskraftwerke vom Markt verdrängen. Andererseits sehen andere Konsultationsteilnehmer das Verdrängen von Gaskraftwerken vom Markt als Zeichen, dass es keine Versorgungsengpässe gibt. Wieder andere sind der Meinung, dass Importe aus Österreich und der Schweiz nicht ausreichend berücksichtigt werden, um die Versorgungsengpässe zu beheben. Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass ein Aufteilen der einheitlichen deutschen Preiszone zu unterschiedlichen Strompreisen führen kann.

Deutschland ist im europäischen Strommarkt integriert und kann nicht als Insel komplett losgelöst betrachtet werden. Vielmehr ist der EU-weite Energiehandel Teil des europäischen Binnenmarkts und soll gemäß geltendem EU-Recht in Zukunft weiter intensiviert werden. Dies ist kein Selbstzweck und keine Förderung von Händlern oder Produzenten, sondern dient in erster Linie den Verbrauchern und der Versorgungssicherheit. Neben praktischen Gründen, dass z. B. bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringer Last die Verbraucher im Ausland den Strom abnehmen können und EE-Anlagen nicht abgeregelt werden müssen, profitiert jedes Land durch eine größere Versorgungssicherheit. Würde jedes Land für sich selbst autark sein wollen, müsste auch jedes Land eine deutlich größere Menge an gesicherter Leistung vorhalten. Daneben ergeben sich für Stromverbraucher niedrigere Strompreise, da an einem größeren Markt mehr Anbieter konkurrieren. Selbstverständlich darf der Stromhandel nicht komplett unbegrenzt stattfinden und damit unter Umständen zu riesigem Netzausbaubedarf führen. Dies wird sowohl im Marktmodell als auch in der Realität durch die Begrenzung der Handelskapazitäten (NTC) zwischen den einzelnen Ländern bzw. Marktgebieten erreicht. Diese NTC-Werte werden international zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt und im TYNDP konsultiert und veröffentlicht. Daneben fanden sie in der täglichen Netzsteuerung Anwendung. Inzwischen wird in der täglichen Praxis der Ansatz von NTC-Werten zunehmend durch ein moderneres technisch-organisatorisches Konzept, dem lastflussbasierten Market Coupling, abgelöst. Am grundsätzlichen Ansatz, den Stromhandel nicht unbegrenzt, sondern nur in bestimmten Größenordnungen zuzulassen, hat sich damit aber nichts geändert.

Im Rahmen dieses internationalen Stromhandels ist es nicht möglich, zwischen „guten“ und „schlechten“ Stromimporten bzw. -exporten zu unterscheiden. Deutschland kann nicht auf der einen Seite Stromimporte immer dann akzeptieren, wenn es zum eigenen Vorteil ist, und in allen anderen Fällen diesen blockieren. Genauso wenig kann Deutschland den Stromexport nur dann zulassen, wenn es gerade opportun erscheint oder nur „grüner“ Strom exportiert werden soll. Genauso wenig kann Deutschland in den Strommix der Nachbarstaaten eingreifen.

Das Verdrängen von Gaskraftwerken vom Markt aufgrund der hohen Grenzkosten von Gas im Vergleich zu anderen Energieträgern ist ein Zeichen dafür, dass (international) genügend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen und somit eigentlich die Versorgungssicherheit gewährleistet wäre. Wenn jedoch aufgrund der regional unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen diese verbleibenden Erzeugungskapazitäten nicht in der Nähe der Lastzentren sind, muss der Strom über das Stromnetz transportiert werden. Reicht das Stromnetz dafür nicht mehr aus, so ist damit indirekt auch die Versorgungssicherheit betroffen.

Mögliche Importe aus der Schweiz und aus Österreich, um die Versorgungssicherheit in Süddeutschland zu gewährleisten, sind vollständig im Marktmodell berücksichtigt. Genauso wie der Export nach Österreich im Marktmodell (und in der Realität) erlaubt ist, ist auch der Import zulässig. Aufgrund des Kraftwerksparks in der Schweiz und in Österreich und den damit verbundenen (in der Regel) höheren Stromerzeugungskosten treten diese Importe jedoch so gut wie nie auf. Auch hier ist es nicht Aufgabe des Strommarkts, z. B. teureren „guten“ Strom aus der Schweiz und Österreich gegenüber dem günstigeren „schlechten“ Strom aus Deutschland bzw. anderen Nachbarländern zu bevorzugen.

Ein Aufteilen Deutschlands in mehrere Preiszonen wird im Netzentwicklungsplan als mögliche Konsequenz eines ausbleibenden Netzausbaus genannt, jedoch nicht weiter mit seinen Konsequenzen thematisiert. Eine solche Aufteilung ist von Seiten der Bundesnetzagentur weder gewünscht noch wird sie aktiv verfolgt. Sollte es jedoch trotz allem dazu kommen, wären unterschiedliche Strompreise in den Preiszonen die logische Konsequenz, allein schon aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsstruktur im Norden und Süden Deutschlands (eher günstig im Norden, eher teuer im Süden). Abgesehen davon würde es bei identischer Preisbildung im Norden und Süden ja gar nicht erst zu den hohen Nord-Süd Transporten kommen und es gäbe somit überhaupt keinen Grund für eine solche Aufteilung der Preiszonen.

Modell

Einige Stellungnehmer bemängeln, dass bei der Marktmodellierung und damit bei der Bedarfsermittlung von der Erzeugung und nicht vom Verbrauch ausgegangen werde. Weitere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass im Marktmodell nur der Stromsektor behandelt wird, jedoch nicht der Mobilitäts- und Wärmesektor. Ebenso würden mögliche soziale Probleme nicht im Marktmodell berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt die Verwendung eines Marktmodells für die Modellierung des Strommarktes, obwohl noch kein Konsens zwischen allen Wissenschaftlern bestehe, welches Modell richtig ist. Dazu bemängeln einige Konsultationsteilnehmer, dass die Modellierung durch die Verwendung eines ausgereiften Marktmodells und ausführlicher Dokumentation der Eingangsparameter für den Laien nur noch schwer nachvollziehbar sei.

Zusätzlich befürwortet ein Konsultationsteilnehmer die Entwicklung eines eigenen Marktmodells der Bundesnetzagentur, ein weiterer wirft jedoch die Frage auf, inwieweit dann noch auf Marktmodellierungen durch Gutachter zurückgegriffen werden sollte und ob dies nicht ineffizient wäre.

Der Grundsatz eines jeden Strommarktmodells ist die Deckung der Nachfrage. Die zentrale Nebenbedingung ist, dass die Erzeugung exakt gleich der Nachfrage ist. Insofern geht das Marktmodell, anders als von vielen Konsultationsteilnehmern angenommen, nicht vom Erzeugungspotenzial sondern von der Nachfrage aus. Dem liegt die einfache Tatsache zugrunde, dass nicht mehr Energie produziert und gehandelt werden kann, als tatsächlich nachgefragt bzw. verbraucht wird. Da Einspeisung und Entnahme im Übertragungsnetz zur Erhaltung der Frequenz stets ausgeglichen sein müssen, kann es - heute noch sehr seltene - Situationen geben, in denen EE-Anlagen noch Strom erzeugen könnten, ihn aber tatsächlich nicht mehr einspeisen dürfen, weil die entsprechende Nachfrage fehlt.

In diesem Fall spricht man von „Dumped Energy“. In Szenario B2024 ist dieser Anteil mit 0,1 TWh jedoch noch so klein, dass er im Vergleich zur gesamten deutschen Nachfrage (550,6 TWh) keinerlei Relevanz hat. Mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien kann dieser Anteil größer werden, so dass Flexibilisierungsoptionen bzw. eine Verringerung der Must-Run Kapazität wichtiger würde. Während dies für den Zehn-Jahres-Horizont des Netzentwicklungsplans noch nicht absehbar ist, beobachtet die Bundesnetzagentur die Entwicklung und wird im Bedarfsfall die Annahmen in Zukunft anpassen.

Während der Wärmesektor implizit durch die Modellierung von KWK-Anlagen berücksichtigt ist, ergibt eine über die Stromnachfrage bzw. über Lastprofile hinausgehende Betrachtung des Mobilitätssektors im Marktmodell keinen Sinn. Sofern mit den Stellungnahmen Flexibilisierungsoptionen wie Power to Heat und Power to Gas gemeint sind, sieht die Bundesnetzagentur derzeit noch kein ausreichendes Potenzial dieser Technologien, erfolgreich am Markt teilzunehmen. Deshalb ist ihre Aufnahme in ein (realistisches) Marktmodell bisher nicht erforderlich (vgl. Abschnitt IV A 3). Sowohl Power to Heat als auch Power to Gas wären aufgrund der ineffizienten Umwandlung von Strom in Wärme bzw. Gas wirtschaftlich so gut wie immer im Nachteil gegenüber dem direkten Verbrauch des Stroms. Von daher würden diese Konzepte erst sinnvoll sein, wenn für einen signifikanten Teil des erzeugten Stromes keine Nachfrage bestünde, der Anteil an Dumped Energy im Marktmodell also deutlich steigen würde, oder sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz dieser Technologien grundlegend veränderten.

Das Ergebnis der Marktmodellierung ist eine zentrale Eingangsgröße für die Bedarfsermittlung des Übertragungsnetzes. Die Modellierung bedarf deswegen großer Sorgfalt Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur versuchen, die zu Grunde gelegten Modelle und ihre Eingangsgrößen möglichst allgemein verständlich zu erklären. Dass dies nicht immer gelingt, liegt in der (komplizierten) Natur der Sache. Die Bundesnetzagentur wird sich auch zukünftig dafür einsetzen, die Modellierung und ihre Eingangsgrößen so transparent wie möglich darzustellen und zu erläutern.

Wie bei jeder Modellierung kann nur versucht werden, die Realität so detailliert wie möglich bzw. nötig nachzubilden, dabei jedoch nicht durch eine Scheingenauigkeit den Blick auf das Wesentliche zu verlieren. Während es in der Wissenschaft und im kommerziellen Bereich durchaus viele (unterschiedliche) Marktmodelle gibt, ist ihnen jeweils die Abbildung der gültigen Marktregeln grundsätzlich gemein. Dabei gibt es natürlich auch unterschiedliche Vorgehensweisen und unterschiedliche Gewichtungen. Der Bundesnetzagentur ist jedoch nicht bekannt, dass die Gültigkeit auch nur eines der im Zusammenhang mit der Erstellung und Prüfung des Netzentwicklungsplanes verwendeten Modelle wissenschaftlich profund angezweifelt wird. Hinzu kommt, dass grundsätzlich alle Modelle unabhängig von ihrer genauen Ausgestaltung bei gleichen Eingangsparametern zu vergleichbaren Ergebnissen gelangen. Bei den komplexen Modellen und der Vielzahl von Eingangsparametern ist es nahezu ausgeschlossen, dass mehrere Modelle zu exakt identischen Ergebnissen kommen. Dies macht keines der Modelle zum „richtigen“ oder „falschen“ Modell.

Ergebnisse der Modellierung

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren die Einspeisung von Strom aus Kohlekraftwerken, da diese aus Klimaschutzgründen abzulehnen sei. Daneben bemängeln einige Konsultationsteilnehmer die hohen Volllaststunden von Braunkohle und Steinkohle, die sie aufgrund von Ausfall- und Wartungszeiten für unrealistisch hoch halten. Ebenso sind einige Stellungnehmer der Meinung, dass die Stromnetze nicht für die gleichzeitige Einspeisung von erneuerbarem Strom und Kohlestrom ausgelegt werden sollten.

Ein Stellungnehmer schließt aus den Ergebnissen der Marktmodellierung, dass der Gesetzgeber die energiepolitischen Rahmenbedingungen anpassen müsse, da nicht alle energiepolitischen Ziele erreicht würden. Er vermisst im Netzentwicklungsplan bzw. in der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur entsprechende Empfehlungen an den Gesetzgeber.

Die Einspeisung aus Kohlekraftwerken ist direkte Folge der (im Vergleich) niedrigen Grenzkosten dieser Kraftwerke. Da keinerlei rechtliche Handhabe existiert, dies zu verhindern, sondern im Gegenteil jedes Kraftwerk, unabhängig vom Energieträger, ein Recht auf einen Netzanschluss hat, liegt es nicht im Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur hier einzugreifen. Auch die hohen Volllaststunden von Braun- und Steinkohle ergeben sich direkt aus den niedrigen Grenzkosten. Wie viele Volllaststunden ein Kohlekraftwerk im Jahr trotz Revisionen laufen kann, ist nicht allgemeingültig zu definieren sondern von den speziellen Eigenschaften der jeweiligen Kraftwerksblöcke abhängig. Diese Annahmen müssen natürlich in jedem Marktmodell getroffen werden und haben vor allem bei Braunkohlekraftwerken einen Einfluss auf die Ergebnisse. Die Bundesnetzagentur sieht ein Ergebnis von über 7.000 Jahresbetriebsstunden für Braunkohlekraftwerke jedoch nicht als unrealistisch hoch an, weil damit Revisionszeiträume von über zwei Monaten verbleiben. Solche Volllaststunden werden bereits jetzt von einigen Braunkohlekraftwerken erreicht und überschritten und sind dementsprechend nicht abwegig. Im Vergleich zu heute sind auch höhere Volllaststunden durchaus naheliegend, da durch das Abschmelzen der Erzeugungskapazitäten aus Braun- und Steinkohle die verbleibenden Kraftwerksblöcke tendenziell mehr einspeisen werden.

Die Stromnetze werden dafür ausgelegt den Strommix aus dem Ergebnis des Marktmodells von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu transportieren. Im Ergebnis wird das auf Grund der genannten Grenzkosten oft eine Kombination aus regenerativ erzeugtem Strom und Strom aus Kohlekraftwerken sein. Dies lässt sich einerseits aufgrund des rechtlichen Rahmens gar nicht verhindern, schon gar nicht durch ein Unterlassen des Netzausbaus. Das Netz hat keinen nennenswerten Einfluss auf den in ihm transportierten Energiemix. Im Übrigen zeigt eine Gesamtbetrachtung, dass es abwegig ist, von einem Stromnetzausbau für Braunkohle zu sprechen, wenn die Modellierung von einem Rückgang der installierten Leistung an Braunkohlekraftwerken um fast 6 GW bei gleichzeitiger Zunahme der installierten Leistung von erneuerbaren Energien um über 60 GW ausgegangen wird.

Ob der Gesetzgeber auf Grund dieser Ergebnisse den rechtlichen Rahmen anpasst, ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplanes. Der Netzentwicklungsplan kann auch nicht an die Stelle politischer bzw. gesetzgeberischer Entscheidungen zur Zukunft der Kohleverstromung treten. Bei einem gesetzlich und politisch vorgegebenen Anteils der erneuerbaren Energien von 45 Prozent bis zum Jahr 2025 müssen die Übertragungsnetze sowohl erneuerbare Energien als auch konventionell erzeugten Strom transportieren. Zur Reduzierung der Kohleverstromung hat die Regierungskoalition in ihren „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ vom 01. Juli 2015 bereits eine Reihe von Maßnahmen angekündigt.

D Netzplanung anhand von Lastflussberechnungen

Aus dem in der Marktmodellierung ermittelten Zusammenspiel der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast ergeben sich die Netzbelastungen für alle 8.760 Stunden der betrachteten Jahre 2024 und 2034. Aus den auf Basis der Netzmodellierung ermittelten Netzbelastungen wird dann der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet. Hierbei führen die Übertragungsnetzbetreiber stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie Stabilitätsuntersuchungen durch.

In der Netzmodellierung wird nachvollzogen, zu welchen Betriebszuständen es im Übertragungsnetz aufgrund der in der Marktmodellierung identifizierten Ergebnisse kommt – wiederum für jede der betrachteten Stunden. Dabei werden mittels eines mathematischen Algorithmus die Stromflüsse im Übertragungsnetz berechnet, die sich aus den Ein- und Ausspeisungen an den 450 Netzknoten sowie aus den Im- und Exporten ergeben. Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes in der berechneten Stunde einen Belastungswert. Dieser wird in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung angegeben. Übersteigt der Belastungswert einer Leitung 70%, ist dies ein Indiz für eine sogenannte Schwachstelle oder Überlastung. Denn beim Ausfall einer anderen Leitung ist die Gefahr groß, dass es zu Überlastungen (Auslastung höher als 100%) auf der betrachteten Leitung kommt.

1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung im Prüfprozess

In der Netzentwicklungsplanung wird zwischen dem sogenannten Startnetz und dem sogenannten Zubaunetz unterschieden, die zusammen ein Zielnetz bilden.

1.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung braucht einen Anfangspunkt und baut daher auf dem sogenannten Startnetz auf. Dieses besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch weitere Maßnahmen, die bereits heute im Bau sind, bei denen der Baubeginn unmittelbar bevor steht (da Planfeststellungsverfahren bereits abgeschlossen sind), oder für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgestellt hat. Diese Startnetzmaßnahmen stehen im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht zur Disposition, da über ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits anderweitig entschieden wurde. Daraus folgt nicht, dass das bei der Netzplanung angenommene Startnetz „unveränderlich“ wäre. Sofern sich im Startnetz Änderungen ergeben, ist dies bei der Netzentwicklungsplanung umgehend zu berücksichtigen.

1.2 Zubaunetz und Zielnetz

Alle übrigen Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom als Zubaumaßnahmen bezeichnet und bilden ein Zubaunetz.

Startnetz und das jeweils betrachtete Zubaunetz (also die Summe bestimmter Zubaumaßnahmen) ergeben zusammen ein **Zielnetz**. Betrachtet man zum Beispiel als Zubaunetz nur diejenigen Maßnahmen, die bereits im Bundesbedarfsplan stehen, ergibt sich das BBP-Zielnetz oder schlicht **BBP-Netz**. Betrachtet man ein bestimmtes Szenario, ergibt sich für dieses Szenario ein Zielnetz mit allen von den Übertragungsnetzbetreibern für dieses Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen (z. B. das Zielnetz B2024*).

1.3 Klarstellungen der Bundesnetzagentur

Die Darstellung einzelner Vorhaben durch die Übertragungsnetzbetreiber gibt Anlass zu den folgenden Klarstellungen:

Kraftwerksanschlussleitungen (dies sind diejenigen Leitungen, die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind weder Teil des Startnetzes noch des Zubaunetzes. Sie gehören nicht zum Übertragungsnetz, da sie allein der Anbindung eines Kraftwerks an das Netz dienen, nicht dem Stromtransport zugunsten der Allgemeinheit von Produzenten und Abnehmern. Diese Leitungen werden daher von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft oder bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind auch nicht verpflichtet, derartige Kraftwerksanschlussleitungen zu errichten. Dies obliegt vielmehr dem Kraftwerksbetreiber (vgl. § 6 Abs. 4 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung sowie Bundesratsdrucksache 283/07, S. 22), der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Übertragungsnetzes oder dessen Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern auf Seite 61 des überarbeiteten Entwurfs zum NEP2024 angegebene Definition für das Startnetz ist insofern unpräzise und missverständlich. Sie erläutert nicht, auf welche Maßnahmen sich die Verpflichtungen aus der KraftNAV erstrecken. Planung und Bau der vom Kraftwerk abgehenden Leitung, die es mit dem Übertragungsnetz verbindet, gehören jedenfalls nicht dazu.

Von diesen Kraftwerksanschlüssen sind allerdings diejenigen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen zu unterscheiden, die **innerhalb** des Übertragungsnetzes zum Weitertransport der über eine neue Anschlussleitung zusätzlich eingespeisten Energie notwendig werden. Zu derartigen Netzertüchtigungen ist der Anschluss gewährende Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 6 Abs. 1 KraftNAV im Rahmen des Zumutbaren verpflichtet. Solche Maßnahmen unterfallen dem Zubaunetz und wurden von der Bundesnetzagentur vollumfänglich auf ihre Erforderlichkeit überprüft.

Konsultation

Einige Stellungnehmer kritisieren, die Bundesnetzagentur nehme im Startnetz neue Übertragungsleitungen ausschließlich für Braunkohlekraftwerke an. Zum Teil verstehen sie es offenbar so, als „genehmige“ die Bundesnetzagentur diese Leitungen.

Auslöser dieser Kritik dürften die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihren Entwürfen aufgeführten Kraftwerksanschlussleitungen sei. Diese sind jedoch, wie oben dargelegt, **nicht** Teil des Übertragungsnetzes, weder im Startnetz noch im Zubaunetz. Diese Anschlussleitungen liegen in der Zuständigkeit der Kraftwerksbetreiber und werden von der Bundesnetzagentur weder geprüft noch genehmigt. Die Kritik beruht also auf einem Missverständnis.

Zudem befinden sich unter den von den Übertragungsnetzbetreibern aufgeführten Kraftwerksanschlüssen mehrere, die im von der Bundesnetzagentur als maßgeblich herangezogenen Szenario B2024* nicht am Energiemarkt teilnehmen und deswegen keine Auswirkung auf die Dimensionierung des Übertragungsnetzes haben. Sie lösen daher auch keinen Netzausbau aus. Dabei handelt es sich namentlich um die Kraftwerke:

Im Szenario B2024* nicht einspeisende Kraftwerke

ÜNB- Bezeichnung	Kraftwerk	Typ
50HzT-016	Calbe	Erdgas
50HzT-020	Profen	Braunkohle
50HzT-022	Premnitz	Erdgas
50HzT-034	Lubmin	Erdgas
AMP-019	Lünen	Steinkohle
AMP-028	Herne	Steinkohle

Im Rahmen der Konsultation äußerten sich sowohl Privatpersonen als auch öffentliche Stellen zu Startnetzmaßnahmen, insbesondere zu konkreten Vorhaben aus dem EnLAG.

In diesem Zusammenhang ist nochmals darauf hinzuweisen, dass der im EnLAG gesetzlich festgestellte Bedarf im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht erneut überprüft wird. Eine solche Überprüfung sieht das EnWG nicht vor. Die EnLAG-Vorhaben bilden vielmehr einen Teil des Startnetzes, auf welchem dann die weitere Netzentwicklungsplanung aufbaut.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans Strom auf zahlreiche Wünsche von Betroffenen und auf Anregung der Bundesnetzagentur hin die EnLAG- und andere Startnetzmaßnahmen einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, ob sich diese Maßnahmen auch nach Realisierung der HGÜ-Verbindungen noch als erforderlich darstellen. Bis auf zwei Maßnahmen waren die Startnetzprojekte weiterhin erforderlich. Eine solche Prüfung kann allerdings nicht jedes Jahr wiederholt werden. Anderenfalls verlören gesetzliche Bedarfsfestlegungen wie durch das EnLAG oder das Bundesbedarfsplangesetz ihren Sinn. Vor allem aber würde eine solche Überprüfung konsequent zu Ende gedacht auch vor bestehenden Leitungen keinen Halt machen. Akzeptiert man keinen durch entsprechende gesetzliche oder behördliche Feststellungen definierten Status quo, müsste man permanent auch die tatsächlich bestehenden Leitungen in Frage stellen und erneut auf ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit hin überprüfen. Ein solches Prüfprogramm ist in der Praxis nicht zu bewältigen. Darüber hinaus wäre ein solcher jährlich neuer „Green Field“-Ansatz - nichts anderes verbirgt sich letztlich hinter der Forderung, bestehende gesetzliche Bedarfsfestlegungen immer wieder in Frage zu stellen - wenig hilfreich, wenn man eine verlässliche und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen hat (vgl. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2023, S. 67 f.).

Der Gesetzgeber hat zwischenzeitlich das Vorhaben Nr. 22 aus dem EnLAG gestrichen, damit zugleich aber den Bedarf für die übrigen EnLAG-Vorhaben indirekt nochmals bestätigt. Daran sieht sich die Bundesnetzagentur gebunden, sofern nicht im Einzelfall durch entsprechende Auskünfte und Angaben der Übertragungsnetzbetreiber deutlich wird, dass die ursprünglichen bedarfsbegründenden Annahmen entfallen sind.

2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des „TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland. Diese fachlichen Anforderungen verlangen unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einer einzelnen Leitung bzw. eines sonstigen Betriebsmittels (sog. (n-1)-Sicherheit bzw. (n-1)-Kriterium).

Als erstes wird in der Netzmodellierung simuliert, ob das Startnetz ausreicht, um den aus der Marktmodellierung resultierenden Transportbedarf zu jeder der 8.760 Stunden und auch im (n-1)-Fall zu decken. Sofern sich keine Überlastungen ergeben, bedarf es keines Ausbaus. Wenn sich Überlastungen ergeben, muss geprüft werden, wie sie behoben werden können. Dieser Teil der Netzausbauplanung erfolgt grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau). Das heißt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen müssen, also beispielsweise durch Schalthandlungen eine optimierte Netztopologie herbeiführen.

Unabhängig von den Topologiemassnahmen wird bei der Optimierung auch Freileitungsmonitoring als Mittel zur effizienten Ausnutzung der Transportleitungen unterstellt. Erst wenn dieses Potenzial erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, z. B. der Austausch bestehender Leiterseile durch leistungsfähigere Leiterseile oder die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV. Wenn auch das Verstärkungspotenzial ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also in der Regel der Neubau von Höchstspannungstrassen.

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auf der Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken und keine Lastabschaltungen zur Vermeidung von Netzausbaubedarf. Solche Instrumente müssen dem späteren tatsächlichen Netzbetrieb als Sonder- bzw. Notfallinstrumente vorbehalten bleiben. Planerisch ist das Netz im Einklang mit den bisherigen Planungsgrundsätzen im ersten Schritt engpassfrei auszulegen, weil es später in der Lage sein muss, den erzeugten Strom zu 100% aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren. Diese Vorgehensweise ist sinnvoll, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Denn wenn man die genannten Sonder- bzw. Notfallinstrumente bereits bei der Planung des Netzes generell einbezieht, würde man sie als „ergriffen“ voraussetzen bzw. aufzehren, so dass sie später im laufenden Betrieb gar nicht mehr zur Vermeidung tatsächlicher Stör- oder Gefährdungsfälle im Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung stünden.

Allerdings ist das Ergebnis der anschließenden Überprüfung und Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen mitnichten ein im dargestellten Sinne engpassfreies Netz. Beispielsweise sind die Transportkapazitäten in die Nachbarländer nicht engpassfrei, sondern durch internationale Vereinbarungen auf bestimmte Werte limitiert. Auch eine politisch geforderte und volkswirtschaftliche sinnvolle

Erzeugungsspitzenkappung, wie sie von den Übertragungsnetzbetreibern bereits in der „Sensitivität 2: Einspeisemanagement“ ihres Sensitivitätenberichts 2014 und im Prüfungsprogramm der Bundesnetzagentur zu Grunde gelegt wurden, führt zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch Erneuerbare) engpassfrei ist.

Schließlich führen auch bestimmte Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, also nur diejenigen Leitungen zu bestätigen, die unter allen vernünftigerweise anzunehmenden Entwicklungspfaden benötigt werden, im Ergebnis dazu, dass das Stromnetz des Jahres 2024 nicht vollständig engpassfrei sein wird. In der Praxis kann es dann später zu einem Engpass kommen, sofern nicht zuvor in einem weiteren Zyklus der Netzentwicklungsplanung entweder eine bereits vorgeschlagene Maßnahme doch noch bestätigt werden kann oder eine weitere Maßnahme zur Behebung des Engpasses identifiziert wird. Ist dies nicht der Fall, müsste der Engpass entweder durch Ausbau des 110 kV Netzes oder durch Redispatch behoben werden. Dies ist aus planerischer Sicht nicht ideal, aus einer Gesamtbetrachtung heraus aber hinzunehmen, um den Netzausbau auf das mit Sicherheit erforderliche Maß zu begrenzen.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf in zehn beziehungsweise zwanzig Jahren aufgeschlüsselt für die einzelnen betrachteten Szenarien dar.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass es nicht nachvollziehbar sei, weshalb das Netz zu einem späteren Zeitpunkt (2024) nicht mehr vollständig engpassfrei sei.

Die Übertragungsnetzbetreiber planen so, dass das Netz einen (nahezu) engpassfreien Leistungstransport entsprechend der sich aus den jeweiligen Szenarien (A2024, B2024, B2024, C2024) ergebenden Transportaufgaben ermöglicht. Sollte das jeweilige Planungsszenario genauso wie modelliert eintreten, würden für ein engpassfreies, d.h. (n-1)-sicheres Netz in allen der simulierten 8.760 Stunden, (fast) alle für das Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen notwendig sein. Durch die Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, werden jedoch nicht alle vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt. Dies führt dazu, dass das Netz unter der Annahme des jeweiligen Szenarios nicht engpassfrei wäre.*

Das NOVA-Prinzip wird von den Konsultationsteilnehmern nahezu einhellig begrüßt. Viele sind jedoch der Meinung, es komme bei der Netzplanung nicht ausreichend zum Tragen, zumindest sei dies am Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht nachzuvollziehen. Verschiedene Möglichkeiten, das bestehende Netz zu optimieren und zu verstärken, seien noch nicht ausgeschöpft. Genannt werden intelligentes Freileitungsmonitoring, der Austausch von Leiterseilen sowie Zubeseilung und die Nutzung leistungsstarker Hochtemperatur- bzw. Hochstrombeseilung. Auch eine Erhöhung der Betriebsspannung des Übertragungsnetzes sei noch nicht hinreichend untersucht worden. Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, es fehle eine überzeugende Gesamtbetrachtung der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass sie einen Leitungsneubau nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Möglichkeiten im bestehenden Netz geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring beispielsweise sei bei der Netzberechnung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Weitere Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind die Leistungsflusssteuerung, eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV sowie die Zubeseilung von Stromkreisen. Das NOVA-Prinzip findet jedoch dort seine Grenze, wo eine Leitung

tatsächlich nicht mehr optimiert oder verstärkt werden kann. Auch Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile lassen sich nicht überall einsetzen. Ebenso sind einer Bündelung Grenzen gesetzt, wenn zu viel Leistung über eine einzige Trasse transportiert wird oder eine Überbeanspruchung des Raumes droht. Auf eine Erhöhung der Betriebsspannung ist das bestehende Wechselstromnetz nicht ausgelegt.

Die Planung weiträumiger Gleichstromverbindungen widerspricht aus Sicht einiger Konsultationsteilnehmer dem NOVA-Prinzip, da damit automatisch ein Leitungsneubau verbunden sei. Diese Verbindungen seien verzichtbar, eine Verstärkung bzw. Ertüchtigung des Wechselstromnetzes reiche aus. Andere Konsultationsteilnehmer hingegen fordern, diese Gleichstromsysteme konsequent als „Hybridleitungen“ auf bestehenden Mastgestängen, die bislang nur Wechselstromleitungen führen, anzubringen.

Das Konzept, den großräumigen Stromtransport mit Hilfe von mehreren verlustarmen HGÜ zu bewerkstelligen, folgt gerade daraus, einen noch massiveren Ausbau des Wechselstromnetzes zu vermeiden. Die HGÜ machen im Übrigen nur dann eine Neutrassierung nötig, wenn sich in den auf die Bedarfsplanung folgenden Planungsstufen ergibt, dass keine Bündelung mit bestehenden Stromleitungen in Betracht kommt. Auch die Führung als „Hybridleitung“ wird erst in den folgenden Planungsstufen konkreter untersucht.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, das Übertragungsnetz beim Ausbau stärker mit bestehenden Infrastrukturen zu bündeln, etwa an Autobahnen, Bahnstrom- oder Verteilnetzleitungen. Auch Gleichstromsysteme seien bevorzugt auf bestehenden Mastgestängen mitzuführen. Einige Konsultationsteilnehmer geben hingegen zu bedenken, dass nicht aus dem Blick geraten dürfe, bis zu welchem Grad eine Bündelung von Infrastrukturen für Bürger und Naturraum noch verträglich sei. Hier seien eindeutig definierte Grenzen für das Bündelungsgebot wünschenswert. Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers sind mit dem NOVA-Prinzip Vorentscheidungen über die konkreten Trassenverläufe verbunden.

Viele der unter dem Stichwort NOVA erhobenen Forderungen sind nicht auf Ebene der Bedarfsplanung, aber in den darauf folgenden Planungsschritten zu berücksichtigen. Das betrifft insbesondere die Möglichkeiten der Bündelung mit vorhandener Infrastruktur.

Einige Konsultationsteilnehmer halten das bestehende Netz für ausreichend, weil durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und die zukünftige Abschaltung von Kohlekraftwerken Netzkapazitäten frei würden.

Durch die Abschaltung von Kern- und ggf. Kohlekraftwerken werden keine bedarfsgerechten Leitungskapazitäten frei. Denn dazu müsste der Ausbau der erneuerbaren Energien genau an den betroffenen Kraftwerksstandorten und mit vergleichbarer Stromproduktion wie das abgeschaltete Kraftwerk stattfinden. Es ist ausgeschlossen, dass dies im benötigten Umfang möglich wäre. Die Leistung eines einzigen Großkraftwerks entspricht mehreren hundert Windkraftanlagen. Im Übrigen sollen einzelne AKW-Standorte durchaus als Endpunkte von großräumigen HGÜ dienen, die eine entsprechende Einspeisung in das vorhandene Netz ermöglichen.

E Praktische Umsetzung

Der Szenariorahmen wird von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert und genehmigt. Aufbauend auf dem genehmigten Szenariorahmen nehmen die Übertragungsnetzbetreiber anschließend Regionalisierung und Marktmodellierung vor und legen ihre Ergebnisse dem Entwurf des Netzentwicklungsplans zu Grunde.

Die Bundesnetzagentur prüft beide Schritte nach. Darüber hinaus schreibt sie für jeden Durchgang der Netzentwicklungsplanung zusätzlich unabhängige wissenschaftliche Gutachten aus, deren Schwerpunkte in der Marktmodellierung oder in der Netzmodellierung liegen. Die Ergebnisse dieser Gutachten fließen anschließend in die Abwägung ein, welche von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen tatsächlich erforderlich sind.

1. Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen für den NEP2024 das Marktmodell „BID3“ der Pöyry Management Consulting. Dabei wird ermittelt, wie der Kraftwerkspark optimal eingesetzt wird, um zu jeder Stunde eines betrachteten Zieljahres (2024 bzw. 2034) Angebot und Nachfrage von Strom auszugleichen. Ein solches Modell muss naturgemäß mit Prämissen arbeiten. Dazu gehört eine Einschätzung u. a. der zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten, der Lage und Größe so genannter „must run“-Kapazitäten (Anlagen, die z. B. aus Gründen der Netzsicherheit, zur gleichzeitigen Wärmegewinnung oder zur Bereitstellung von Regelenergie unabhängig vom Strompreisniveau in Betrieb sein werden) sowie der zu erwartenden Nachfrage nach Strom. Das Modell orientiert sich an ökonomischen und technischen Kriterien sowie den gesetzlich den Produzenten und Verbrauchern vorgegebenen Rahmenbedingungen.

Für die Netzmodellierung nutzen die Übertragungsnetzbetreiber ein vollständiges Modell des deutschen Übertragungsnetzes. Die Kopplungen mit den angrenzenden Netzen werden mittels geeigneter und mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmter Parameter abgebildet. Die Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland grenzenden Länder sind ebenfalls weitestmöglich netzknotenscharf abgebildet. Die Netzberechnungen auf Basis der Marktmodellierung erfolgen mit Hilfe der fachlich anerkannten Software INTEGRAL.

2. Bundesnetzagentur

Für ihre Prüfungen des NEP2024 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierungen der Übertragungsnetzbetreiber an gutachterlich gewonnenen Marktmodellierungsergebnissen aus der wissenschaftlichen Beratung durch die BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung) GmbH gespiegelt. Beide Marktmodelle stimmen in ihren Aussagen und Prognosen zum Kraftwerkseinsatz und zu den Im- und Exporten grundsätzlich überein. Unterschiede im Detail entstehen daraus, dass die Übertragungsnetzbetreiber und der Gutachter jeweils verschiedene Ansätze für ihre Vorgehensweise gewählt haben. Diese können nicht mit Kategorien wie richtig oder falsch bzw. wahr oder unwahr erfasst werden. Denn Modellieren bedeutet, in der Realität hochkomplexe Zusammenhänge so weit zu vereinfachen, dass man sie anschließend mit angemessenem Aufwand berechnen kann. Diese Vereinfachung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen.

Die Konsequenz aus einem Unterschied in der Marktsimulation besteht zunächst in einem abweichenden Lastfall für das Netz. Wo das eine Modell eine Überlastung sieht, tritt im anderen Modell möglicherweise keine Überlastung auf. Stimmen die Ergebnisse in beiden Modellen, also unabhängig voneinander, überein, spricht viel für die Robustheit der aus diesem Ergebnis abgeleiteten Maßnahme. Wo die Modelle zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen, muss die Bundesnetzagentur dies in ihrer Beurteilung entsprechend berücksichtigen. Es geht also nicht darum, welches Modell abstrakt das „bessere“ ist. Vielmehr lässt sich aus einem Vergleich der konkreten Ergebnisse beider Modelle die Bandbreite möglicher Marktergebnisse ablesen, die das Netz bewältigen können muss.

Die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen durch die Bundesnetzagentur erfolgt mittels der fachlich anerkannten Software INTEGRAL. Die Datenbasis, d.h. die Informationen über das vorhandene oder im Bau befindliche Netz und dessen Leistungsvermögen, also der technischen Eigenschaften der Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und sonstigen Betriebsmittel, ist grundsätzlich die gleiche wie die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete. Das schließt leichte Abweichungen im Detail nicht aus, die beispielsweise vorkommen können, wenn einzelne Anlagen zwischenzeitlich geändert und die Datensätze noch nicht entsprechend angepasst wurden.

3. Besonderheiten im Planungsdurchgang 2014/2015

Der diesjährige NEP-Prozess weist die Besonderheit auf, dass nach der Genehmigung des zugrunde liegenden Szenariorahmens am 30. August 2013 und während der darauf fußenden Netzberechnungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber eine Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf den Weg gebracht wurde, die zum 01. August 2014 in Kraft trat. Das bedeutete Änderungen an einem fundamentalen Bestandteil der Energiewende. Darauf musste im Rahmen des laufenden NEP-Prozesses kurzfristig reagiert werden.

Rechtliche Grundlage dieses Prozesses bleibt der von der Bundesnetzagentur am 30. August 2013 nach öffentlicher Konsultation genehmigte Szenariorahmen für den NEP2024. Jedoch bildet dieser Szenariorahmen die nach der mittlerweile erfolgten Novellierung des EEG wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland nicht mehr vollständig ab. Da jedoch für einen Planungszyklus kraft Gesetzes jeweils nur ein Zeitraum von einem Jahr zur Verfügung steht, war es nicht mehr möglich, im laufenden Prozess nochmals einen gänzlich neuen Szenariorahmen zu erarbeiten. Für den Umgang mit diesem Spannungsfeld haben sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur geeignete Instrumente entwickelt.

3.1 Berechnung des Szenarios B2024* durch die Übertragungsnetzbetreiber

Um den NEP2024 weitest möglich an der aktuellen Entwicklung auszurichten, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 mit geänderter Regionalisierung und aktualisierten Offshore-Netzverknüpfungspunkten neu aufgesetzt. Dazu haben sie die im Szenariorahmen für das Szenario B2024 genehmigte installierte Erzeugungsleistung, die von allen Szenarien am ehesten zu den neuen EEG-Vorgaben passt, mit Rücksicht auf die zu erwartenden Auswirkungen des EEG räumlich neu verteilt. Denn diese geänderten Vorgaben liefen zum Beispiel auf einen langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft zugunsten eines verstärkten Ausbaus an Land hinaus. Auf Basis dieser neuen räumlichen Zuordnung von Erzeugungsleistung haben die Übertragungsnetzbetreiber für den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans erneut eine Marktsimulation durchgeführt und darauf aufbauend die notwendigen Netzausbaumaßnahmen noch einmal neu berechnet. Das Ergebnis haben sie im sogenannten Szenario

B2024* festgehalten. Dieses gibt den neuesten Stand der energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen so gut wieder, wie es im laufenden Prozess noch möglich war.

Die übrigen Szenarien A2024, C2024 und B2034 konnten die Übertragungsnetzbetreiber aus Zeitgründen nicht komplett neu berechnen. Jedoch haben sie die Auswirkungen der im Szenario B2024* bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auch für diese Szenarien überprüft. Die Szenarien A2024 und C2024 kämen daher theoretisch als Gesamtplanalternative in Betracht.

3.2 Umgang der Bundesnetzagentur mit den Szenarien

Die Bundesnetzagentur hat ihrer Prüfung das dem neuen EEG angepasste Szenario B2024* zu Grunde gelegt. Prüfung und ggf. Bestätigung beziehen sich also nur auf diejenigen der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen, die im Szenario B2024* vorkommen. Das Szenario A2024 kann bedingt als zusätzliches Referenzszenario dienen, aber nicht mehr prüfungsentscheidend sein. Das Szenario C2024 weist inzwischen aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht mehr die hinreichende Eintrittswahrscheinlichkeit auf, da es einen viel höheren Zubau an erneuerbaren Energien vorsieht als nach dem neuen EEG im Betrachtungszeitraum 2024 tatsächlich noch zu erwarten ist. Wenn eine Maßnahme nur in anderen Szenarien vorgeschlagen wird, nicht aber im Szenario B2024*, wird sie nicht geprüft und nicht bestätigt.

3.3 Gutachter-Marktmotellierung

Um die Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nicht allein anhand des aktualisierten Szenarios B2024* durchführen zu müssen und zugleich die sich abzeichnenden Änderungen beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien mit in den Blick nehmen zu können, hat die Bundesnetzagentur unabhängige wissenschaftliche gutachterliche Beratung in Anspruch genommen. Sie hat die BET GmbH damit beauftragt, eine Marktmodellierung zu berechnen, die basierend auf dem Szenario B2024* und der neuen Regionalisierung den langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie (von 12,7 GW auf 9,9 GW für das Jahr 2024) und zusätzlich eine Kappung von Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in Höhe von 2,5% der Jahresenergiemenge berücksichtigt. Für diese gutachterliche Marktmodellierung verwendet die Bundesnetzagentur auch den Begriff „SensiO“.

Zwar steht die tatsächliche rechtliche Ausgestaltung der Spitzenkappung noch nicht fest. Grundsätzlich hat sich jedoch in der Öffentlichkeit, der Fachwelt und der Politik mittlerweile die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur breiter Konsens. Bereits der Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14. Dezember 2013 enthielt die Aussage, dass „Spitzenlast [...] bei neuen Anlagen [kann] im begrenzten Umfang [...] unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden.“ Auch das im Oktober 2014 veröffentlichte Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie kommt zu dem Schluss: „Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die ‚letzte erzeugte Kilowattstunde‘ auszubauen.“ Zugleich kündigt das Ministerium im Grünbuch an, „das Konzept zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erzeugbaren Jahresenergie („letzte kWh“) bei Netzbetrieb und Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene“ zu konkretisieren.

Die Annahme der Spitzenkappung greift insofern dem kommenden NEP2025 vor, um sicherzustellen, dass im NEP2024 nur solche Maßnahmen bestätigt werden, die sich voraussichtlich auch im NEP2025 noch als bestätigungsfähig erweisen. Der am 19. Dezember 2014 von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält für alle Szenarien die ausdrückliche Vorgabe, eine Kappung von Einspeisespitzen zu modellieren.

Mit den neuen Eckwerten bewegt sich die Gutachter-Marktmodellierung also zwar nicht mehr wie das Szenario B2024* der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Vorgaben des Szenariorahmens 2024, lässt dafür aber einen Blick in die Zukunft zu, der die Auswirkungen des neuen EEG stärker berücksichtigt und den sich immer konkreter abzeichnenden politischen Entwicklungen Rechnung trägt. Die „SensiO“ unternimmt insofern den Versuch, die zukünftigen Rahmenbedingungen näherungsweise zu modellieren.

Insgesamt bietet die Gutachter-Modellierung damit ein von den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber unabhängiges Prüfinstrument, dessen Ergebnisse in die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bestätigungsfähigkeit einzelner Maßnahmen einfließen.

F Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Prüfung

1. Grundsätzliche Vorgehensweise bei Streckenmaßnahmen

Um zu beurteilen, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Streckenmaßnahmen energiewirtschaftlich notwendig sind, prüft die Bundesnetzagentur diese Maßnahmen darauf, ob sie der bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung bzw. dem Ausbau des Netzes dienen und ob sie in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Diese Prüfung verläuft anhand mehrerer Schritte bzw. Kriterien:

- Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen,
- Erforderlichkeit der einzelnen Maßnahmen sowie
- sonstige Erwägungen.

Im Wege der Gesamtabwägung sämtlicher Kriterien trifft die Bundesnetzagentur eine Aussage über die Angemessenheit und damit über die Bestätigungsfähigkeit jeder einzelnen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahme.

Bei bestimmten Maßnahmen, bei denen abweichende Lösungen ernsthaft in Betracht kamen, haben die Übertragungsnetzbetreiber zur eigentlichen Maßnahme eine räumliche Alternative ausgewiesen. Falls die Maßnahme an sich bestätigungsfähig ist, werden diese Alternativen derselben Prüfung unterzogen wie die eigentliche Maßnahme.

1.1 Wirksamkeitskriterium

Eine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme ist wirksam, wenn sie eine drohende Überlastung im Übertragungsnetz verhindert. Berücksichtigt werden dabei (n-0)- und (n-1)-Überlastungen, also nur solche, die entweder schon im Grundzustand des Übertragungsnetzes oder aber bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Umspannwerks, usw.) auftreten.

Eine Ausbaumaßnahme kann aus Effizienzgründen auf der Ebene des Übertragungsnetzes auch wirksam sein, wenn dadurch die unterlagerten Spannungsebenen entlastet werden. So kann es z. B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsebene zu errichten, als einen massiven oder nicht nachhaltigen Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu betreiben.

Weiterhin wird eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie zu einer Stärkung des europäischen Stromhandels führt. Dies ist bei den grenzüberschreitenden Leitungsbauvorhaben der Fall, kann aber auch bei innerdeutschen Maßnahmen zutreffen. An fast allen Grenzen sind die Kapazitäten für den Stromtransport in das bzw. aus dem Ausland derzeit limitiert. Deswegen weisen die Übertragungsnetzbetreiber sogenannte NTC-Werte („net transfer capacities“) aus, welche die obere Grenze für die dem Stromhandel zur Verfügung gestellten Transportkapazitäten angeben. Daher ist auch der Stromhandel mit

dem Ausland bisher nur eingeschränkt möglich. Um ihn gemäß § 1 Abs. 3 EnWG und der EU-Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG zu intensivieren, müssen die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten erhöht werden.

Eine Maßnahme ist ferner auch dann als wirksam anzusehen, wenn sie ungewollte physikalische Stromflüsse durch das europäische Ausland, sog. Ringflüsse, vermeidet oder deutlich reduziert. Bei Ringflüssen handelt es sich um ungewollte grenzüberschreitende Lastflüsse, welche aufgrund von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu einem Stromfluss über benachbarte Übertragungsnetze führen. Diese zusätzlichen Lastflüsse stellen eine Belastung der Netze der betroffenen Nachbarländer dar, auf die diese nicht eingerichtet sind und die es zu vermeiden gilt.

Eine Maßnahme ist also wirksam, wenn sie

- den (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicher stellt oder
- unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeidet oder
- die grenzüberschreitende Transportkapazität erhöht oder
- ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland merklich reduziert.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes zunächst ohne und sodann unter Einbeziehung dieser Maßnahme verglichen. Dazu wird die Maßnahme im berechneten Netzmodell zunächst entfernt bzw. abgeschaltet und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wird die zu überprüfende Maßnahme hinzugenommen bzw. eingeschaltet und der Grundlastfluss im Netz mit der Maßnahme berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft und miteinander verglichen. Ebenso werden in beiden Netzmodellen (ohne die und mit der Maßnahme) Ausfallrechnungen durchgeführt, bei denen jeweils ein Betriebsmittel abgeschaltet wird, um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu untersuchen.

Ergeben diese Vergleiche, dass die zu überprüfende Maßnahme Überlastungen und unzulässige Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, ist die Maßnahme wirksam.

Für das Kriterium der Wirksamkeit reicht es nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber aus, wenn die überlastvermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d. h. in einem einzigen sogenannten Netznutzungsfall (NNF), auftritt. Für die Prüfung stehen die 8.760 modellierten Stunden des betrachteten Jahres als Netznutzungsfälle zur Verfügung.

Einige Maßnahmen begründen sich durch Überlastung der unterlagerten Netzebenen. Zur Prüfung ihrer Wirksamkeit wurden teilweise Netzdaten der unterlagerten (110-kV-) Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen, ob die Maßnahme Überlastungen der unterlagerten Netze behebt, die ohne Ausbau des Übertragungsnetzes nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand behoben werden könnten. Eine detaillierte Betrachtung der Verteilnetze ist jedoch nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz und nicht im Verteilnetz festzustellen. Grundsätzlich werden die Verteilnetze als reduzierte Modelle betrachtet.

Zur Prüfung der Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Nutzen wurden neben Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) hinzugezogen. Diese beinhalten konkrete Nutzenanalysen und stellen die Maßnahmen und ihren Nutzen im europäischen Kontext dar. Die Wirksamkeit von Maßnahmen in Bezug auf Ringflüsse wird nicht durch (n-1)-Ausfallrechnungen, sondern durch Lastflusssimulationen im Grundfall (n-0) geprüft.

Die Prüfung erfolgt anhand des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenarios B2024*.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft wird, wenn sie zu einer Stärkung des internationalen Stromhandels führt. Zudem wird gefordert, dass insbesondere für die Maßnahmen der Korridore A, C und D dargestellt wird, wie groß die Anteile am Stromtransport aus Export und Import und aus Kohlestrom sind und wie hoch dagegen der Anteil des Ausgleichs zwischen Energieüberschuss aus erneuerbaren Energien im Norden und Energiemangel im Süden ist.

Die Stärkung des europäischen Stromhandels ist ein erklärtes Ziel der EU. Die Größe der Handelskapazitäten, die den Marktsimulationen zugrunde liegt, wird im Szenariorahmen konsistent zur europäischen Planung im Rahmen des TYNDP festgelegt. Maßnahmen (insbesondere Interkonnektoren zwischen den Staaten), die notwendig für das Erreichen der entsprechenden Handelskapazitäten sind, werden dementsprechend als wirksam eingestuft.

Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und dem europäischen Ausland

Angaben in GW	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von D nach ...	5,5	1,0	4,4	1,3	3,7	3,0	2,3	3,8	1,4	2,0	0,6
Von ... nach D	5,5	1,0	4,2	2,6	3,7	3,0	2,3	3,8	1,4	3,0	0,6

Für Maßnahmen, die innerhalb des deutschen vermaschten Netzes liegen, ist eine Aufschlüsselung der transportierten Energie nach Erzeugungsart nicht möglich. Denn das gesamte Netz transportiert den sich aus eingespeister erneuerbarer sowie zusätzlich nachgefragter konventioneller Energie ergebenden Energiemix. Der sich in den unterschiedlichen Szenarien ergebende Energiemix wird im Netzentwicklungsplan für jedes Bundesland angegeben. Auch die mit dem Ausland gehandelten Energiemengen sind aufgeführt.

1.2 Erforderlichkeitskriterium

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme wendet die Bundesnetzagentur Kriterien an, die über die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollten Maßnahmen auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein, um nicht unnötig Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist in diesem Sinne erst dann erforderlich, wenn sie auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust ist.

Um die Erforderlichkeit im Rahmen einer Prüfung quantifizierbar zu machen, ist die maximale Auslastung von Leitungen ein sinnvolles Kriterium. Die Auslastung zeigt, in welchem Umfang die Leitung beansprucht wird. Je höher die Beanspruchung einer Leitung ist, umso stärker ist die Entlastung anderer Leitungen. Ist die Auslastung dagegen niedrig, so könnte die Transportaufgabe u. U. auch auf niedrigerer Spannungsebene bewältigt werden. Je stärker das Netz durch eine Maßnahme entlastet wird, desto höher ist ihr Nutzen für das Gesamtsystem. Dabei ist zwischen Wechselstrommaßnahmen und Gleichstrommaßnahmen zu unterscheiden. Bei einer Gleichstromleitung kann im Gegensatz zu einer Wechselstromleitung die Auslastung gezielt eingestellt werden. Gleichstromleitungen werden in der Regel so eingestellt, dass eine möglichst hohe Auslastung zur Entlastung der umgebenden Wechselstrommaßnahmen erreicht wird. Bei den Wechselstrommaßnahmen hingegen ergeben sich die Auslastungen aus den physikalischen und elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten im vermaschten Netz. Der Lastfluss verteilt sich nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf das Netz und ist ohne zusätzliche, mitunter aufwändige technische Einrichtungen nicht beeinflussbar.

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung betrachtet die Bundesnetzagentur die zugehörigen Jahresauslastungskurven. Hierfür wurden alle 8.760 Stunden des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Zielnetzes des Szenarios B2024* analysiert und die relativen Leitungsauslastungen bestimmt und ausgewertet. Eine Maßnahme gilt als erforderlich, wenn sie zu mindestens 20% ausgelastet ist.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass es nicht nachvollziehbar sei, weshalb gerade eine maximale Auslastung von mindestens 20% für das Erforderlichkeitskriterium zugrunde gelegt wird. Ein anderer Konsultationsteilnehmer begrüßt das Vorgehen der Bundesnetzagentur ein Robustheitskriterium einzuführen, um sicher zu stellen, dass nur die Leitungen gebaut werden, die dringend benötigt werden und eine hohe Auslastung aufweisen.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit darf der Grenzwert nicht zu hoch gewählt werden, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Eine hohe Auslastung in diesem Sinne ist bei AC-Maßnahmen schon bei einem Wert ab 50% anzunehmen, da sich in der Praxis bei einem Ausfall so hoch ausgelasteter Leitungen grenzwertige Belastungen für das umgebende Netz ergeben. Außerdem sind hoch ausgelastete Leitungen kaum in der Lage ihrerseits den Ausfall anderer Betriebsmittel abzusichern. Auf der anderen Seite darf die zu definierende Auslastungsgrenze auch nicht zu niedrig gewählt werden, denn dann würde dieser Indikator seinen Zweck nicht erfüllen können.

Eine Auslastung von 20% stellt einen Grenzbereich dar, weil unterhalb einer Auslastung von 20% technisch gesehen eventuell auch eine 110-kV-Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage käme. Im Zweifelsfall müssten dann detaillierte Untersuchungen der Verteilernetzebene in den Entscheidungsprozess einbezogen werden. Der Wert von 20% erscheint auf den ersten Blick zwar gering. Der Anspruch, das Netz so auszulegen, dass es Störungen einzelner Betriebsmittel verkraftet ((n-1)-Sicherheit), hat jedoch zur Konsequenz, dass einzelne Betriebselemente im normalen, störungsfreien Betrieb in vielen Stunden nur gering ausgelastet werden. Eine Auslastung von 20% ist für den Normalbetrieb von Leitungen ein typischer Wert und wird daher als angemessene untere Grenze für die Erforderlichkeit von Maßnahmen eingestuft.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die Bundesnetzagentur ist mittels der Gutachter-Marktmodellierung in der Lage, die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zusätzlich auf zwei wesentliche Aspekte, die zu einer Einsparung von Netzausbaumaßnahmen führen können, hin zu untersuchen. Das sind zum einen der verlangsamte Ausbau der Offshore-Windenergie und zum anderen die Kappung von Einspeisespitzen aus erneuerbaren Energien an Land. Beides wirkt sich unterschiedlich, aber aller Voraussicht nach reduzierend auf den Umfang der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aus.

Die Bundesnetzagentur hat daher alle Maßnahmen dahingehend untersucht, ob sie auch unter der Gutachter-Marktmodellierung wirksam und erforderlich sind.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Ergebnisse der „SensiO“ nicht veröffentlicht wurden und deshalb zu der dort vorgenommenen Methodik nicht Stellung genommen werden könne. Es bleibe offen, inwieweit sich aus der „SensiO“ Abweichungen von den Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber bei einzelnen Vorhaben ergäben. Andere Konsultationsteilnehmer begrüßen die Berücksichtigung der Kappung von Windeinspeisespitzen und des verzögerten Ausbaus der Offshore-Windenergie. Nicht nachvollziehbar sei jedoch, warum dies nicht zu einer deutlichen Reduzierung des Netzausbaus führe. Dies könne bei einer unterstellten Reduzierung der Einspeisung durch Windenergie nur daran liegen, dass diese Leitungen wesentlich für den Transport von Strom aus Kohlekraftwerken konzipiert und berechnet wurden.

Die Bundesnetzagentur wird wie in jedem Durchgang der Netzentwicklungsplanung das ihr erstattete Gutachten veröffentlichen, sobald es endgültig fertiggestellt ist. Die sich durch die „SensiO“ ergebenden Abweichungen sind für jede Maßnahme bei den Prüfungsergebnissen aufgeführt. Die „SensiO“ führt zu einer Reduzierung des Ausbaubedarfs im Vergleich zum Szenario B2024. So bestärkt sie z. B. die Bundesnetzagentur in ihrer Entscheidung, auch weiterhin nur zwei der drei Maßnahmen im Korridor C zu bestätigen.*

1.3 Topologieänderungen

Eine zu prüfende Maßnahme kann ferner als nicht bestätigungsfähig einzuschätzen sein, wenn die auftretenden Überlastungen bzw. unzulässigen Betriebszustände im Netz auch ohne die Maßnahme durch naheliegende Topologieänderungen behoben werden können. Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammenschaltet werden oder aber getrennt betrieben werden. Daher wird durch eine solche Schalthandlung die Topologie des Netzes verändert. Dadurch ist es möglich, den Stromfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Solche Topologieänderungen können jedoch großflächige Auswirkungen auf das Netz haben, so dass insbesondere darauf geachtet werden muss, dass dadurch nicht an anderer Stelle neue Probleme im Netz entstehen. Weiterhin dürfen beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschiene danach nicht wieder geschlossen werden kann. Daneben dürfen bei der Planung des Netzes nicht zu viele Topologieänderungen angewendet werden, da sich hier zwar unter Umständen theoretisch eine Überlastung auch mit der Anwendung einer Vielzahl von Schalthandlungen beheben lässt, dies jedoch im täglichen Betrieb nicht realistisch möglich ist. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass komplexe Schalthandlungen im Betrieb kurzfristig einerseits gefunden werden und andererseits auch die Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können. Daher werden bei der Prüfung von Streckenmaßnahmen mögliche Topologieänderungen an denjenigen Sammelschienen untersucht, an denen eine überlastete Leitung direkt angeschlossen ist.

Insbesondere in Zweifelsfällen stuft die Bundesnetzagentur die Maßnahme als nicht wirksam ein, sofern durch Topologieänderungen auftretende Überlastungen behoben werden können.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass nicht dargestellt sei, welche Topologieänderungen gemeint seien.

Sollte die Bundesnetzagentur eine Topologieänderung bei der Prüfung gefunden haben, die eine vorgeschlagene Maßnahme ersetzen kann, so ist diese direkt bei der jeweiligen Maßnahme aufgeführt und beschrieben.

2. Prüfung von Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan

Wie bisher überprüft die Bundesnetzagentur auch im NEP2024 diejenigen Maßnahmen, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat, erneut. Damit kommt sie ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob aus fachlicher Sicht die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Für diese technische Prüfung wird dem Startnetz der Teil des Zubaunetzes, der im Bundesbedarfsplan niedergelegt ist, hinzugefügt. Es ergibt sich das sogenannte BBP-Netz. Anschließend wird jede einzelne dieser Zubaumaßnahmen geprüft. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde diese Prüfung auf dem gesamten von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Zielnetz durchgeführt, d. h., bei der Prüfung jeder einzelnen Maßnahme wurde das gesamte restliche Zielnetz als fertig realisiert unterstellt. Da jedoch aufgrund der neuen Rahmenbedingungen (langsamerer Offshore-Ausbau, Spitzenkappung) ein geringerer Netzausbaubedarf zu erwarten ist, erscheint das bisherige Vorgehen nicht mehr sachgerecht. Denn in einem für die betrachtete Marktmodellierung „zu großen“ Netz könnte jede einzelne Maßnahme für sich genommen verzichtbar erscheinen, da ihre Transportaufgabe theoretisch von einer anderen Maßnahme des „zu großen“ Zielnetzes mit übernommen werden könnte. Dadurch könnte die Prüfung zu dem Ergebnis kommen, dass keine weitere Maßnahme notwendig wäre, obwohl dies in der Realität komplett falsch wäre. Dieses planerische und prüferische „Dilemma“ lässt sich anhand folgenden Beispiels verdeutlichen:

- Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen aufgrund ihrer Marktmodellierung einen Ausbaubedarf zwischen zwei Punkten mit zwei Maßnahmen an.
- In der Gutachter-Marktmodellierung (Offshore-Reduktion und Spitzenkappung) wäre unter den genannten Prämissen nur noch der Ausbaubedarf für eine der beiden vorgeschlagenen Maßnahmen gegeben.
- Bei einer einfachen Prüfung auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit unter der Annahme, das Zielnetz sei vollständig realisiert, ergäbe sich für jede der beiden Maßnahmen einzeln, dass sie nicht notwendig ist, da ja die jeweils andere Maßnahme als Teil des Zielnetzes als realisiert vorausgesetzt wurde.
- Die Prüfung würde damit zu dem Endergebnis kommen, dass keine der Maßnahmen notwendig ist, obwohl dies offenkundig nicht richtig sein kann.

In diesem Beispiel ist die Abhängigkeit der beiden vorgeschlagenen Maßnahmen voneinander bzw. ihre gegenseitige Beeinflussung offensichtlich. In der Regel sind solche Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen jedoch nur selten so offenkundig, aber gleichwohl vorhanden. Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans können sie aber aufgrund ihrer Reichweite und Vielgestaltigkeit nicht mit vertretbarem Aufwand aufgespürt und abgebildet werden, da die Anzahl der Kombinationen mit jeder neu hinzukommenden Maßnahme exponentiell ansteigt.

Daher hat die Bundesnetzagentur bei ihrer Prüfung der BBP-Maßnahmen nicht das vollständige Zielnetz, sondern das BBP-Netz zu Grunde gelegt.

Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, letztere aber immer noch über 100% ausgelastet bleibt. Das wirkt zwar auf den ersten Blick so, als sei die BBP-Maßnahme noch gar nicht „wirksam genug“, zeigt aber nur, dass neben den BBP-Maßnahmen weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als nicht wirksam (genug) anzusehen, da sich ohne sie die Überlastungssituation schlimmer darstellen würde.

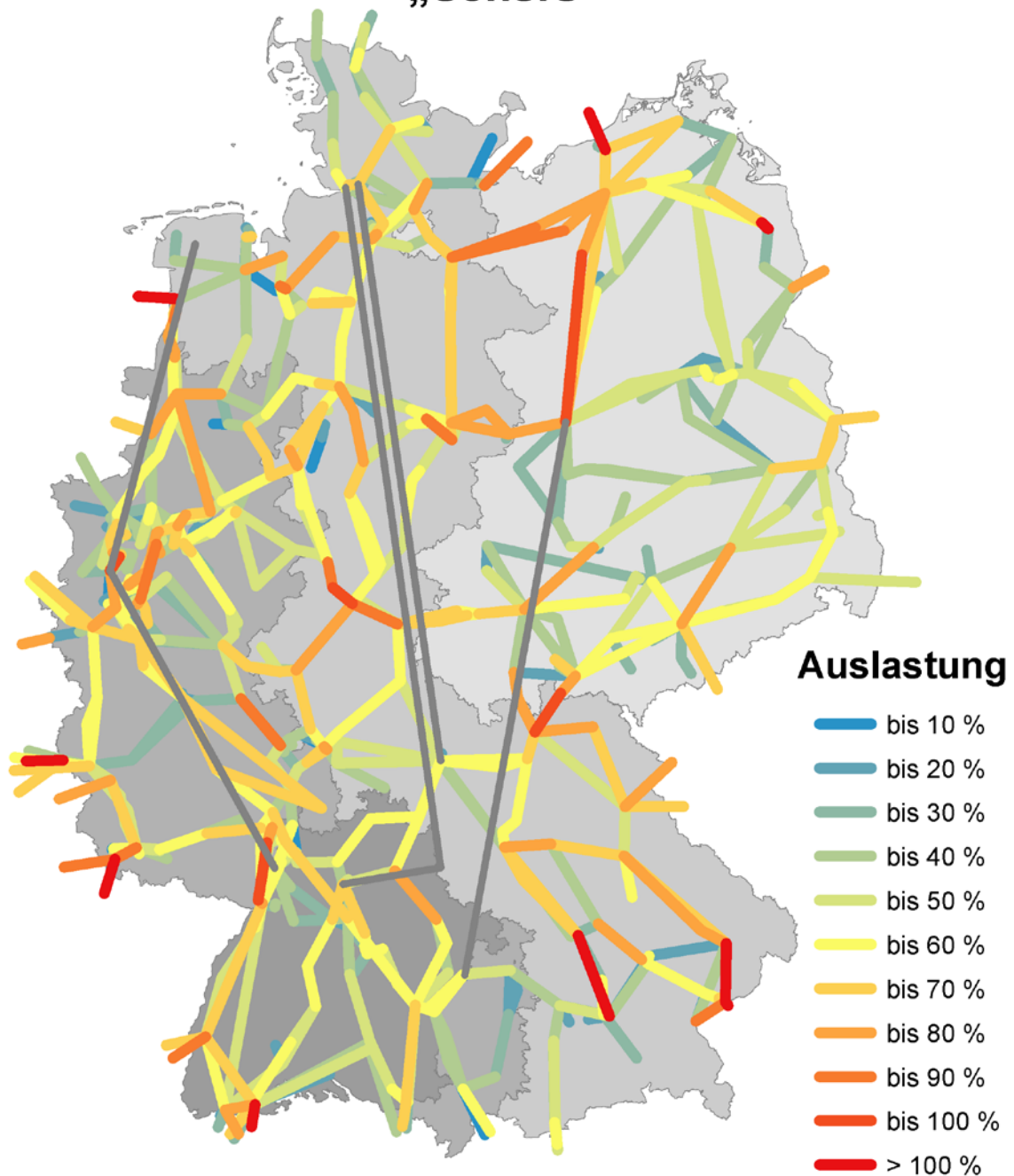
3. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen

Nach der Überprüfung der Maßnahmen, die bereits im Bundesbedarfsplan festgestellt sind, bleibt die Frage, ob und ggf. welche weiteren Maßnahmen darüber hinaus noch notwendig sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine Vielzahl solcher über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Maßnahmen vorgeschlagen.

Die Notwendigkeit, sich ernsthafte Gedanken über Leitungen zu machen, die noch über den Bundesbedarfsplan hinausgehen, kann durch die maximale im Jahr auftretende Auslastung des Wechselstromnetzes veranschaulicht werden. Daran lässt sich erkennen, dass auch in einem um **alle** bisherigen BBP-Maßnahmen erweiterten Netz noch Auslastungen der Wechselstromleitungen von über 70% im Grundfall auftreten. Solche hohe Auslastungen sind ein sicheres Indiz dafür, dass bei Ausfall eines Netzelements, d. h. im sogenannten (n-1)-Fall, das Netz nicht mehr stabil und sicher betrieben werden kann. Einige Leitungen sind sogar im (n-0)-Fall, also im Normalbetrieb ohne Ausfall eines Netzelements, schon über 100% ausgelastet, so dass noch Ausbaubedarf zusätzlich zu den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans besteht.

Mit anderen Worten: Der aus dem von der Bundesnetzagentur bestätigten NEP2012 abgeleitete Bundesbedarfsplan reicht im heutigen Umfang nicht aus, den Transportbedarf des Jahres 2024 zu decken, selbst wenn sich dieser Transportbedarf durch Spitzenkappung und einen langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft reduziert.

Maximale Auslastung Gutachter-Marktmodellierung „SensiO“



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellenachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 23.02.2015

Die Maßnahmen in den HGÜ-Korridoren sind farblich neutral dargestellt, da diese steuerbaren Netzelemente gezielt bis zu 100 % ausgelastet werden und keine Gefahr einer Überlastung dieser Leitungen besteht.

Abbildung: maximale Auslastung des BBP-Netzes bei Anwendung der bedarfsreduzierenden Gutachter-Marktmodellierung

Um möglichst exakt bewerten zu können, welche Maßnahmen zusätzlich zum Bundesbedarfsplan wirklich notwendig sind, hat sich die Bundesnetzagentur bei der weiteren Prüfung zu einem schrittweisen Vorgehen entschlossen („sequenzielle Prüfung“).

Eine Prüfung über den Bundesbedarfsplan hinausgehender Maßnahmen auf Basis eines als komplett realisiert unterstellten Zielnetzes wäre nicht sachgerecht, da sie die Wirksamkeit der geprüften Maßnahme tendenziell unterschätzte. Das liegt wie ausgeführt daran, dass es im kompletten Zielnetz mehrere Maßnahmen geben kann, die eine bestehende Leitung wirksam entlasten. Umgekehrt wäre es aber ebenso wenig sinnvoll, bei der Prüfung des BBP-Netz nur um die jeweils zu prüfende Maßnahme zu ergänzen, ohne mögliche entlastende Wirkungen anderer zusätzlicher Maßnahmen zu betrachten, da dies die Wirksamkeit der zu prüfenden Maßnahme überschätzen würde.

Deshalb bietet es sich an, das Netz ausgehend vom BBP-Netz Schritt für Schritt („sequenziell“) auszubauen und dabei bei jeder neu aufgenommenen Maßnahme lediglich die bisher schon als wirksam befundenen Maßnahmen als realisiert zu unterstellen. Das BBP-Netz wird dabei von seinem Ausgangszustand aus so lange ausgebaut, bis die wesentlichen Schwachstellen im Netz beseitigt sind bzw. bis keine Maßnahmen mehr gefunden werden können, die geeignet sind, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben. Theoretisch müsste man dazu jeweils eine Schwachstelle im Netz betrachten und prüfen, welche Maßnahme diese Schwachstelle beseitigen kann. Da ein solches Vorgehen in der Praxis jedoch aufgrund begrenzter Rechenzeiten nicht machbar ist, werden Schwachstellen, die weit genug auseinanderliegen, gleichzeitig betrachtet. Denn wenn diese Schwachstellen weit genug auseinander liegen, kann man davon ausgehen, dass sich Maßnahmen, mit denen die Schwachstellen behoben werden sollen, nicht wiederum gegenseitig beeinflussen wie oben geschildert.

Ausgehend vom BBP-Netz wird zunächst eine Lastflussrechnung über alle 8.760 Stunden des Jahres durchgeführt. Anhand dieser Rechnung werden für alle Leitungen die höchsten im Jahr auftretenden Belastungen im (n-0)-Fall bestimmt. Danach werden mithilfe dieser Auslastungen räumlich voneinander getrennte Schwachstellen im Übertragungsnetz identifiziert. Dabei dienen diese Auslastungen zunächst nur als Indikator für Schwachstellen, da generell eine Auslastung einer Leitung von über 70% im Grundfall (n-0) als Hinweis auf eine mögliche (n-1)-Verletzung sein kann. Dies wird dann im nächsten Schritt mit detaillierten Ausfallrechnungen überprüft. Liegt tatsächlich eine (n-1)-Verletzung vor, so wird für jede der Schwachstellen eine naheliegende Maßnahme aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert, die potenziell die Schwachstelle beheben oder zumindest mindern kann. Neue HGÜ-Maßnahmen werden zu diesem Zweck allerdings nicht in Betracht gezogen und geprüft.

Im nächsten Schritt wird das BBP-Netz um ein Bündel aus so identifizierten Maßnahmen erweitert. Anschließend wird deren Wirksamkeit einzeln überprüft. Nachdem ein Maßnahmenbündel geprüft ist, wird das BBP-Netz um die aus diesem Bündel tatsächlich für wirksam befundenen Maßnahmen ergänzt. Auf dem so um bestimmte Maßnahmen erweiterten BBP-Netz werden erneut eine Jahres-Lastflussrechnung durchgeführt und daraus Schwachstellen und naheliegende Maßnahmen zu deren Behebung abgeleitet, womit der nächste Durchgang („Iteration“) der sequenziellen Prüfung beginnt. Die sequenzielle Prüfung ist beendet, wenn keine Schwachstellen mehr im betrachteten Netz verbleiben bzw. keine der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen mehr geeignet erscheint, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben.

4. Plausibilität von Punktmaßnahmen

Bei sogenannten Punktmaßnahmen handelt es sich rein technisch betrachtet um den Neubau oder die Erweiterung von Umspannwerken und Schaltanlagen, um die Einbindung neuer Transformatoren, um die Installation von Phasenschiebertransformatoren oder die Aufstellung von Kondensatoren. Im Gegensatz zu den linienförmigen Streckenmaßnahmen betreffen Punktmaßnahmen also lediglich den Neubau oder die Erweiterung einzelner Netzbestandteile an einem bestimmten Ort.

Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die Folge des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilnetzes und der sinnvollen und bedarfsgerechten Verknüpfung dieser beiden Netzebenen haben. Vertikale Punktmaßnahmen beruhen zumeist auf Anschlussverpflichtungen oder auf Annahmen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Regionen.

Bisher hat die Bundesnetzagentur sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Punktmaßnahmen auf ihre Schlüssigkeit hin überprüft. Beim NEP2024 verfährt sie letztmalig so. Zukünftig wird sie bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die aus Gründen der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes erforderlich sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die dem Anschluss nachgelagerter Netzebenen dienen (und damit nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sind), unterscheiden.

Der Netzentwicklungsplan Strom enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes, nicht auch der nachgelagerten Netzebenen. Da also nur die horizontalen Punktmaßnahmen vom Netzentwicklungsplan umfasst werden, sind nur sie von den Übertragungsnetzbetreibern in ihre Entwürfe aufzunehmen, dabei aber ausführlich mittels nachprüfbarer Netzdatensätze zu begründen. Sofern diese Begründung nicht ausreicht, kann eine horizontale Punktmaßnahme zukünftig nicht bestätigt werden.

4.1 horizontale Punktmaßnahmen

Der überwiegende Teil der horizontalen Punktmaßnahmen verbindet Elemente der Höchstspannungsebene. Dies kann z. B. die Aufstellung von sogenannten Kuppeltransformatoren sein, welche die verschiedenen Spannungsebenen (220 kV und 380 kV) miteinander verbinden, oder auch die Erweiterung bestehender Anlagen um zusätzliche Schaltfelder. Da es sich hierbei um Maßnahmen handelt, die direkt die Leistungsflüsse innerhalb des Transportnetzes betreffen, können sie ebenso wie Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur berechnet und netztechnisch überprüft werden. Hierfür stellen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Datensätze zur Verfügung.

4.2 vertikale Punktmaßnahmen

Vertikale Punktmaßnahmen gehen in der Regel auf Ausbaubegehren seitens der Verteilnetzbetreiber zurück. Diese vertikalen Punktmaßnahmen kann die Bundesnetzagentur nicht mit der gleichen Tiefe prüfen.

Ob beispielsweise vertikale Punktmaßnahmen aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus EE-Anlagen erforderlich sind, kann sie in der Regel nicht abschließend beurteilen. Denn diese Einspeisung rührt aus den nachgelagerten Verteilnetzen her, deren Ausbau nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans ist und für die keine vergleichbar detailscharfe Datenbasis zur Verfügung steht. Beispielsweise kann die Bundesnetzagentur nicht exakt nachprüfen, sondern nur plausibilisieren, ob ein steigender EE-Ausbau in einem Verteilnetz den Ausbau eines Umspannwerks erforderlich macht. Die Bundesnetzagentur kann zwar auf Grund der im EEG vorgesehenen EE-Ausbaupfade und der ständig verbesserten Regionalisierung prüfen, ob im Versorgungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers binnen 10 Jahren ein nennenswerter EE-Zubau zu erwarten ist. Ob dieser aber über die vorhandenen Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz bewältigt werden kann oder ob zusätzliche Verknüpfungen nötig sind, könnte nur geprüft werden, wenn die exakten technischen Parameter des jeweiligen Verteilnetzes bekannt wären und die genaue Lokalisierung des EE-Zubaus innerhalb des Verteilnetzes möglich wäre.

4.3 Beurteilung von Punktmaßnahmen

Die Punktmaßnahmen können daher nur anhand eingereichter Unterlagen oder ggf. auch Gutachten auf ihre Nachvollziehbarkeit hin überprüft und plausibilisiert werden. Sofern die Bundesnetzagentur die Begründungen der einzelnen Maßnahmen nachvollziehen kann und ihnen stimmige Annahmen zugrunde liegen, bewertet sie die Maßnahmen als „schlüssig“, anderenfalls als „nicht schlüssig“.

Diese Einschätzungen stehen einer Bestätigung gem. § 12c EnWG nicht gleich. Erst recht ersetzt die Einschätzung einer Maßnahme als „schlüssig“ nicht die im Einzelfall möglicherweise notwendigen bau- oder immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen.

III Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom

Neben den Strecken- und Punktmaßnahmen, die zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes in den nächsten zehn Jahren erforderlich sind, muss der Entwurf des Netzentwicklungsplans gemäß § 12b EnWG einige weitere Angaben enthalten.

1. Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand

Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans enthält tabellarische Übersichten der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Aus der Spalte „anvisierte Inbetriebnahme“ ergibt sich, welche Maßnahmen die Übertragungsnetzbetreiber binnen drei Jahren für erforderlich halten und welchen Zeitplan sie im Übrigen ansetzen. In einer weiteren Spalte wird kurz über den Umsetzungsstand der Maßnahmen berichtet.

2. Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen

Als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber erneut vier HGÜ-Korridore (A, B, C und D) zum weiträumigen Transport von Norden nach Süden vor. Eine weitere HGÜ-Maßnahme soll dem Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen dem Raum Aachen/Düren und Belgien dienen (P65). Alle Projekte sind in den jeweiligen Steckbriefen für die entsprechenden Streckenmaßnahmen näher beschrieben.

3. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen

Bezüglich grundlegender Informationen zur Übertragungstechnologie verweisen die Übertragungsnetzbetreiber erneut auf Kapitel 5 ihres Entwurfs zum NEP2022. Bei den einzelnen Maßnahmen geben sie an, inwieweit der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen in Betracht kommt. Hinweise zu Hochtemperaturleiterseilen, herkömmlichen Leiterseilen und Hochstrombeseilung und als sinnvoll erachteter Einsatzbereiche enthält das Glossar des zweiten NEP-Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber (S. 124).

Zwar prüfen die Übertragungsnetzbetreiber auf der Ebene des NEP, ob unter anderem durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder von Hochstrombeseilung der Neubau von Leitungen vermieden werden kann. Eine Schwierigkeit besteht jedoch darin, dass bei der Festlegung von Übertragungsbedarfen nicht abschließend entschieden werden kann, in welcher Form eine Leitung später realisiert wird. Für den Einsatz von Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile kommt es auf viele Details des jeweils konkret zu betrachtenden Vorhabens an. Eine solche Prüfung ist nicht Gegenstand des gesamthaften NEP, sondern der sich anschließenden Planungsverfahren auf Vorhabenebene.

4. Modellierung des Übertragungsnetzes

Der von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Modellierung für die Netzausbauplanung geeignet und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar. Die für die Bewertung der Lastflussergebnisse angewandte Methodik entspricht fachlich dem Stand der Technik.

5. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans

Die Übertragungsnetzbetreiber geben in den Steckbriefen der einzelnen Startnetz- und Zubaumaßnahmen jeweils an, ob es sich um ein Projekt aus dem TYNDP 2012, des zum Zeitpunkt der Planung geltenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, handelt. Darüber hinaus enthält der TYNDP 2012 keine Projekte in Deutschland.

Gemeinschaftsweit vereinbart sind ferner Austauschkapazitäten für den Stromhandel zwischen einzelnen Ländern. Auch diese Werte haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Planungen zu berücksichtigen. Das deutsche Übertragungsnetz kann im europäischen Binnenmarkt nicht als abgeschottetes „Inselnetz“ betrieben werden. Ganz abgesehen davon ist Deutschland bis auf weiteres zur Aufrechterhaltung ständiger Versorgungssicherheit auf zeitweise Stromimporte angewiesen ist. Umgekehrt hat es ein Interesse daran, selbst erzeugten Strom ins Ausland zu liefern. Langfristig wird es sich dabei zunehmend um regenerativ erzeugten Strom handeln, der im Ausland konventionell erzeugten Strom vom Markt verdrängt.

Damit berücksichtigt der Entwurf den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan in ausreichendem Maß. Ohnehin hat der TYNDP nur indikative Funktion, bindet die deutschen Übertragungsnetzbetreiber also nicht bei der Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans Strom. Deshalb ist es auch unschädlich, dass der TYNDP2014 zum Zeitpunkt der Vorlage des überarbeiteten Entwurfs den Netzentwicklungsplans Strom noch nicht abgeschlossen war.

6. Berücksichtigung von Offshore-Planungen

Während der landseitige Netzentwicklungsplan in erster Linie der Ermittlung von Leitungsbauprojekten dient, welche für den Betrieb eines zuverlässigen und sicheren Übertragungsnetzes an Land notwendig sind, ermittelt der Offshore-Netzentwicklungsplan, welche Anbindungsleitungen bis zu einem bestimmten Inbetriebnahmedatum gebaut werden müssen, um in den nächsten zehn Jahren die auf See erzeugte elektrische Energie an Land zu transportieren. Beim Offshore-Netzentwicklungsplan handelt es sich demnach um einen Netzanschluss- bzw. Kraftwerksanschlussplan für Windenergieanlagen auf See.

Schnittstellen zwischen O-NEP und NEP sind die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz der Pläne ist gegeben, wenn die laut O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem Netzentwicklungsplan an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan und im Offshore-Netzentwicklungsplan erforderlich, d. h., dass in beiden die Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen.

Im ersten Entwurf des NEP2024 und O-NEP2024 der Übertragungsnetzbetreiber war das noch nicht der Fall, da für vier Offshore-Netzverknüpfungspunkte unterschiedliche prognostizierte installierte Erzeugungsleistungen zugrunde gelegt wurden. Allerdings wurde diese Inkonsistenz in den überarbeiteten Entwürfen der beiden Pläne aufgehoben, die nunmehr eine identische installierte Erzeugungsleistung an allen Offshore-Netzverknüpfungspunkten vorsehen.

Daher berücksichtigt der zweite Entwurf des NEP2024 den O-NEP2024 in ausreichendem Maß.

7. Berücksichtigung der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber

In Kapitel 7 des überarbeiteten Entwurfs geben die Übertragungsnetzbetreiber einen Überblick über das von ihnen zuvor durchgeführte Konsultationsverfahren und über dessen Inhalte. Des Weiteren dokumentieren sie in den Kapiteln 2, 3 und 4 jeweils themenbezogene „Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren“.

8. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten

Der überarbeitete Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber enthält im Kapitel 1.3 auch eine zusammenfassende Erklärung, aus welchen Gründen sie den vorgeschlagenen Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt haben. Sie führen aus, dass „auf der abstrakten Ebene des Netzentwicklungsplans konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen“ nicht geprüft werden müssten (Kapitel 1.3, Seite 26). Es gehe vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Da die konkrete Führung einer Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt bei der Netzentwicklungsplanung noch gar nicht feststehen könne, weil sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen sei, scheide auf dieser Planungsstufe eine Prüfung anderweitiger räumlicher Planungsmöglichkeiten von Trassenverläufen von vornherein aus.

Richtig an dieser Argumentation ist, dass es bei der Netzentwicklungsplanung um die grundsätzliche Ermittlung geeigneter Übertragungslösungen und nicht um konkrete Trassenverläufe geht. Das heißt aber gerade nicht, dass zu einer abstrakt zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt vorgeschlagenen Übertragungslösung von vornherein keine Alternative in Betracht kommt.

Vielmehr ist selbstverständlich zu prüfen, ob ein bestimmter Übertragungsbedarf nicht auch durch eine alternative Netzausbaumaßnahme, also zwischen einem anderen Anfangs- und Endpunkt, abgedeckt werden kann. Für welchen Anfangs- und Endpunkt man sich am Ende entscheidet, ist in diesem Zusammenhang gerade eine netztechnisch zu beantwortende Frage. Nichts anderes haben die Übertragungsnetzbetreiber im Übrigen mit der Veränderung des bisherigen Korridors D getan. Mit dem später zu planenden konkreten Trassenverlauf zwischen Anfangs- und Endpunkt hat diese Alternativenprüfung wenig zu tun.

Bezeichnenderweise gehen die Übertragungsnetzbetreiber in den Projektsteckbriefen zum vorgeschlagenen Zubaunetz an einigen Stellen auch auf mögliche Alternativen ein. Dies erfolgt allerdings in der Darstellung äußerst knapp. Die dahinterstehenden Erwägungen sind kaum zu erkennen. Die Darstellung ist zwar von dem Bemühen geprägt, die gefundene Lösung als die einzig sinnvolle zu präsentieren. Dies ist für sich genommen aber nicht überzeugend, da sich ohne eine tiefer gehende Begründung nicht ausreichend nachvollziehen lässt, wie die Übertragungsnetzbetreiber zu ihrer Entscheidung gekommen sind. Es ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass in einem frühen Stadium der Planung auch Alternativen zu einer Vielzahl von Vorhaben erwogen und mit wahrscheinlich guten Gründen wieder verworfen wurden. Denn netztechnisch ist schlicht nicht begründbar, warum eine vorgeschlagene Netzausbaumaßnahme per se alternativlos sein sollte. Es würde Transparenz und Überzeugungskraft des Netzentwicklungsplans stärken, wenn dieser Lösungsfindungsprozess auch der Öffentlichkeit nachvollziehbar und detailliert dargestellt würde.

Die Bundesnetzagentur fordert die Übertragungsnetzbetreiber daher auf, künftig die Prüfung in Betracht kommender alternativer Netzausbaumaßnahmen deutlich auszubauen und nachvollziehbar zu dokumentieren, aus welchen netztechnischen Gründen die schließlich vorgeschlagene Maßnahme gewählt wurde. Dass die Veränderung einer einzelnen Maßnahme im Netz jeweils Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz haben kann, spricht nicht gegen die Darstellung solcher Alternativen, sondern lediglich für eine sinnvolle Begrenzung der Suche. Denkbar wäre es beispielsweise auch, verschiedene Maßnahmenbündel zu bilden und diese alternativ gegenüberzustellen. Allerdings muss auch dies transparent und nachvollziehbar dargestellt werden. Ein Beispiel sind die sich aufdrängenden Prüfungen anderer Netzverknüpfungspunkte in Korridor D oder bei den Wechselstromprojekten P43 und P44. Auch dies läuft auf eine Alternativenprüfung im soeben dargestellten Sinne hinaus.

Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber solche Prüfungen zukünftig nicht erst auf öffentlichen Druck und nur bei einzelnen Maßnahmen, sondern von sich aus und über sämtliche Projekte hinweg durchführen bzw. transparent machen, und hat entsprechende Vorgaben unter Ziffer 3 in den Tenor dieser Bestätigung aufgenommen.

IV Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Maßnahmenbezogene Eingaben aus der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung wurden maßnahmenspezifisch ausgewertet, zusammengefasst, dokumentiert und berücksichtigt (vgl. Abschnitt V).

Sofern sich Konsultationsbeiträge auf einen bestimmten Aspekt des Prüfprozesses und der Vorgehensweise beziehen, wurde darauf bereits in den jeweiligen Punkten des Abschnitts II eingegangen.

Alle übrigen Beiträge werden im Folgenden behandelt.

Nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans und der damit verbundenen Konsultationsverfahren ist es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies wäre Aufgabe der Politik und bedürfte einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Netzentwicklungsplans nur anstoßen, aber nicht ersetzen. Erst recht hat sich nicht die Funktion einer „Volksabstimmung“ über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

A Gesamtplanbetrachtung

1. Gleichstromübertragung (HGÜ)

Vor allem die geplante HGÜ-Technologie war Gegenstand vieler Konsultationsbeiträge zum Themenbereich Gesamtplanbetrachtung. Diese Technologie wird dabei allerdings sehr unterschiedlich bewertet.

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, dass ein HGÜ-Netz zentralistische unflexible Netzstrukturen schaffe und damit innovative Versorgungskonzepte erschwere. Auch wird vorgetragen, dass mehrere Gleichstromtrassen unnötig seien. Sinnvoller sei stattdessen, lediglich eine oder maximal zwei große HGÜ-Trassen in Nord-Süd-Richtung zu bauen, da dies deutlich günstiger sei und zu weniger Umweltbelastungen führe.

Andere Konsultationsteilnehmer befürworten die HGÜ-Technologie, um den hohen zukünftigen Übertragungsbedarf über weite Distanzen bewältigen zu können. Dies bedeute einen großen Fortschritt für die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Zudem sei die HGÜ-Technologie in der Lage Blindleistung bereit zu stellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Auch wird vorgetragen, dass ein Einsatz ausschließlich der Drehstromtechnik einen weitaus massiveren Netzausbau verursachen würde als ein aus Dreh- und Gleichstromtechnik kombinierter Netzausbau.

Wieder andere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass keine Ein- und Ausspeisepunkte entlang der geplanten HGÜ-Korridore vorgesehen seien. Die Planung sei in Richtung eines HGÜ-Overlay-Netzes, das für die fortschreitende Netzplanung flexibler wäre, fortzuentwickeln. Die dazu notwendige Mehrpunktfähigkeit der HGÜ-Technologie sei bereits gegeben.

Die im Netzentwicklungsplan vorgesehene VSC-HGÜ-Technologie ermöglicht einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden bzw. dem Nordosten Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Diese Technologie ist die nach dem heutigen Stand der Technik effizienteste und ressourcenschonendste Lösung der zukünftigen Transportaufgabe. Eine HGÜ-Leitung wird anders betrieben als eine Wechselstrom-Leitung. Während sich im Wechselstromnetz die Stromflüsse entsprechend des elektrischen Widerstands einstellen, kann die Auslastung von Gleichstrom-Leitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Drehstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Drehstrombereich notwendig ist.

Theoretisch wäre auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben jedoch, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungstechnik beschränkt sich dabei auf eine Overlay-Struktur, die mit dem Drehstromnetz gekoppelt wird.

Bis zum Ende des Jahres 2022 werden alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen. Dies hat zur Konsequenz, dass in erheblichem Umfang Erzeugungskapazitäten wegfallen werden. Darüber hinaus können die Kernkraftwerke ihren bisher geleisteten Beitrag zur Stabilität des Übertragungsnetzes nicht mehr erbringen. Dies können die in der Nähe der bisherigen Kernkraftwerksstandorte geplanten HGÜ-Korridore übernehmen. Sie tragen nicht nur erheblich zur ausreichenden Stromversorgung bei, indem sie quasi die Stromproduktion der Kernkraftwerke übernehmen, sondern sie übernehmen zugleich auch deren netzdienende Funktionen vor Ort (Bereitstellung von Blindleistung und von Kurzschlussleistung). Die HGÜ-Korridore verhindern demnach keine innovativen Versorgungskonzepte, sondern bedienen die Nachfrage vor allem in Süddeutschland.

Die (n-1)-Sicherheit eines HGÜ-Korridors wird durch das umgebende Drehstromnetz und die anderen HGÜ-Korridore gewährleistet. Die Notwendigkeit eines vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes ist unter den aktuellen Randbedingungen weder mittel- noch langfristig gegeben.

Einige andere Konsultationsteilnehmer weisen auf die geringen Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen hin. Dies stelle ein Problem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere sei es falsch mehrere Pilotprojekte gleichzeitig zu starten. Wesentlich vernünftiger sei es die Anzahl der HGÜ-Leitungen auf die Projekte, die sich bereits im Verfahren der Bundesfachplanung befinden und die realistisch gesehen umgesetzt werden können, zu beschränken.

Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass der Einsatz von HGÜ die Versorgungssicherheit gefährdet. Auch die HGÜ-Korridore wurden bei der Planung (n-1)-sicher ausgelegt. Deshalb wäre ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch noch bei Ausfall einer HGÜ möglich.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Hinblick auf die Störanfälligkeit von Trassen, über die eine Leistung von mehreren Gigawatt transportiert werden soll, keine ausreichende Abwägung stattgefunden habe. Ebenso seien die einzelnen Komponenten einer HGÜ-Leitung nicht ausreichend getestet. Ein großflächiger Einsatz sei demnach nicht zu vertreten.

Außerdem kritisieren einige Konsultationsbeiträge die Technologie der Konverteranlagen, die jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. HGÜ-Systeme mit den erforderlichen Konverteranlagen wiesen hohe Errichtungs- und Betriebskosten auf und hätten einen großen Platzbedarf. Die Gefahr bestehe, dass die wenigen Hersteller von HGÜ-Komponenten ihre Marktmacht ausnutzten und unangemessene Preise verlangten. Ein Konsultationsteilnehmer führt an, dass man bei der HGÜ-Technik nicht nur die Leitungsverluste, sondern auch die Verluste der Konverter berücksichtigen müsse. HGÜ-Technik würde sich deshalb erst ab bestimmten Leitungslängen rechnen. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass ein eventueller späterer Rückbau von HGÜ-Verbindungen von künftigen Generationen bezahlt werden müsse und von den Betreibern. Einige Konsultationsteilnehmer fordern überdies eine Kosten-Nutzen-Analyse für die einzelnen HGÜ-Korridore.

Zum Transport von elektrischer Leistung über lange Distanzen, im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung, kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ) in Frage. Ein entscheidender Vorteil dieser Technik ist die nahezu verlustfreie Energieübertragung. Auch unter Berücksichtigung der Konverterverluste ist die Gleichstromtechnik über lange Distanzen im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung und deren Verluste im Vorteil. Die von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ-Verbindungen weisen insofern ausreichende Streckenlängen auf.

Wenn zukünftig mehr und mehr konventionelle Erzeugungsanlagen (insbesondere Kernkraftwerke) vom Netz gehen, muss ihr Beitrag zur Bereitstellung von Blindleistung, welche für die Netzstabilität unabdingbar ist, anderweitig abgedeckt werden. Konverteranlagen, welche jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt, können durch gezielte Steuerung dazu beitragen.

Einige Stellungnehmer sprechen sich dafür aus die Offshore-Netzanschlussleitungen direkt - ohne Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom - bis in die Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen und an den ehemaligen oder stillzulegenden Kraftwerksstandorten enden zu lassen. Damit könnten der Netzausbaubedarf reduziert und gleichzeitig unkalkulierbare Verzögerungen minimiert werden.

Die direkte Verlängerung der Offshore-Anbindungsleitung nach Süden erscheint nicht sinnvoll, da mit den Korridoren auch Onshore-Windleistung abtransportiert werden soll. Zudem haben HGÜ-Korridore an Land eine höhere Spannungsebene und damit eine höhere Kapazität als die Offshore-Anbindungsleitungen. Es wäre nicht sinnvoll, die Übertragungskapazität im landseitigen Übertragungsnetz gezielt zu verringern, da man dann zusätzliche HGÜ-Verbindungen bräuchte. Ebenso wenig wäre es sinnvoll, eine als reine Offshore-Anbindungsleitung konzipierte Verbindung mit einer zu diesem Zweck unnötig hohen Kapazität auszustatten, die dann gar nicht ausgenutzt werden könnte. Nach alledem ist eine zweckgebundene Unterscheidung zwischen Anbindungsleitungen und Übertragungsleitungen geboten, die freilich eine Spannungstransformation notwendig macht. Unmittelbar auf Gleichspannungsebene eine solche Transformation zum jetzigen Zeitpunkt nicht verfügbar. Daher bleibt eine zwischenzeitliche Umrichtung zu Wechselspannung erforderlich, was aber zugleich ermöglicht, zusätzlich landseitig erzeugten Strom mit in die Leitung aufzunehmen und so zusätzlichen Ausbau einzusparen.

2. Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer spricht sich für eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Dies wird insbesondere damit begründet, dass durch den Bau der HGÜ-Korridore zentralistische Netzstrukturen geschaffen würden, die auf Jahrzehnte unflexibel seien und damit eine „Energiewende vor Ort“ erschweren. So verhinderten die HGÜ-Korridore die Realisierung regionaler Erzeugungs- bzw. Versorgungskonzepte. Andere Flexibilitätsoptionen wie Laststeuerung und Speicher würden unattraktiver.

Außerdem wird vorgetragen, dass eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur und damit der Verzicht auf HGÜ-Korridore die Versorgungssicherheit erhöhe. Denn die Konzentration auf wenige große HGÜ-Vorhaben führe dazu, dass das Übertragungsnetz zu sehr von diesen abhängig werde und dann die Gefahr bestehe, dass das Übertragungsnetz den Ausfall einer HGÜ-Leitung nicht verkrafte.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass künftige Netzengpässe nicht nur durch Netzausbau vermieden werden könnten, sondern auch durch eine deutlich stärkere verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur. Insbesondere flexible Gaskraftwerke und dezentrale KWK-Anlagen könnten die Stromnachfrage regional befriedigen und zugleich den notwendigen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes reduzieren. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darüber hinaus darauf hin, dass auch aus Kostengesichtspunkten eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur anzustreben sei, weil eine lastnahe Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten günstiger sei als eine lastferne Erzeugung, die einen hohen Transportbedarf und damit einen hohen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes verursache.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind insbesondere Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke. Die Stromerzeugung durch eine Vielzahl dieser kleineren Erzeugungsanlagen ist nicht per se eine dezentrale Erzeugung. Vor allem Windenergieanlagen werden lastfern an Standorten im Norden der Bundesrepublik errichtet, da diese Standorte aufgrund des dort herrschenden Windaufkommens für die Erzeugung von Windenergie besonders geeignet sind. Eine dezentrale Erzeugungsstruktur allein besitzt nicht das Potenzial, den erforderlichen Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu reduzieren. Ebenso wenig wäre sie in verbrauchsstarken Regionen in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen. Denn das Potenzial regenerativer Energien „vor Ort“ reicht beispielsweise in Ballungsräumen allein nicht zur Befriedigung des dortigen Bedarfs.

Sofern man auch den Einsatz von Blockheizkraftwerken oder lokalen Gaskraftwerken als „dezentral“ versteht, mag das zwar zur Vermeidung von Stromnetzausbau führen. Keinesfalls dezentral wäre allerdings die Versorgung solcher Erzeugungsanlage mit Erdgas. Abgesehen davon ergibt der Einsatz von BHKW, gasbefeuerten KWK-Anlagen und Gaskraftwerken nur dann Sinn, wenn deren Erzeugungsüberschüsse auch überregional zur Verfügung stehen.

Voraussetzung für eine Reduzierung des notwendigen Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes wäre, dass Einspeisung und Verbrauch räumlich und zeitlich zusammenfallen und die erzeugte Strommenge vor Ort zwischengespeichert werden könnte. Aufgrund der hohen Volatilität von Wind- und PV-Strom und den noch nicht ausreichend entwickelten, geschweige denn wettbewerbsfähigen Speichertechnologien wäre die Versorgungssicherheit vor Ort bei einer dezentralen Verteilung der Erzeugungsanlagen nicht überall gewährleistet. Ein solches Modell erschiene zwar in kleinen Gemeinden mit hoher EE-Erzeugung und mit lokalen Speichermöglichkeiten denkbar, nicht jedoch in bevölkerungsreichen und verbrauchsstarken Regionen. Dort müssten konventionelle Reservekraftwerke zugebaut werden, die zudem subventioniert werden müssten und zusätzliche CO₂-Belastungen mit sich brächten.

Beispielsweise eine Metropolregion wie Nürnberg mit 3,5 Mio. Einwohnern bräuchte, um ihren Jahresenergiebedarf von ca. 19 TWh zu decken, 3.000 Windräder der 3 MW-Klasse. Bei einer dreiwöchigen „Windflaute“ ergäbe sich im Jahresmittel ein Speicherbedarf von 1,1 TWh. Um diese Menge zu speichern, benötigte man die Kapazität von über 58 Mio. Elektroautos vom Typ BMW i3 oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal, ganz zu schweigen von den Kosten. Eine solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) weder regenerativ produzieren noch speichern.

In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Erzeugungsanlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten erhöht würde. Dazu ist keinerlei politische Bereitschaft festzustellen.

Im Übrigen ist festzuhalten, dass der Netzentwicklungsplan dezentrale Erzeugungsstrukturen durchaus berücksichtigt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist realistisch und kleinteilig modelliert, ebenso die Stromproduktion aus KWK-Anlagen und die am Ort der Erzeugung zu deckende Verbrauchslast. Nur bedeutet realistisch in diesem Zusammenhang wiederum, dass die Erneuerbaren in erster Linie so ausgebaut werden, wie es sich für die Investoren als am wirtschaftlichsten darstellt.

Es gibt demnach momentan schlicht keine realistische Perspektive für einen anderen, „noch dezentraleren“ und zugleich lastnäheren Ausbau der Erzeugungsstruktur, die in der Netzplanung zu berücksichtigen wäre.

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass der größte Modernisierungs- und Ausbaubedarf in den regionalen Verteilernetzen bestehe. Diese müssten zunächst ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass der Ausbaubedarf im Verteilnetz noch gar nicht geklärt sei, aber dennoch bereits der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz geplant werde. Gerade der Ausbau des Verteilnetzes führe aber zu einem deutlich geringeren Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes.

Es ist richtig, dass ein konsequenter Ausbau erneuerbarer Energien erheblichen Ausbaubedarf in den Verteilernetzen auslöst. Ein Großteil aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind auf dieser Netzebene angeschlossen. Zur Weiterleitung des erzeugten EE-Stroms, der nicht „vor Ort“ verbraucht bzw. gespeichert werden kann, braucht es allerdings ein länderübergreifendes Übertragungsnetz. Je besser die Verteilernetze ausgebaut sind, desto mehr EE-Strom kann aus ihnen auf die Ebene der Übertragungsnetze hochgewälzt werden und desto größer wird dort der Ausbaubedarf.

3. Flexibilitätsoptionen

3.1 Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass absehbare Fortschritte bei Speichertechnologien nicht berücksichtigt worden seien und verlangen, die Speicherforschung stärker zu fördern. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, das Geld aus der Kohleförderung für die Erforschung von Speichern zu verwenden.

Nicht eine fehlende technische Grundlagenforschung spricht gegen eine stärkere Berücksichtigung von Speichern, sondern ihre mangelnde wirtschaftliche Perspektive. Im Stromhandel benötigen Speicher für den wirtschaftlichen Betrieb insbesondere ausreichend hohe Preisunterschiede (z. B. zwischen günstigem Nachtstrom und hohen Preisspitzen am Tag). Ihr Geschäftsmodell beruht also darauf, günstigen Strom zu speichern und ihn zu einem späteren Zeitpunkt zu einem höheren Preis wieder verkaufen zu können. Allerdings führt insbesondere die stark zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in den Mittagsstunden zu einem Absinken der Preisspitzen am Tag. Dies verringert die für die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht nötigen Preisunterschiede und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist eine Marktreife von Stromspeichern, die derart preiswert wären, dass dies die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der Netzentwicklungsplanung begründen würde, in den nächsten zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die in Deutschland durch den massiven EE-Ausbau erzeugte Energie günstig ins Ausland verkauft werde. Anstatt überschüssige Energie zu exportieren, könne diese durch den Bau von Speichern in Zeiten des Bedarfs bereitgestellt werden.

Solange Speicher nicht netz- sondern marktgetrieben agieren, ist der Export von überschüssigem Strom fast immer wirtschaftlicher als die Speicherung in Deutschland. Ein wechselseitiger Stromaustausch bzw. eine wechselseitige Deckung der Nachfrage mittels Stromnetzen ist in aller Regel die weitaus günstigste Flexibilitätsoption, die in einem Marktsystem angeboten wird. Ein Zubau von Speichern hätte demzufolge keine Auswirkung auf die Exportzahlen.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, (private) Stromerzeuger gesetzlich zu verpflichten ihre Strompeaks in Speicher zu überführen. Dadurch würden Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden.

Durch Speicher, die am Standort des Stromerzeugers errichtet werden und nicht markt- sondern netzgesteuert agieren, könnten gezielt Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden werden. Stromerzeuger gesetzlich dazu zu verpflichten, liegt allerdings nicht in der Hand der Bundesnetzagentur. Politische Mehrheiten für solche Zwangsmaßnahmen sind nicht ersichtlich.

3.1.1 Power to Gas

In zahlreichen Beiträgen wird auf die Möglichkeiten der „Power to Gas“-Technologie hingewiesen. Diese könne dazu beitragen die Fluktuationen der EE lastgerecht zu steuern. Dies könne durch die Umwandlung von überschüssigem EE-Strom und dessen Speicherung in Gasform ermöglicht werden. Als Speicher solle das bestehende Erdgasnetz genutzt werden, da es bereits ausreichende Speicherkapazitäten biete. Somit müssten keine neuen Speicher gebaut werden und der Ausbau des Stromnetzes ließe sich weitgehend vermeiden. Ein Neubau anderer Großspeicher wie etwa Pumpspeichern verbrauche viel Platz und sei mit weiterem Netzausbau verbunden. Darüber hinaus wird von manchen Konsultationsteilnehmern beklagt, dass die Speicherung in Pumpspeichern gegenüber der Speicherung im Erdgasnetz ineffizient sei.

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung zahlreicher Konsultationsteilnehmer, dass das Erdgasnetz eine große Speicherkapazität zur Verfügung stellt. Durch das weitverzweigte Erdgasnetz ist es theoretisch möglich den überschüssigen Strom in Form von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Auch der Einsatz von Power to Gas hängt allerdings von der Wirtschaftlichkeit ab. Der Gesamtwirkungsgrad eines Umwandlungsprozesses von Strom zu Gas und zurück zu Strom beträgt lediglich 30 bis 40%. Es gehen also 60 bis 70% der erzeugten Energie durch die Speicherung und Umwandlung verloren. Im Vergleich dazu verfügt ein Pumpspeicher über einen Wirkungsgrad von 75 bis 85%. Bei der direkten Übertragung von Strom liegen die Verluste hingegen bei unter 10%. Aus wirtschaftlichen sowie energetischen Gesichtspunkten ist daher die direkte Übertragung klar vorzugswürdig.

3.1.2 Power to Heat

Viele Konsultationsteilnehmer regen an, Synergien im gesamten Energiemarkt zu nutzen. Dazu biete sich die „Power to Heat“-Technologie an, um Strom- und Wärmemarkt zu verknüpfen. Zunächst müsse dazu die Konvergenz zwischen Strom- und Wärmemarkt hergestellt werden, da hier die größten Synergien und eine schnelle Flexibilisierung ohne besonderen Investitionsaufwand umgesetzt werden könnten. Dafür müssten regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung abgebaut werden.

Power to Heat birgt Potenzial, die durch erneuerbare Energien hervorgerufenen Stromspitzen besser abzufangen. Allerdings steht diese Technologie im Wettbewerb zu anderen Flexibilisierungsoptionen und muss sich gegen diese erst noch behaupten.

3.2 Spitzenkappung

Einzelne Konsultationsteilnehmer begrüßen zwar, dass überdimensionierter Netzausbau durch Spitzenkappung bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen vermieden würde, fordern aber, dass bei hohem Wind- bzw. Sonnenenergieaufkommen zuerst Kohlekraftwerke und derzeit noch laufende Kernkraftwerke gedrosselt werden müssten.

Hier muss zwischen Planung und Betrieb unterschieden werden. In den Simulationen zum Netzentwicklungsplan werden Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedrosselt, in der Praxis werden aber zuerst konventionelle Kraftwerke heruntergefahren. Hierzu ist von der Bundesnetzagentur auch der „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschalttrango, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“ erschienen.

3.3 Laststeuerung (Demand Side Management)

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sagen, dass durch eine zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage energieintensiver Abnehmer der Netzausbau stark reduziert bis komplett vermieden werden könne.

Laststeuerung bzw. Demand Side Management ist geeignet, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren, ein grundsätzlicher Netzausbau wird sich hierdurch jedoch nicht vermeiden lassen. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Stromnachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es führt also in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Somit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen. Im umgekehrten Fall, bei hohen Strompreisen (welche zeitlich im Wesentlichen mit geringer EE-Einspeisung zusammenfallen), bewirkt Laststeuerung eine geringere Nachfrage. Für solche Lastsituationen, bei gleichzeitiger geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, findet kein Netzausbau statt. Hinzu kommt, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung hauptsächlich in ländlichen Gebieten realisiert, dort aber keine nennenswerten Lasten vorhanden sind, die zeitlich verschoben werden könnten.

3.4 Smart Grid

Mehrere Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass ein Smart Grid, in dem sämtliche Erzeuger und Verbraucher miteinander vernetzt wären, den Netzausbau reduzieren könnte.

Die Bundesnetzagentur rechnet aufgrund der enormen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen eines solchen Smart Grids nicht mit einer Realisierung in naher Zukunft. Zudem ist es fraglich, ob ein Smart Grid, das den Marktregeln folgt, den Netzausbau auf Ebene des Übertragungsnetzes reduzieren oder je nach regionalen Gegebenheiten sogar erhöhen würde. Denn es wäre darauf ausgerichtet, niedrige Strompreise für die Verbraucher herbeizuführen, und nicht darauf, Netzausbau zu vermeiden.

B Verfahrens- und Beteiligungsfragen

Allgemein kritisieren zahlreiche Konsultationsteilnehmer, dass die Entwürfe des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet werden. Sie sehen mit Skepsis, dass diejenigen die Netze planen, die mit dem beim Netzausbau eingesetzten Eigenkapital über die zugestandene Verzinsung ihr Geld verdienen. Die Höhe der von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalrendite sei zu hoch. Zusätzlich würde eine höhere Rendite bei Neubaumaßnahmen gegenüber Ertüchtigungsmaßnahmen Fehlanreize für einen überdimensionierten Netzausbau setzen.

Die Eingangsparameter der Netzentwicklungsplanung seien so gewählt, dass ein möglichst großes Übertragungsnetz benötigt werde. Daher werde auch an der alten zentralen Erzeugerstruktur festgehalten, wobei Innovationen kaum berücksichtigt würden. Es fehle an der erforderlichen planerischen Objektivität.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, die gesamte Netzentwicklungsplanung einer unabhängigen Stelle zu übertragen. Nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer solle die Bundesnetzagentur den Szenario-rahmen nicht nur prüfen, sondern selbst erstellen. Andere wiederum meinen, dass der Szenario-rahmen in einem Dialogprozess unter Einbezug verschiedener zivilgesellschaftlicher Akteure entstehen solle. Schließlich schlagen einige Konsultationsteilnehmer darüber hinaus vor, im Sinne eines übergeordneten Konzeptes auch den Bau neuer Kraftwerke von staatlicher Seite zu steuern, um die Planung vom Einfluss der Stromindustrie unabhängig zu machen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine umfangreiche Expertise bei der Netzberechnung und können Energiemarkt und Erzeugung sehr praxisnah und realistisch einschätzen. Die Netzberechnung ist eine komplexe Aufgabe, bei der nicht von vornherein auf die Erfahrung der Übertragungsnetzbetreiber verzichtet werden sollte, die sich am besten mit der Planung und dem Betrieb des Netzes auskennen. Das heißt gerade nicht, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern gemachten Vorschläge nicht sorgfältig überprüft und gegebenenfalls auch verworfen werden. Darüber hinaus müssen die Übertragungsnetzbetreiber später den täglichen Betrieb mit diesem Netz bewerkstelligen und gewährleisten, dass es nicht zu Stromausfällen kommt. Den Entwurf einer Planung demjenigen zu übertragen, der später die Folgen tragen und verantworten muss, ist durchaus sinnvoll. Ebenso sinnvoll ist es, Planerstellung und Planprüfung nicht in eine Hand zu geben. Es ist lebensfremd zu meinen, bei einer solchen Einheit von Planen und Prüfen kämen bessere Ergebnisse heraus als bei einem „Vier-Augen“-System.

Dazu werden in einem ersten Schritt die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber sowohl von der unabhängigen und neutralen Bundesnetzagentur als auch von einem weiteren unabhängigen, in einem ordentlichen Ausschreibungsverfahren ermittelten Gutachter überprüft. Begleitend sorgen die beiden Konsultationsrunden für einen transparenten Umgang mit den Szenarien wie auch der Bedarfsermittlung.

In einem zweiten Schritt erfolgt sodann die Auswahl der bestätigungsfähigen Maßnahmen nach einem Robustheitsgrundsatz, der nur solche Maßnahmen berücksichtigt, die nach konservativer Abschätzung in jedem Fall benötigt werden. In den bisherigen Verfahren hat die Bundesnetzagentur jeweils nur etwa zwei Drittel der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt.

Die von der Bundesnetzagentur festzulegende Verzinsung orientiert sich daran, welche Rendite Geldgeber am Kapitalmarkt mit vergleichbarem Risiko verdienen könnten. Ein Vergleich z. B. mit einem Bankkredit und dem auf

diesen anzulegenden Fremdkapitalzinssatz erweist sich als nicht zielführend. Denn aufgrund des Gläubigerschutzes trägt ein Eigenkapitalgeber höhere Risiken und erwartet daher eine höhere Rendite, vergleichbar etwa mit einer Investition in Aktien. Der in Rede stehende kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz liegt aktuell bei 9,05% vor und bei 7,39% nach Körperschaftssteuern. Ihren entsprechenden Beschluss mit dem Aktenzeichen BK4-11-304 vom 31.10.2011, dem alle näheren Erläuterungen und Begründungen entnommen werden können, hat die Bundesnetzagentur auf ihren Internetseiten veröffentlicht. Gegen die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der Zinssätze für die erste Regulierungsperiode hat der Bundesgerichtshof als höchstes deutsches Fachgericht keine Einwände erhoben (Beschluss vom 27. Januar 2015 – Aktenzeichen EnVR 37/13 –, juris).

Im deutschen regulatorischen System wird aus historischen Gründen zwischen Anlagen unterschieden, die vor 2006 in Betrieb genommen wurden und Anlagen, die ab 2006 in Betrieb genommen wurden. Sowohl für Altanlagen als auch für Neuanlagen ist ein Inflationsausgleich erforderlich. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Netzbetreibern auch unter Berücksichtigung von Preissteigerungen ausreichend Mittel zur Verfügung stehen, um abgeschriebene technische Anlagen (z. B. alte Transformatoren) bei Bedarf durch neue zu ersetzen. Bei Neuanlagen wird der Wert der Anlage anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bemessen. Der Inflationsausgleich findet hier direkt im Zinssatz in Höhe von 9,05% vor Steuern statt. Bei den Altanlagen wird die Preissteigerung bei der Bestimmung des Wertes der Anlagen berücksichtigt (sog. Tagesneuwertverfahren). Dementsprechend erhalten Netzbetreiber für Altanlagen zwar eine „geringere“ Verzinsung in Höhe von 7,14% vor Steuern. Im Ergebnis aber sollten die realen Zinssätze für Alt- und Neuanlagen bei korrekter Bestimmung des Anlagenwerts gleich hoch sein. Real profitieren von der unterschiedlichen Methodik eher die Altanlagen, denen durch das Tagesneuwertverfahren ein „goldenes Ende“ zugestanden wird. Unter Gewinnspekten ist unnötiges Investieren daher eher unklug. Es besteht also auch kein Anreiz für Netzbetreiber, möglichst viele alte Anlagen durch neue zu ersetzen.

Im Übrigen bestimmt sich der anwendbare Zinssatz nicht danach, ob eine Investition eine bereits vorhandene Anlage betrifft. Es kommt alleine darauf an, dass die Investition an sich nach 2006 getätigt wird. Auch für beispielsweise Zu- oder Umbeseilungen an bereits bestehenden Leitungen ist also der Eigenkapitalzinssatz von 9,05% anwendbar. Jede neue Investition eines Übertragungsnetzbetreibers fällt damit unter denselben Zinssatz.

Über die Regulierung werden aber auch Effizienzanreize gesetzt, so dass die tatsächlich erreichte Rendite von der durch die Bundesnetzagentur festgelegten Rendite abweichen kann. Eine garantierte Rendite gibt es also nicht. Wenn Netzbetreiber effizient wirtschaften, können sie aber eine höhere Rendite erwirtschaften als ineffiziente Netzbetreiber.

Ein Teilnehmer argumentiert, dass die Regeln des Strommarktes häufigen politischen Meinungswechseln unterworfen seien. Besonders die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark seien ständig schwankenden Rahmenbedingungen ausgesetzt, weshalb die Annahmen dauernd zu prüfen und ggf. auch innerhalb des Netzentwicklungsprozesses anzupassen seien.

Es ist richtig, dass es, getrieben durch die Energiewende, gerade in den letzten Jahren vielschichtige Diskussionen um den Strommarkt gegeben hat. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur können jedoch nur die jeweils geltenden oder absehbaren Regeln für diesen Markt und deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf berücksichtigen. Anderenfalls würden sie keine realistische, sondern spekulative Planung betreiben. Selbstverständlich werden aber „schwankende“ Rahmenbedingungen stets berücksichtigt.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, es sei nicht ersichtlich, ob und wie ihre Beiträge im Verfahren berücksichtigt werden. Auf den Bayerischen Energiedialog werde nicht eingegangen. Zudem seien das Verfahren und die Planungsunterlagen derart komplex, dass eine Beteiligung für interessierte Bürger sehr aufwendig sei, was diese wiederum abschrecke. Es werde zu wenig auf Beteiligungsmöglichkeiten hingewiesen, die Beteiligung sei unzureichend. Bürger ohne Internetzugang hätten keine ausreichende Möglichkeit, sich zu informieren.

Im Konsultationsverfahren ist es nicht möglich, dass jeder der 34.211 Teilnehmer eine individuelle Antwort auf seine Eingabe erhält. Die Bundesnetzagentur sammelt alle Argumente und prüft ihre inhaltliche Relevanz für den Netzentwicklungsplan. Die Ergebnisse der Konsultation werden im Bestätigungsdokument dargestellt. Eine andere Vorgehensweise ist auch aufgrund des gesetzlich gesetzten zeitlichen Rahmens nicht möglich.

Entsprechendes gilt selbstverständlich auch für die Inhalte des Bayerischen Energiedialogs. Die Bundesnetzagentur hat dort an allen Sitzungen, die sich mit Netzausbaufragen beschäftigten, teilweise mit mehreren Vertretern teilgenommen. Die veröffentlichten fachlichen Ergebnisse des Energiedialogs sind in der Bestätigung des Netzentwicklungsplans in vollem Umfang eingeflossen. Allerdings muss man diese fachlichen Ergebnisse deutlich von dem unterscheiden, was in der Presse oder der politischen Auseinandersetzung versucht wird, als „Ergebnisse“ darzustellen. Hier bestehen häufig erhebliche Diskrepanzen.

Darüber hinaus geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Stellungnahme der Bayerischen Staatsregierung zum Netzentwicklungsplan (veröffentlicht auf www.stmwi.bayern.de/energie-rohstoffe/energiepolitik und unter www.netzausbau.de/2024-archiv) die Ergebnisse des Bayerischen Energiedialogs aufgreift und daraus entsprechende Forderungen des Freistaats Bayern abgeleitet hat. Die Stellungnahme der Bayerischen Staatsregierung ist ganz wesentlich in die Prüfung der Ausbauvorhaben und die jetzt vorliegende Bestätigung eingeflossen. Einzelheiten können bei den entsprechenden Maßnahmen in Abschnitt V nachgelesen werden.

Die Komplexität des Beteiligungsverfahrens folgt daraus, dass die energiewirtschaftlichen und technischen Zusammenhänge ihrerseits kompliziert sind und sich nicht immer zufriedenstellend in wenigen einfachen Worten erklären lassen. Die Bundesnetzagentur hat sich zum Ziel gesetzt, durch ständige Verbesserung und Erweiterung ihrer Beteiligungsangebote ein besseres Verständnis zu schaffen. Unverzichtbar bleibt umgekehrt die Bereitschaft auf Seiten der Konsultationsteilnehmer, sich objektiv und vertieft mit allen zur Verfügung stehenden Informationen auseinanderzusetzen, um sich ein vollständiges Bild machen zu können. Nur dann kann ein konstruktiver Dialog geführt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, sowohl im Entwurf des Netzentwicklungsplans als auch im Bestätigungsdokument deutlich darzustellen, welche Maßnahmen konkret vorgesehen sind: eine Zu- oder Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder eine zusätzliche, parallele Leitung. Es sei nicht hinnehmbar, dass unklar bleibe, welche Beeinträchtigungen beispielsweise mit einer „Netzverstärkung“ am Ende verbunden seien.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans legen die Übertragungsnetzbetreiber dar, in welcher Form ein bestimmter Übertragungsbedarf aus ihrer Sicht bestmöglich gedeckt werden kann. Die endgültige Entscheidung, ob später eine Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder ein vollständiger Neubau (parallel zu bestehender Trasse oder unabhängig davon) erfolgt, muss jedoch den nachfolgenden Planungsschritten der Bundesfachplanung und der Planfeststellung vorbehalten bleiben. Denn nur dort kann im Einzelfall geprüft werden, ob beispielsweise eine Bündelung mit bestehender Infrastruktur in Betracht kommt.

Ein Konsultationsteilnehmer moniert, es sei nicht erkennbar, ob das Verfahren zum NEP2024 in einen Entwurf für ein neues Bedarfsplangesetz münden solle.

Die Bundesnetzagentur gestaltet ihre Verfahren so, dass aus jedem laufenden Netzentwicklungsplan ein Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz oder Änderungen an diesem abgeleitet werden kann. Denn bisher ließ sich vorab nicht feststellen, ob die Ergebnisse aus dem laufenden NEP-Verfahren solche Änderungen erforderlich machen. Das liegt insbesondere an den bisher noch im Fluss befindlichen Rahmenbedingungen. Was den NEP2024 betrifft, veranlassen die Ergebnisse der netztechnischen Prüfungen und der Konsultation die Bundesnetzagentur dazu, ihn der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan zu übermitteln. Dies wird im Anschluss an die Bestätigung und Veröffentlichung des NEP2024 geschehen.

Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass bei Projekten, die auf Ebene der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („projects of common interest“, PCI) eingestuft sind, noch eine fachliche Prüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans stattfindet. Eine Stellungnahme fordert die Darstellung der Rechtsgrundlagen, der Bedeutung und der Beteiligungsmöglichkeiten für PCI in kommenden Netzentwicklungsplänen. Auch sollte das Bundesnetzagentur-Prüfdokument eine Kennzeichnung von PCI in den tabellarischen Übersichten über bestätigungsfähige und nicht bestätigungsfähige Streckenmaßnahmen enthalten.

Die Rechtsgrundlagen für Projekte von gemeinsamem Interesse sind in der EU-Verordnung Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-Verordnung“) geregelt. Die Bundesnetzagentur hat dazu ein umfassendes, gesondertes „Verfahrenshandbuch Projects of Common Interest (PCI)“ veröffentlicht, zu finden unter www.bundesnetzagentur.de/pci oder www.netzausbau.de/europa.

PCI-Projekte müssen dieselben Anforderungen erfüllen wie jedes andere NEP-Projekt und werden nach denselben Maßstäben geprüft und öffentlich konsultiert. Grundsätzlich gilt, dass nur eine im Netzentwicklungsplan bestätigte bzw. in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Maßnahme PCI werden kann. Sofern eine Maßnahme als PCI geführt wird, ist dies eingangs des jeweiligen Projektsteckbriefs vermerkt. Von einer zusätzlichen entsprechenden Kennzeichnung in den tabellarischen Übersichten wurde abgesehen, um diese nicht zu überfrachten.

Zwar seien netztechnische Berechnungen durch einen Normalbürger kaum möglich, sie würden aber auch nicht nachvollziehbar offengelegt. Insofern seien die dem NEP2024 zugrunde liegenden Berechnungen und Modelle offenzulegen, damit sie durch externe Experten überprüft werden könnten.

Die Bundesnetzagentur gibt gemäß § 12f EnWG auf Antrag Netzdaten an fachkundige Dritte weiter. Durch diese Regelung hat der Gesetzgeber sichergestellt, dass die Netzplanung durch externe Experten überprüft werden kann. Darüber hinaus werden wie schon im Konsultationsdokument die Ergebnisse bei den jeweiligen Maßnahmen (vgl. Abschnitt V) transparent dargestellt.

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für einen verlängerten Turnus der Netzentwicklungsplanung aus, um mehr Zeit für Überarbeitung, Prüfung und Diskussion zu haben und alle Beteiligten zu entlasten. Insofern zeigt die Konsultation breite Unterstützung für die im Gesetzentwurf zur „Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ vorgeschlagene Regelung, den Planungsturnus auf zwei Jahre auszudehnen. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass die Netzentwicklungspläne nicht einheitlich nach dem Jahr der Erstellung bzw. nach dem Zieljahr benannt würden.

Die Bundesnetzagentur unterstützt die Ausdehnung des Planungsturnus auf zwei Jahre, insbesondere weil dadurch der Zeitdruck für alle Beteiligten zugunsten einer weiter verbesserten inhaltlichen Auseinandersetzung reduziert wird.

C Erdkabel

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den verstärkten Einsatz von Erdkabeln aus. Das solle sich nicht auf einige ausgewiesene Pilotstrecken beschränken, sondern großflächig stattfinden. Insbesondere im Bereich der verlustarmen Gleichstromtechnik sollten Erdkabel zum Einsatz kommen. Erdkabel sollten überdies Vorrang gegenüber Freileitungen haben. Dazu sei gesetzlich auch eine Vollverkabelung zu ermöglichen.

Mit der Erdverkabelung sehen viele Konsultationsteilnehmer eine größere Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung, auch weil eine Bündelung mit weiteren Infrastrukturmaßnahmen wie dem Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrsnetzes leichter möglich sei. Insbesondere in sensiblen Bereichen und in der Nähe von Siedlungen sei eine Erdverkabelung unumgänglich, merken einige Stellungnehmer an. In diesem Zusammenhang weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass eine Optimierung und die Auswahl der zu betrachtenden Technologien auch noch im Rahmen fortschreitender Planungsebenen möglich bleiben müssten.

Weitere Stellungnehmer merken an, dass Neuentwicklungen seitens der Kabelindustrie wie die Entwicklung eines VPE-isolierten Kabels mit einer möglichen Übertragungsspannung von 525 kV mehr Berücksichtigung finden sollten. Der technische Entwicklungsstand von Erdkabeln dürfe nicht ignoriert werden. Ein Stellungnehmer merkt an, dass eine unterirdische Leitung eine weitaus geringere Störanfälligkeit als eine Freileitung besitze und deshalb in Bezug auf die Versorgungssicherheit vorzuziehen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern im Zusammenhang mit der Verlegetechnik von Erdkabeln eine transparente Darstellung der realisierbaren Umsetzung und eine genaue Prüfung alternativer, minimalinvasiver Verlegekonzepte. Dabei nennen sie neben der Möglichkeit der Minimierung der Trassenbreite durch geeignete Techniken die Nutzung vorhandener Wasserstraßen und von Autobahnmittelstreifen als Kabeltrasse.

Für einen großflächigen Einsatz von Erdkabeln sowohl im Drehstrom- als auch im Gleichstrombereich müsste zunächst der Gesetzgeber zunächst den erforderlichen rechtlichen Rahmen schaffen. Die Bundesregierung arbeitet bereits an entsprechenden Gesetzesentwürfen. Die Diskussionen um den Netzentwicklungsplan haben insofern eine breite öffentliche Debatte angestoßen. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht.

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln eine in ihren Augen fehlerhafte Darstellung der Kosten für eine Erdverkabelung. Eine Erdverkabelung sei im Vergleich zu einem Freileitungssystem nicht teurer und könne in Hinblick auf ihre Lebensdauer auch günstiger sein. Eine genaue Gegenüberstellung der Freileitungs- und der Erdkabeltechnik sei daher zwingend notwendig. Ein Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang, dass Studien für Erdverkabelungs- und Freileitungstrassen erstellt und die Kosten der Varianten ausgewertet werden sollen.

Eine verbindliche Aussage hinsichtlich der Mehrkosten von Erdkabeln im Übertragungsnetz ist kaum möglich. Generell hängen sie von den jeweiligen Gegebenheiten des Einzelfalls (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Wechselstrom) ab. Insbesondere die Topologie des schlussendlich gewählten Trassenverlaufs wirkt sich auf die Kosten aus. Je nach Beschaffenheit des Erdreichs (z.B. sandig oder felsig) oder der Anzahl an Hindernissen, die zu überwinden sind (Gebirge, Gewässer, Naturschutzgebiete, Städte), steigen die Kosten.

Für die reinen Investitionskosten ist zu sagen, dass Wechselstrom-Kabelstrecken bisher bis zu zehnmal so viel wie eine Freileitung kosten. Beim bundesweit ersten solchen Erdkabelabschnitt im Übertragungsnetz (bei Raesfeld im Münsterland) schätzt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für die Verkabelung gegenüber einer Freileitung auf das Sechsfache.

Bei Gleichstromvorhaben geht die dena-Technologieübersicht „Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen.“ vom Juli 2014, die im Rahmen der beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angesiedelten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ unter Beteiligung wissenschaftlicher Institutionen wie dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, der Kabelhersteller, der Verlege- und Tiefbauunternehmen, Betroffener sowie von Planungs- und Sicherheitsbehörden erstellt wurde, für eine einsystemige HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW von einem Mehrkostenfaktor von 2 bis 3 gegenüber der Freileitungsvariante aus. Eine solche einsystemige HGÜ-Strecke besteht typischerweise aus drei Leiterseilen für Plus, Minus und Rückleiter. Auf einen Strommast passen in der Regel zwei Systeme, eines rechts und eines links vom Mast.

Die Mehrkosten für das Auflegen einer zweiten Stromkreisbeseilung fallen bei einer Freileitung kaum ins Gewicht, weil die wesentlichen Kosten durch Baumaßnahmen und Maste bereits für die erste Beseilung erbracht wurden. Bei einer Erdverkabelung hingegen müssen die Kabel für ein zweites System entweder in einen zweiten Graben verlegt werden, oder man benötigt für beide Systeme einen entsprechend größer zu dimensionierenden gemeinsamen Kabelgraben. Dies treibt neben den eigentlichen Materialkosten und dem zusätzlichen Planungsaufwand für die breitere Trasse insbesondere die Baukosten nach oben. Dementsprechend ergibt sich für zweissystemige HGÜ-Strecken (2x2 GW) ein Mehrkostenfaktor von 4 bis 6.

Ein Konsultationsteilnehmer leitet aus dem Interkonnektor-Projekt NorGer von Deutschland nach Norwegen, das primär als Seekabel ausgeführt werden soll, Kosten für eine Erdverkabelung von HGÜ-Projekten an Land ab. Aus diesen Überlegungen zieht er den Schluss, dass Äußerungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Mehrkostenfaktoren einer Freileitung zu einer Erdverkabelung nicht nachvollziehbar seien.

Die derzeitigen Planungen zu NorGer sehen eine geringere Übertragungsleistung des Interkonnektors im Vergleich zu einer der im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen HGÜ-Maßnahmen vor. Die Mehrkostenfaktoren der Übertragungsnetzbetreiber beziehen sich in der Regel auf Doppelsysteme. Außerdem ist die Verlegung an Land deutlich komplexer als auf See, u. a. weil auf Schiffen längere Kabelabschnitte transportiert werden können und daher weniger Muffen benötigt werden. Ein direkter Vergleich der Investitionskostenabschätzung für NorGer mit den für die landseitigen HGÜ anzunehmenden Kosten ist daher nicht sachgerecht.

D Kosten

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern nähere Kostenangaben zu einzelnen Maßnahmen. Mögliche Kosten einer Erdverkabelung seien etwa in Form von „Preisspannen“ transparent zu machen. Ferner seien die Kosten für mögliche gerichtliche Verfahren und die Information der anliegenden Betroffenen mit in die Kostenkalkulation aufzunehmen. Die veranschlagten Entschädigungs- und Folgekosten seien zu niedrig. Die Auswirkungen auf die Immobilien- und Grundstückspreise sowie „soziale Kosten“ müssten ebenfalls berücksichtigt werden. Es sei zu befürchten, dass es bei der Realisierung von Maßnahmen durch örtliche Besonderheiten oder längere Trassenlängen zu deutlichen Überschreitungen der geplanten Investitionskosten komme.

Für die Planung wird die Strecke zwischen dem Start- und Endpunkt einer Maßnahme mit einem Umwegfaktor (als „Aufpreis“) versehen, um so zu berücksichtigen, dass die in späteren Verfahren festgelegte Trasse nicht die direkte Verbindung der Punkte sein wird. Die allgemein für die Planung verwendete Kostenschätzung einzelner Elemente trägt dabei einer Vielzahl von Kostenfaktoren Rechnung. Das schließt jedoch nicht aus, dass es im Einzelfall zu Abweichungen in späteren Verfahrensschritten kommen kann.

Bei der Prognose der Kosten des Netzausbaus wurde der Bau von Freileitungen anstatt von Erdkabeln angenommen, da bisher ein Freileitungsvorrang bestand. Zudem sind z. B. für die weiträumigen HGÜ-Maßnahmen die Trassenplanungen nicht so weit fortgeschritten, dass man realistische Teilverkabelungslängen und die damit verbundenen Kosten belastbar schätzen könnte. Nichtsdestotrotz werden die Kostenschätzungen in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entsprechend der dann geltenden Erdkabelregelungen anzupassen bzw. zu ergänzen sein. Es darf niemanden überraschen, wenn in den Folgeplänen aufgrund größerer Verkabelungsanteile deutliche Kostensprünge nach oben entstehen.

V Streckenmaßnahmen

Bei der netztechnischen Prüfung spricht die Bundesnetzagentur anders als in bestimmten Fällen die Übertragungsnetzbetreiber vom Grundsatz her nicht von einem „Raum“ zur Bezeichnung des Anfangs- oder Endpunkts einer Streckenmaßnahme. Das Wort „Raum“ suggeriert, man könne eine Änderung der Netzverknüpfungspunkte bzw. Umspannwerke auch noch nach der Bedarfsfeststellung auf den nachfolgenden Planungsstufen durchführen. Genau das ist nicht möglich. Denn durch Änderung von Netzverknüpfungspunkten ändern sich auch die Stromflüsse im Netz. Damit würde das Netz nicht mehr demjenigen entsprechen, das durch die Berechnungen der Bundesnetzagentur als Bedarf bestätigt wurde.

Daher ist aus Sicht der Bundesnetzagentur zwischen bestehenden bzw. zu erweiternden Umspannwerken auf der einen Seite und neu zu errichtenden Umspannwerken auf der anderen Seite zu differenzieren:

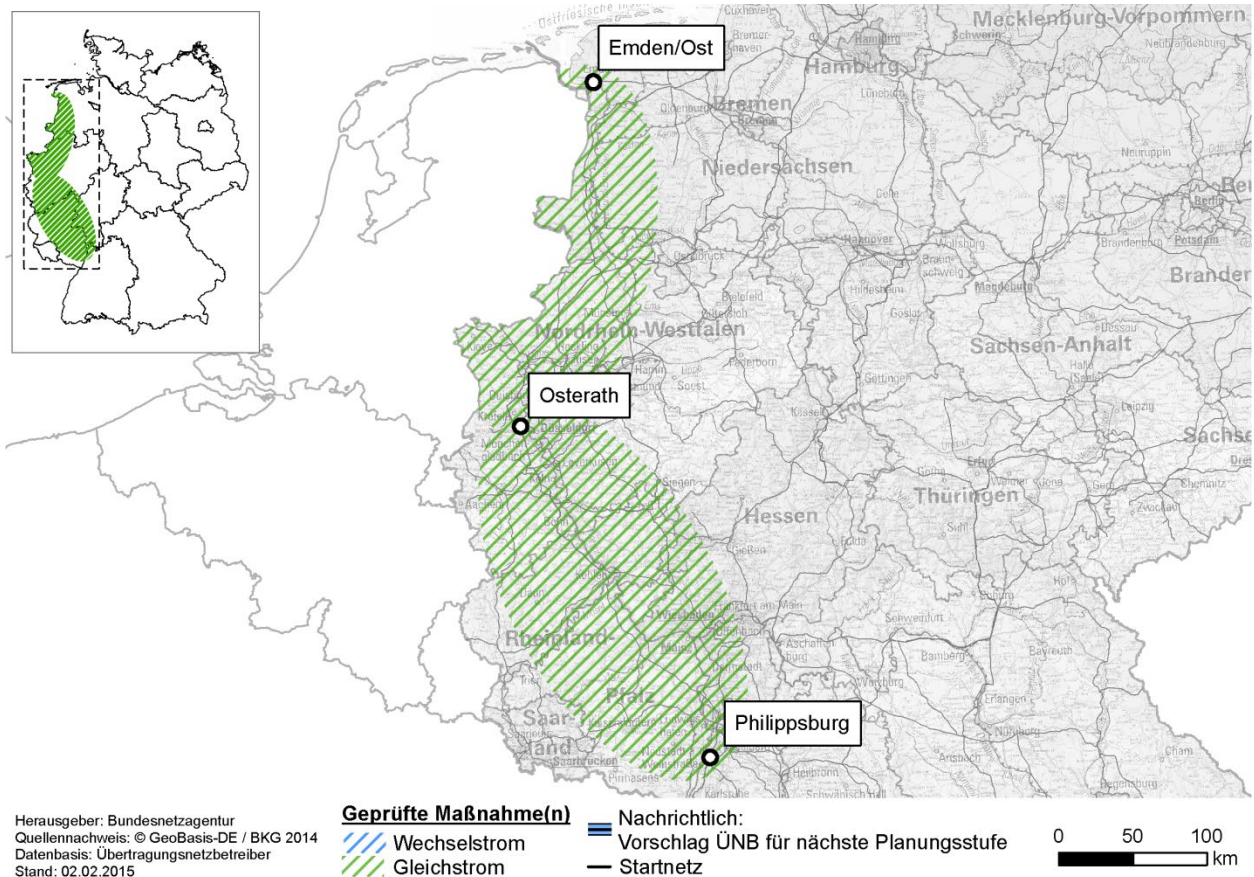
Bereits bestehende bzw. zu erweiternde Umspannwerke sind im Netzentwicklungsplan durchgängig konkret als solche, d. h. ohne begriffliche Aufweichungen (wie etwa durch das Wort „Raum“), zu bezeichnen. Solche Aufweichungen laufen dem Ziel der Bedarfsermittlung zuwider. Energiewirtschaftliche Bewertungen würden gerade nicht abgeschichtet, sondern auf die nachfolgenden Planungsstufen verlagert. Eine Entlastung der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren würde nicht erzielt.

Bei bereits bestehenden bzw. zu erweiternden Umspannwerken ist also die Bezeichnung „Raum“ ausgeschlossen und der Netzverknüpfungspunkt ist konkret als solcher zu bezeichnen. Sollte es beispielsweise in Gebieten mit vielen Umspannwerken Spielräume geben, so dass sich netztechnisch tatsächlich weitere geeignete Netzverknüpfungspunkte anbieten, sind die in Betracht kommenden Umspannwerke konkret zu bezeichnen und in eine vorhabenbezogene Alternativenprüfung einzubeziehen.

Lediglich für neu zu errichtende Umspannwerke ist die geographische Angabe des Netzverknüpfungspunkts naturgemäß als Suchraum zu verstehen. Für neu zu errichtende Umspannwerke sind spätestens im Bundesbedarfsplan durchgängig solche geographischen Angaben zu wählen, die einerseits den Bestimmtheitsanforderungen gesetzlicher Regelungen Rechnung tragen und andererseits ausreichende Spielräume für die genaue Standortfestlegung belassen. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber noch keine Gebietskörperschaft(en) für bestimmte neu zu errichtende Umspannwerke angegeben haben, wird die Bezeichnung „Raum“ lediglich hilfsweise und vorläufig beibehalten.

Da mit dem Netzentwicklungsplan nicht der spätere Verlauf einer Leitung zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten bestätigt wird - dies bleibt den anschließenden Planungsverfahren der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung und Planfeststellung vorbehalten, wird der Transportbedarf räumlich mittels der auch im Umweltbericht verwendeten Ellipse dargestellt.

Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg



Das Projekt Korridor A mit den Maßnahmen A01 und A02 ist als Vorhaben Nr. 1 und 2 Teil des Bundesbedarfsplans. Maßnahme A02 wurde unter der Nummer 2.9. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Am nördlichen Ende des Korridors A kommen im Großraum Emden bereits heute mehrere Offshore-Anbindungsleitungen an. Im Offshore-Netzentwicklungsplan sind weitere Anbindungsleitungen vorgesehen, sodass im Jahr 2024 im nordwestlichen Niedersachsen Offshore-Windkraftanlagen mit bis zu 3 GW Leistung in das landseitige Übertragungsnetz einspeisen werden. Zusammen mit dem landseitigen Ausbau der Windkraft wie auch in etwas geringerem Umfang der Photovoltaik werden zum Hauptteil durch die erneuerbaren Energien und zu einem deutlich geringeren Anteil durch konventionelle Erzeugung in Niedersachsen ca. 43 TWh Strom produziert, die anderen Regionen, welche zur Deckung ihres Strombedarfs nicht in der Lage sind, zur Verfügung gestellt werden können. Als Empfänger dieses Stroms kommen die südlichen Bundesländer in Frage, z. B. Baden-Württemberg, wo im Jahr 2024 trotz dortigem EE-Ausbau wegen der Abschaltung der Kernkraftwerke nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 27 TWh zu erwarten ist. Eine wesentliche Maßnahme zum Transport der zuvor benannten Energiemengen ist der Korridor A.

Um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg zu gewährleisten, erfolgt eine Zweiteilung des Korridors, die eine Einspeisung der im Rheinland und im Ruhrgebiet angesiedelten konventionellen Erzeugungsanlagen ermöglicht, wenn die erneuerbaren Energien wegen fehlendem Dargebot zeitweise nicht einspeisen. Durch diese Zweiteilung kann so zusätzlich in windschwachen Zeiten Strom aus konventionellen Erzeugungskapazitäten nach Süddeutschland transportiert werden. Umgekehrt ist es so möglich, dass in den im Jahr 2024 noch seltenen, aber zunehmenden Zeiten hoher PV-Einspeisung in Süddeutschland dieser Solarstrom in die Lastzentren West-Deutschlands transportiert werden kann.

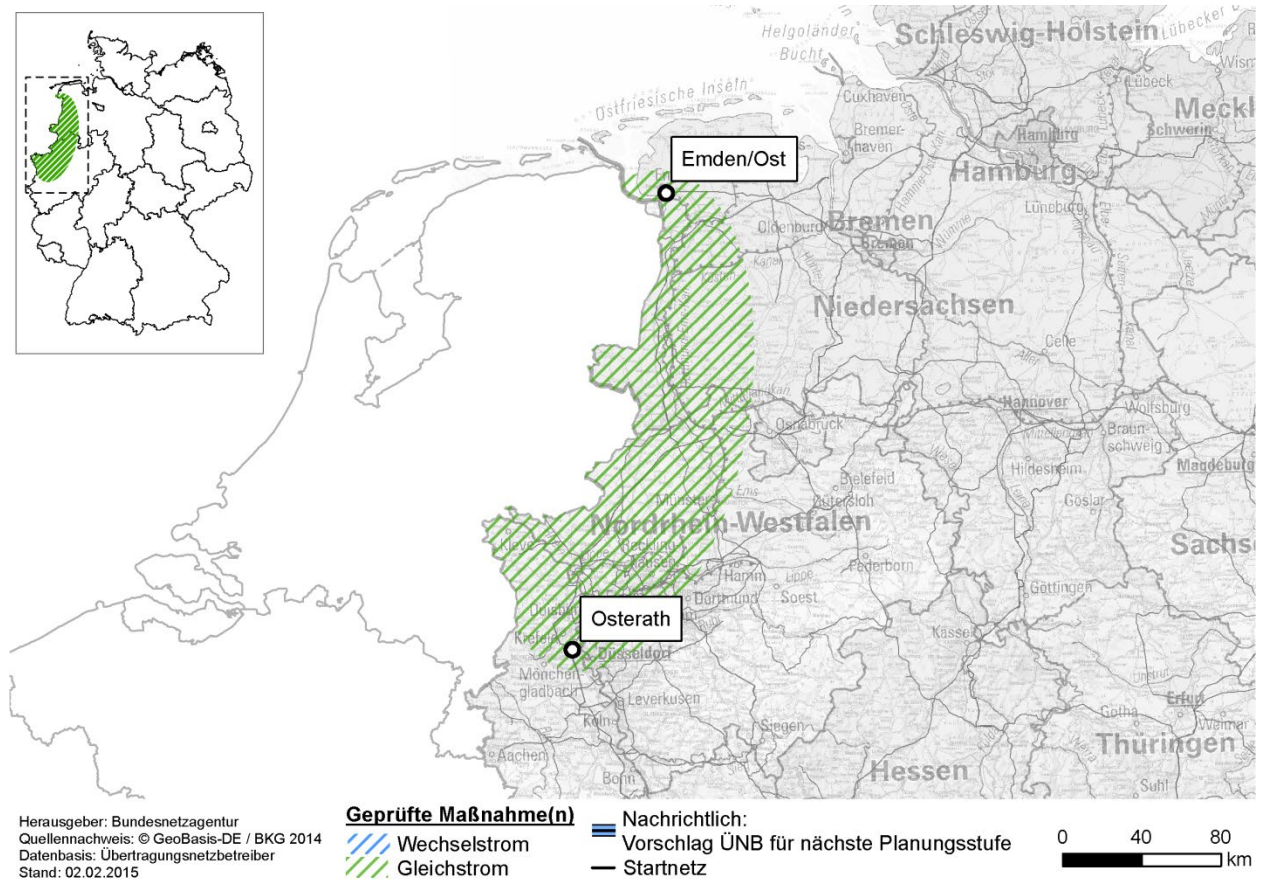
Über den Netzverknüpfungspunkt Osterath hinaus wurden weitere bestehende und als potenziell geeignet erscheinende 380-kV-Schaltanlagen in der Region als alternative Zwischenstützpunkte für den Korridor A geprüft. Diese Alternativen wiesen aus rein netztechnischer Sicht keine Vorteile auf.

Im Szenario B2024* enthält Korridor A die Maßnahmen A01 und A02. Der Teilabschnitt A02 soll weitestgehend in bestehenden Trassen realisiert werden. Nach Fertigstellung des Teilabschnitts A01 besteht eine gesamthafte HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath – Philippsburg mit entsprechenden Konvertern mit Verbindung zu den drei Netzverknüpfungspunkten zum Leistungsaustausch mit dem Wechselstromnetz.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath



Maßnahme A01 (Emden/Ost – Osterath) wird bestätigt.

Die HGÜ-Strecke Emden/Ost – Osterath soll eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik haben.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg nach Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg Ende 2019 ist durch die im selben Jahr geplante Inbetriebnahme der Maßnahme A02 gewährleistet. Um eine umweltfreundliche Energieversorgung in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen sowie den Abtransport von Windenergie ohne Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu ermöglichen, ist eine Inbetriebnahme der Maßnahme A01 erforderlich, die zeitnah auf die Inbetriebnahme des südlichen Teils erfolgt.

Konsultation

Entwicklungsperspektive des Korridors

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln den im NEP2024 angegebenen weiteren Ausbau des Korridors für das Jahr 2034. Hierdurch würde das Land Niedersachsen durch eine weitere Freileitungsmastreihe zusätzlich belastet. Ein anderer Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass Transitländer, die den Strom über HGÜ-Verbindungen nur durchleiten, entschädigt werden sollten. Der Netzausbau in Niedersachsen müsse gleichmäßiger auf das Land verteilt werden, sodass nicht nur die Landkreise Emsland, Leer und Grafschaft Bentheim von weiteren Netzausbaumaßnahmen getroffen würden.

Der Korridor A würde mit einer Gesamtleistung von 6 GW geplant. Dementsprechend müssten die Konverter ausgelegt werden. Der Öffentlichkeit solle eine Studie über mögliche alternative Lösungen zu dem Ausbau auf 6 GW vorgelegt werden.

Bisher sind die von den Übertragungsnetzbetreibern für das Jahr 2034 genannten Erweiterungen A11 und A15 mit jeweils 2 GW weder durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragt noch von der Bundesnetzagentur bestätigt worden. Ob und wann ein eventueller Ausbau des Korridor A01 nötig wird, werden erst spätere Netzentwicklungspläne zeigen. Der bestätigte Korridor A01/A02 hat lediglich eine Leistung von 2 GW.

Bedarf / Stromhandel / Kohleverstromung / dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, alle weiteren Planungen vorerst zu stoppen, solange nicht ein unabhängiger Gutachter den Bedarf für die Maßnahme festgestellt habe. Die HGÜ-Verbindungen dienen nur dem europäischen Stromhandel und sollten hauptsächlich Strom aus Braunkohle und ausländischen Kernkraftwerken transportieren. Sie würden nicht für die Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt und behinderten die dezentrale Energieversorgung. Des Weiteren würden die HGÜ-Korridore den Anforderungen an ein intelligentes Stromnetz der Zukunft nicht gerecht.

Neben der Bundesnetzagentur als neutraler Kontrollinstanz wird jeder Netzentwicklungsplan von einem weiteren Gutachter begleitet. Sowohl die TU Graz als auch das IFHT der RWTH-Aachen hielten Korridor A für notwendig. Die Prüfung des NEP2024 wurde von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) GmbH unterstützt. Sie kommt zu demselben Ergebnis. Diese Gutachter werden von der Bundesnetzagentur beauftragt. Dies geschieht im Rahmen einer offenen Ausschreibung und wird aus staatlichen Mitteln finanziert. Darüber hinaus gibt es losgelöst vom Prozess des Netzentwicklungsplans weitere Studien beispielsweise im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), der Agora Energiewende oder auch Greenpeace, die ebenfalls konstatieren, dass ein umfangreicher Netzausbau erforderlich ist.

Im Zusammenhang mit dem HGÜ-Korridor A kritisieren viele Konsultationsteilnehmer eine indirekte Braunkohlesubventionierung durch fehlende Förderabgaben. Es müsse geprüft werden, ob der Konverter in Osterath in 15 Jahren noch benötigt werde. Denn es sei möglich, dass durch eine rückläufige Braunkohleförderung der Konverter in Zukunft nicht mehr notwendig sei und der Korridor A ausschließlich als „Stromautobahn“ für erneuerbare Energien zwischen Emden und Philippsburg zu dimensionieren sei.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, auf den Bau des Konverters in Osterath zu verzichten und stattdessen den Strom in die vorhandenen 380-kV-Leitungen sowie in die geplante EnLAG-Maßnahme einzuspeisen. Ggf. müssten hierzu neue Leiterseile verwendet werden.

Der Korridor A dient nicht nur der Versorgung Süddeutschlands mit Windenergie, sondern versorgt ebenfalls die Lastzentren im Ruhrgebiet. Des Weiteren wird bei starker Sonneneinstrahlung zunehmend auch Strom aus südlichen PV-Anlagen Richtung Norden transportiert. Eine rückläufige Braunkohleverstromung muss Nordrhein-Westfalen durch Importe decken, entweder aus den erneuerbaren Energien im Nordwesten Deutschlands oder (wenn diese nicht ausreichen) aus dem Ausland. Der Konverter in Osterath ist somit auch langfristig und unabhängig von einem Rückgang der Kohleverstromung notwendig.

Netzverknüpfungspunkt / Konverterstandort / Erdverkabelung

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass eine Festlegung auf Netzverknüpfungspunkte aufgrund fehlender Alternativen- und Umweltprüfungen rechtlich keinen Bestand habe. Die Prüfung von alternativen Trassenverläufen und Netzverknüpfungspunkten müsse genauso umfassend ablaufen wie die der Vorzugsvariante. Beim Heranrücken an Wohngebäude solle zudem umfassend von technischen Möglichkeiten zur Belastungsminderung Gebrauch gemacht werden. Eine Erdverkabelung fördere die Akzeptanz der Bürger in den Städten und Gemeinden. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die Auswahl des Netzverknüpfungspunkts Osterath als Konverterstandort ohne Beteiligung der Öffentlichkeit. Er fordert ein neutrales Gutachten, um eine optimale Lösungsvariante der HGÜ Maßnahmen A01 und A02 festzustellen.

Die Netzverknüpfungspunkte von HGÜ-Trassen und die zugehörigen Konverter sollten nach Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer an den Standorten solcher Kraftwerke errichtet werden, deren Stilllegung geplant sei. Der Standort in Osterath sei nicht ideal, da dann Braunkohlestrom aus dem Rheinischen Braunkohlerevier zunächst 40 km gen Norden transportiert werden müsste, um ihn von dort aus über den Korridor A wieder in Richtung Süden zu leiten. Dies führe zu unnötigen Energieverlusten. Als Alternative solle der Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen untersucht werden.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass Trassenverläufe für geplante Leitungen in 2034 nicht ersichtlich sind und der Trassenverlauf für den Bürger verständlich dargestellt werden sollte. Zudem wären weitere Ausbaumaßnahmen in den Szenarien für 2034 aufgrund der reduzierten Erzeugung durch erneuerbare Energien nicht notwendig. Für die NVP des Korridor A wird die Bezeichnung mit dem Vorsatz „Raum“ wie bei anderen Maßnahmen auch gefordert.

Über den Netzverknüpfungspunkt Osterath hinaus wurden weitere bestehende und als potenziell geeignet erscheinende 380-kV-Schaltanlagen in der Region als alternative Zwischenstützpunkte für den Korridor A geprüft. Diese Alternativen wiesen aus netztechnischer Sicht keine Vorteile auf. Da der Standort Rommerskirchen bereits hoch belastet ist, kommt er nicht als Netzverknüpfungspunkt in Betracht. Hinsichtlich einer möglichen Erdverkabelung liegt die Entscheidung zunächst beim Gesetzgeber. Entsprechende parlamentarische Beratungen laufen bereits. Wo die (zukünftige) Gesetzeslage eine Verkabelung erlaubt, wird sie in den auf den Netzentwicklungsplan folgenden Planungsstufen geprüft.

Der Netzentwicklungsplan enthält nach § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG diejenigen Maßnahmen, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die Darstellung des Bedarfs für das Jahr 2034 in den Entwürfen erfolgt daher nur indikativ, um den späteren weiteren Ausbaubedarf transparent zu machen. Maßnahmen für das Jahr 2034 können jedoch weder „beantragt“ noch „bestätigt“ werden, da dieser Zeitraum nicht von der genannten Rechtsgrundlage gedeckt ist.

Wirksamkeit

Die Maßnahme A01 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* an vielen Stunden zu signifikanten Entlastungen von ansonsten überlasteten Leitungen im Nordwesten Deutschlands. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme A01 ein Stromkreis zwischen Uerdingen und Mündelheim in der Stunde 785 zu 131% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Uerdingen und Selbeck ausfällt. Die Leitungen zwischen Mündelheim und Gellep (125%), zwischen Gellep und Osterath (121%), sowie die Leitung zwischen Uerdingen und Uftord (109%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme der Maßnahme A01 reduziert die Auslastung zwischen Uerdingen und Mündelheim auf 105%, zwischen Mündelheim und Gellep auf 98,6%, zwischen Gellep und Osterath auf 95% und zwischen Uerdingen und Uftord auf 82%.

Der dargestellte Netznutzungsfall ist nur einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes hinaus erstrecken.

Zusätzlich verhindert die Maßnahme A01 an vielen Stunden des Betrachtungsjahres unerwünschte Ringflüsse, die parallel zum deutschen Übertragungsnetz über die Benelux-Länder nach Frankreich und Baden-Württemberg fließen.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 77%. Die Maßnahme wäre damit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologemaßnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 786 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Uerdingen und Mündelheim. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme A01 einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A01 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 92%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 99%.

Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen steht der vorstehende Netznutzungsfall exemplarisch als eine von vielen vergleichbaren Überlastungssituationen.

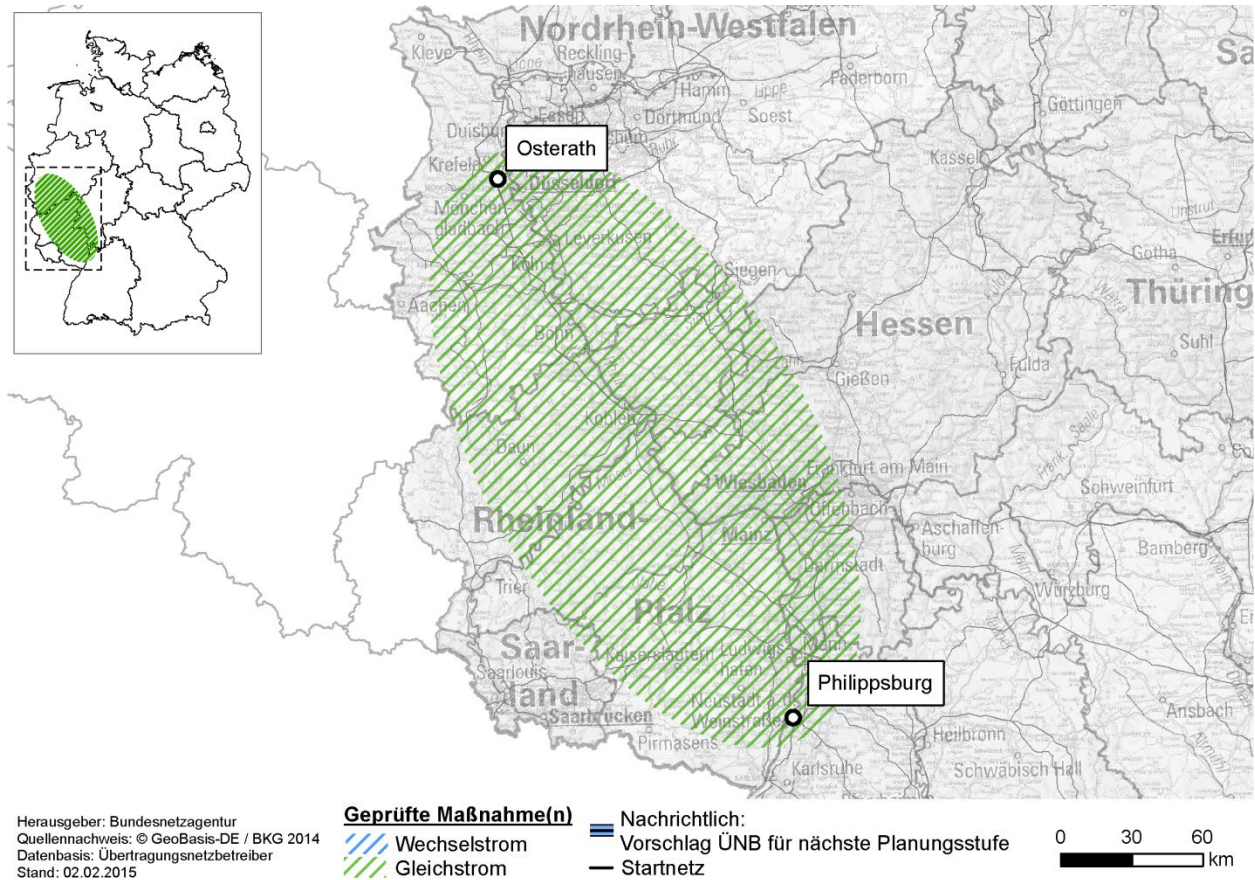
Szenario A2024

Die maximale Auslastung beträgt hier 99%. Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024*, als auch unter der Betrachtung der Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden. Die Maßnahme A01 wird somit bestätigt.

Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg



Maßnahme A02 (Osterath – Philippsburg) wird bestätigt.

Die HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg soll eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik haben und Großteils auf bestehenden Trassen durch Umstellung von Wechselstrom auf Gleichstrom realisiert werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Die Maßnahme ist zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Anbetracht der Abschaltung des letzten Kernkraftwerksblocks in Philippsburg am Ende des Jahres 2019 erforderlich.

Konsultation

Bedarf

Wechselwirkungen zwischen Korridor A und beispielsweise P47 müssten berücksichtigt werden. Eventuell sei eine gemeinsame Trassenführung mit dem Projekt P47 möglich, dies sollte bei der Prüfung untersucht und bei einer Bestätigung erläutert werden. Außerdem solle geprüft werden, ob der Korridor A02 nach Bau des Projekts P47 M34 weiterhin notwendig sei. Des Weiteren sei zu prüfen, ob die Maßnahmenbeschreibung im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans korrekt dargestellt ist. Hier sei angegeben dass es sich bei Korridor A02 um eine Zubaumaßnahme handle, obwohl diese bereits im Bundesbedarfsplan enthalten ist. Ein anderer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass das bestehende Gestänge, welches für den Korridor A02

mitgenutzt werden soll, bereits durch den Bau einer EnLAG-Maßnahme mit vier Systemen voll ausgenutzt werde und somit kein weiterer Platz für einen zusätzlichen HGÜ-Stromkreis auf den Masten frei sei.

In diesem Zusammenhang wird bemängelt, dass die zwei Gesetze EnLAG und BBPIG zu einer inkonsistenten Prüfung führten. Alte Bedarfe aus dem EnLAG würden trotz neuer Erkenntnisse weiter „mitgeschleppt“.

Das der Prüfung zu Grunde liegende Netz beinhaltet sämtliche Maßnahmen des Bundesbedarfsplans sowie die des EnLAG (siehe Abschnitt II D 1). Die Wechselwirkungen zwischen dem Korridor A und P47 sind in der Prüfung folglich bereits berücksichtigt. Anders als Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan (die bis zu ihrer fortgeschrittenen Realisierung weiterhin als Teil des Zubaunetzes gelten) sind Maßnahmen aus dem EnLAG nicht Gegenstand einer erneuten Überprüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

Netzverknüpfungspunkt / Konverterstandort / Erdverkabelung

Ein Konsultationsteilnehmer führt an, dass der bestehende Netzverknüpfungspunkt Philippsburg am Standort des Kernkraftwerks nicht zwangsläufig der ideale Standort eines Konverters für den Korridor A02 sei. Stattdessen schlägt er einen Netzverknüpfungspunkt im Mannheimer Raum vor, da sonst die Energie von Philippsburg wieder zurück gen Norden übertragen werden müsse. An verschiedenen nördlicheren Standorten sei die Infrastruktur zur Anbindung des HGÜ-Korridors gegeben. Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln zudem die aus ihrer Sicht nicht ausreichende Prüfung möglicher Alternativen.

Der NVP Philippsburg ist aus netztechnischer Sicht gut geeignet, da hier bereits ein sehr gut ausgebautes AG-Netz zum Anschluss der HGÜ besteht. Philippsburg liegt weiterhin zentral zwischen den Lastzentren Mannheim, Karlsruhe und Stuttgart was eine optimale Verteilung der ankommenden Energie ermöglicht.

Hybridleitung

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass bislang keine ausreichenden Erfahrungen bezüglich der gemeinsamen Führung von HGÜ- und HDÜ-Systemen auf einem Mast vorlägen. Dies könne zu unabsehbaren Risiken und Folgekosten des Projekts führen. Daher sollte der Netzentwicklungsplan das Abschließen von Versicherungen vorschreiben, um den Stromkunden vor möglichen Folgekosten zu schützen.

Eine gemeinsame Trassenführung mit Bestandstrassen wird im Planfeststellungsantrag der Amprion und TransnetBW GmbH berücksichtigt. Durch die Umstellung von vorhandenen Wechselstromsystemen auf Gleichstrom die Maßnahme Korridor A A02 weitestgehend auf bestehenden Masten errichtet werden. Es handelt sich bei diesen sogenannten Hybridmasten (Kombination aus HDÜ und HGÜ auf einem Mast) um ein Pilotprojekt. Durch den Einsatz solcher Hybridmasten kann der Bau einer weiteren Trasse verhindert werden. Den Abschluss von Versicherungen sieht der Netzentwicklungsplan nicht vor, dafür fehlt es schon an der gesetzlichen Grundlage.

Laut Konsultationsteilnehmern könne eine Maßnahme auf Ebene des Übertragungsnetzes auch dann wirksam sein, wenn die unterlagerte Verteilnetzebene hierdurch entlastet würde. Wechselwirkungen zwischen Hoch- und Höchstspannungsebene müssten geprüft werden.

Bei einigen wenigen Maßnahmen wird die Wirksamkeit durch die Entlastung des unterlagerten Netzes begründet. Korridor A hat jedoch auch eine großflächige entlastende Wirkung auf das Übertragungsnetz. Des Weiteren kann die HGÜ netzstützend eingesetzt werden (siehe Abschnitt IV A 1).

Wirksamkeit

Die Maßnahme A02 führt im BBP Netz im Szenario B2024* an vielen Stunden zu signifikanten Entlastungen von ansonsten überlasteten Leitungen, insbesondere im Bereich der Rheinschiene und im Großraum Frankfurt. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme A02 ein Stromkreis zwischen Weinheim und Daxlanden in der Stunde 794 zu 105% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Altlußheim und Daxlanden ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A02 reduziert die Auslastung auf 92%.

Der dargestellte Netznutzungsfall ist einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlicher Belastungssituation, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridors hinaus erstrecken. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 84% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* auch erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologemaßnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1640 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Dettingen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme A02 einer dieser Stromkreise zu 111% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Urberach ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A02 reduziert die Auslastung dann auf 99,6%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 99%.

Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen steht der vorstehende Netznutzungsfall exemplarisch als eine von vielen vergleichbaren Belastungssituationen.

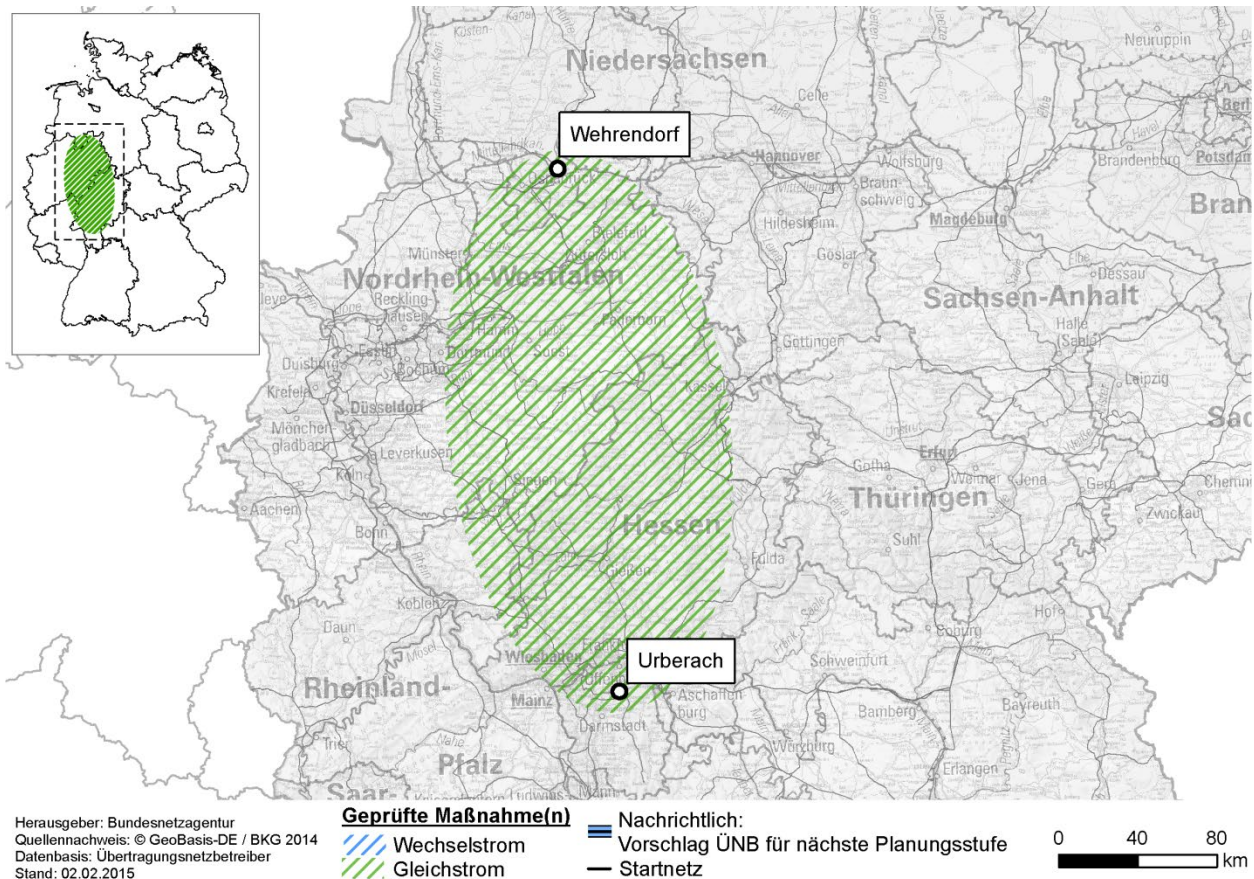
Szenario A2024

Die maximale Auslastung beträgt hier 99%. Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden.

Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen



Der Korridor B soll die durch den starken Ausbau von On- und Offshore-Windkraftanlagen in Niedersachsen anfallenden Energiemengen zu den Lastzentren im Großraum Frankfurt transportieren. Insbesondere durch die zuführenden Drehstromprojekte wie z. B. P21 und P24 sollen die anfallenden Windenergiemengen zum nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf geleitet werden, um von dort mittels des Korridors B weiter Richtung Süden übertragen zu werden. Im Szenario B2024* enthält Korridor B die Maßnahme B04.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stickleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach

Die Maßnahme B04 (Wehrendorf – Urberach) wird nicht bestätigt.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer halten die Maßnahme B04 aufgrund der Reduzierung der Offshore-Leistung und der Spitzenkappung nicht für bestätigungsfähig. Ein Konsultationsteilnehmer äußert seine Verwunderung, dass die Maßnahme in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Strom weiter aufgeführt wird, obwohl sie bereits in der Vergangenheit nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde und sich keine wesentlichen neuen Erkenntnisse ergeben hätten. Er bittet darum, dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig darauf verzichten, Maßnahme B04 erneut in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer sieht einem zügigen und bedarfsgerechten Netzausbau als notwendig zum Gelingen der Energiewende an. Dabei müssten die Bürgerinnen und Bürger frühzeitig informiert werden. Gerade deshalb sei es nicht sinnvoll, dass die Bundesnetzagentur die Maßnahme B04 bisher nicht bestätigt habe. Langfristig sei sie notwendig. In Hessen bestehe jedoch keine Möglichkeit, sie auch umzusetzen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in dem Zubau von Gleichstromleitungen einen Verstoß gegen das NOVA-Prinzip. Zu prüfen sei eine Umrüstung bestehender Wechselstromsysteme auf Gleichstrom. Auch sei nicht nachzuvollziehen, warum einige HGÜ-Maßnahmen von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden und andere nicht.

Im NEP2024 ergab die Prüfung der einzelnen HGÜ-Korridore, dass es der Maßnahme B04 unter den in der Gutachter-Marktmodellierung getroffenen Annahmen nicht bedürfte. Denn dann läge keine Überlastung einer anderen Leitung vor, zu deren Entlastung die Maßnahme B04 realisiert werden müsste. Mit Ausnahme der Maßnahme C06WDL erwiesen sich die anderen HGÜ-Korridore hingegen auch in der Gutachter-Marktmodellierung als wirksam und erforderlich. Die Einzelheiten werden bei den jeweiligen Prüfungsergebnissen dargestellt.

Der Umrüstung bestehender Wechselstromsysteme auf Gleichstrom steht entgegen, dass dann die von diesen Systemen bisher übernommenen Aufgaben im vermaschten Übertragungsnetz nicht mehr erfüllt würden. Zudem bräuchte es eine Vielzahl zusätzlicher Konverter.

Wirksamkeit

Die Maßnahme B04 behebt im vollständigen Zielnetz wirksam mehrere (n-1)-Verletzungen.

Zum Beispiel ist im Zielnetz ohne die Maßnahme B04 ein Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Merzen in der Stunde 8820 zu 120% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme B04 reduziert die Auslastung auf 97%. Die Maßnahme B04 führt damit zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Folglich wäre sie gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* wirksam.

Der hier dargestellte Netznutzungsfall ist nur einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes hinaus erstrecken.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 90% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung konnte keine Überlastung der Leitung zwischen Hanekenfähr und Merzen gefunden werden. Die höchste Auslastung dieser Leitung bei Ausfall des parallelen Stromkreises beträgt 96% in der Stunde 5802. Dieser Sachverhalt bestätigte sich auch bei den anderen von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Netznutzungsfällen. Die maximale Auslastung von B04 beträgt wiederum 99%.

Die fehlende Wirksamkeit der Maßnahme B04 bei der Gutachter-Marktmodellierung erklärt sich u. a. dadurch, dass durch die Offshore-Reduktion der im Szenario B2024* noch vorgesehene Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg nicht mehr benötigt wird. Cloppenburg liegt nördlich von Wehrendorf. Die fehlende Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen in dieser Region reduziert für Korridor B den Transportbedarf spürbar.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz in der SensiO folglich nicht wirksam.

Die bisherigen Ausführungen geben die Prüfergebnisse unter Berücksichtigung aller beantragten Maßnahmen des vollständigen Zielnetzes wieder. Wie im Abschnitt II F 3 („Prüfung weiterer Zubau-massnahmen“) ausgeführt, übersteigt jedoch das Transportvermögen des vollständigen Zielnetzes die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung reduzierten Transportanforderungen. Der bisherige Befund – keine nachvollziehbare Wirksamkeit bei Offshore-Reduktion und Spitzenkappung – könnte daher anders

ausfallen, wenn die Maßnahme B04 dem BBP-Netz im Rahmen der sequenziellen Prüfung als erste zusätzliche Maßnahme hinzugefügt würde. Die dann von B04 und dem BBP-Netz zu tragenden Stromflüsse wären nämlich höher als bei Annahme des vollständigen Zielnetzes, in dem sich die Stromflüsse auf mehr Leitungen verteilen würden.

Im Rahmen der sequenziellen Prüfung wurde daher geprüft, ob die Maßnahme B04 geeignet ist, zumindest einen Teil derjenigen Überlastungen bzw. Schwachstellen sachgerecht zu beheben, die nach Fertigstellung des BBP-Netzes im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung noch verbleiben. Es zeigte sich, dass es dann nur noch wenige, eher kleinräumige Überlastungen im Bereich des Transportkorridors B04 zwischen Niedersachsen und Südhessen gibt. Viele der verbleibenden Überlastungen im Übertragungsnetz liegen eher im Osten bzw. Südosten Deutschlands. Die eher kleinräumigen Überlastungen im Bereich des Transportkorridors zwischen Niedersachsen und Süd-Hessen rechtfertigen aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht die Bestätigung der fast 400 km langen Maßnahme B04. Eine Wirksamkeit von B04 ist daher auch dann nicht ersichtlich, wenn B04 als erste Maßnahme dem BBP-Netz hinzugefügt werden würde.

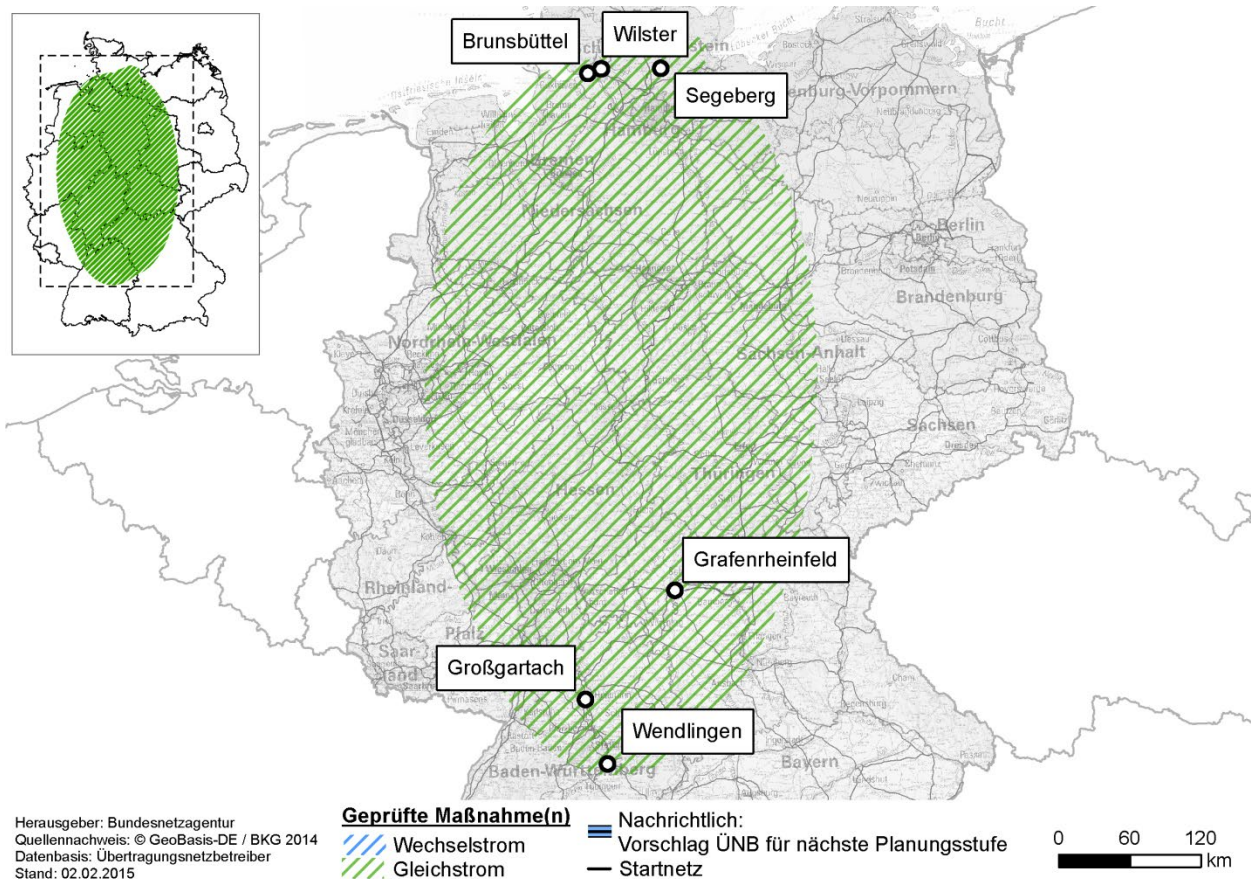
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme B04 wird nicht bestätigt, da die Wirksamkeit der Maßnahme bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen nicht mehr gegeben ist.

Korridor C: HGÜ-Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg – Bayern („SuedLink“)



Beschreibung

Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2024 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird im Wesentlichen nicht in Bayern und Baden-Württemberg produziert werden. Dies liegt an der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur im Süden. Insbesondere in Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien wird der in Süddeutschland nachgefragte Strom daher im Wesentlichen im Norden bzw. Nordosten produziert und in die wirtschaftlichen Ballungsräume im Süden transportiert werden.

Es ist sinnvoll, die nach Bayern und Baden-Württemberg zu transportierende Energie nicht bzw. nur teilweise durch das vorhandene, konventionelle Wechselstromnetz zu leiten, weil dieses zu diesem Zwecke in weit größerem Maße ausgebaut werden müsste.

Weniger aufwändig ist es, Teile des im Süden benötigten Stroms direkt aus den erzeugungsstarken Regionen mittels verlustarmer Gleichstromtechnologie nach Süden zu bringen. Ziel des dazu dienenden Korridors C ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern. In Szenario B2024* enthält Korridor C die Maßnahmen C05, C06mod und C06WDL.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Sticheitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Konsultation

Viele Konsultationsbeiträge beziehen sich nicht speziell auf eine einzelne Maßnahme des Korridors C („SuedLink“), sondern auf das Projekt an sich. Diese werden nachfolgend aufgeführt. Auf weitere Konsultationsbeiträge, die sich ausdrücklich auf eine bestimmte Maßnahme des Korridors C beschränken, wird anschließend direkt bei der jeweiligen Maßnahme eingegangen.

Bedarf

Mehrere Konsultationsteilnehmer bezweifeln die Notwendigkeit der SuedLink-Trasse und fordern diesbezüglich ein unabhängiges Gutachten. Ebenfalls wird vorgetragen, dass die beiden Maßnahmen (C05 und C06mod) mit zusammen 4 GW die bisher genehmigte Übertragungsleistung von 2,6 GW deutlich überstiegen. Zudem sei die mittlere Auslastung der Maßnahmen mit 75% (C05) und 64% (C06mod) gering.

Bezüglich der Frage des Bedarfs der Maßnahme C05 und C06mod sei auf die aufgeführten Prüfergebnisse hingewiesen.

Strom aus Kohlekraftwerken

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Stromleitungen des SuedLink für die Einspeisung regenerativer Energieträger (insbesondere Windenergie) nicht notwendig seien. Durch die Stromleitungen würde sichergestellt, dass vorhandene und geplante Kohlekraftwerke weiterbetrieben würden. Zudem wird vorgetragen, dass es nicht nachvollziehbar sei, dass ein hochmodernes Kraftwerk wie Irsching wegen mangelnder Rentabilität vom Netz gehen soll, obwohl es schnell regelbar und umweltfreundlicher als Kohlekraftwerke sei. Ebenfalls seien die Übertragungsverluste bei 4 GW Übertragungsleistung schon in etwa so groß wie die Hälfte der Erzeugungsleistung des Kraftwerks Irsching. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass eine Reduzierung der Stromeinspeisung aus Kohlekraftwerken um 20% etwa 6 GW Übertragungsleistung einsparen könnte. Es sei nicht nachvollziehbar, wieviel Strom zu Zwecken des internationalen Stromhandels über Korridor C exportiert bzw. importiert werde und wie groß die Anteile von Kohle- und Atomstrom in Korridor C seien. Ebenso wenig seien der jeweilige Anteil der einzelnen Überschüsse aus erneuerbaren Energien im Norden und der Energiemangel im Süden transparent dargestellt.

Die Anteile beispielsweise von Exporten und Importen oder der Kohleverstromung werden in Abschnitt II C dargestellt. Dieser Energiemix verteilt sich gleichmäßig im gesamten vermaschten Übertragungsnetz und kann keiner Leitung spezifisch zugeordnet werden. Er wird auch nicht durch das Netz bestimmt, sondern durch den Energiemarkt. Welcher Energieträger einspeist, wird dabei durch die Grenzkosten der Kraftwerke bestimmt. Da die Grenzkosten erneuerbarer Energien nahe Null liegen, speisen diese in der dem Netzentwicklungsplan zugrunde zu legenden Modellierung zuerst ein. Die verbleibende Last (Residuallast) muss dann durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke gedeckt werden. Aufgrund der Marktbedingungen (Brennstoffpreise, CO₂-Preise, etc.) speisen üblicherweise Kohlekraftwerke vor Gaskraftwerken ein. Das Netz spielt für dieses Marktergebnis unter den gegebenen Marktbedingungen keine Rolle.

Der politische Kompromiss der Regierungskoalition („Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“) vom 01. Juli 2015 hat diese Orientierung an den Realitäten des Energiemarkts bestätigt. Instrumente, welche Kohlekraftwerke im Markt schlechter gestellt hätten, sind ausführlich diskutiert und am Ende verworfen worden. Die Bundesnetzagentur muss daher davon ausgehen, dass es auf Dauer bei den Wettbewerbsvorteilen der Kohle und den brennstoffkostenbedingten Nachteilen der Gaskraftwerke bleibt. Für die von vielen Konsultationsteilnehmern angesprochenen modernen Gaskraftwerke bleibt ausdrücklich die Rolle als Reservekraftwerk. Die Tatsache, dass Gaskraftwerke in der Regel schneller regulierbar sind, wird bei sämtlichen Simulationen berücksichtigt. Die installierten Leistungen sowie erzeugten Energiemengen sind für Deutschland nach Erzeugungsart aufgeschlüsselt im Netzentwicklungsplan aufgeführt. Ebenfalls werden die prognostizierten Importe und Exporte aufgeführt.

Durch Engpässe im Netz werden keine Kohlekraftwerke am Weiterbetrieb gehindert. Kraftwerke, die einen Zuschlag am Markt erhalten haben und aufgrund von Netzengpässen nicht einspeisen können, erhalten dennoch eine Vergütung im Rahmen des Redispatch.

In der Modellierung des Szenarios B2024* ist in Schleswig-Holstein und Hamburg bis auf das mittlerweile im Betrieb befindliche Kraftwerk Moorburg kein Zubau an Kohlekraftwerken unterstellt. Vielmehr wird insgesamt ein Rückgang an installierter Leistung aus Kohlekraftwerken in Höhe von 583 MW angenommen (siehe Kraftwerksliste zum Szenario B2024). Dem steht z. B. ein deutlicher Ausbau an Onshore- und Offshore-Windenergie auf 6,4 GW bzw. 2,4 GW für Schleswig Holstein im Szenario B2024* gegenüber, um einmal die Dimensionen zu veranschaulichen.

Einspeisung bis zur letzten Kilowattstunde / Ausbau für europäischen Stromhandel

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Stromleitungen des SuedLinks überdimensioniert seien, damit auch noch bei Starkwind jede erzeugte Kilowattstunde eingespeist werden könnte. Dies verstöße gegen das Gebot der Wirtschaftlichkeit und destabilisiere die deutschen Netze. Zudem richte sich die Netzplanung nach der Menge des erzeugten Stroms bzw. nach dem europäischen Stromhandel und nicht nach dem tatsächlichen Strombedarf. Fiktive Szenarien, die sich an maximaler Stromerzeugung orientierten, dürften nicht als Grundlage für den Netzausbau dienen.

Wie viel Leistung insgesamt produziert wird, richtet sich nach der Nachfrage und nicht nach dem Angebot. Zur Bedienung der Nachfrage kann dabei mit dem Ausland gehandelt werden. Wie viel gehandelt werden kann, wird durch die im Szenariorahmen festgelten NTC-Werte bestimmt. Aufgrund von hoher EE-Einspeisung und Must-Run-Einspeisungen kann es jedoch dazu kommen, dass das Angebot die Nachfrage überschreitet. In solchen Fällen wird in den Modellierungen die Einspeisung reduziert („Dumped Energy“). Es wird also auch in diesem Fall nicht

mehr Leistung erzeugt, als von Verbrauchern nachgefragt wird. Der Prozentsatz an Dumped Energy der regenerativen Erzeugung beträgt im Szenario B2024 lediglich etwa 0,02%. Die Modellierung des Energiemarkts, wie sie der Netzentwicklungsplanung zu Grunde gelegt wird, ist also mitnichten auf maximale Stromerzeugung, sondern auf Deckung des nachgefragten Strombedarfs hin ausgelegt. Strom, für den keine Nachfrage besteht, wird nur in vernachlässigbarem Umfang produziert.*

Zudem wird bei der Netzplanung ein historisches, also reales Wetterjahr unterstellt um realistische Netzsituationen für die Planung zu verwenden. Es handelt sich dabei nicht um „fiktive Szenarien“ in den eine maximale Stromerzeugung unterstellt wird oder andere Parameter gezielt gesetzt werden um ein besonders hohe Netzauslastung zu generieren.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die BET GmbH damit beauftragt, im Rahmen der Gutachtermodellierung zu untersuchen, welche Auswirkungen eine Kappung der Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in Höhe von 2,5% der Jahresenergiemenge sowie ein langsameren Ausbau der Offshore-Windenergieerzeugung auf den Netzausbaubedarf hätte. Auch unter diesen Annahmen besteht weiterhin der Bedarf der im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Maßnahmen des SuedLinks (C05 und C06mod).

Sicherheit

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die geplanten HGÜ-Trassen Schwachstellen in der Energieversorgungsinfrastruktur darstellten, da es sich im Gegensatz zu der vermaschten Struktur des bestehenden Drehstromnetzes lediglich um Punkt-zu-Punkt-Verbindungen handle, deren eventueller Ausfall nicht verkraftbar sei. Ebenfalls tragen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, dass man sich bei der Stromversorgung nicht von nur zwei Korridoren (SuedLink und Süd-Ost-Passage) abhängig machen sollte, da aufgrund von Wettereinflüsse oder Manipulation der Transport nicht immer sichergestellt werden könne. Auch eine Bündelung von 4 GW Leistung in den Maßnahmen C05 und C06mod stelle ein erhebliches Sicherheitsproblem dar, insbesondere im Hinblick auf terroristische Gefahren. Ein plötzlicher Ausfall würde zu einem katastrophalen Blackout führen. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass auch für die HGÜ-Leitungen das (n-1)-Prinzip Anwendung finden solle. Dadurch wäre der wirklich notwendige Ausbau viel größer als im Netzentwicklungsplan beschrieben.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen werden mit dem AC-Netz verbunden. Dadurch sichern sie gemäß dem (n-1)-Prinzip einerseits Ausfälle im AC-Netz ab, während andererseits Ausfälle der HGÜ-Verbindungen auch durch das AC-Netz abgesichert werden. Das (n-1)-Prinzip ist bei der Planung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. Dazu ist kein zusätzlicher, nicht im Netzentwicklungsplan enthaltener Ausbau notwendig. Eine Bündelung von 4 GW Übertragungsleistung ist auch schon im heutigen AC-Netz an manchen Stellen gegeben.

Dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung / Speicher / Power to Gas / Last

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Möglichkeit dezentraler Versorgung nicht geprüft wurde. Speichertechnologien werde im Netzentwicklungsplan zu wenig Bedeutung beigemessen. Der Netzentwicklungsplan berücksichtige nicht die Möglichkeit, das bestehende Gas-Netz als Speichermedium für „Windgas“ zu nutzen. Dies würde den Bedarf an neuen Stromleitungen erheblich verringern. Es wird vorgetragen, dass mit dem für die HGÜ-Leitung erforderlichen Kapital leicht eine dezentrale Versorgung erreicht werden könnte (durch mehr Solar- und Windenergie, Kleinspeichern und KWK-Anlagen). Das verringere auch die Abhängigkeit von ausländischen Kraftwerken. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass

aufgrund von bisher realisierten und zukünftig zu erwartenden Stromeinsparungen die Maßnahme nicht gebraucht würde.

Die Eingangsparameter für dezentrale Erzeugungsannahmen und Speicher werden in der Genehmigung des Szenariorahmens festgelegt. Nähere Erläuterungen dazu finden sich in Abschnitt II A.

Kappung von Einspeisespitzen / Verzögerung des Ausbaus an Offshore-Windenergie

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass eine Kappung des Windstroms bei Einspeisespitzen die Notwendigkeit des SuedLink aufhebe. Dieses Argument sei umso wichtiger, da der Szenariorahmen 2025 die Kappung von Einspeisespitzen enthalte. Es würden dadurch ca. 20 GW weniger an Leistung transportiert werden müssen. Ebenfalls tragen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, dass die Reduzierung der Erzeugung aus Offshore-Windenergie von 14 GW (Szenario B2023) auf 10 GW (Szenario B2025) dazu führe, dass das Projekt SuedLink nicht mehr notwendig sei.

Für die Planung des Netzausbaus im Rahmen des NEP2024 sind zunächst die Szenarien A2024, B2024, C2024 und B2034 relevant. Zur Zeit der Genehmigung dieser Szenarien war eine Deckelung des Ausbaus an Offshore-Windenergie und die Berücksichtigung von Spitzenkappung noch nicht gesetzlich geregelt. Im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung wurde jedoch ebenfalls der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt tatsächlich dazu, dass der Bedarf an Übertragungsleistung im Korridor C abnimmt und nur zwei Maßnahmen notwendig sind. Daher bestätigt die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024 des SuedLink Projektes.*

NOVA-Prinzip / alternative Ausbaumöglichkeiten

Ein Konsultationsteilnehmer hält es für nicht belegt, dass die Energiewende nicht durch eine Ausbau und die Verbesserung des vorhandenen Wechselstromnetzes umgesetzt werden könnte. Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in dem Zubau von Gleichstromleitungen eine Missachtung des NOVA-Prinzips. Es sei notwendig, Szenarien zu entwickeln, welche die Umwandlung von Wechselstromleitungen in Gleichstromleitungen und andere Optimierungsmöglichkeiten berücksichtigen.

Theoretisch ist ein Ausbau des Stromnetzes in reiner 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungstechnik beschränkt sich dabei auf eine Overlay-Struktur, die mit dem AC-Netz gekoppelt wird. Details zur NOVA-Prinzip finden sich im Abschnitt II D 2.

Einspeise- und Verteilungsmöglichkeiten

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass eine Stromautobahn von Norden nach Süden ohne Einspeise- und Verteilungsmöglichkeit von dezentral erzeugten regenerativen Energien dem Anspruch eines intelligenten Stromnetzes nicht gerecht würde.

Bei den Schwachstellenanalysen ergeben sich auf der kompletten Nord-Süd-Achse Engpässe. Diese werden durch die HGÜ-Maßnahmen behoben und führen zu einer Entlastung des Drehstromnetzes.

Dimensionierung des SuedLinks

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass bei Informationsveranstaltungen zum SuedLink immer nur von einer Übertragungsleistung in Höhe von 4 GW gesprochen würde, im Netzentwicklungsplan Leistungen des Korridors C von bis zu 10 GW aufgeführt seien. Von diesen sei zu erwarten, dass sie aufgrund des Bündelungsgebots im gleichen Korridor gebaut würden.

Im Netzentwicklungsplan Strom 2014 werden unter dem Projekt „Korridor C (SuedLink)“ insgesamt fünf HGÜ-Maßnahmen mit jeweils 2 GW zusammengefasst. Dabei sind im Szenario A2024 zwei Maßnahmen, im Szenario B2024 drei Maßnahmen, im Szenario C2024 fünf Maßnahmen und im Szenario B2034 ebenfalls fünf Maßnahmen beantragt. Die Bundesnetzagentur hat ihrer Prüfung primär das Szenario B2024* zu Grunde gelegt (vgl. Abschnitt II E 3). Für dieses Szenario wurde im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung ebenfalls der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt dazu, dass die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024* bestätigt.*

Auch in sämtlichen vorherigen Prozessen wurden nur zwei Maßnahmen des Korridors C von der Bundesnetzagentur bestätigt und somit im Bundesbedarfsplan aufgenommen. Für die anderen Maßnahmen wurde der vorrangige Bedarf noch nicht gesetzlich festgehalten. Daher beschränken sich die nachgeordneten konkreten Planungsprozesse auf die zwei Bundesbedarfsplanmaßnahmen Nr. 3 und Nr. 4 (C05 und C06mod).

Ob diese beiden Maßnahmen durchgehend parallel gebündelt werden oder ob eine solche Bündelung etwa zur Entlastung des Raums Grafenrheinfeld an einem bestimmten Punkt der Streckenführung wieder aufgetrennt wird (wofür beispielsweise die Verkürzung der zu bauenden Strecke sprechen könnte), ist nicht im Netzentwicklungsplan, sondern in der nachfolgenden Bundesfachplanung zu entscheiden.

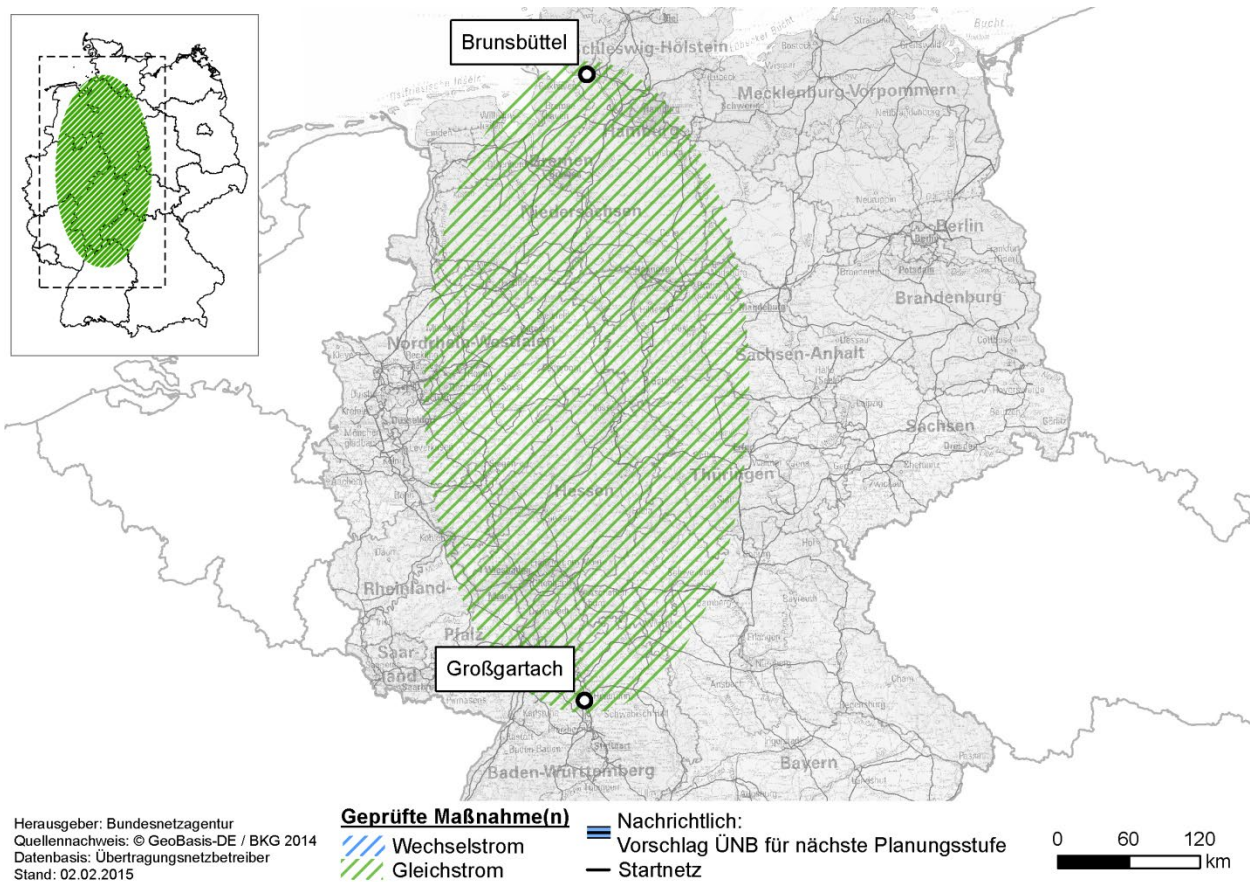
Ob in Zukunft weitere Maßnahmen im Korridor C notwendig werden, wird in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entschieden. Ob solche zusätzlichen Maßnahmen dann ggf. gebündelt mit den bisherigen Maßnahmen im selben Trassenkorridor geplant und errichtet würden, wäre wiederum im nachfolgenden Prozess der Bundesfachplanung zu entscheiden. Derzeit ist nicht davon auszugehen, dass die genannten extremen Bündelungsszenarien technisch sicher handhabbar wären.

Verkabelung / Mastform / Mitführung

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern, dass eine Verkabelung die Akzeptanz fördern würde. Zudem wird gefordert, dass neben der Erdverkabelung auch besonders kompakte Freileitungskonzepte in Betracht gezogen werden (compact-line-Freileitungskonzept). Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, Gleichstromsysteme auf bestehenden Mastgestängen, welche bisher nur Wechselstrom führen, anzubringen. Ein Aufteilen der vom Norden transportierten Strommengen, also eine getrennte Führung der SuedLink-Trassen Wilster-Grafenrheinfeld und Brunsbüttel-Großgartach, hätte den Vorteil, dass die technischen Voraussetzungen für die Nutzung bestehender Trasse leichter erfüllbar sein.

Fragen der Realisierung und der Trassenführung von Maßnahmen sind nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sondern sind erst bei denen der Bedarfsermittlung nachgelagerten Verfahren relevant.

Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach



Die Maßnahme C05 ist als Vorhaben Nr. 3 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 2.10. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Die Maßnahme C05 (Brunsbüttel – Großgartach) wird bestätigt.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 27 TWh in Baden-Württemberg im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann u. a. in windreichen Stunden auf Basis regenerativer Erzeugung in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie in Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die Maßnahme C05.

Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Brunsbüttel eignet sich durch seine Nähe zur Offshore-Anlandung in Büttel sowie durch seinen direkten Anschluss an das Projekt P25, welches an Land produzierten Windstrom einsammelt, als guter Ausgangspunkt für den Abtransport von Leistung aus Schleswig-Holstein. Der südliche Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme C05 (Großgartach) liegt in der Nähe des Kernkraftwerks Neckarwestheim und ist somit gut in das umliegende Netz eingebunden. Nach der Abschaltung des Kernkraftwerks Neckarwestheim kann die Maßnahme C05 ab dem Jahr 2022 die Region mit Energie versorgen.

Im Rahmen der Maßnahme C05 ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Brunsbüttel nach Großgartach vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Netzverknüpfungspunkte

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die bestehende Netzstruktur bereits Mitte 2015 den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld verkraften müsse. Erst in sieben Jahren könne hingegen der SuedLink einen beachtenswerten Faktor in der Netzarchitektur um den Kernkraftwerksstandort Grafenrheinfeld darstellen. Andere Konsultationsteilnehmer fordern, dass sich der Netzausbau am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe. Unter diesem Gesichtspunkt seien die Endpunkte der HGÜ-Leitungen in Frage zu stellen.

Der südliche Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme C05 (Großgartach) liegt in der Nähe des Kernkraftwerks Neckarwestheim. Durch die Lage des Kernkraftwerks existiert dort bereits eine gute Netzinfrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung. Durch die Nutzung von bereits jetzt gut angebundenen Knoten entsteht ein möglichst geringer Ausbaubedarf. Baden-Württemberg und Bayern werden in einem einheitlichen deutschen Strommarkt auch in Jahr 2024 eine Nachfrage an möglichst preiswerten Strom haben. Gleichzeitig steigt im Norden das Angebot an erneuerbarer Energie, welche nahezu grenzkostenfrei einspeist. Dies erhöht den Übertragungsbedarf nach Süden. Solange die Maßnahme C05 nicht errichtet ist, muss durch Redispatch-Maßnahmen und ggf. weitere Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung) die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg und Bayern gesichert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme C05 führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Beispielhaft werden nachfolgend drei Netznutzungsfälle dargestellt:

- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Wilster und Stade in der Stunde 3960 zu 134% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 106%.
- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Großgartach und Kupferzell in der Stunde 2366 zu 120% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 97%.
- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 94%. Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 95% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Die Maßnahme wäre demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 74%.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnten keine Topologiemassnahmen gefunden werden, die als Alternative zu der geprüften Maßnahme angemessen wären. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es ohne die Maßnahme C05 zu Überlastungen im BBP-Netz. Eine Auswahl an möglichen Netznutzungsfällen ist im Folgenden dargestellt:

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wilster und Stade. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 132% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 104%.

In der Stunde 2366 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großgartach und Kupferzell. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 94% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 72%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Sottrum. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 96% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Sottrum und Overstädt. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97%.

In der Stunde 1340 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Grohnde und Landesbergen. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 105%. In der Stunde 1342 ist ohne die Maßnahme C05 der entsprechende Stromkreis zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in dem Fall die Auslastung auf 92%.

Die Maßnahme wäre folglich auch unter der Gutachter-Marktmodellierung wirksam. Die maximale Auslastung der Maßnahme C05 beträgt 99%.

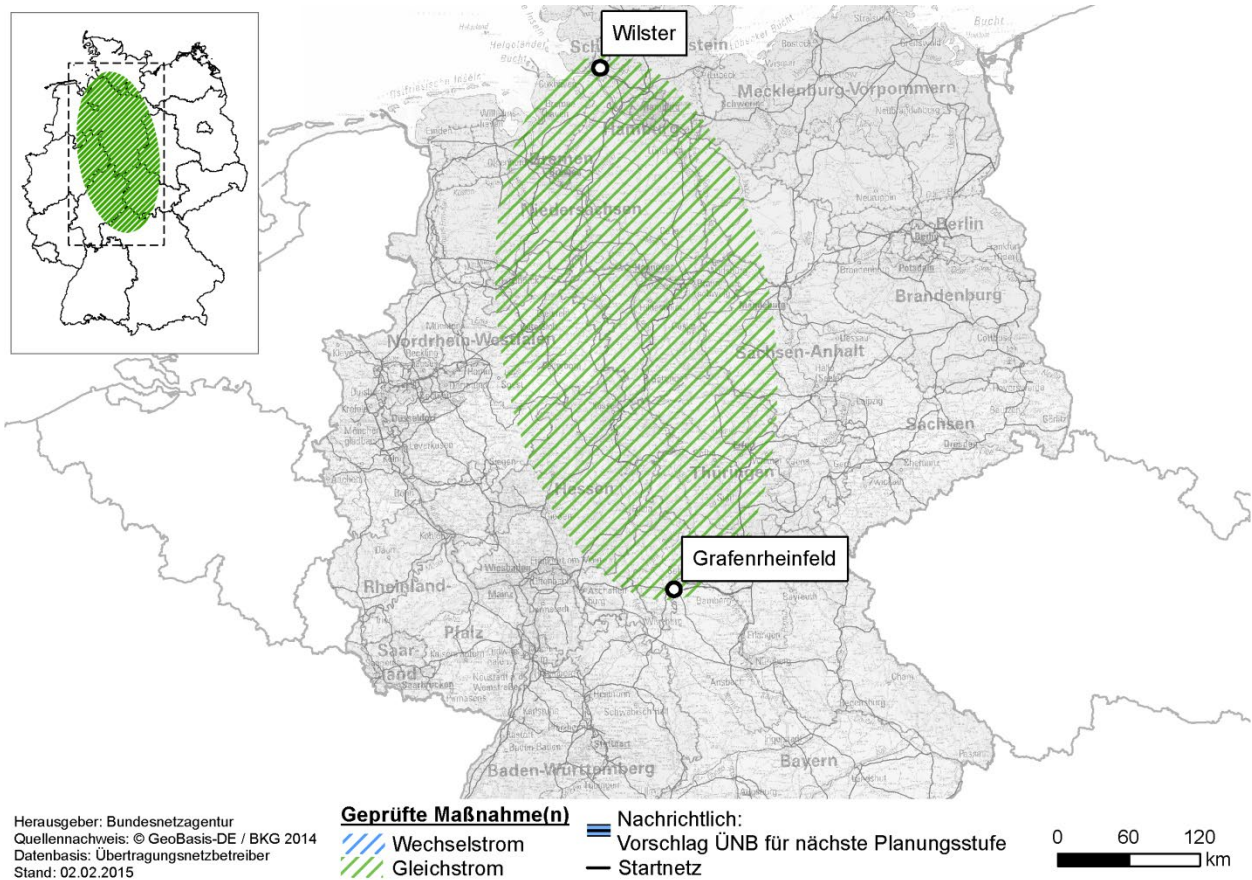
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme C05 wird bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen gegeben.

Maßnahme C06mod: Wilster – Grafenheinfeld



Die modifizierte Maßnahme C06 ist als Vorhaben Nr. 4 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 2.10. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Die Maßnahme C06mod (Wilster – Grafenheinfeld) wird bestätigt.

Ursprünglich wurde im ersten NEP2012 eine Maßnahme C06 (Wilster – Goldshöfe) vorgeschlagen, deren südlicher Netzverknüpfungspunkt im Laufe des Verfahrens jedoch von Goldshöfe in Grafenheinfeld geändert wurde. Aufgrund dieser Modifikation wird die Maßnahme zwischen Wilster und Grafenheinfeld seither als (modifizierte) Maßnahme C06mod bezeichnet.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 30 TWh in Bayern im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann in windreichen Stunde u. a. durch regenerativ erzeugte Energie aus Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie aus Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die modifizierte Maßnahme C06.

Am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wilster endet der Interkonnektor NORD.LINK, über den bis zu 1.400 MW Leistung zwischen Norwegen und Deutschland ausgetauscht werden können. Wilster ist ferner gut an das bestehende Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein angeschlossen und damit als Ausgangspunkt für den Abtransport von Leistung aus Schleswig-Holstein gut geeignet. Am südlichen Netzverknüpfungspunkt der modifizierten Maßnahme C06 speist derzeit noch das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld ein, so dass bereits Infrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung existiert. Da das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits 2015 abgeschaltet und NORD.LINK spätestens im Jahr 2020 fertiggestellt werden soll, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine frühe Inbetriebnahme anzustreben.

Im Rahmen der Maßnahme C06 ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilster nach Grafenrheinfeld vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Stromhandel mit Österreich

Einige Konsultationsteilnehmer wenden ein, dass durch den Stromimport aus Österreich, wo der Strom mittels Wasserkraft erzeugt werden würde, die wegfallende Leistung der Kernkraftwerke kompensiert werden könne. Des Weiteren trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass Importe aus Österreich und der Schweiz in den Modellen des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt seien.

Bei der für die Bedarfsermittlung erforderlichen Marktsimulationen im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden in sämtlichen Szenarien Importe und Exporte berücksichtigt. Im Szenario B2024 beispielsweise werden übers Jahr gesehen 18,5 TWh von Deutschland nach Österreich exportiert und 5,0 TWh importiert. Ob Deutschland in einzelnen Stunden aus Österreich Strom importiert oder exportiert, wird durch die jeweiligen Nachfrage und den Erzeugungskosten bestimmt. Insbesondere in windreichen Stunden führt das häufig dazu, dass Deutschland aufgrund der dann niedrigeren Erzeugungskosten nach Österreich exportiert.*

Netzverknüpfungspunkte

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass das Planungsverfahren rechtlich angreifbar wäre, da die Anfangs- und Endpunkte des SuedLink ohne Beteiligung der betroffenen Gemeinden willkürlich festgelegt worden seien. Andere Konsultationsteilnehmern schreiben, dass eine Durchleitung über Grafenrheinfeld nicht erforderlich sei, so dass benötigte Leitungen in weiträumiger Entfernung von Grafenrheinfeld direkt in die südbayerischen und baden-württembergischen Industriezentren geführt werden könnten. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die bestehende Netzstruktur bereits Mitte 2015 den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld verkraften muss. Erst in sieben Jahren könne hingegen der SuedLink einen beachtenswerten Faktor in der Netzarchitektur um den Kernkraftwerksstandort Grafenrheinfeld darstellen. Ebenfalls wird gefordert, dass sich der Netzausbau am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe. Unter diesem Gesichtspunkt seien die Endpunkte der HGÜ-Leitungen zu überprüfen. An Stelle des Netzverknüpfungspunkts Grafenrheinfeld sei der Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen (möglichst weitreichend auf Bestandstrasse) anzubinden, da an diesem Netzverknüpfungspunkt bis Ende 2021 rund 2.500 MW Kernkraftwerksleistung vom Netz gingen.

Weiter trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass nicht erkennbar sei, warum nicht die ursprüngliche Maßnahme C06 von Wilster nach Goldshöfe gewählt wurde, insbesondere da wesentlich weiter östlich bzw. südlich gelegene Endpunkte zu bevorzugen sein, da hier Leistungen eine Auslastung von bis zu 70% und mehr erreichten und dem (n-1)-Kriterium nicht genügten.

Der südliche Netzverknüpfungspunkt der modifizierten Maßnahme C06 liegt beim Kernkraftwerk Grafenrheinfeld. Durch die Lage des Kernkraftwerks existiert dort bereits eine gute Netzinfrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung. Im Gegensatz zu den nach Grafenrheinfeld geplanten Drehstrom-Neubaumaßnahmen kann die HGÜ-Maßnahme C06 netzstabilisierende Systemdienstleistungen (z. B. Blindleistung) erbringen, die zuvor durch das abzuschaltende Kernkraftwerk zur Verfügung gestellt wurden. Eine Weiterführung würde zu zusätzlichen Neubauten führen. Die noch vorhandenen Auslastungen von 70%, die zu (n-1)-Verletzungen führen, können durch lokale Maßnahmen im Rahmen von NOVA-Maßnahmen ohne neue Trassen beseitigt werden (z. B. durch das Projekt P53).

Baden-Württemberg und Bayern werden in einem einheitlichen deutschen Strommarkt auch in Jahr 2024 eine Nachfrage an möglichst preiswerten Strom haben. Gleichzeitig steigt im Norden das Angebot an erneuerbarer Energie, welche nahezu grenzkostenfrei einspeist. Dies erhöht den Übertragungsbedarf nach Süden. Solange die modifizierte Maßnahme C06 nicht errichtet ist, muss durch Redispatch-Maßnahmen und gegebenenfalls weiteren Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung) die Versorgungssicherheit für Baden-Württemberg und Bayern gewährleistet werden.

Gesicherte Leistung

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass auch ohne Kernkraftwerke, Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch das bestehende Netz (plus Thüringer Strombrücke) und der übrigen Erzeugungsleistungen eine gesicherte Leistung von ca. 30 GW existiere. Dies übertreffe bei weitem den Bedarf von 12,5 GW im Jahr 2023. Daher sei die Notwendigkeit neuer Höchstspannungsleitungen nicht gegeben.

Die im Szenario B2024 unterstellte Leistung an konventioneller Erzeugung zusätzlich BHKW, Biomasse und Wasserkraft in Bayern beträgt 9,3 GW. Diese liegt unterhalb der angenommenen bayerischen maximalen Verbrauchslast von 13 GW. Bayern ist demnach für die Versorgungssicherheit auf Importe und einen funktionierenden Handel angewiesen. Der bayerische Import und Export an Strom richtet sich aber nicht nach der Versorgungssicherheit, sondern nach der Nachfrage Bayerns an preiswerten Strom innerhalb einer einheitlichen deutschen Preiszone. Die Nachfrage wird u. a. durch Wind aber auch durch Kohlekraftwerke bedient. Gaskraftwerke (4,0 GW in Szenario B2024* in Bayern) speisen aufgrund ihrer höheren Brennstoffkosten nahezu nicht ein.*

In den „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ vom 01. Juli 2015 hat die Regierungskoalition die in den Simulationen unterstellte Marktorientierung bekräftigt. Lösungen, Kohlekraftwerke im Markt schlechter zu stellen sind erörtert und verworfen worden. Die Bundesnetzagentur muss daher davon ausgehen, dass es auf Dauer bei den Wettbewerbsvorteilen der Kohle und den brennstoffkostenbedingten Nachteilen der Gaskraftwerke bleibt. Die von vielen Konsultationsteilnehmern angeführten modernen Gaskraftwerke sind damit auf die Rolle als Reserve beschränkt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme C05 führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Als Beispiele werden nachfolgend drei Netznutzungsfälle dargestellt:

- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Lamspringe und Hardeggen in der Stunde 8238 zu 120% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 112%.
- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Redwitz und Schalkau in der Stunde 1651 zu 147% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in diesem Fall auf 138%.
- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 107% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 94%.

Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 84% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Die Maßnahme ist demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%.

Topologemaßnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnten keine Topologemaßnahmen gefunden werden, die als Alternative zu der geprüften Maßnahme angemessen wären. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologemaßnahmen in der notwendigen Ausprägung ausgesprochen unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es ohne die modifizierte Maßnahme C06 zu Überlastungen im BBP-Netz. Eine Auswahl an insofern relevanten Netznutzungsfällen ist im Folgenden dargestellt:

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 2457 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Lamspringe und Hardeggen von 94%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 84%.

In der Stunde 859 (einem typischen Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage) kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Schalkau. Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist einer dieser Stromkreise zu 130% belastet, wenn ein paralleler

Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 126%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Sottrum. Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist einer dieser Stromkreise zu 94% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%.

In der Stunde 2457 ist ohne die modifizierte Maßnahme C06 ein Stromkreis zwischen Bechterdissen und Ovenstädt zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in einem solchen Fall auf 92%.

In der Stunde 2457 ist ohne die modifizierte Maßnahme C06 ein Stromkreis zwischen Krümmel und Stadorf zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in einem solchen Fall auf 87%.

Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Die maximale Auslastung der modifizierten Maßnahme C06 im Jahr beträgt 99%.

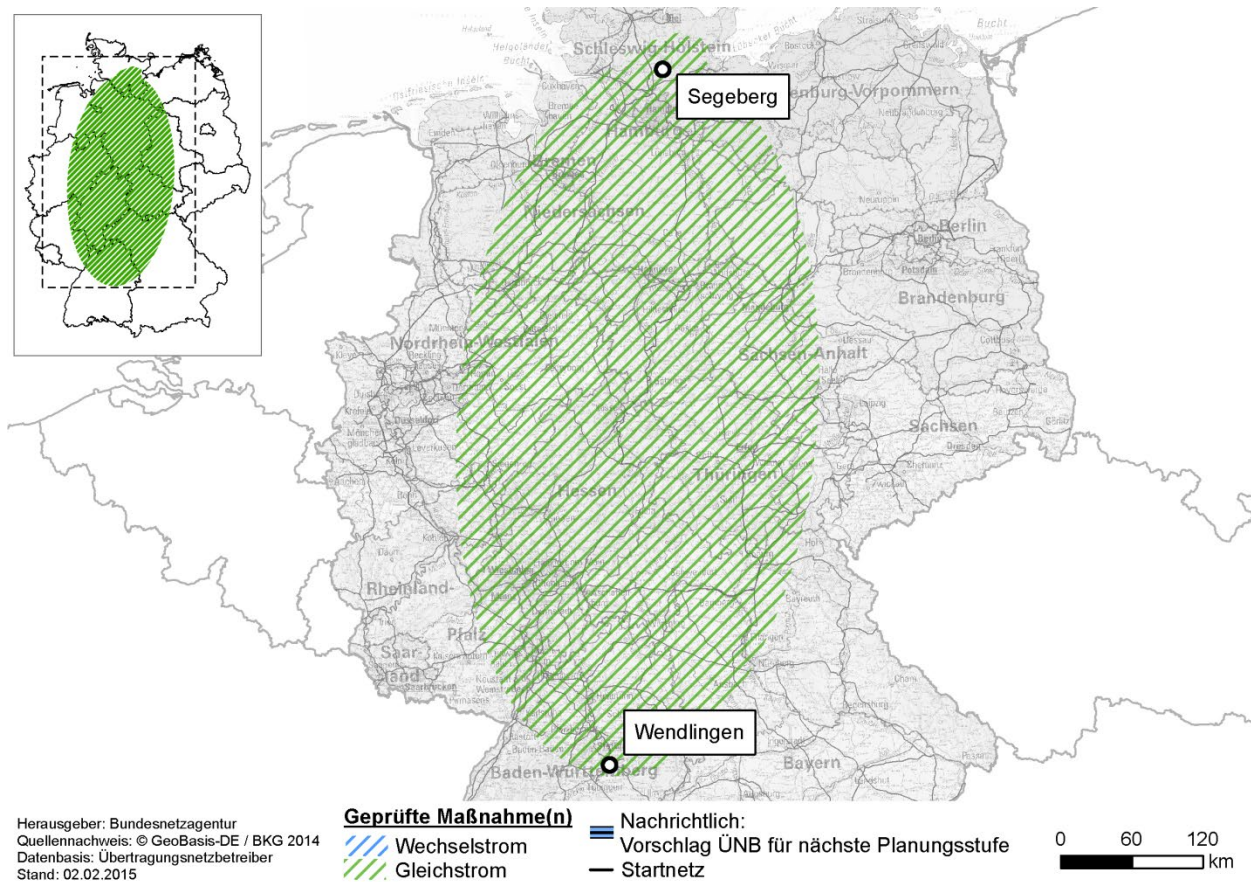
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme C06mod wird bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen gegeben.

Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen



Die Maßnahme C06WDL (Kreis Segeberg – Wendlingen) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vom Kreis Segeberg nach Wendlingen vorgesehen. Anders als im ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sieht der zweite Entwurf des NEP2024 den Endpunkt der HGÜ-Verbindung nicht mehr in Goldshöfe, sondern im Raum Wendlingen vor. Dadurch rückt der HGÜ-Endpunkt näher an den Verbrauchsschwerpunkt des Großraums Stuttgart.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 27 TWh in Baden-Württemberg im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann u. a. in windreichen Stunde durch regenerativen Strom aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie aus Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist, wie auch die Maßnahme C05 und die modifizierte Maßnahme C06, die Maßnahme C06WDL.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

NOVA-Prinzip

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, vor einer Bestätigung von C06WDL müssten gemäß NOVA-Prinzip zuerst die im Raum Stuttgart bestehenden Trassen mit Hochstromseilen aufgerüstet werden.

Die Bundesnetzagentur bestätigt den generellen Bedarf der Maßnahme C06WDL aufgrund der Prüfergebnisse nicht. Unabhängig davon ist anzumerken, dass es nicht unbedingt möglich ist, die großräumige Transportkapazität durch lokale Maßnahme zu erhöhen.

Nichtbestätigung der Maßnahme C06WDL

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass es nicht nachvollziehbar sei, warum in Korridor C eine von drei Leitungen nicht bestätigt werde. Ebenfalls trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass die 4 GW durch C05 und C06mod ausreichen und eine Bestätigung von C06WDL nicht notwendig sei, da allein durch die Maßnahmen C05 und C06mod die fehlende Leistung stillgelegter Kraftwerke bereits überkompensiert würde.

Im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung wurde auch der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt dazu, dass der Bedarf an Übertragungsleistung im Korridor C abnimmt und nur zwei Maßnahmen notwendig sind. Daher bestätigt die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024 des SuedLink Projektes.*

Annahmen zur Windenergie

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, da in Baden-Württemberg verstärkte Anstrengungen zur Ausweitung der Windenergienutzung unternommen würden, solle die Maßnahme C06WDL bis auf Weiteres nicht bestätigt werden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass in Schleswig-Holstein der Ausbau der Onshore-Windkraft sehr dynamisch sei, so dass der angenommene Wert für die installierte Onshore-Windenergieleistung im Szenario B2024* (6,3 GW) für das Jahr 2024 schon bereits Ende 2016 mit 7 GW deutlich überschritten würde. Der Einfluss der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen würde durch die tatsächliche Entwicklung mehr als kompensiert. Daher sollte schon jetzt überprüft werden, welche Auswirkung die 7,1 GW Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein, welche im Szenario B2025 unterstellt würde, auf die Maßnahme C06WDL hätte.

Im Szenario B2024 wird für Baden-Württemberg eine installierte Leistung von 3,2 GW Wind onshore unterstellt. Derzeit sind ca. 0,6 GW an Windenergieleistung onshore in Baden-Württemberg installiert. Es wird also schon ein sehr deutlicher Zubau an Windenergie in Baden-Württemberg (ca. Faktor 5) bei der Planung unterstellt.*

Bei der Regionalisierung für den NEP2025 werden für die Prognose des Ausbaus von Wind onshore auch absehbare kurzfristige Entwicklungen berücksichtigt. Dadurch wird u. a. für Schleswig-Holstein im Szenario B2025 ein deutlich größerer Ausbau an Wind onshore unterstellt als im Szenario B2024. Der Szenariorahmen für den NEP2025 unterscheidet sich jedoch in mehreren Punkten von dem Szenariorahmen für den NEP2024. Die Auswirkungen sämtlicher Änderungen werden in der Bestätigung des NEP2025 berücksichtigt werden.*

Wirksamkeit

Im vollständigen Zielnetz behebt die Maßnahme C06WDL unter dem Szenario B2024* mehrere Fälle von (n- 1)-Verletzungen. Ohne die Maßnahme C06WDL ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 112% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C06WDL reduziert die Auslastung auf 95%. Ebenfalls ist ohne die Maßnahme C06WDL in der Stunde 927 ein Stromkreis zwischen Wilster und Stade zu 110% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. In diesem Fall reduziert die Maßnahme C06WDL die Auslastung auf 94%.

Die dargestellten Netznutzungsfälle sind nur zwei von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes, insbesondere im nördlichen Teil, hinaus erstrecken. Die Maßnahme C06WDL führt damit zu einer signifikanten Entlastung von ansonsten überlasteten Leitungen im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 91% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die Maßnahme wäre demnach auch erforderlich. Die maximale Auslastung liegt bei 99%, der Mittelwert bei 63%.

Topologemaßnahmen

Es konnte nur in einem der untersuchten Netznutzungsfälle eine Topologemaßnahme gefunden werden, welche die Überlastung auf unter 100% reduziert. Dabei handelt es sich um den Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Wilster und Stade. Die Überlastung zwischen Wilster und Stade von 110% in der Stunde 927 bei Ausfall eines parallelen Stromkreises kann durch eine Topologieänderung in Stade auf 99% reduziert werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen kann eine Wirksamkeit der Maßnahme jedoch nicht mehr ermittelt werden:

Dann beträgt in der Stunde 6670, in welcher die maximale Auslastung auf dem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum zu verzeichnen ist, die Auslastung nur noch 90%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Eine Überlastung (>100%) tritt damit nicht mehr auf.

In der Stunde 8425 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Kreis Segeberg und Hamburg/Nord. Ohne die modifizierte C06WDL ist einer dieser Stromkreise nur noch zu 77% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Eine Überlastung (>100%) tritt damit nicht mehr auf.

In der Stunde 3470 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wilster und Stade. Ohne die Maßnahme C06WDL ist einer dieser Stromkreise zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C06WDL reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 88%. Die Überlastung von 102% kann jedoch durch eine Topologemaßnahme in Stade auf 92% reduziert werden.

Die Maßnahme ist in den betrachteten Netznutzungsfällen gemessen am kompletten Zielnetz bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen folglich nicht wirksam.

Die bisherigen Ausführungen geben die Prüfergebnisse bei unterstellter Realisierung des vollständigen Zielnetzes wieder. Diese Annahme wird aber nicht Realität werden, da das Zielnetz im vollständigen Umfang seitens der Bundesnetzagentur nicht bestätigt werden wird. Der bisherige Befund – die nicht nachvollziehbare Wirksamkeit bei Offshore-Reduktion und Spitzenkappung – könnte daher anders ausfallen, wenn die Maßnahme C06WDL dem BBP-Netz im Rahmen der sequenziellen Prüfung als erste zusätzliche Maßnahme hinzugefügt würde.

Im Rahmen der sequenziellen Prüfung wurde daher geprüft, ob C06WDL – analog zu Korridor B – geeignet ist, zumindest einen Teil derjenigen Überlastungen bzw. Schwachstellen sachgerecht zu beheben, die nach Fertigstellung des BBP-Netzes im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung noch verbleiben. Dies ist aber – genau wie bei Korridor B – nicht der Fall. Nur wenige, eher kleinräumige Überlastungen verbleiben im Bereich des mittleren Nord-Süd-Transportkorridors, in dem C06WDL liegt. Viele der verbleibenden Überlastungen liegen eher im Osten bzw. Südosten Deutschlands. Die eher kleinräumigen Überlastungen im Bereich des mittleren Nord-Süd-Transportkorridors rechtfertigen aus Sicht der Bundesnetzagentur derzeit nicht die Bestätigung der über 800 km langen Maßnahme C06WDL. Dies gilt insbesondere deswegen, da in der sequenziellen Prüfung für die meisten der verbleibenden Überlastungen bzw. Schwachstellen im Bereich des mittleren Nord-Süd-Korridors geeignete, von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls beantragte Drehstrommaßnahmen ausfindig gemacht werden konnten, die diese Überlastungen bzw. Schwachstellen sinnvoll beheben. Eine Wirksamkeit von C06WDL ist daher auch dann nicht ersichtlich, wenn C06WDL als erste Maßnahme dem BBP-Netz hinzugefügt werden würde.

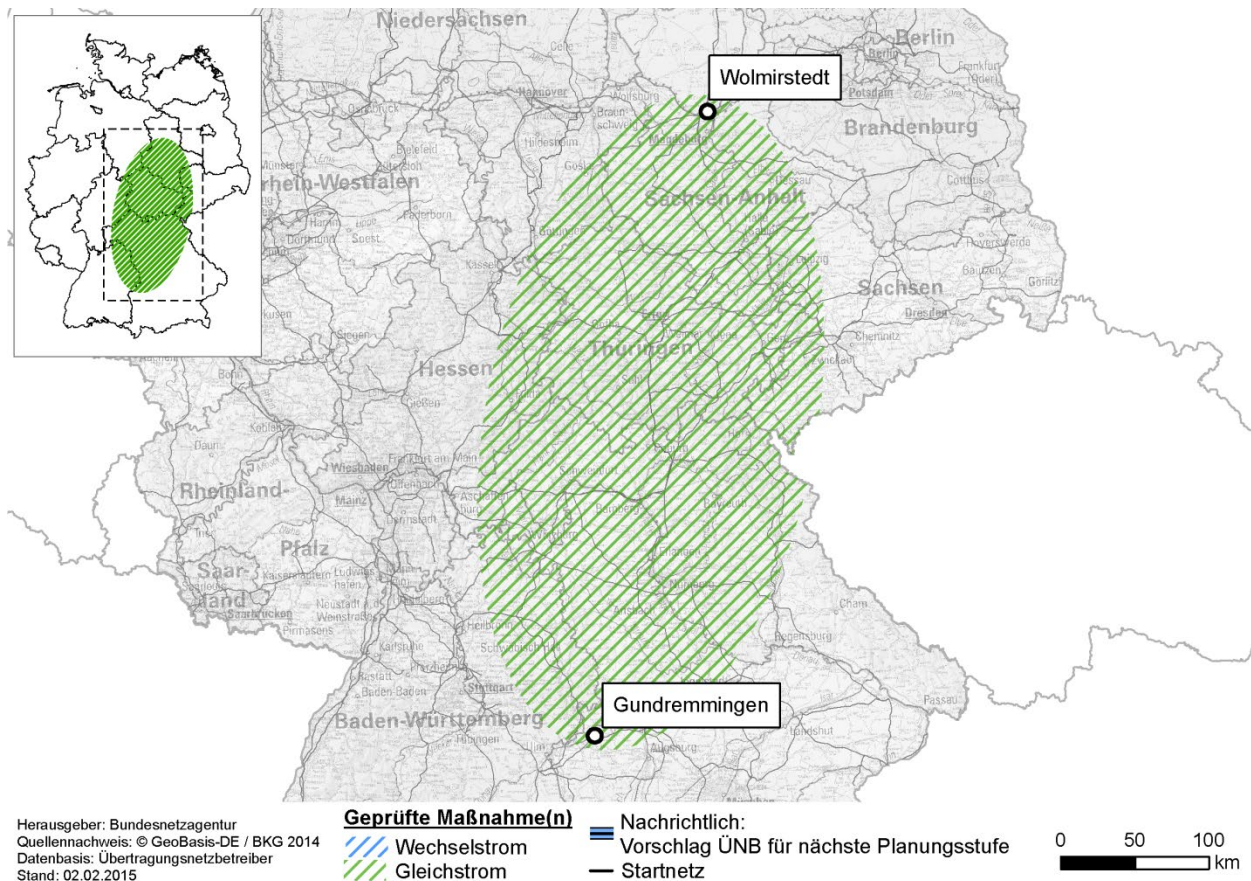
Der Befund ist konsistent mit den bisherigen Untersuchungen der Bundesnetzagentur in den vergangenen Jahren. In den früheren Entwürfen des Netzentwicklungsplans sind die drei Maßnahmen des Korridors C mit einer Übertragungsleistung von jeweils 1,3 GW beantragt worden. Im vorliegenden Entwurf des NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Übertragungsleistung jeder Maßnahme auf 2 GW erhöht. Die Übertragungskapazität der für erneut bestätigten Maßnahmen C05 und C06mod übersteigt damit mit nunmehr insgesamt 4 GW bereits die letztjährig genehmigte Übertragungsleistung von 2,6 GW. Eine weitere Steigerung der Übertragungsleistung auf 6 GW, wie mit Genehmigung von C06WDL zu verzeichnen wäre, erscheint auch vor dem Hintergrund der reduzierten Transportaufgabe im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung derzeit noch nicht erforderlich.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt zwar wirksam Leitungsüberlastungen und erfüllt das Kriterium der Erforderlichkeit im Szenario B2024*. Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kann eine Wirksamkeit der Maßnahme jedoch nicht mehr ermittelt werden. In den untersuchten Fällen erweist sich die Maßnahme C06WDL dann als nicht wirksam, da in der Regel keine Überlastung im (n-1)-Fall mehr existiert. Auch im Rahmen der sequenziellen Prüfung kommt C06WDL nicht für eine sinnvolle Behebung der nach Realisierung des BBP-Netzes verbleibenden Überlastungen in Frage.

Die Maßnahme C06WDL wird daher nicht bestätigt.

Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen-Anhalt – Bayern



Im Szenario B2024* enthält Korridor D die Maßnahme D18. Diese Maßnahme schlagen die Übertragungsnetzbetreiber als Ersatz für das Vorhaben Nr. 5 des Bundesbedarfsplans (von Lauchstädt nach Meitingen) vor.

Das langfristige Ziel des Projekts ist es, die Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu gewährleisten. Die Versorgungslücke in Süddeutschland soll langfristig, insbesondere durch Einbindung der Offshore-Windkraftanlagen und der landseitigen Windkraftanlagen in Nordostdeutschland, durch erneuerbare Energien geschlossen werden. In der für den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren erforderlichen Ausbaustufe soll die Errichtung eines Gleichstromübertragungssystems mit 2 GW Transportkapazität zwischen den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen erfolgen.

Im Szenario B2024* werden Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh. In Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen erfolgt hingegen ein Ausbau erneuerbarer Energien, der zusammen mit der (auf Grund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem

Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Dieser Überschuss soll mittels Transport zur Versorgungssicherheit Süddeutschlands beitragen.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten zwingend erforderlich.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist der Korridor D.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stickleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme D18: Wolmirstedt – Gundremmingen

Die Maßnahme D18 (Wolmirstedt – Gundremmingen) wird bestätigt.

Die Bundesnetzagentur ist bei der Beurteilung von Maßnahmen ausschließlich auf die dafür im EnWG zur Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit verankerten netztechnischen Aspekte beschränkt. Sie hat vor diesem Hintergrund die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte Maßnahme D18 bestätigt. Es ist Sache des Gesetzgebers, inwieweit er bei der verbindlichen Festlegung zusätzliche Aspekte in die Abwägung einbezieht oder bestimmte Aspekte anders gewichtet. In diesem Sinne könnte der Gesetzgeber auch die alternative Maßnahme „Wolmirstedt – Isar/Landshut“ einschließlich einer ergänzend erforderlichen Ertüchtigungsmaßnahme im Drehstromnetz für vorzugswürdig erachten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Bedarf / Marktmodell / dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die HGÜ-Verbindung sei nicht erforderlich, weil der Bedarf aufgrund einer falschen Methode ermittelt worden sei. Statt die Maßnahme zu errichten, solle das Marktdesign angepasst werden. Einige Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang die Prüfung eines alternativen Marktmodells mit Vorrang für Gaskraftwerke. Das derzeitige Modell führe dazu, dass moderne Gaskraftwerke wie Irsching unrentabel werden. Dies widerspreche einem Grundgedanken der Energiewende. Bei einer dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugung bestehe kein Bedarf für Korridor D. Bayern würde die benötigte Energie in Zukunft vor Ort durch eigene regenerative Kraftwerke bereitstellen. Der Korridor D mache dezentrale Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele zunichte. Bisherige gemeindliche

Anstrengungen zur regionalen Ausschöpfung von Energiepotenzialen würden nicht berücksichtigt und durch die zentrale Versorgung ausgehebelt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern die Befürchtung, dass der Bau der HGÜ-Korridore die Stellung der Übertragungsnetzbetreiber verfestige und der regionalen Perspektive der Energiewende den wirtschaftlichen Boden entziehe. Durch einen Ausbau in HGÜ-Technik werde über Jahrzehnte eine Struktur festgeschrieben, in der neue und innovative regionale Versorgungskonzepte deutlich weniger Chancen hätten. Für eine sinnvolle Optimierung von lokalen und dezentralen Versorgungsstrukturen, die auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten könnten, gäbe es keine Marktanreize mehr.

Die Bedarfsermittlung zum Netzausbau hat sich daran zu orientieren, welcher energiepolitische Rahmen sich innerhalb des Betrachtungszeitraums als wahrscheinlich darstellt. Das dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Marktmodell (vgl. Abschnitt II C) basiert daher auf den aktuellen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Mit den im EEG gesetzlich festgelegten Ausbauzielen für erneuerbare Energien und dem Bekenntnis zum Strommarkt 2.0 hat die Bundesregierung dieses Marktdesign ausdrücklich und langfristig festgeschrieben. Politische Mehrheiten, die eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Ansätzen zu einer planwirtschaftlich gelenkten Energiewirtschaft einschließlich der Festlegung bestimmter Kraftwerkstypen und -standorte bewirken könnten, sind nicht ersichtlich.

Sofern man unter einer regionalen Perspektive versteht, dass eine „dezentrale“ (im Sinne von „verbrauchsnahe“) Energieversorgung dem weiträumigen Stromtransport vorzuziehen sei, ist das ein nachvollziehbares Anliegen vieler Konsultationsteilnehmer. Auch hier gilt jedoch, dass nicht der Netzausbau im Allgemeinen oder gar eine einzelne Netzausbaumaßnahme im Besonderen solche Lösungen behindert, sondern dass eine dezentrale Erzeugungsstruktur ihrerseits nicht das Potenzial besitzt, den erforderlichen Netzausbau im Übertragungsnetz zu reduzieren. Denn in verbrauchsstarken Regionen wäre sie nicht in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen (vgl. Abschnitte IV A 2 und IV A 3). Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Netzausbau schlicht die wirtschaftlichste Option, selbst wenn man, wie im Übrigen in der Modellierung geschehen, die bestehenden Marktanreize für dezentrale Strukturen berücksichtigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer verweisen auf die Thüringer Strombrücke und auf andere bereits vorhandene Leitungen. Die Thüringer Strombrücke könne durch Hochtemperaturleiterseile auf die doppelte Kapazität (10,6 GW) erhöht werden. Bei einer entfallenden Leistung von Kernkraftwerken bis 2022 von insgesamt 5,3 GW würde dies den Bau des Korridors ausgleichen. Lediglich eine Leitung zwischen Gundremmingen und Grafenrheinfeld sei eventuell nötig. Weiterhin fordern sie mehr Transparenz und die Offenlegung möglicher Alternativen. Andere Konsultationsteilnehmer merken an, dass ein weiterer Ausbau des Projekts P44 von Altenfeld über Schalkau nach Grafenrheinfeld den Bau des Korridors ersetzen könne. Andere fordern statt des Korridors D das Projekt „Desertec“ (Solarstrom aus Afrika) weiterzuverfolgen.

Die Thüringer Strombrücke ist bereits mit Hochstrombeseilung geplant. Eine Verdoppelung der Kapazität wäre nur durch Hinzunahme weiterer Stromkreise möglich. Da das Projekt P44 jedoch teilweise auf denselben Masten mitgeführt werden soll, müsste eine weitere Mastreihe in gleicher Trasse errichtet werden. Darüber hinaus behebt Korridor D nicht nur lokale Engpässe an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern, die allein durch die Thüringer Strombrücke nicht beseitigt werden können. Vielmehr hat er eine großflächige Wirkung und kann zudem netzstützend eingesetzt werden. In Nordafrika Solar- und Windstrom zu produzieren, anstatt auf konventionelle Erzeugung zu setzen, um den dortigen Bedarf zu decken hilft der globalen CO₂-Bilanz. Diesen

Strom aus Afrika nach Europa bzw. nach Bayern zu importieren würde (ganz abgesehen von der Frage der wirtschaftlichen Machbarkeit) einen weitaus umfangreicheren interkontinentalen Netzausbau auslösen als der innerdeutsche Transport von Strom aus erneuerbaren Energien.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den Bedarf für Korridor D durch unabhängige Gutachter ermitteln zu lassen. Die Ergebnisse des Bayerischen Energiedialogs seien nicht berücksichtigt worden. Diese widersprächen einem Bedarf für den Korridor D und hätten Bayern eine gesicherte Stromversorgung bescheinigt. Die Notwendigkeit der Maßnahme sei bisher nur von denjenigen bestätigt worden, die unmittelbar davon profitierten. Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, die Kontrollfunktion der Bundesnetzagentur sei nicht erkennbar.

Der Bedarf für Korridor D wurde von verschiedenen unabhängigen Gutachtern bestätigt. Selbst ein Gutachten im Auftrag von Greenpeace bezeichnet ihn als angemessene Lösung. Studien wie zum Beispiel des Energieforschungszentrums Niedersachsen, die vordergründig zu abweichenden Einschätzungen bzw. zu alternativen Lösungen kommen, lassen deren ökonomische, ökologische, rechtliche, politische bzw. gesellschaftliche Realisierbarkeit außer Betracht. Die Bundesnetzagentur muss jedoch genau diese Rahmenbedingungen in ihre Entscheidungen miteinbeziehen.

Neben der Bundesnetzagentur als neutraler Kontrollinstanz wird jeder Netzentwicklungsplan von einem weiteren Gutachter begleitet. Sowohl die TU Graz als auch das IFHT der RWTH-Aachen hielten Korridor D für notwendig. Die Prüfung des NEP2024 wurde von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) GmbH unterstützt. Sie kommt zu demselben Ergebnis. Diese Gutachter werden von der Bundesnetzagentur beauftragt. Dies geschieht im Rahmen einer offenen Ausschreibung und wird aus staatlichen Mitteln finanziert. Darüber hinaus gibt es losgelöst vom Prozess des Netzentwicklungsplans weitere Studien beispielsweise im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), der Agora Energiewende oder auch Greenpeace, die ebenfalls konstatieren, dass ein umfangreicher Netzausbau erforderlich ist.

Der Bundesnetzagentur sind weitere Gutachten mit rein theoretisch wissenschaftlichem Ansatz bekannt. Wie auch die Studie des Energieforschungszentrums Niedersachsen „Szenarienerstellung und -berechnung zur Analyse von Transportkapazitäten“ vom 08. Juli 2015 kommen diese zum Ergebnis, dass unter gewissen Randbedingungen der Korridor D nicht erforderlich sei. Diese Betrachtungen blenden jedoch typischerweise die geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und Marktregeln aus. Dies mag im wissenschaftlichen Umfeld legitim sein ist aber für eine praxisrelevante Planung einer volkswirtschaftlich wichtigen Infrastruktur keine sinnvolle Basis. Die oftmals vorausgesetzten Änderungen des Strommarktdesigns kann nicht nachvollzogen werden, dies gilt insbesondere im Hinblick der aktuellen Bekenntnisse der Bundesregierung weiterhin an dem bestehenden Energy-Only-Markt fest zu halten.

Im Bayerischen Energiedialog wurde der Bedarf für den Korridor D in der Arbeitsgruppe 4: „Versorgungssicherheit - Strombedarf, gesicherte Leistung, dezentrale versus zentrale Versorgungsstrukturen“ diskutiert. Laut dem abschließenden Dialogpapier vom 23. Januar 2014 (verfügbar unter www.energie-innovativ.de/energiedialog/ag-versorgungssicherheit) „herrschte weitgehend Einigkeit darüber, dass großräumiger Stromaustausch die Versorgungs- und Systemsicherheit erhält, da überregionale Optimierungen der Versorgung erfolgen und fehlende Strommengen (40 TWh Erzeugungslücke) bereitgestellt werden können“. Diejenigen Gruppenmitglieder, welche sich für eine Deckung dieser Lücke durch andere Maßnahmen als den Netzausbau aussprachen, unterstellten bei den zur Begründung herangezogenen theoretischen Untersuchungen Annahmen, welche den geltenden Rechtsrahmen und die Marktregeln außer Betracht lassen.

Andere Konsultationsteilnehmer hingegen sehen dringenden Bedarf für neue Stromtrassen nach Bayern. Der Standort Gundremmingen sei als Netzverknüpfungspunkt des Korridors D geeignet. Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Korridor D bei weiteren zeitlichen Verzögerungen nicht mehr rechtzeitig fertig gestellt werden könne.

Stromhandel

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, Korridor D transportiere hauptsächlich Braunkohle- und Atomstrom. Außerdem diene er dem internationalen Stromhandel und nicht der Versorgungssicherheit Bayerns. Es könne sogar russischer Atomstrom importiert werden. Der Bau einer Trasse für den europäischen Stromtransit werde gesellschaftlich nicht akzeptiert. Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass sie nicht für die Braunkohle- und Kernkraftwerke im Ausland zahlen wollen und den Korridor daher ablehnen. Darüber hinaus behindere der Import von Atom- und Kohlestrom die Rentabilität deutscher Gaskraftwerke und die regionale Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Andere Konsultationsteilnehmer meinen, dass mögliche Importe aus Österreich und der Schweiz nicht berücksichtigt worden seien.

Neben dem Strom aus Windkraftanlagen auf See sowie auf dem norddeutschen Festland wird der Korridor D zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken und aus dem Ausland, beides als Teil des marktbedingten Energiemix, nach Süddeutschland transportieren. Der Energiemix ergibt sich aus den am Markt gehandelten Energiemengen. Die Jahresenergiemenge aus Braunkohleinspeisung sinkt von 2024 bis 2034 um 30%. Gleichzeitig steigt der Transportbedarf nach Süddeutschland auf fast 18 GW. Dies zeigt, dass der Bedarf für Korridor D auf Grund der Versorgungslücke in Süddeutschland unabhängig von der Braunkohleinspeisung besteht. Auch Importe aus der Schweiz und Österreich wurden im Marktmodell berücksichtigt. Sie reichen jedoch nicht aus, um den Bedarf in Süddeutschland zu decken. Aufgrund der Zusammensetzung des Kraftwerksparks in der Schweiz und in Österreich und den damit verbundenen (in der Regel) höheren Stromerzeugungskosten treten solche Importe kaum auf.

Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer meinen, durch neue Speichertechnologien reduziere sich der Bedarf für neue Leitungen. Allerdings zweifeln einige Konsultationsteilnehmer zugleich an, dass die im Netzentwicklungsplan angesprochenen „alpinen Speicher“ rechtzeitig und im vollen Umfang fertig gestellt würden. Wieder andere Konsultationsteilnehmer fragen, wo diese Speicher entstehen sollen und fordern mehr Transparenz und Informationen hierzu.

Gegen eine stärkere Berücksichtigung von Speichern im Netzentwicklungsplan Strom spricht ihre mangelnde wirtschaftliche Perspektive. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist ein umfangreicher flächendeckender Einsatz von Stromspeichern, in den nächsten zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich. Zur Rolle der verschiedenen Speichertechnologien vgl. Abschnitt IV A 3.1). Diejenigen (großen) Speicher, die im Betrachtungszeitraum wirtschaftlich betrieben werden können, sind im Marktmodell berücksichtigt.

NOVA-Prinzip / Kraftwerks- statt Netzausbau

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die Abschaltung der bayerischen Kernkraftwerke könne mit geringem Aufwand durch den Anschluss neuer Kraftwerke an bestehende Freileitungen kompensiert werden. Entsprechend dem NOVA-Prinzip sei der Ausbau bestehender Leitungen dem Neubau vorzuziehen. Des Weiteren solle der Austausch von Leiterseilen vorrangig betrachtet werden. Denkbar sei auch eine neue

Einspeisung bei Erbach und Gundremmingen, um die Netzbereiche zu entlasten. Zur Abdeckung des Spitzenstroms könnten Öl- bzw. Gaskraftwerke in Gundremmingen beitragen.

Das NOVA-Prinzip wurde im Rahmen der Netzplanung bereits angewendet (vgl. Abschnitt II D 2). Es bleibt jedoch darüber hinaus bei Neubaubedarf. So sind neben Korridor D im bayerischen Netzgebiet weitere Netzverstärkungen (wie das Projekt P48) und auch Neubau nötig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Standortoptimierung oder der Neubau bestimmter Kraftwerke ist nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans. Er nimmt seinerseits nur bestehende Kraftwerke und solche an, deren Bau als sicher gilt. Wo ein Kraftwerk gebaut und betrieben wird und wieviel Strom es wann in das Übertragungsnetz einspeist, beantwortet sich nach den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Diese werden politisch und rechtlich vorgegeben und können im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht beliebig verändert werden. Im Übrigen ist eine Änderung auf politischer Einigung nicht zu erwarten. Die „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ der Regierungskoalition vom 01. Juli 2015 sieht zwar eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung vor. Solche Reservekraftwerke nehmen aber gerade nicht am Strommarkt teil. Maßgeblich für den Netzausbau sind nicht diese Reservekraftwerke, sondern die Nachfrage auf dem regulären Strommarkt und der zu deren Deckung notwendige Transport.

Netzverknüpfungspunkte

Mehrere Konsultationsteilnehmer werfen die Frage auf, warum Korridor D nicht weiter im Norden beginne, wenn die Leitung doch Windstrom in den Süden transportieren solle. Weiterhin wird angemerkt, dass die Verlagerung der Anschlusspunkte die Stromtrasse verlängere. Einige Konsultationsteilnehmer verlangen, den bisher geplanten Korridor von Lauchstädt nach Meitingen weiter als Alternative in Betracht zu ziehen. Er sei auf Grund der geringeren Landschaftseingriffe dem neuen Korridor D vorzuziehen. Außerdem sei es sinnvoller den südlichen Netzverknüpfungspunkt nah an das Lastzentrum München zu legen bzw. einen Netzverknüpfungspunkt zu wählen, der eine „substanziiell verkürzten Ausführung“ des Korridors erlaube.

Gegenüber den bisherigen Planungen haben die Übertragungsnetzbetreiber im überarbeiteten Entwurf des NEP2024 den südlichen Netzverknüpfungspunkt des Korridors D von Meitingen nach Gundremmingen verlegt. Der Vorteil ist, dass an diesem Standort die vorhandene Infrastruktur des Kernkraftwerks Gundremmingen nach dessen Abschaltung weitergenutzt werden kann.

Aufgrund der Novellierung des EEG haben sich auch die Erwartungen hinsichtlich des regionalen EE-Ausbaus geändert. Dem wird durch eine geänderte Regionalisierung Rechnung getragen. Ergebnis ist ein Anstieg der Anzahl und Leistung von Onshore-Windkraftanlagen im Nordosten Deutschlands. Durch die Verlegung des nördlichen Netzverknüpfungspunkts von Lauchstädt nach Wolmirstedt wird dies berücksichtigt. Denn es erfolgt eine direktere Anbindung von Regionen mit starker Windenergieeinspeisung. Die noch im ersten Entwurf zum NEP2024 geplante Drehstrommaßnahme zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld kann dadurch entfallen. Der durch die Verlängerung des Korridors D bedingte zusätzliche Flächenverbrauch erfolgt insofern nur vorweggenommen, als der Korridor längerfristig ohnehin noch bis nach Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern ausgebaut werden soll. In Anbetracht dieser Aspekte ist die Verlegung der Netzverknüpfungspunkte für die Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

Als alternativer südlicher Netzverknüpfungspunkt des Korridors D ist aufgrund der Stellungnahmen der Bayerischen Staatsregierung der Standort Landshut/Isar geprüft worden (siehe unten).

Kosten

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Kosten des Korridors zu hoch seien und dass die Übertragungsnetzbetreiber auf Grund der hohen Eigenkapitalrendite für Neubau von 9,05% ein finanzielles Interesse am größtmöglichen Ausbau hätten. Die Gesamtkosten der HGÜ seien zudem nicht transparent.

Die Bedeutung der Eigenkapitalrendite wird im Abschnitt IV B erläutert. Die von der Bundesnetzagentur festzulegende Verzinsung orientiert sich daran, welche Rendite Geldgeber am Kapitalmarkt mit vergleichbarem Risiko verdienen könnten. Sie muss deutlich höher als bei kurzfristigen Geldanlagen sein, da sie ein Investment beinhaltet, bei dem das eingesetzte Kapital 40 Jahre lang gebunden ist. Der in Rede stehende kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz liegt aktuell bei 9,05% vor und bei 7,39% nach Körperschaftssteuern. Welche Kostenannahmen auf der Ebene des Netzentwicklungsplans sinnvoll getroffen werden können, beschreibt Abschnitt IV D.

Erdverkabelung

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den Korridor D erdzuverkabeln. Berücksichtige man bei Freileitungen auch solche Kosten, die durch protestbedingte Verzögerungen entstünden, und beziehe außerdem Wertverluste von Immobilien und Kosten für gerichtliche Auseinandersetzungen mit ein, sei eine Verkabelung nicht teurer und weniger konfliktlastig.

Für HGÜ-Vorhaben wie den Korridor D sieht das § 2 Abs. 2 S. 2 des Bundesbedarfsplangesetzes bereits die Möglichkeit einer Teilverkabelung vor. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht. Zur Diskussion um die Erdverkabelung beim Netzausbau vgl. auch Abschnitt IV C.

Andere Konsultationsteilnehmer sehen in der Lösung, die Stromversorgung Bayerns durch „wenige große Maßnahmen“ zu gewährleisten, eine Gefahr z. B. bei Naturkatastrophen oder Terroranschlägen. Eine 450 km lange Stromtrasse bilde eine leicht angreifbare Infrastruktur. Die HGÜ-Technik solle nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer auf Grund der geringen Erfahrungen nicht gleich bei einer Vielzahl an Maßnahmen gleichzeitig eingeführt werden.

Das Übertragungsnetz ist so ausgelegt, dass es auch bei Ausfall eines Betriebsmittels noch fehlerfrei arbeitet (die so genannte (n-1)-Sicherheit). Die Versorgungssicherheit ist demnach auch bei einem Ausfall des HGÜ Korridors gewährleistet.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zum Status „Projekt von gemeinsamem Interesse“ (PCI). Das rein innerdeutsche Projekt Raum Gundremmingen-Wolmirstedt erfülle die Kriterien der Verordnung EU Nr. 347/2013 für ein solches Projekt nicht und sei für die energiepolitischen Zielen der EU nicht zwingend erforderlich. Der Verordnungsgeber bezwecke, dass die Projekte von gemeinsamem Interesse auch den künftigen Zielen der Energie- und Klimapolitik der EU ausreichend Rechnung tragen. Dies sei für Korridor D nicht gegeben. Auch die geforderte Flexibilität für künftige energiepolitische Entwicklungen in der EU biete er nicht.

Bevor ein Projekt den Status eines PCI erhält, lässt die Europäische Kommission die Erfüllung der Vorgaben überprüfen. Korridor D hat diese Kriterien erfüllt und erhielt den PCI-Status. Die Auswahl der Projekte von gemeinsamem Interesse wird alle zwei Jahre wiederholt. Die Erfüllung der Aufnahmekriterien wird hierbei jedes Mal erneut überprüft. Aktuell läuft die zweite Runde der PCI-Auswahl. Auch hier steht der Korridor D wieder auf der Kandidatenliste, da die Vorgaben zur Aufnahme weiterhin erfüllt werden. Die endgültige Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse wird Ende 2016 von der Kommission veröffentlicht.

Sonstiges

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Gesamtkapazität aller Verbindungen nach Bayern auszuweisen. Statt die Netze auszubauen fordern einige Konsultationsteilnehmer die Kappung von Erzeugungsspitzen.

Die Gesamtkapazität aller Verbindungen nach Nordbayern beträgt nach Realisierung der Südwestkuppelleitung 12,9 GW. Dies ist allerdings ein rein theoretischer Wert. Die Bundesnetzagentur hält die summarische Gesamtkapazität von Leitungen nicht für aussagekräftig. Die dargestellte Übertragungskapazität (vgl. nachfolgend Abbildung 1) hingegen berücksichtigt die (n-1)-Sicherheit und den physikalisch unausweichlichen – und entscheidenden – Umstand, dass die einzelnen Leitungen eines vermaschten Netzes ungleichmäßig belastet werden, wobei das schwächste Betriebsmittel über die maximale Belastbarkeit bestimmt.

Bei fristgerechter Umsetzung aller bestätigten Maßnahmen des NEP2024 ist die Versorgungssicherheit Bayerns ohne zusätzlichen Kraftwerksneubau gewährleistet. Eine Spitzenkappung hat die Bundesnetzagentur über die Betrachtung der Gutachter-Marktmodellierung (vgl. Abschnitt II E 3.3) bereits berücksichtigt. Der Bedarf für Korridor D bleibt allerdings auch dann bestehen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer behauptet, die beim Umwandeln zwischen Wechselstrom und Gleichstrom entstehenden Verluste würden im Netzentwicklungsplan vernachlässigt. Bei kürzeren HGÜ-Verbindungen wären die Unterschiede marginal, im Fall von Korridor D würden sie bei circa einem Prozent liegen. Dies sei keine Rechtfertigung für die hohen Investitionskosten.

Zur Minimierung der Verluste bei einem Transport über lange Distanzen kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ) in Frage. Theoretisch geeignet wäre auch eine Erhöhung der Spannung in der Drehstromübertragung, wie z. B. die 550-kV-Technologie. Allerdings erfordert insbesondere die Abschaltung der Kernkraftwerke Maßnahmen, welche die bisher von eben diesen Kraftwerken erbrachten von netztechnischen Systemdienstleistungen (wie etwa die Bereitstellung von Blindleistung) übernehmen. Genau dazu ist die Gleichstromtechnologie besonders geeignet.

Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass zusätzlich zum Korridor D fünf neue Gaskraftwerke benötigt würden, um die Versorgungssicherheit in Bayern zu gewährleisten. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist auf die steigende Bedeutung von Reservekraftwerken zur Netz- und Systemabsicherung bei weiterem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien und gleichzeitigem Abschalten der Kernkraftwerke hin. Es sei daher unerlässlich stabilisierende und besonders effiziente Gaskraftwerke wirtschaftlich am Netz zu halten. Des Weiteren zeigten Analysen, dass bereits vor Abschaltung der letzten Kernkraftwerke rund 2.000 MW neuer gesicherter Leistung im Netzgebiet Bayerns benötigt werden. Um dies zu gewährleisten sei eine geänderte Reservekraftwerksverordnung gegebenenfalls gekoppelt mit einer Kapazitätsreserve erforderlich.

Der Bau zusätzlicher Gaskraftwerke bzw. eine verstärkte Erdgasverstromung in Bayern setzen eine Änderung des Strommarktdesigns voraus, da Gaskraftwerke wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig sind. Mögliche Änderungen von Marktregeln sind aber nicht Teil des Netzentwicklungsplans. Sobald die Debatte um die Reform des Strommarktdesigns abgeschlossen ist und das neue Design gesetzlich verankert ist, wird dies in der Netzplanung berücksichtigt. Momentan läuft diese Reform allerdings nicht auf eine grundlegende Änderung dieser Rahmenbedingungen voraus. Lediglich eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung ist politisch beabsichtigt. Im Übrigen soll am bestehenden Energy-Only-Markt festgehalten werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme D18 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen. Beispielsweise wird ohne den Korridor D ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 7920 zu 172% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Leitungen zwischen Altenfeld und Schalkau (168%) sowie die Leitung zwischen Redwitz und Schalkau (153%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme des Korridors D reduziert die Auslastung dieser beiden Leitungen dann auf 154% bzw. 140%.

Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, letztere aber immer noch über 100% ausgelastet bleibt. Das wirkt zwar auf den ersten Blick so, als sei die BBP-Maßnahme noch gar nicht „wirksam genug“, zeigt aber nur, dass neben den BBP-Maßnahmen weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als nicht wirksam (genug) anzusehen, da sich ohne sie die Überlastungssituation schlimmer darstellen würde.

Genauso verhält es sich mit dem Korridor D. Ähnliche Belastungssituationen wie die vorstehend geschilderten ergeben sich in der Region um die Landesgrenze zwischen Bayern und Thüringen in über 1.700 Stunden des Jahres 2024. Dies verdeutlicht, dass der Korridor D zusätzlich zu anderen BBP-Maßnahmen (Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“, P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) notwendig ist. Darüber hinaus sind zum Erlangen eines engpassfreien Netzes (Auslastungen kleiner 100% trotz Ausfall eines Betriebsmittels) weiterhin die Maßnahmen P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich. Damit sind diese Maßnahmen keine Alternativen, sondern notwendige Ergänzungen.

Zusätzlich verhindert Korridor D an vielen Stunden des Betrachtungsjahres unerwünschte Leistungsflüsse, die parallel zum deutschen Übertragungsnetz über Polen und Tschechien nach Bayern und Österreich fließen (sogenannte Ringflüsse).

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 96% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es bei Realisierung aller sonstigen Netzausbaumaßnahmen ohne Korridor D immer noch an bis zu 1.200 Stunden des Jahres zu Netzengpässen. Beispielsweise sind in der Stunde 2440 die Stromkreise zwischen Lauchstädt und Vieselbach maximal ausgelastet. Im BBP-Netz ist ohne den Korridor D einer dieser Stromkreise zu 137% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme des Korridors reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 121%. Die maximale Auslastung des Korridors im Jahr beträgt 99%; der Mittelwert liegt bei 84%.

Trotz der Entlastung des Netzes durch die Spitzenkappung und der Errichtung anderer BBP-Massnahmen kommt es mit Korridor D immer noch an fast 500 Stunden des Betrachtungsjahres 2024 zu Überlastungen in der Region um die Landesgrenze zwischen Bayern und Thüringen. Dementsprechend gilt auch unter den Randbedingungen des Gutachterszenarios, dass selbst bei Annahme der anderen BBP-Massnahmen (Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“, P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) der Korridor D wirksam ist und somit diese Massnahmen keine Alternativen, sondern Ergänzungen sind, die aber immer noch nicht ausreichen, um alle Netzengpässe zu beheben. Auch unter diesen Randbedingungen sind die zum BBP-Netz zusätzlichen Massnahmen P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich um die Auslastungen bei Betriebsmittelausfall unter 100 % zu senken.

Szenario A2024

Selbst im Szenario A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 74%.

Grundlegende Betrachtungen zum Bedarf

Die Untersuchung aller Einzelstunden des Betrachtungsjahres 2024 zeigt, dass trotz Offshore-Reduktion und Spitzenkappung das bestehende Netz an der nördlichen Landesgrenze von Bayern an vielen Stunden im Jahr überlastet ist.

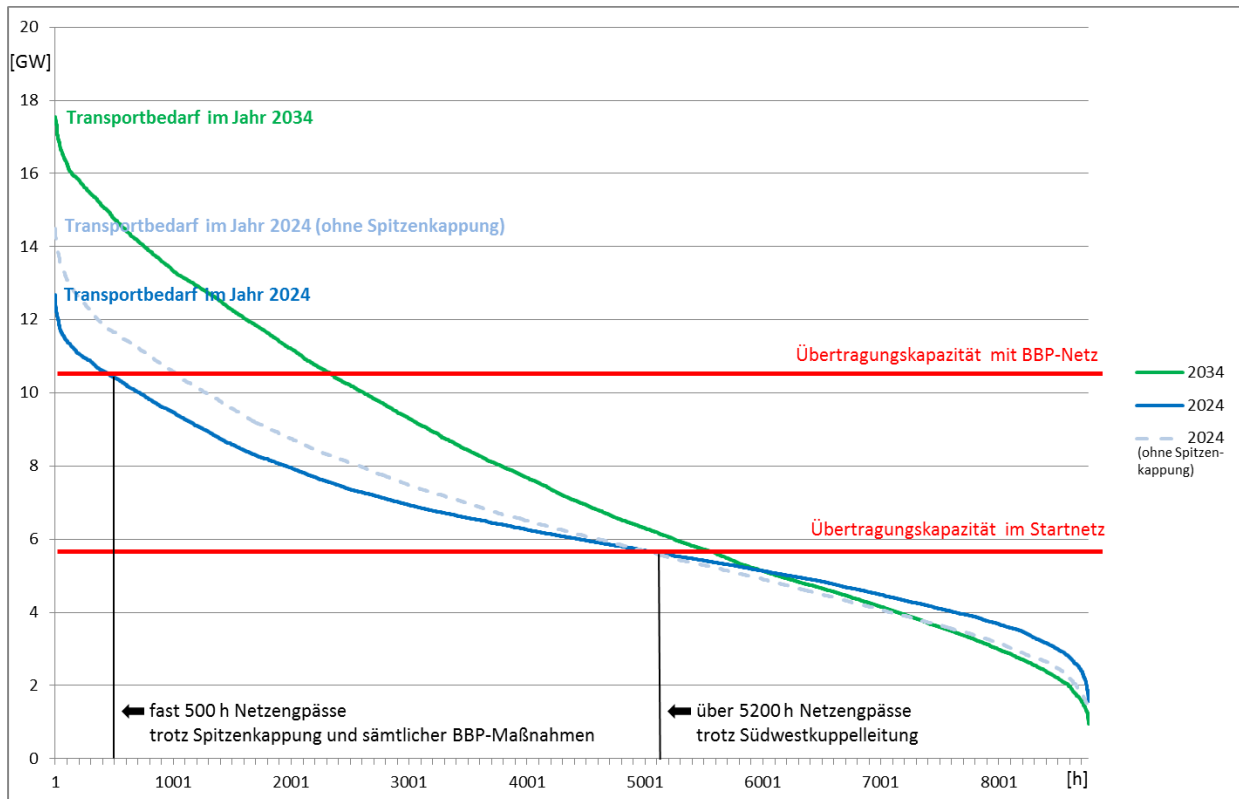


Abbildung 1: Transportbedarf an der nördlichen Landesgrenze Bayerns

Die Abbildung zeigt den erforderlichen, nach der Größe sortierten Nord-Süd-Transportbedarf im Vergleich zur Übertragungskapazität des Startnetzes in dieser Region einschließlich der Südwestkuppelleitung von Altenfeld nach Redwitz. Es wird deutlich, dass trotz Spitzenkappung ohne weiteren Netzausbau das Startnetz im Jahr 2024 an über 5.200 Stunden des Jahres überlastet wäre.

Die zugrundeliegende Übertragungskapazität des Startnetzes von 5,8 GW wird durch das schwächste Element bestimmt und berücksichtigt den Leitungsausfall. Bei der Analyse der 8.760 Stunden des Jahres 2024 ergibt sich für die nördliche Landesgrenze Bayerns dieser Wert aus der Stunde 3966 der Gutachter-Marktmodellierung, in der es bei einer übertragenen Leistung von 5,8 GW bereits zu (n-1)-Überlastungen auf der Leitung Redwitz-Remptendorf kommt. Die Übertragungskapazität ist damit deutlich kleiner (unter 50%) als die Summe der thermischen Grenzleistungen aller Leitungen.

Analog zum Startnetz wurde die Übertragungskapazität des BBP-Netzes (Startnetz plus Korridor D „Wolmirstedt-Gundremmingen“, Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“ und P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) an der nördlichen Grenze Bayerns bestimmt. Hier ergibt sich – selbst bei Realisierung aller BBP-Maßnahmen in der Region, die zusammen eine nutzbare Übertragungsleistung von 10,3 GW (nicht zu verwechseln mit der theoretischen thermischen Grenzleistung) hätten – in der Stunde 8632 eine (n-1)-Überlastung auf der Leitung Redwitz-Remptendorf. Damit liegen trotz Spitzenkappung immer noch an nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vor. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz BBP-Maßnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass die BBP-Maßnahmen ein Minimum an Netzausbaubedarf darstellen, aber darüber hinaus noch weitere Maßnahmen erforderlich sind.

Seitens der Übertragungsnetzbetreiber werden als weitere Projekte in der betroffenen Region P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ und P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ beantragt. Die Maßnahme P44 hat eine thermische Grenzleistung von 4,8 GW. Die Maßnahme P185 erhöht die thermische Grenzleistung der Bestandsleitungen um weitere 0,6 GW. Werden die bei den vorherigen Untersuchungen als angemessen gezeigten 50% angenommen, so ergibt sich aufbauend auf den BBP-Maßnahmen mit diesen beiden zusätzlichen Maßnahmen ein Wert für die Übertragungskapazität von 13 GW. Dieser Wert entspricht dem Transportbedarf im Jahr 2024, der sich unter Berücksichtigung der Spitzenkappung ergibt und der in der obigen Abbildung an dem Schnittpunkt der durchgezogenen blauen Linie (SensiO) mit der vertikalen Koordinatenachse abgelesen werden kann.

Der Ausblick auf den Transportbedarf im Jahr 2034 von fast 18 GW (Schnittpunkt der grünen Linie, d. h. Szenario B2034, mit der vertikalen Koordinatenachse) bestätigt diese Notwendigkeit und stellt vor allem klar, dass die Maßnahme D18 (wie auch die anderen BBP-Maßnahmen) eine sogenannte „no regret“-Maßnahme ist, die durch den weiteren Ausbau an erneuerbaren Energien in jedem Fall erforderlich ist. Damit ist der Bedarf nachgewiesen.

Dass der steigende Transportbedarf an der nördlichen Landesgrenze Bayerns unabhängig von der Braunkohleeinspeisung in Sachsen-Anhalt und der Lausitz ist, zeigt die folgende Abbildung:

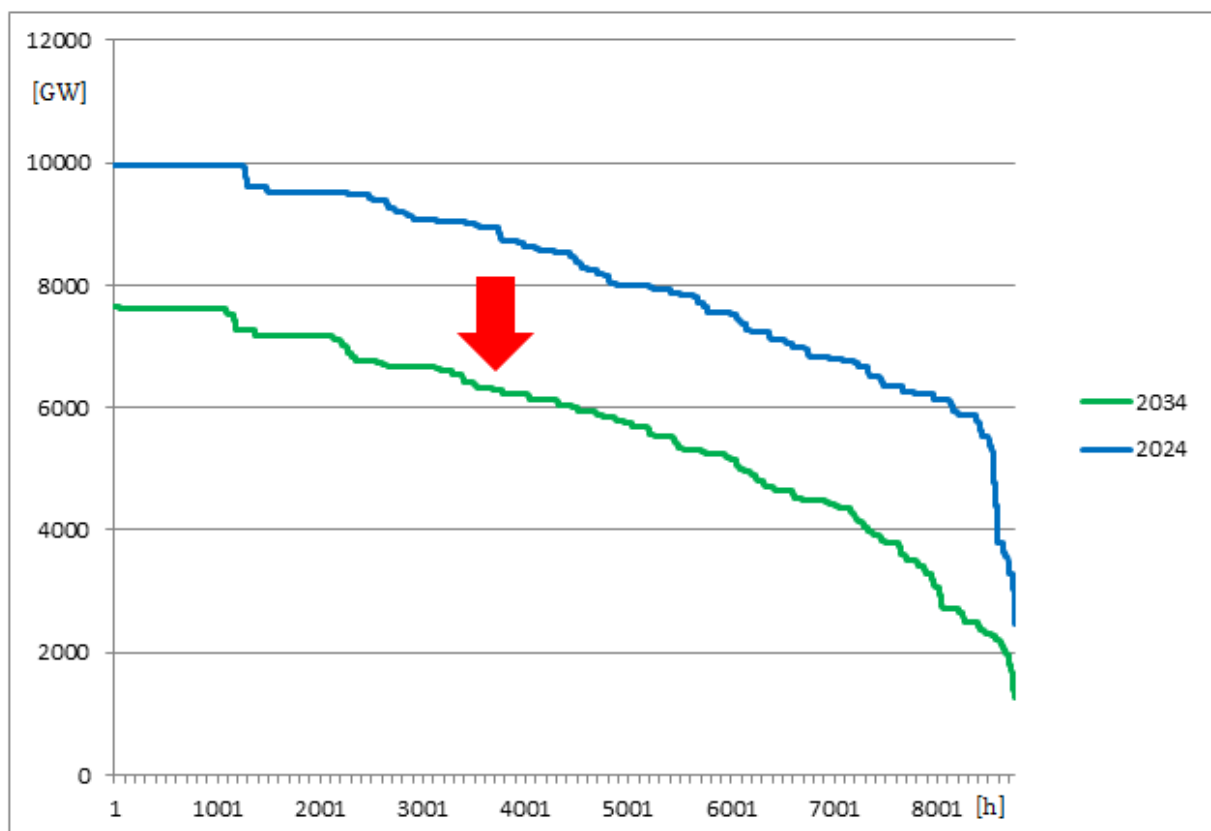


Abbildung 2: Jahresdauerlinie der Braunkohleeinspeisung der 50Hertz-Regelzone in den Szenarien B2024* und B2034

Der Vergleich der Szenarien B2024* und B2034 zeigt anhand der Jahresdauerlinien den Rückgang der jährlichen Braunkohleeinspeisung. Die erzeugte Jahresenergiemenge entspricht der Fläche unter den jeweiligen Linien. Diese Jahresenergiemenge sinkt von 72 TWh im Jahr 2024 um 30% auf 50 TWh im Jahr 2034. Die gleichzeitige Betrachtung mit dem zuvor dargestellten Anstieg des Transportbedarfs vom Jahr 2024 auf das Jahr 2034 verdeutlicht, dass trotz sinkender Braunkohleeinspeisung der Transportbedarf deutlich steigt.

Der teilweise geforderte Ausbau von Gaskraftwerken in Bayern verringert den Transportbedarf nicht signifikant, da diese neuen Kraftwerke auf Grund ihrer hohen Brennstoffpreise am Markt nicht wirtschaftlich agieren können und so nur an wenigen Stunden im Jahr einspeisen würden. Dies gilt insbesondere für Reservekraftwerke, die nur dann einspeisen sollen, wenn in dem grenzüberschreitenden Strommarkt zu wenig Erzeugungskapazität vorhanden ist, um Lastspitzen bei zeitgleich minimaler Erzeugung aus erneuerbaren Energien sicher abzudecken.

Eine Nichtrealisierung des Korridors führt wie dargestellt an vielen Stunden zu Netzengpässen, deren Anzahl bedingt durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunimmt. Langfristig führt dies zu einem immer stärkeren Anstieg des heute schon ausgeprägten Redispatchbedarfs (mehr als 1.500 Stunden im Jahr 2013) und damit zu einer Entkopplung der bayerischen Region vom restlichen Strommarkt bis hin zur Möglichkeit einer Zerteilung der deutschen Preiszone.

Ergebnis

Die Wirksamkeit des Korridors D ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben. Die grundlegenden Betrachtungen zeigen, dass der Korridor D einen Teil des notwendigen Transportbedarfs decken kann und zudem auch unter der zusätzlichen langfristigen Betrachtung des Szenarios B2034 eine nachhaltige Lösung darstellt. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Korridors D ist im Wesentlichen durch den EE-Ausbau im Nordosten Deutschlands bedingt und - wie der Blick auf das Zwanzig-Jahres-Szenario B2034 zeigt - von der Entwicklung der Braunkohleverstromung unabhängig.

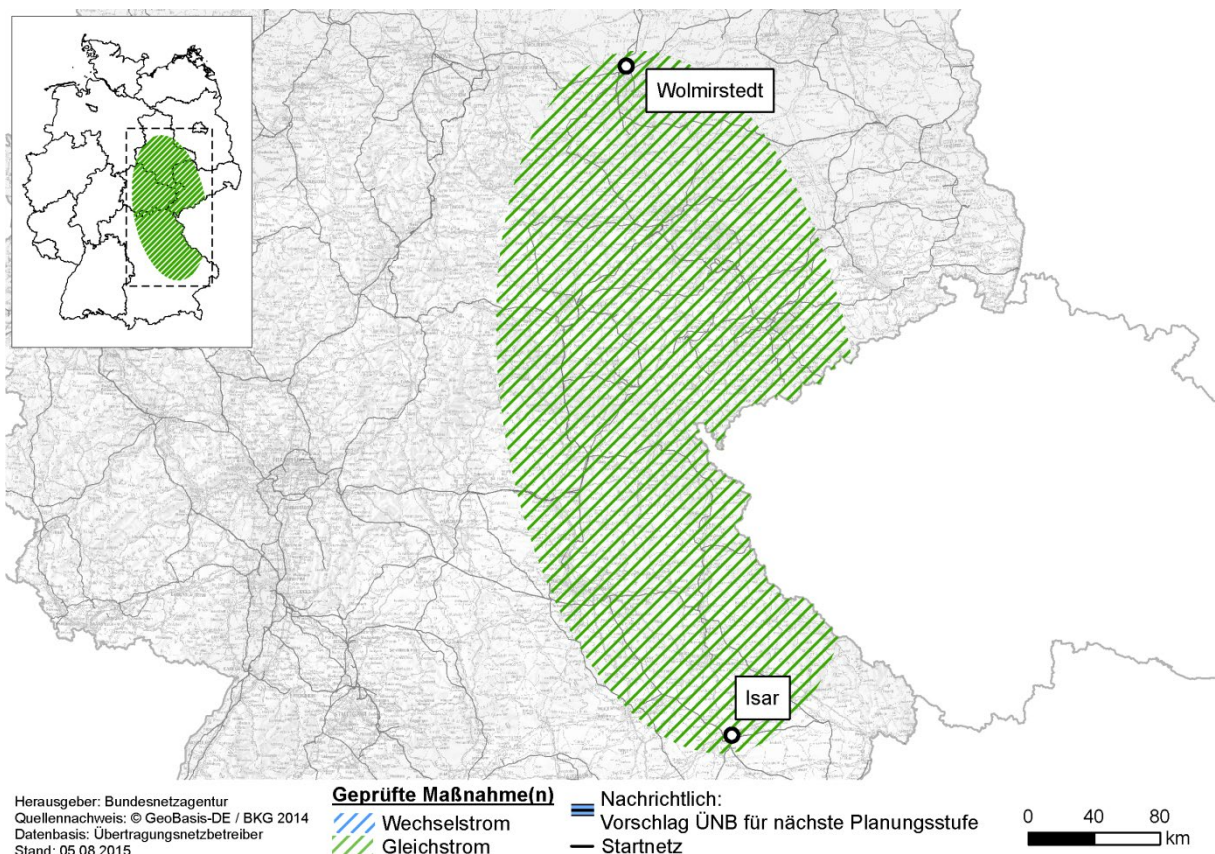
Die Bundesnetzagentur weist erneut darauf hin, dass Gegenstand des Netzentwicklungsplans ausschließlich der energiewirtschaftliche Bedarf an einer Verbindung zwischen zwei definierten Netzverknüpfungspunkten ist. Ob es für Korridor D einer neuen Trasse bedarf oder ob andere Realisierungsmöglichkeiten bestehen, wird nicht im Netzentwicklungsplan vorweggenommen, sondern in der späteren Bundesfachplanung entschieden. Gleiches gilt für eine mögliche Erdverkabelung.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative Wolmirstedt – Isar/Landshut

In seiner Stellungnahme vom 15. Mai 2015 (veröffentlicht auf www.stmwi.bayern.de/energie-rohstoffe/energiepolitik und unter www.netzausbau.de/2024-archiv) hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie darauf hingewiesen, dass es für den Korridor D bereits Überlegungen zur Führung in Bestandstrassen gebe. Diese seien weiter zu verfolgen und eine substantiell verkürzte Ausführung durch Berechnung eines neuen südlichen Endpunkts zu verifizieren. Einen konkreten Vorschlag für einen solchen neuen Netzverknüpfungspunkt in Bayern enthielt das Schreiben nicht.

In den „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ der Regierungskoalition vom 01. Juli 2015 wurde der Konsultationsbeitrag des Freistaats Bayern aufgegriffen und konkretisiert. Unter anderem soll „bei der zur Erfüllung des Transportbedarfs im Korridor D geplanten Gleichstromleitung [...] der Netzknoten Isar bei Landshut sein“.

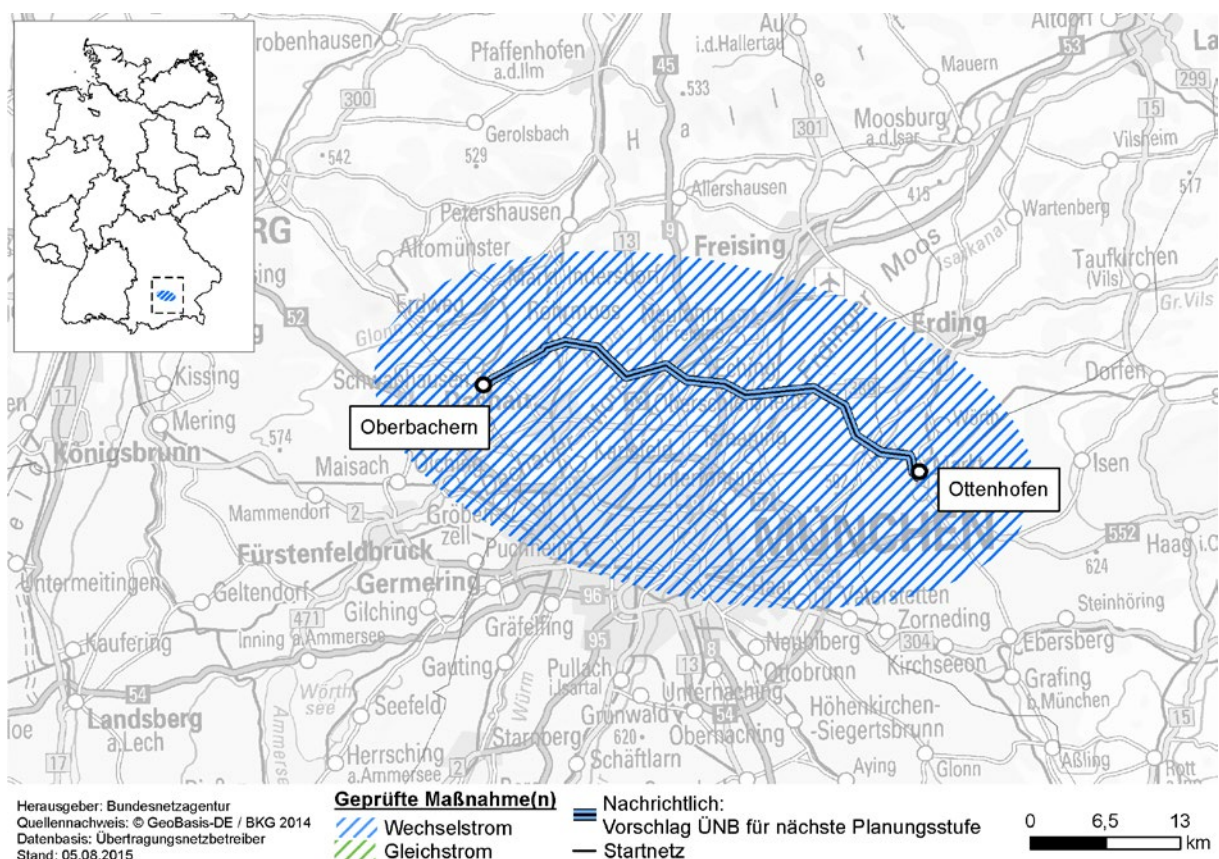
Die Bundesnetzagentur hat daher als Alternative zur Maßnahme D18 zusätzlich eine HGÜ-Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar/Landshut geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Aufforderung seitens der Bundesnetzagentur entsprechende Untersuchungen durchgeführt und deren Ergebnisse am 05. August 2015 mitgeteilt.



Wirksamkeit

Die Alternative zur Maßnahme D18 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern ebenfalls in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen. Die mit 172% sehr starke Überlastung des Stromkreises zwischen Lauchstädt und Vieselbach bei Ausfall des parallelen Stromkreises wird durch die Alternative in der Stunde 7920 auf 154% reduziert. Die Leitungen zwischen Altenfeld und Schalkau (168%) sowie die Leitung zwischen Redwitz und Schalkau (153%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dieser beiden Leitungen dann auf 153% bzw. 140%. Um diese Auslastungen unter den Wert von 100 % zu senken, sind wie auch bei den Betrachtungen zur Verbindung „Wolmirstedt-Gundremmingen“ die zum BBP-Netz zusätzlichen Maßnahmen P44 „Altenfeld – Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich.

In der Stunde 7452 ist der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises mit 127% belastet. Durch Hinzunahme der Alternative steigt diese Belastung sogar auf fast 133%. Da diese Überlastung in mehreren Stunden des Jahres auftritt, würde der alternative Netzverknüpfungspunkt Isar/Landshut für den Korridor D voraussetzen, zugleich im Netzbereich zwischen Oberbachern und Ottenhofen die Übertragungsleistung zu erhöhen. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen hierfür eine Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (mit einer Streckenlänge von ca. 40 km) vor.



Durch eine solche zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird die Belastung des Stromkreises zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises auf 83% reduziert. Der alternative Netzverknüpfungspunkt Isar/Landshut wäre zusammen mit der Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung Wolmirstedt - Isar/Landshut in 87% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 69%. Die Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen ist in 72% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 52% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 26%.

Beide Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologemaßnahmen in der notwendigen Ausprägung im Übrigen unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die hohe Belastung des Stromkreises zwischen Lauchstädt und Vieselbach von 137% bei Ausfall des parallelen Stromkreises in der Stunde 2440 wird durch Hinzunahme der Alternative auf 121% reduziert. Auch hier sind die zum BBP-Netz zusätzlichen Maßnahmen P44 „Altenfeld – Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich, um die Auslastungen bei einem Betriebsmittelausfall unter 100 % zu senken.

In der Stunde 500 ist der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises mit 103% belastet. Die Hinzunahme der Alternative erhöht diese Belastung sogar auf 110%. Durch Ergänzung der Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird die Belastung des Stromkreises zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises auf 71% reduziert.

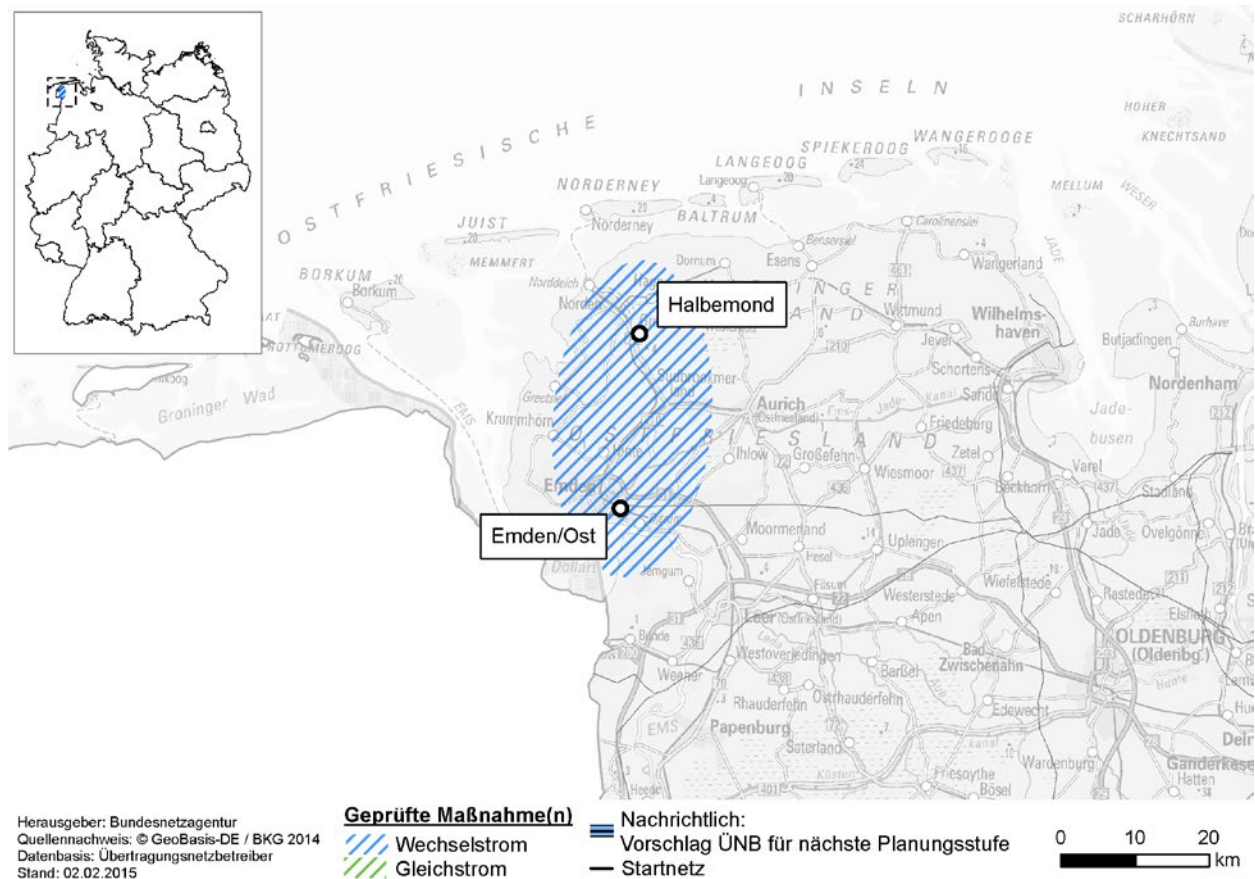
Die maximale Auslastung der Leitung Wolmirstedt – Isar/Landshut im Jahr beträgt 99%; der Mittelwert liegt bei 76%. Die Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird maximal mit 47% belastet. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 22%.

Ergebnis

Die Alternative behebt ebenfalls wirksam auftretende Leitungsüberlastungen. Weil mit der Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts erhöhte Netzbelastungen im süd-östlichen Bayern verbunden sind, ist dort zusätzlich zum Korridor D eine Verstärkung des Wechselstromnetzes durch eine Maßnahme zwischen Oberbachern und Ottenhofen notwendig.

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hatte aus anderem Anlass bei der Bundesnetzagentur bereits vor einiger Zeit eine Investitionsmaßnahme zur Auflage von Heißeiterseilen auf bestehenden Masten zwischen Oberbachern und Ottenhofen beantragt. Durch eine solche Aufrüstung der Leitung würde deren Stromtragfähigkeit auf 3.600 Ampere erhöht. Dies würde für die im Zusammenhang mit der Alternative benötigte Verstärkung ausreichen. In Verbindung mit dieser regionalen Netzertüchtigung wäre Isar/Landshut elektrotechnisch ebenfalls als südlicher Netzverknüpfungspunkt geeignet.

Projekt P20: Emden – Halbmond



Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im nordwestlichen Niedersachsen. Insbesondere durch den Ausbau von Onshore-Wind in der Küstenregion Niedersachsens entsteht erhöhter Übertragungsbedarf. Hinzu kommt hier an Land transportierte Energie aus Offshore-Windparks. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme M69.

Maßnahme M69: Emden/Ost – Raum Halbmond

Maßnahme M69 (Emden/Ost – Raum Halbmond) wird bestätigt.

Von Emden/Ost in den Raum Halbmond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu sind eine neue 380-kV-Schaltanlage im Raum Halbmond zu errichten und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen der Maßnahme M105 (Projekt P69) errichtet werden muss, zu erweitern.

Zweck der Maßnahme ist insbesondere der Abtransport von Leistung aus Onshore-Wind aus dem Raum Halbmond Richtung Emden/Ost. Außerdem ist Halbmond als Netzverknüpfungspunkt für die Offshore-Anbindung NOR-3-3, über die auf See erzeugte Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist werden soll, im Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 vorgesehen. NOR-3-3 geht laut der Prüfungsergebnisse zum Offshore-Netzentwicklungsplan im Jahr 2023 in Betrieb. Insoweit erfolgt die seitens der Übertragungsnetzbetreiber angestrebte Inbetriebnahme von M69 im Jahr 2021 rechtzeitig.

Konsultation

Alternativer Standort für den Konverter

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, eine Alternative für den im Rahmen der Offshore-Anbindung NOR-3-3 vorgesehenen Netzverknüpfungspunkt zu prüfen. Anstelle Halbmonds solle ein Konverterstandort in der Gemeinde Ihlow geprüft werden. Die Bestätigung im Netzentwicklungsplan komme einer Vorfestlegung für die nachfolgenden Planungsstufen gleich. Standorte müssten aber mit hinreichender räumlicher Flexibilität in einem Raumordnungsverfahren geprüft werden.

Die Angabe „Raum Halbmond“ ist als Suchraum für den Netzverknüpfungspunkt zu verstehen, da im vorliegenden Projekt eine neue Schaltanlage errichtet werden muss. In Bezug auf den letztendlichen Standort des Konverters für die Offshore-Anbindung bestehen darüber hinaus noch weitere Freiheitsgrade. Konverter müssen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden. Der Standort von Nebenanlagen kann auch einige Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Sticheitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Im Bundesbedarfsplan ist später eine geographische Angabe zu wählen, die einerseits dem Bestimmtheitsgebot gesetzlicher Regelungen Rechnung trägt und die andererseits ausreichenden Spielraum für die genaue Standortfestlegung lässt. Insofern könnte auch die Bezeichnung „Landkreis Aurich“ gewählt werden. Sowohl Halbmond als auch Ihlow liegen dort.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen alternativen Standort in Ihlow weder beantragt noch dafür zur Prüfung geeignete Datensätze bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Vorbehaltlich einer solchen Prüfung erscheint ein Anschluss der Offshore-Anbindungsleitung in Ihlow elektrotechnisch ebenfalls möglich. Allerdings dürften sich daraus die gleichen Schwierigkeiten ergeben wie bei einer (in früheren Konsultationen geforderten) Weiterführung der Anbindungsleitung bis nach Emden/Ost. In beiden Fällen dürfte sich weiterhin ein Ausbaubedarf hinsichtlich der notwendig zu errichtenden zusätzlichen 110-kV-Struktur ergeben. Die Zusammenhänge sind im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ am Beispiel der Verlängerung der Offshore-Anbindung NOR-3-3 nach Emden/Ost erörtert.

Im Übrigen ist auf Folgendes hinzuweisen:

Das Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems hat am 06. Mai 2015 das Raumordnungsverfahren für die Planung des Trassenkorridors zwischen der Zwölf-Seemeilen-Zone und dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond im Landkreis Aurich („Norderney-II-Korridor“) abgeschlossen. Im Raum des bestehenden Umspannwerkes Halbmond wurden vier Bereiche ausgewählt, welche für die Konverterstationen prinzipiell geeignet erschienen. Da bei keinem der Suchräume raumordnerische Belange den Bau von Konverteranlagen grundsätzlich ausschließen, wurden alle Suchräume landesplanerisch festgestellt. Die Anbindungsmöglichkeit einer 380-kV-Freileitung sei grundsätzlich an allen potenziellen Konverterstandorten im Raum Halbmond gegeben.

Auf Landesebene hat also ein Raumordnungsverfahren wie von den Konsultationsteilnehmern gefordert stattgefunden. Raumplanerisch hat sich der Netzverknüpfungspunkt Halbmond damit verfestigt. Vergleichbare Untersuchungen für Ihlow sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt. Sie hat sich vor diesem Hintergrund bei der elektrotechnischen Prüfung auf den Netzverknüpfungspunkt rund um die Gemeinde Halbmond konzentriert, weil entsprechende Untersuchungen und Verfahren für Ihlow erst noch erfolgen müssten und damit zusätzliche Verzögerungen bei der Realisierung drohten. Es bleibt dem Land Niedersachsen unbenommen ungeachtet der

Vorarbeiten der zuständigen Landesbehörden im Verfahren um einen neuen Bundesbedarfsplan dort die geographische weitere Bezeichnung „Landkreis Aurich“ verankern zu lassen. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Falle einer solchen Entwicklung eine nachprüfbare Alternativenabwägung vornehmen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, die Offshore-Anbindungsleitungen als Gleichstromsystem ohne Abzweig bis in die Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen.

Die Offshore-Anbindungsleitungen ohne Unterbrechung bis in südlicher gelegene Lastzentren zu führen, würde es unmöglich machen, zusätzlich Onshore-Windenergie aus dem westlichen Niedersachsen darüber abzutransportieren. Im Vergleich zu einer HGÜ mit bis zu 2 GW Leistung verfügt eine Offshore-Anbindungsleitung mit 900 MW zudem nur über weniger als die Hälfte an Kapazität. Daher würden im Vergleich mehr Trassen in Richtung Süden erforderlich. Auf diesen Punkt geht der Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ ein.

110-kV-Netz

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Überzeugung, dass das 110-kV-Netz ausreiche um die onshore erzeugte Windenergie abzutransportieren. Daher sei die Maßnahme M69 nicht notwendig. Dies gelte insbesondere, da das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ erkläre, dass es wirtschaftlich nicht sinnvoll sein, die Netze für die letzte Kilowattstunde auszubauen. Zudem arbeite der Landkreis Aurich an Projekten mit Lastspitzen im Netz besser ausgleichen zu können und eine intelligente Lastregelung in Form eines „Smart Grid“ zu errichten. Ebenfalls käme auch der damalige Netzbetreiber E.ON Netz GmbH in einem Bericht aus dem Jahr 2008 zu dem Ergebnis, dass eine Ertüchtigung des 110-kV-Netzes vom Umspannwerk Halbmond zum Umspannwerk Emden/West sehr wohl in der Lage wäre, zukünftige Onshore-Windpotenziale in das überregionale Übertragungsnetz einspeisen zu können. Außerdem werde Erzeugungspotenzial für Windkraftanlagen im Bereich Aurich überschätzt.

Zur Notwendigkeit der Maßnahme M69 wird auf den Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ verwiesen. Dort wird die Möglichkeit einer Lösung in 110 kV diskutiert. Hierbei wird sowohl eine Einspeisung von Windenergie ausschließlich aus landseitigen Anlagen als auch eine mögliche Spitzenkappung berücksichtigt. Der damalige Verteilernetzbetreiber E.ON hat sowohl in Stellungnahmen zum NEP2012 wie auch zum NEP2013 die Realisierung des Projektes P20 gefordert. Seine von den Konsultationsteilnehmern angesprochene Aussage aus dem Jahr 2008 dürfte daher durch die Entwicklung der Energiewende überholt sein.

Umsetzungsstand

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass für die Maßnahme M69 bereits die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens vorgesehen sei. Der Umsetzungsstand sei entsprechend zu aktualisieren.

Die Bundesnetzagentur hält es ebenfalls für erforderlich, dass eine Aktualisierung des Umsetzungsstandes im Rahmen der jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans seitens der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt.

Elektrotechnische Prüfung

Die Maßnahme M69 dient nicht der Behebung von Engpässen im bestehenden 380-kV-Netz, so dass sich ihre Wirksamkeit nicht sinnvoll unter diesem Aspekt überprüfen lässt. Vielmehr begründet sich die Maßnahme durch Abführung von Leistung aus der 110-kV-Netzebene. Zusätzlich dient die Maßnahme M69 dazu, über die Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 auf See erzeugte Windenergie ins landseitige Übertragungsnetz einzuspeisen.

Nach Prüfung bereitgestellter Netzdaten ist die bestehende 110-kV-Netzinfrastruktur in der Region auch heute schon bis nah an die Betriebsgrenzen ausgelastet, so dass in Zukunft allein für den Abtransport der durch Onshore-Wind erzeugten Energie weitere Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz notwendig wären, sollte die Maßnahme M69 nicht realisiert werden. Im bereits bestehenden 110-kV-Netzverknüpfungspunkt Halbmond laufen drei 110-kV-Leitungen, d. h. insgesamt sechs Systeme des 110-kV-Netzes zusammen, so dass dieser Punkt besonders gut als Übergabepunkt zum 380-kV-Netz geeignet ist. In der betreffenden Region gibt es keinen anderen Netzverknüpfungspunkt auf 110-kV-Ebene, der ähnlich gut angebunden ist.

Im Szenario B2024* wird die Leitung in 9% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 25% liegt. Die Maßnahme ist demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 10%.

Die maximale Auslastung im Szenario B2024* tritt in Stunde 8186 auf. Die Einspeisung aus Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Halbmond beträgt dann ca. 795 MW, die gleichzeitige Einspeisung aus Onshore-Windenergie ca. 600 MW. Diese Leistung lässt sich nicht über das bestehende 110-kV-Netz abtransportieren.

Im Szenario B2034, welches 20 Jahre in die Zukunft blickt, nimmt die Auslastung der Maßnahme M69 noch weiter zu. Während die eingespeiste Leistung aus Offshore-Windenergie im Vergleich zum Szenario B2024* etwa gleich bleibt, nimmt insbesondere die Leistung aus Onshore-Windenergie zu. Die maximale Auslastung im Szenario B2034 tritt ebenfalls in der Stunde 8186 auf. Die Einspeisung aus Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Halbmond beträgt dann ca. 796 MW, die gleichzeitige Einspeisung aus Onshore-Windenergie ca. 1124 MW. Schon um die 1124 MW mit 110-kV-Leitungen (n-1)-sicher abzutransportieren, wären vermutlich vier oder mehr 110-kV-Systeme notwendig.

Dies verdeutlicht, dass eine alternative Verlängerung des Anbindungskabels NOR-3-3 bis nach Emden/Ost und ein Abtransport der Onshore-Wind Leistung aus der Region um Halbmond nach Emden über die 110-kV-Verteilnetzebene aufgrund der hohen Leistung an prognostizierten Einspeisungen aus Onshore-Wind wenig zukunftsfähig wäre. Es würde dadurch kein Ausbau verhindert werden, sondern es müssten neben der Weiterführung des Anbindungskabels NOR-3-3 nach und nach weitere Leitungen im 110-kV-Netz für den Abtransport nach Süden errichtet werden. Für eine möglichst verlustarme Übertragung mit möglichst wenigen Systemen ist eine Spannung von 380 kV vorzugswürdig.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z. B. Freileitung oder Erdkabel, wird nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans entschieden wird, da ausschließlich die Bedarfsfeststellung Gegenstand des Netzentwicklungsplans ist.

Auch eine direkter Anschluss des Anbindungskabels NOR-3-3 an den Korridor A (Maßnahme A01) ohne Umwandlung in Wechselstrom ist derzeit technisch nicht möglich, da die notwendigen Wandler für die Höchstspannungsebene noch nicht existieren. Eine Umwandlung in Wechselstrom müsste demnach auf jeden Fall erfolgen.

Eine komplette Verlängerung des Anbindungskabels NOR-3-3 bis z. B. nach Osterath wird ebenfalls als nicht sinnvoll erachtet, da mit dem Korridor A sowohl Onshore- als auch Offshore-Windleistung abtransportiert werden soll. Ein Weiterführen des Anbindungskabels NOR-3-3 würde solche Synergien verhindern und somit höchstwahrscheinlich ein zusätzliches Übertragungssystem erforderlich machen.

Durch die Maßnahme M69 kann ein gesammelter Abtransport der durch On- und Offshore-Wind erzeugten Energie bewerkstelligt werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 8186 zu einer maximalen Auslastung von 23% der Stromkreise zwischen Halbmond und Emden/Ost. Damit liegt die Auslastung nur 2% unter der Auslastung im Szenario B2024*. Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung wäre die Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 mit dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond weiterhin Bestandteil des Offshore-Netzentwicklungsplans. Es werden ca. 1182 MW Leistung über die Maßnahme M69 von Halbmond nach Emden/Ost transportiert. Die Einspeisung aus Offshore-Wind am Netzverknüpfungspunkt beträgt in der Stunde ca. 710 MW, die zeitgleiche Einspeisung aus Onshore-Windenergie wiederum ca. 600 MW.

Die Simulation der Spitzenkappung in der Gutachter-Marktmodellierung ist insbesondere darauf ausgelegt, das Startnetz zu entlasten und Verstärkungen des Startnetzes oder das Startnetz entlastende Neubau-Maßnahmen zu minimieren. Dieser Ansatz greift für das Projekt P20 nicht ganz, da es sich hier um eine Erweiterung und keine Verstärkung des Startnetzes handelt. Dennoch verbleibt auch mit Spitzenkappung eine Einspeisung aus Onshore-Wind, die langfristig über das bestehende 110-kV-Netz nicht mehr abgeführt werden kann. Eine Kappung der Erzeugungsspitzen von 3%, wie derzeit im Weißbuch der Bundesregierung geplant, reduziert die maximale Einspeiseleistung etwa um 20% bis 30%. In Küstenregionen liegt aufgrund der Windbedingungen die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung eher im unteren Bereich. Mit Blick auf das Jahr 2034 verbleiben von den 1124 MW der im Szenario B2034 prognostizierten Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen somit noch ca. 900 MW.

Auch diese genannten Leistungen lassen sich nicht effizient über das bestehende 110-kV-Netz abtransportieren.

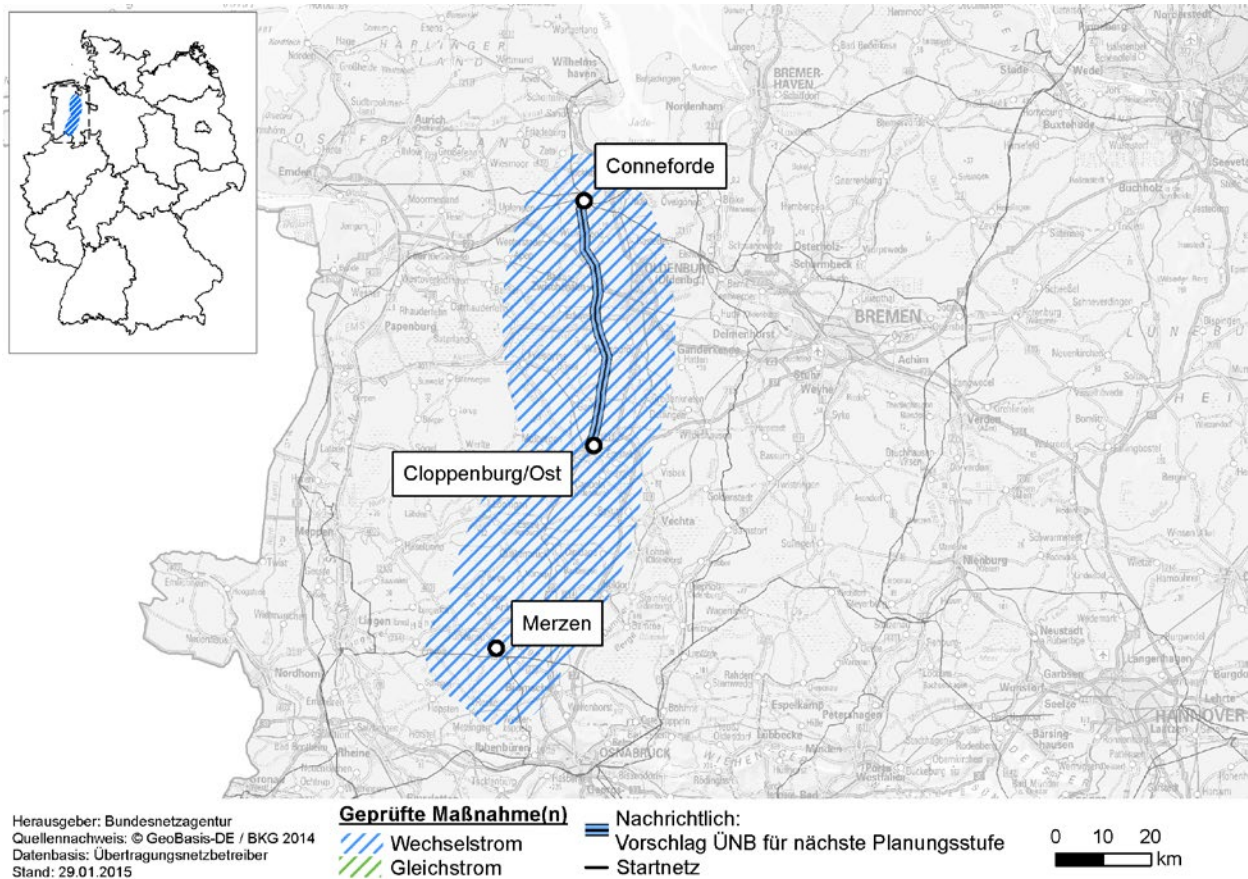
Szenario A2024

Auch im Szenario A2024 ist die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 25% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M69 wird bestätigt. Sie ist erforderlich, um Leistung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 sowie Leistung aus dem Raum Halbmond, der größtenteils durch Onshore-Wind erzeugt wird, weiter in Richtung Emden/Ost zu übertragen.

Projekt P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen



Das Projekt P21 mit den beiden Maßnahmen M51a und M51b ist mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt „Westerkappeln“ als Vorhaben Nr. 6 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Osnabrück. Der erste Maßnahmenabschnitt von Conneforde nach Cloppenburg/Ost soll Onshore-Windenergie aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Süden transportieren. Zudem soll zukünftig der Standort Cloppenburg/Ost den Offshore-Windparks in der Nordsee als Netzverknüpfungspunkt dienen, um die auf See erzeugte Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz einzuspeisen. Darüber hinaus sind weitere Netzverknüpfungspunkte im nördlichen Niedersachsen geplant. Durch das Projekt P21 wird auch für die dort anlandende Leistung ein verbesserter Transportweg in Richtung südliches Niedersachsen und nördliches Nordrhein-Westfalen geschaffen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Am Offshore-Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg/Ost wird voraussichtlich im Jahr 2025 eine 900-MW-Anbindungsleitung geschaffen. Daher ist eine Inbetriebnahme der notwendigen Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2022 angemessen.

Maßnahme M51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen

Die Maßnahmen 51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen werden bestätigt.

Die beiden zugehörigen Maßnahmen M51a und M51b sind elektrotechnisch in Reihe geschaltet und werden zusammen geprüft, da die Abschnitte einander bedingen und jeweils einzeln keinen nennenswerten Nutzen ergäben.

Im Rahmen der Maßnahme M51a ist eine Netzverstärkung der bestehenden Leitung von Conneforde nach Cloppenburg/Ost erforderlich. Es handelt sich dabei um eine Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durch Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung müssen in Cloppenburg/Ost eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung). Maßnahme M51b erfordert einen weiteren Leitungsneubau (Netzausbau) zwischen Cloppenburg/Ost und der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Merzen (Netzausbau).

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass wegen der groben räumlichen Darstellung der Maßnahme im Netzentwicklungsplan nur allgemeine Aussagen getroffen werden könnten. In den nachgelagerten Verfahren müssten genauere mögliche Trassenverläufe dargestellt und diskutiert werden.

Im Netzentwicklungsplan wird der Bedarf für Maßnahmen zwischen Netzverknüpfungspunkten aus elektrotechnischer Sicht festgestellt. Konkrete Trassenverläufe ergeben sich in den nachgelagerten Verfahren der Bundesfachplanung oder Raumordnung sowie der Planfeststellung. An diesen Verfahren können sich Träger öffentlicher Belange und interessierte Bürger wiederum beteiligen.

Es sei nicht verständlich, warum der Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme seit dem NEP2013 im Bereich Merzen liege und nicht wie vorher geplant im Bereich Westerkappeln. Bisher gebe es keine detaillierten Informationen darüber, in welcher Weise ein neues Umspannwerk realisiert werden solle.

Der Netzverknüpfungspunkt wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber (unter Verweis auf den Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012) nach Merzen verlegt, da im Bereich Westerkappeln mit erhöhten Umweltauswirkungen zu rechnen sei. Der Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln wird als Alternative weiterhin untersucht (s. u.). Aus elektrotechnischer Sicht eignen sich beide Netzverknüpfungspunkte dazu die Überlastung im (n-1)-Fall zu beseitigen. Jedoch ist wegen des geringeren Übertragungswegs und des höheren Entlastungspotenzials der Netzverknüpfungspunkt Merzen vorteilhaft.

Ein früher Informationsaustausch zwischen der Bundesnetzagentur und den betroffenen Kommunen sei für die Auswahl eines geeigneten Netzverknüpfungspunkts für ein Umspannwerk, aber auch zur transparenten Trassenfindung wünschenswert. Zudem sei unklar welcher Netzbetreiber federführend sei.

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Netzverknüpfungspunkte werden seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen. Es ist daher zunächst ihre Aufgabe, frühzeitig auf die betroffenen Kommunen und Regionen zuzugehen und die Vorauswahl mit diesen abzustimmen. Die Daten zur Prüfung des Projekts P21 hat die Bundesnetzagentur durch den Übertragungsnetzbetreiber Amprion erhalten, sodass dieser auch als federführend betrachtet werden kann.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M51a/b führen zu signifikanten Entlastungen von zwei ansonsten überlasteten Leitungen im BBP-Netz des Szenarios B2024*. Ohne die Maßnahmen M51a/b ist z. B. ein Stromkreis zwischen Diele und Dörpen/West in der Stunde 784 zu 131% belastet, wenn ein Stromkreis von Dörpen/West nach Öchtel ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert die Auslastung dann auf 104%. In der Stunde 927 kommt es ohne die Maßnahmen M51a/b zu einer weiteren hohen Belastung des Stromkreises Ganderkesee nach Niedervieland von 117%, wenn eine Leitung zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee ausfällt. Die Maßnahme M51a/b reduziert hier die Belastung auf 99%.

Die Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Maßnahme M51a wird im BBP-Netz in 2% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 26% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 7%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Maßnahme M51b wird im BBP-Netz in 47% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 65% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 23%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zu den geprüften Maßnahmen angemessen wären.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es z. B. in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Diele und Dörpen/West. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M51a/b einer dieser Stromkreise zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 86%. Die maximale Auslastung der Maßnahmen M51a/b im Jahr beträgt 42%.

Ferner käme es in der Stunde 3948 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Ganderkesee und Niedervieland. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M51a/b einer dieser Stromkreise zu 101% belastet, wenn der Stromkreis von Elsfleth/West nach Ganderkesee ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76%. Die maximale Auslastung der Maßnahmen M51a/b im Jahr beträgt 42%.

Szenario A2024

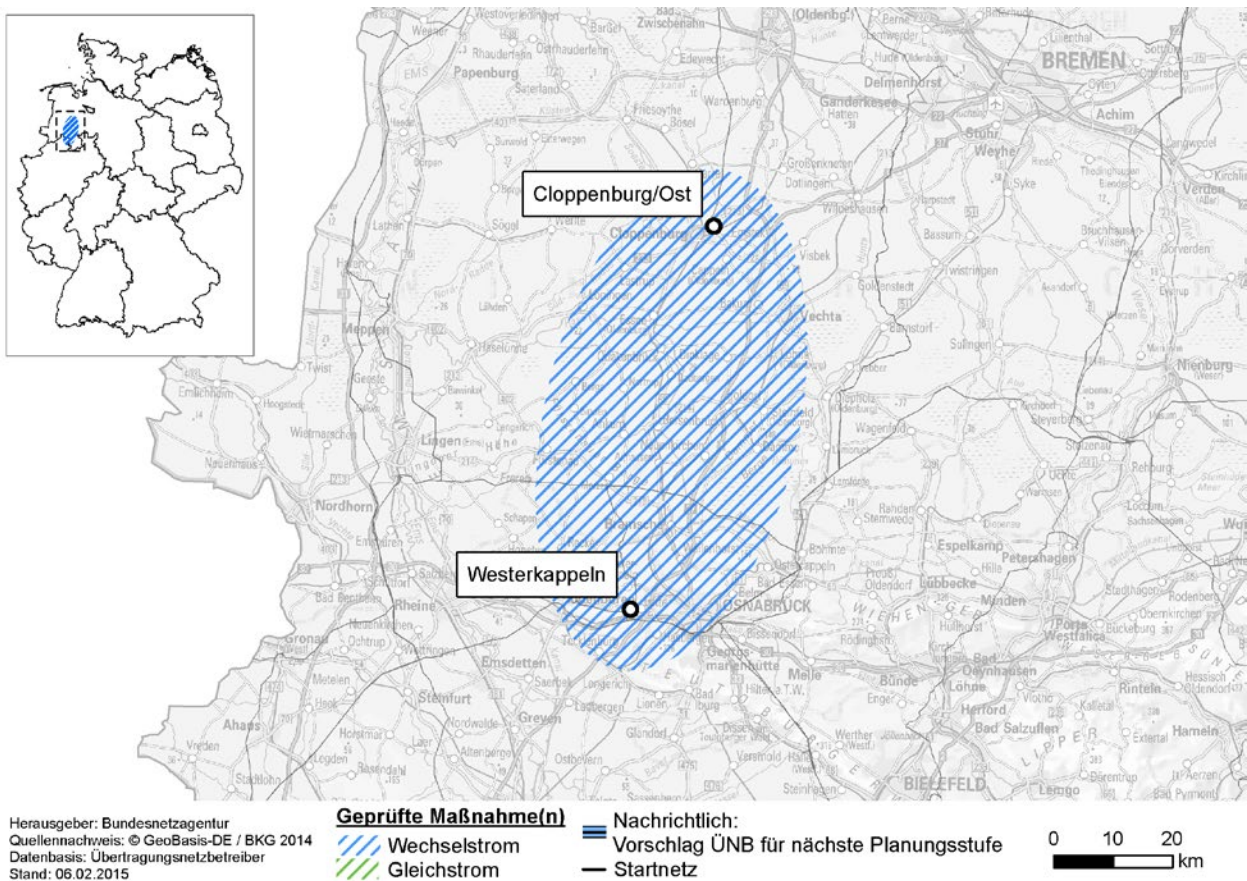
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wären die Maßnahmen M51a mit maximal 27% und M51b mit 55% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen M51a/b beheben wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahmen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die ursprüngliche Planung aus dem NEP2012 wird im NEP2024 als Alternative aufgeführt und ist Gegenstand dieser Alternativenprüfung, welche die technischen Auswirkungen für den Normalzustand (fehlerfreier Netzbetrieb) im Vergleich zur NEP2024-Maßnahme untersucht. Die Alternative bezieht sich lediglich auf die Maßnahme M51b und sieht als südlichen Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln anstelle von Merzen vor.



Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Netznutzungsfälle der Stunden 784 und 927 statt, denen das BBP-Netz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet.

Im Netznutzungsfall der Stunde 784 lässt sich im Normalzustand (n-0) feststellen, dass die Alternative (mit einer Auslastung von ca. 53%) geringer ausgelastet ist als mit dem ursprünglichen Teil b der Maßnahme M51a/b (68%). Im (n-1)-Fall kommt es jedoch zu einer höheren Auslastung des Stromkreises von Diele nach Dörpen/West. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 104% erreicht, die Alternative schafft lediglich eine Absenkung der Auslastung auf 109%.

Im Netznutzungsfall der Stunde 927 lässt sich für den Normalzustand (n-0) sagen, dass die Alternative (mit einer Auslastung von ca. 66%) geringer ausgelastet ist als mit der ursprünglichen Maßnahme M51b (74%). Im (n-1)-Fall ist die Auslastung der Leitung Ganderkesee – Niedervieland bei Alternative und ursprünglicher Maßnahme fast gleich (vorher 99%, mit Alternative 98%).

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

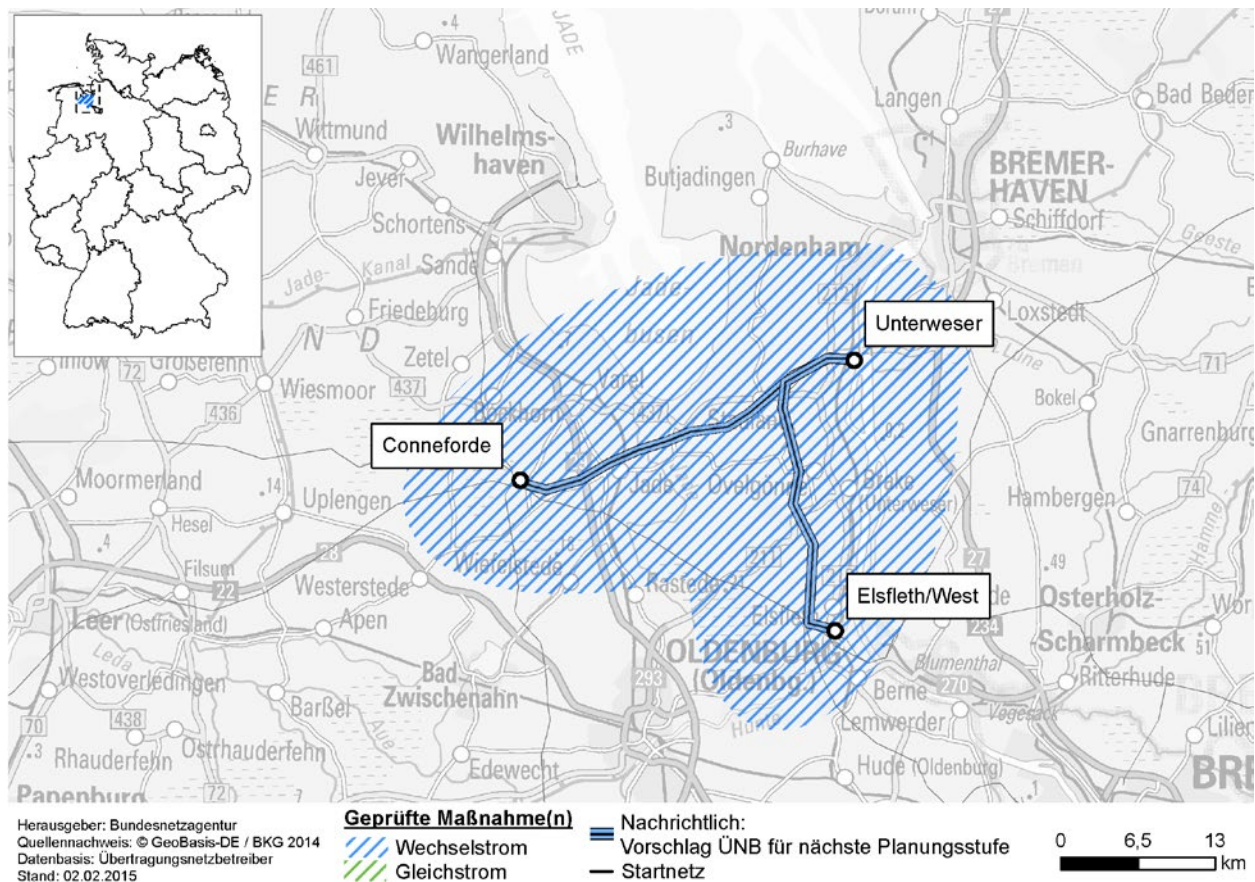
Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Diele und Dörpen/West. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M51a/b einer dieser Stromkreise zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 89%.

Ferner käme es in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Ganderkesee und Niedervieland. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M51a/b einer dieser Stromkreis zu 101% belastet, wenn der Stromkreis von Elsfleth/West nach Ganderkesee ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76%.

Ergebnis

Die Alternative zur Maßnahme M51b Cloppenburg/Ost nach Westerkappeln senkt ebenfalls Überlastungen der Leitung Diele – Dörpen/West im (n-1)-Fall. Sie ist jedoch gegenüber der durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch nicht vorteilhaft, da die entlastende Wirkung geringer ist als bei der Vorzugsvariante. Der alternative Maßnahmenteil würde zudem eine längere Trasse benötigen (von Cloppenburg/Ost anstatt bis nach Merzen bis nach Westerkappeln), wodurch die elektrischen Verluste der Leitung stiegen.

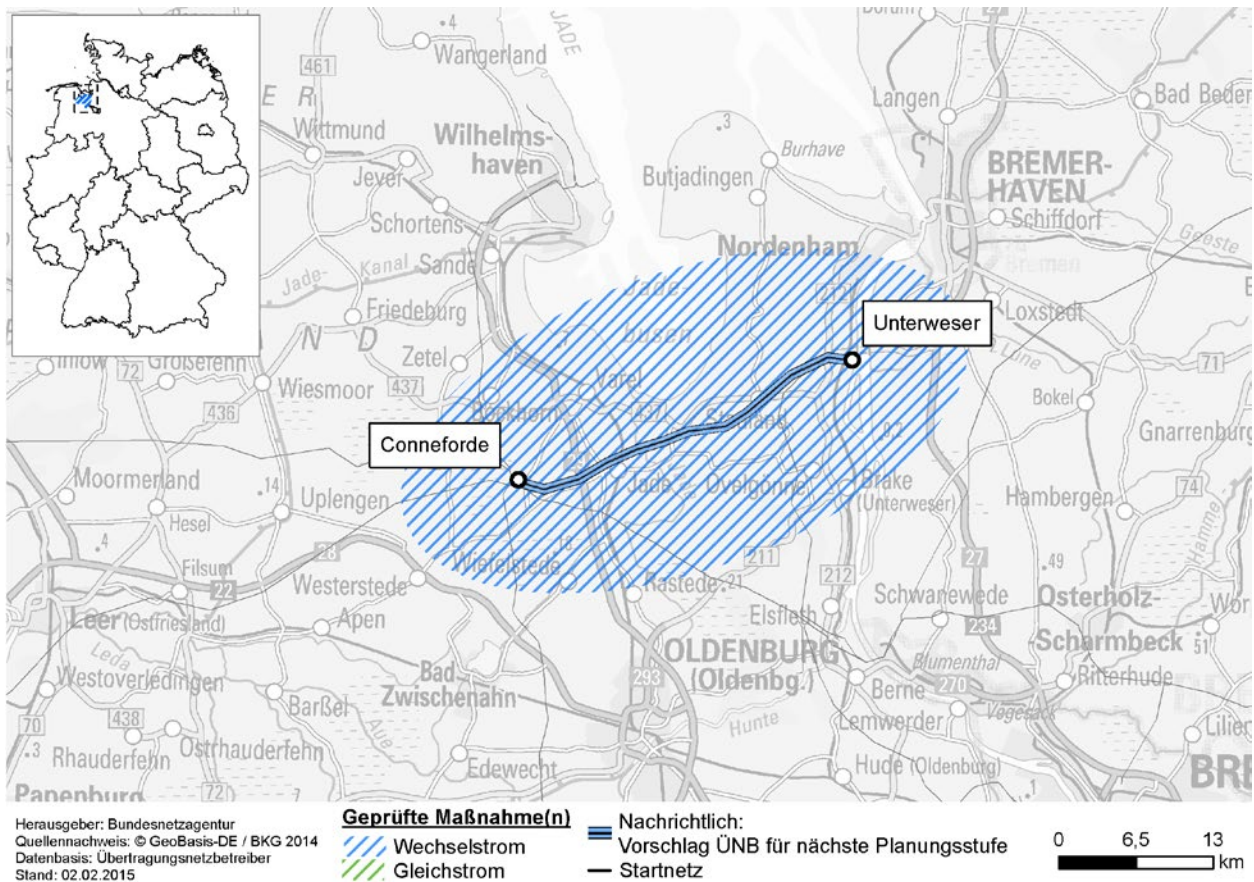
Projekt P22: Conneforde – Ganderkesee



Das Projekt P22 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Conneforde und Ganderkesee. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M82 und M87.

Ursprünglich planten die Übertragungsnetzbetreiber, ein Offshore-Anbindungssystem aus der Nordsee zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser zu führen. Durch dieses Anbindungssystem sollte die erzeugte Offshore-Windenergie in Unterweser eingespeist werden. Von dort aus sollte das Projekt P22 die Offshore-Windenergie in Richtung Elsfleth/West und Conneforde sowie an die HGÜ-Korridore A und C und an das weiter südlich bereits stärker ausgebaute Übertragungsnetz verteilen. Das Projekt würde in diesem Fall die Transportkapazität erweitern und über die Abzweige nach Elsfleth/West sowie Conneforde für einen ausreichenden Lastfluss in Richtung Süden sowie zu den Korridoren A und C sorgen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Planungen zur Nutzung des Netzverknüpfungspunkts Unterweser für Offshore-Anbindungssysteme auf Grund von Bedenken zur Realisierbarkeit vorerst zurückgestellt. Ergänzend dazu soll das Projekt auch die Transportkapazität des Übertragungsnetzes in ost-westlicher Richtung stärken, indem die nördlichen Startpunkte der Nord-Süd-Transportleitungen besser miteinander vernetzt werden. Dadurch soll eine gleichmäßigere Belastung der Nord-Süd-Transportleitungen herbeigeführt werden.

Maßnahme M82: Conneforde – Unterweser



Maßnahme M82 (Conneforde – Unterweser) wird nicht bestätigt.

Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, soll verstärkt werden. Es müsste detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist (Netzverstärkung). Hierfür müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Unterweser und Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer halten die Maßnahme für nicht erforderlich. Es würde sich kein zusätzlicher Bedarf für Einspeisungen aus Offshore-Windenergie in der Region abzeichnen.

Die Maßnahme ist derzeit nicht erforderlich und wird dementsprechend nicht bestätigt. Ob sich für die Maßnahme in Zukunft ein Bedarf ergibt, wird während im Rahmen kommender Netzentwicklungspläne erneut geprüft, sofern die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme erneut zur Prüfung vorlegen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M82 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M82 ist ein Stromkreis zwischen Conneforde und Unterweser in der Stunde 327 zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M82 reduziert die Auslastung dann auf 79%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 13% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 46%, der Mittelwert bei 11%.

Die Maßnahme wäre damit gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Die Überlastung der betroffenen Leitung von Conneforde nach Unterweser kann durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Unterweser von 105% auf 95% reduziert werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M82 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

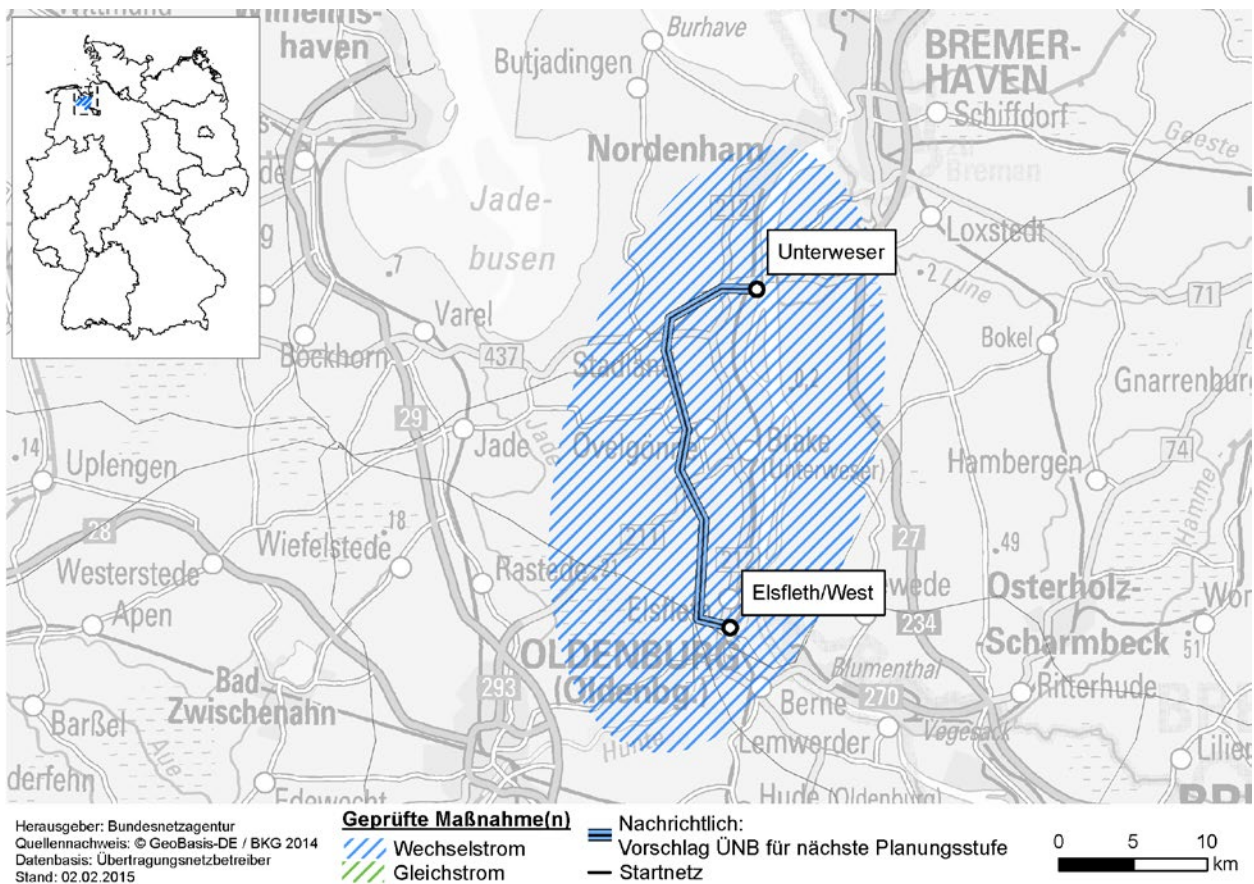
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 37% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M82 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zwar als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung konnte die Maßnahme jedoch nicht als wirksam und erforderlich identifiziert werden. Aller Wahrscheinlichkeit nach liegt das daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre ursprünglichen Überlegungen, den Netzverknüpfungspunkt Unterweser als Offshore-Anbindungspunkt zu nutzen, verworfen haben und somit die Einspeisung von Offshore-Windenergie am Standort Unterweser entfällt.

Maßnahme M87: Unterweser – Elsfleth/West



Maßnahme M87 (Unterweser – Elsfleth/West) wird nicht bestätigt.

Von Unterweser zu einer zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Unterweser zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Sofern die Maßnahme Unterweser – Elsfleth/West nicht bestätigt werde, müsse nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers auch der geplante Neubau einer 380-kV-Schaltanlage (Punktmaßnahme P155: M357 Elsfleth/West) geprüft werden.

Die Maßnahme M87 ist wie beschrieben nicht bestätigungsfähig. Daneben ist jedoch auch die bestätigte Maßnahme P23 M20 zur Einbindung in die Schaltanlage Elsfleth/West vorgesehen. Im Übrigen ist die Punktmaßnahme M357 in Elsfleth/West unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig (vgl. den zugehörigen Projektsteckbrief in Abschnitt VI).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M87 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M87 ist ein Stromkreis zwischen Unterweser und Elsfleth/West in der Stunde 327 zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M87 reduziert die Auslastung dann auf 83%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 13% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 48%, der Mittelwert bei 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M87 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

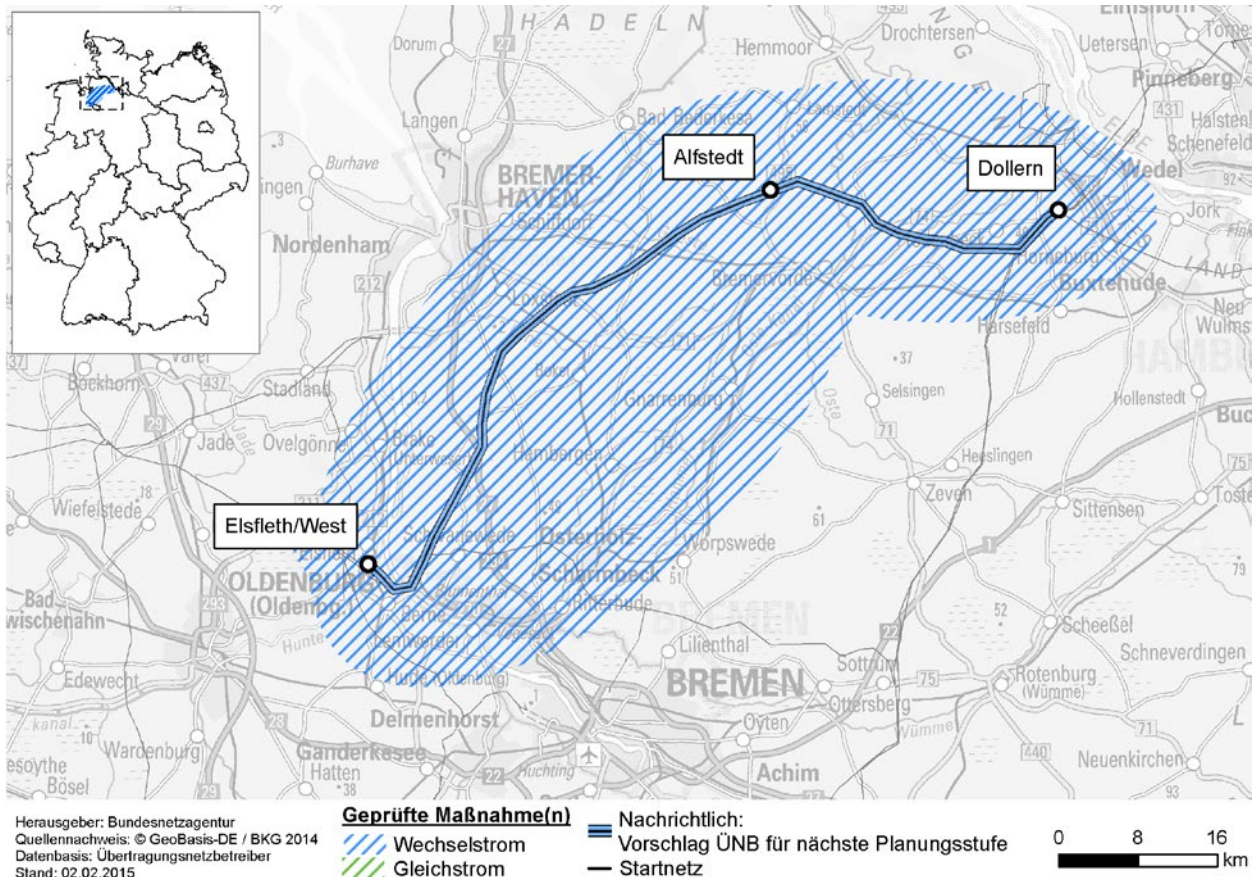
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme M87 mit 39% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M87 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zwar als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung konnte die Maßnahme jedoch nicht als wirksam und erforderlich identifiziert werden. Aller Wahrscheinlichkeit nach liegt das daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre ursprünglichen Überlegungen, den Netzverknüpfungspunkt Unterweser als Offshore-Anbindungspunkt zu nutzen, verworfen haben und somit die Einspeisung von Offshore-Windenergie am Standort Unterweser entfällt.

Projekt P23: Dollern – Elsfleth/West



Das Projekt P23 dient dazu, auf See und an Land erzeugte Windenergie in Richtung von südlicher gelegenen, bereits stärker ausgebauten Netzinfrastrukturen abzutransportieren. Dadurch können die Stromflüsse aus Offshore- und Onshore-Windenergie gleichmäßig auf die Transportwege zwischen Norden und Süden verteilt werden. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahme M20.

Maßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West

Maßnahme M20 (Dollern – Elsfleth/West) wird bestätigt.

Von Dollern zu einer zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung), um die Transportkapazität der vorhandenen 380-kV-Leitung zu erhöhen. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dollern, Alfstedt und Farge zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer hält die geplante Errichtung einer Schaltanlage in Elsfleth für nicht erforderlich.

Die Punktmaßnahme M357 in Elsfleth/West ist schon unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig (vgl. den zugehörigen Projektsteckbrief in Abschnitt VI).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M20 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M20 ist z. B. der bestehende Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Farge in der Stunde 2370 zu 117% belastet, wenn der vorhandene Stromkreis von Elsfleth/West nach Alfstedt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M20 reduziert die Auslastung dann auf 76%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 23% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 58%, der Mittelwert bei 14%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M20 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M20 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 4097. Ohne die Maßnahme ist z. B. ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Farge zu 124% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Alfstedt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M20 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 81%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 45%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

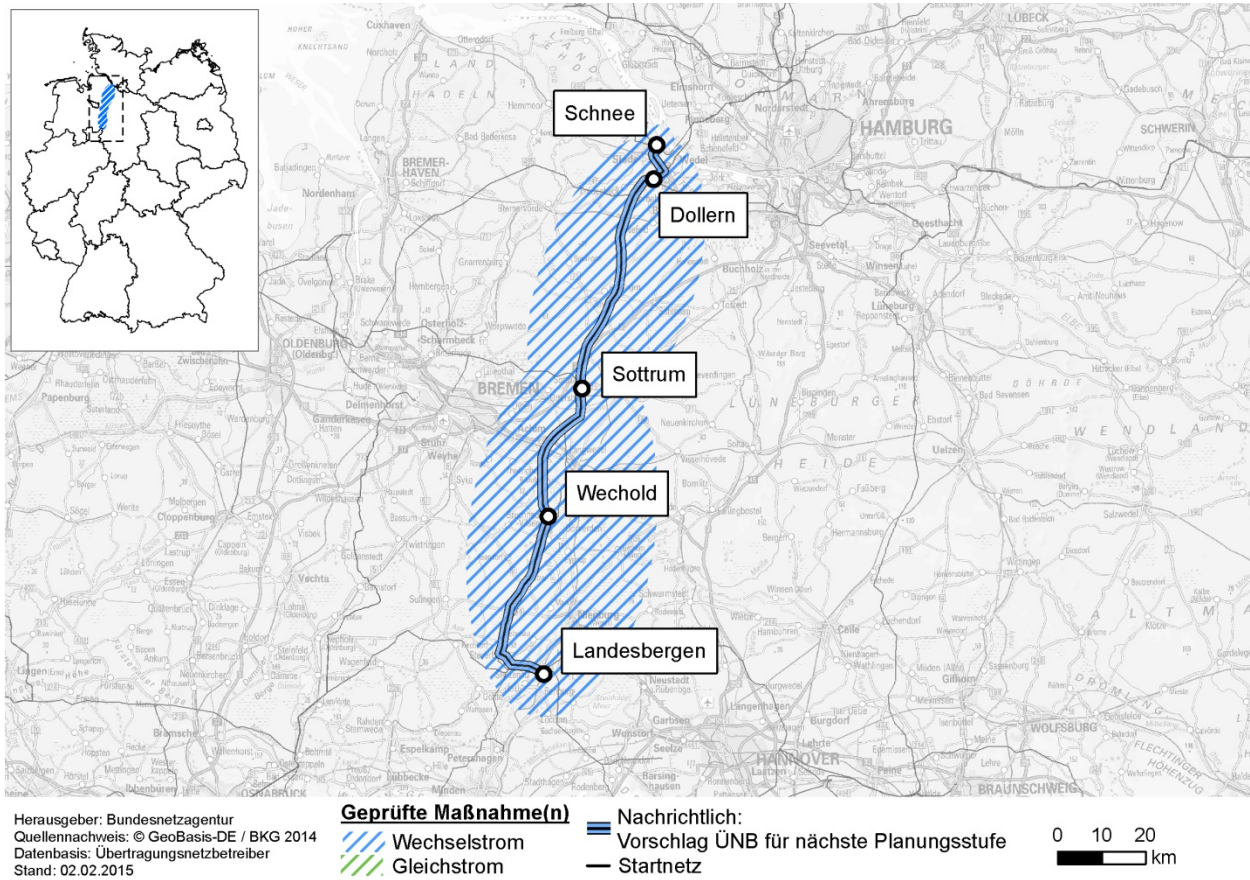
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 62% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M20 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. Auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sich die Maßnahme M20 in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

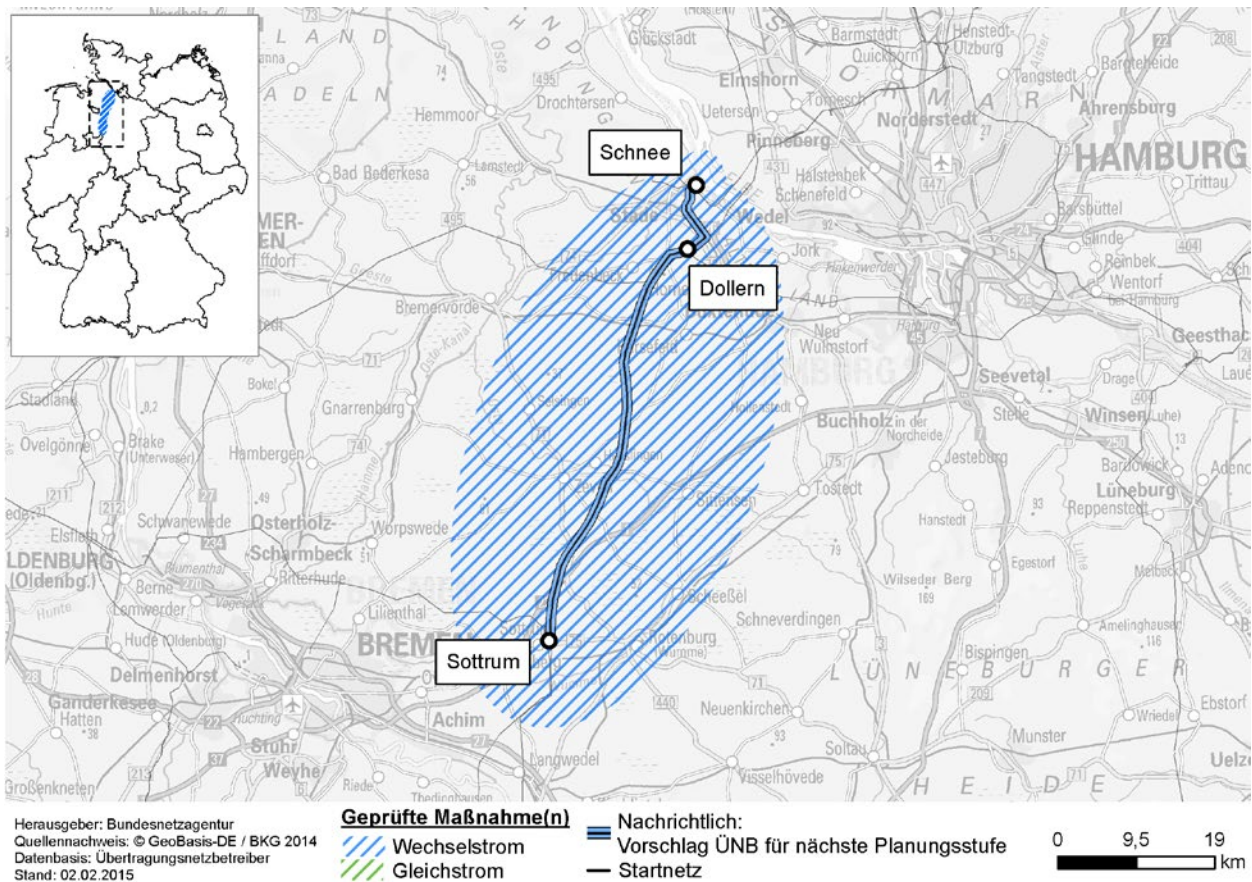
Projekt P24: Stade – Landesbergen



Das Projekt P24 mit den Maßnahmen M71, M72 und M73 ist als Vorhaben Nr. 7 unter der Bezeichnung „Dollern – Stade – Sottrum – Wechold – Landesbergen“ Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P24 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Stade und Landesbergen und damit der Stromübertragungsleistung von Nord nach Süd. Ferner beugt es starken Leistungskonzentrationen auf einen einzelnen Korridor vor. Projekt P24 besteht aus den Maßnahmen M71, M72 und M73.

Maßnahme M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum



Maßnahme M71 (Schnee – Sottrum) wird bestätigt.

Im Zusammenhang mit dieser Maßnahme soll die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum durch eine neu zu errichtende 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Darüber hinaus sollen in Schnee (früher Stade) eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Sottrum verstärkt werden (Netzverstärkung). Zwischen Dollern und der neuen 380-kV-Schaltanlage in Schnee (früher Stade) soll außerdem eine neue 380-kV-Leitung errichtet werden (Netzverstärkung). Diese würde an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen. Nach Abschluss dieser Schritte könnte die alte 220-kV-Leitung zurückgebaut werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer regt an zu prüfen, ob durch Freileitungsmonitoring der Ersatz der 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum durch eine 380-kV-Leitung überflüssig werde. Des Weiteren trägt er vor, dass die Netzverstärkung zwischen Dollern und Schnee nicht nachvollziehbar sei, da in diesem Bereich keine Überlastung festzustellen sei. Nur im Abschnitt südlich von Dollern könne im (n-1)-Fall eine Überlastung nachgewiesen werden.

Im Zuge der Netzprüfung wurde der Einsatz von Freileitungsmonitoring bereits berücksichtigt. Trotz Freileitungsmonitoring kommt es in der Stunde 8235 bei Ausfall des parallelen Stromkreises ohne die Maßnahme M71 zu einer Überlastung des Stromkreises zwischen Dollern und Wechold. Durch die Maßnahme M71 wird gleichzeitig die parallele Leitung von Dollern nach Sottrum entlastet. Im Zuge der Maßnahme wird der vorhandene 220-kV- Trassenraum genutzt um das Umspannwerk Dollern zu entlasten und gleichzeitig die Übertragungskapazität in der Region zu erhöhen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M71 behebt im BBP-Netz des Szenarios B2024* wirksam (n-1)-Verletzungen. Im BBP-Netz ist z.B. ohne die Maßnahme M71 der Stromkreis zwischen Dollern und Wechold in der Stunde 8235 zu 121% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M71 reduziert die Auslastung auf 93%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 20% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 47% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M71 einer dieser Stromkreise zu 119% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M71 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 84%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

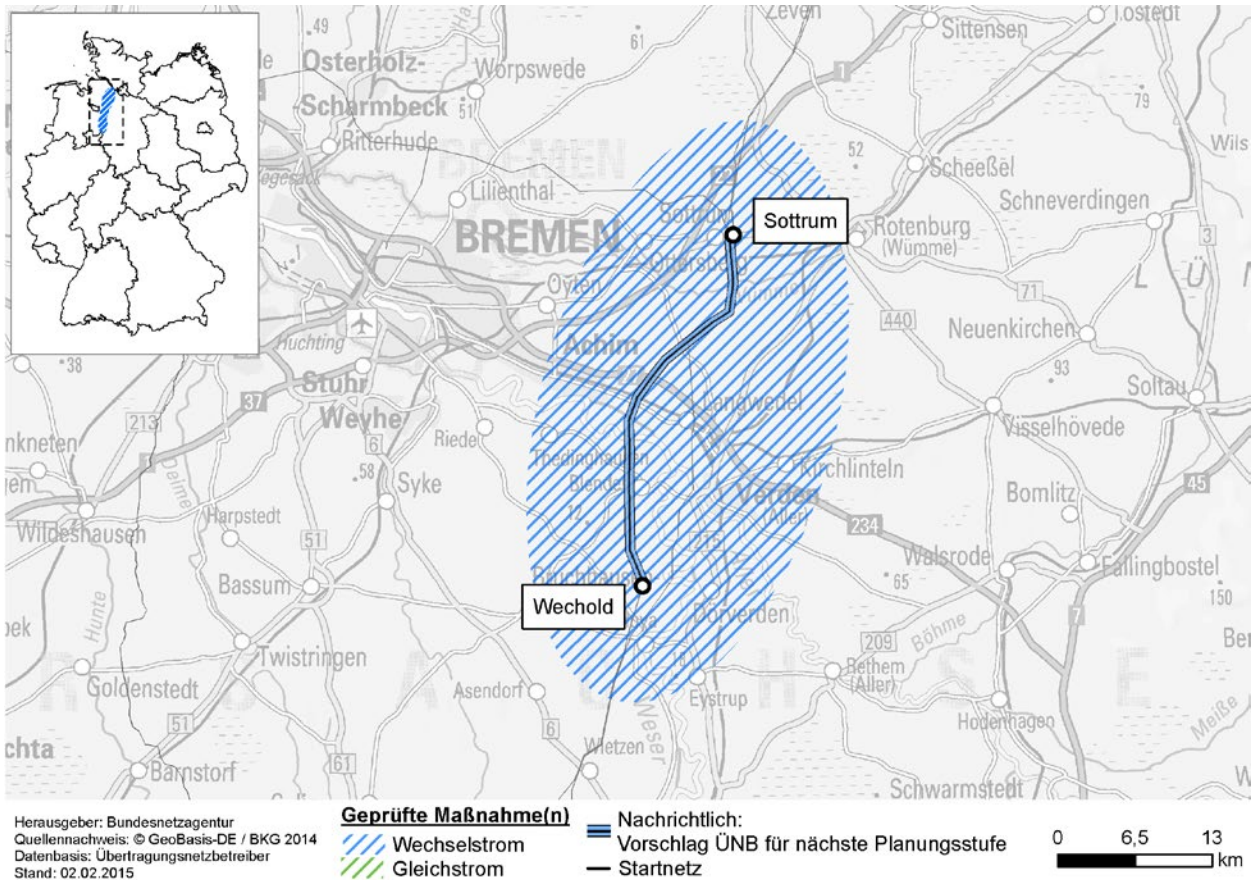
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M71 behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Maßnahme M72: Sottrum – Wechold



Maßnahme M72 (Sottrum – Wechold) wird bestätigt.

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden (Netzverstärkung). Um die erhöhte Spannung aufzunehmen, müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert werden (Netzverstärkung). Außerdem wäre die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold mit einer Nennspannung von 380 kV komplett neu zu errichten (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M72 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M72 führt zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter paralleler Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M72 z. B. der Stromkreis zwischen Dollern und Wechold in der Stunde 8024 zu 126% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M72 reduziert die Auslastung dann auf 91%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 19% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 50% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M72 einer dieser Stromkreise zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M72 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,8%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 39%.

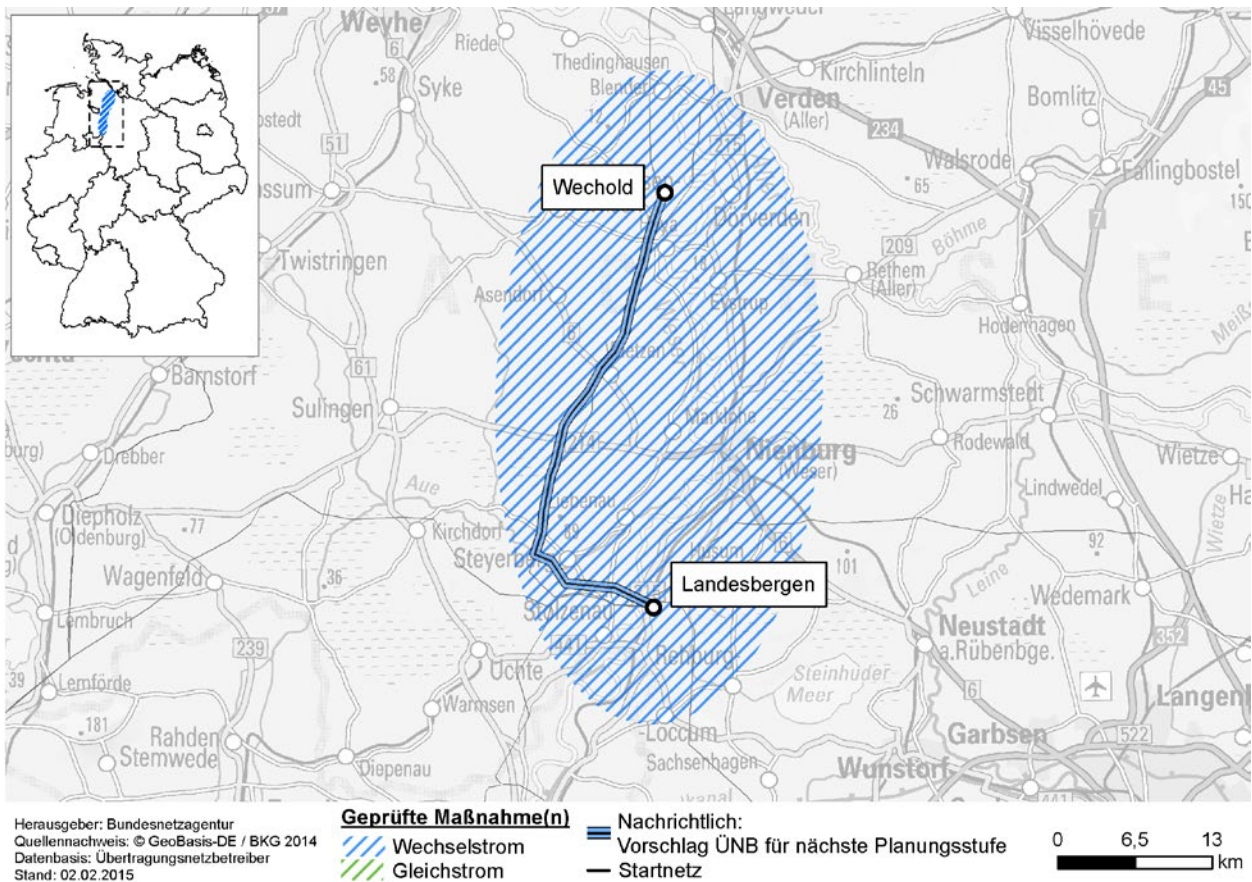
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 35% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M72 behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Maßnahme M73: Wechold – Landesbergen



Maßnahme M73 (Wechold – Landesbergen) wird bestätigt.

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden (Netzverstärkung). Um die erhöhte Spannung aufzunehmen, müssten die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen erweitert (Netzverstärkung) und die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold mit einer Nennspannung von 380 kV komplett neu errichtet (Netzausbau) werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M73 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M73 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten parallelen Leitung Dollern – Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M73 die Leitung zwischen Dollern und Wechold beispielsweise in der Stunde 815 zu 129% belastet, wenn die Leitung Wechold – Landesbergen ausfällt. Die Maßnahme M73 reduziert die Auslastung dann auf 98,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 22% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 55% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M73 einer dieser Stromkreise zu 127% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M73 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,8%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

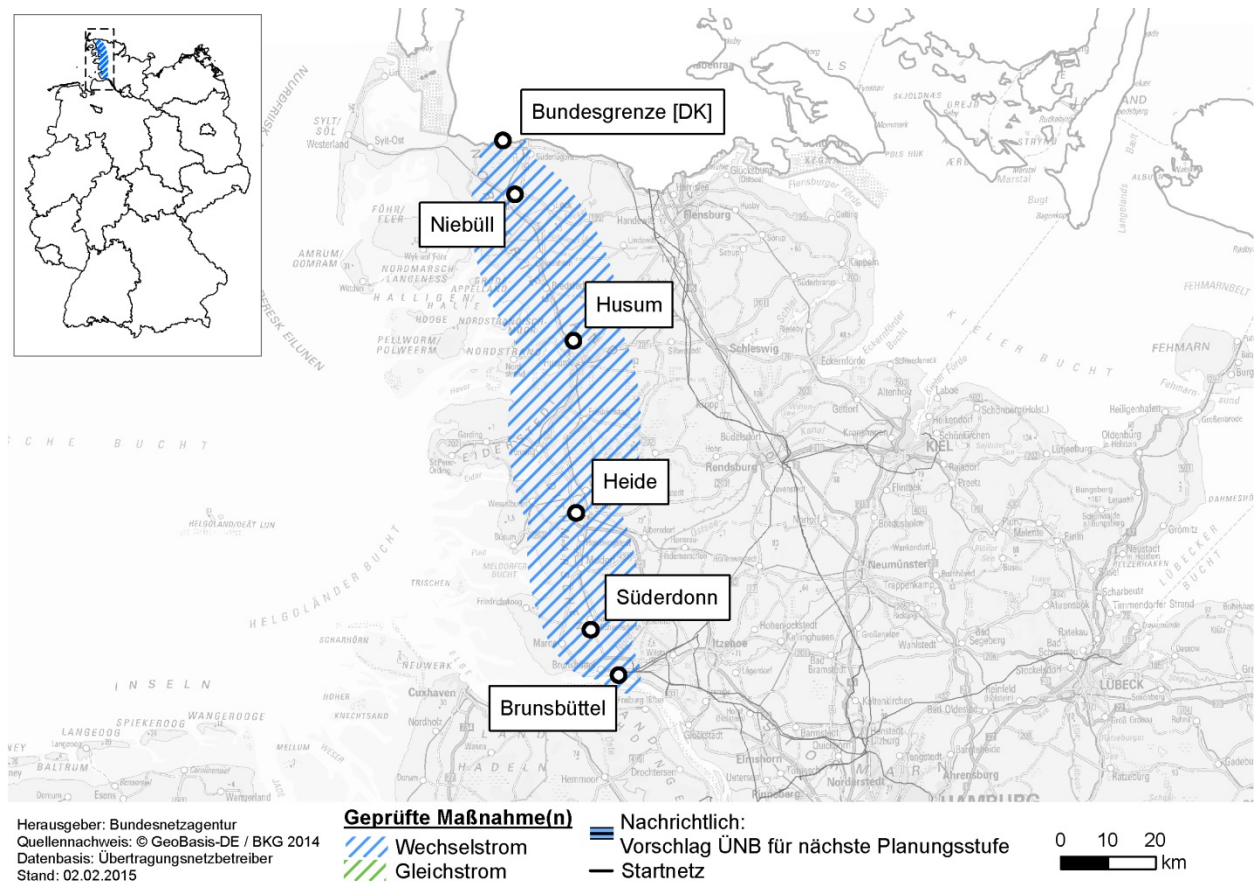
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 44% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M73 behebt wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Projekt P25: Brunsbüttel – dänische Grenze

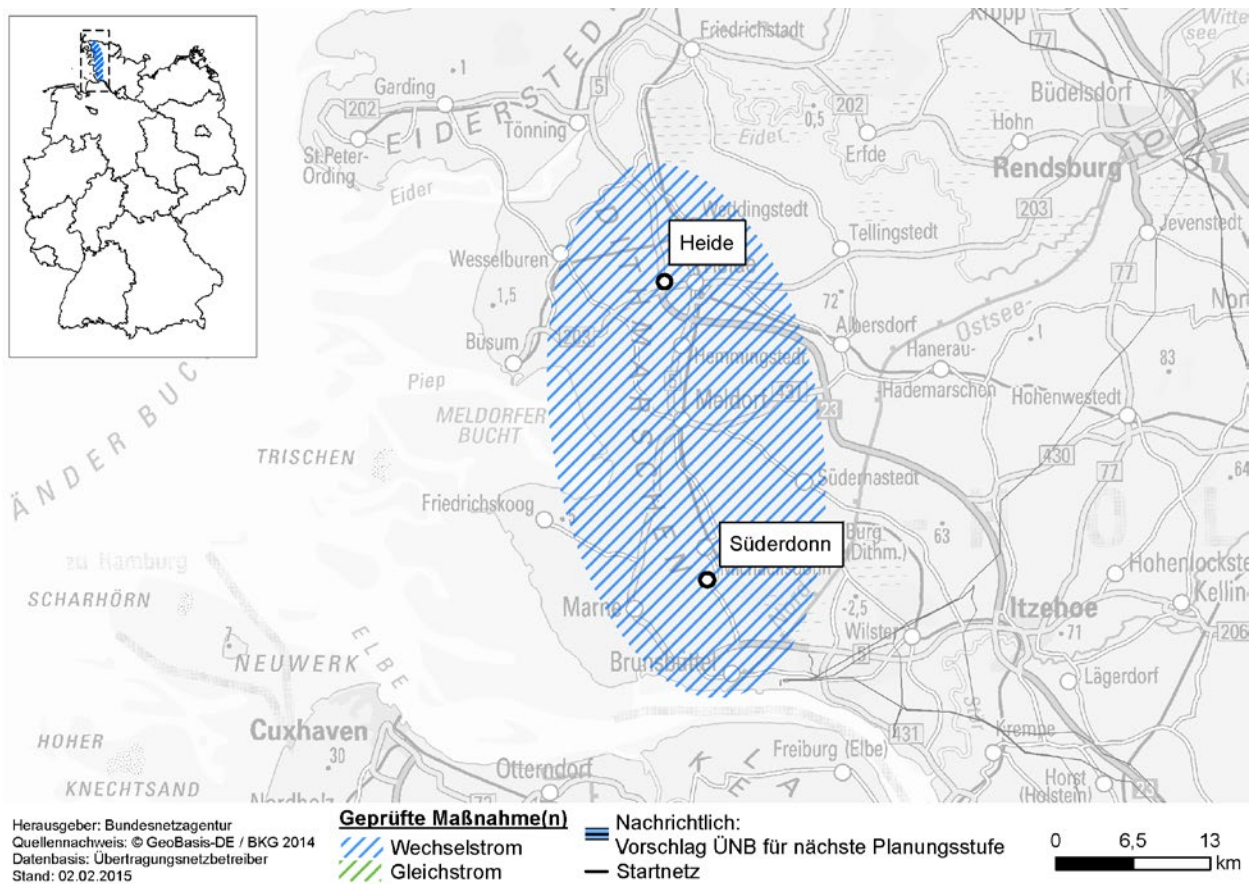


Das Projekt P25 mit den Maßnahmen M42, M42a und M43, M44 und M45 ist als Vorhaben Nr. 8 unter der Bezeichnung „Brunsbüttel – Barlt – Heide – Husum – Niebüll – Bundesgrenze (DK)“ Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 1.3. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Diese Maßnahmen werden bestätigt.

Das Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Insbesondere durch den Ausbau der Onshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins entsteht ein höherer Übertragungsbedarf. An den Netzverknüpfungspunkten Niebüll, Husum, Heide und Süderdunn prognostiziert das Szenario B2024* eine installierte Leistung an Onshore-Windenergie von insgesamt ca. 2.200 MW. Durch die Verbindung mit dem dänischen Netz würde zusätzlich die bestehende Netzinfrastruktur zwischen Deutschland und Dänemark entlastet.

Maßnahme M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide

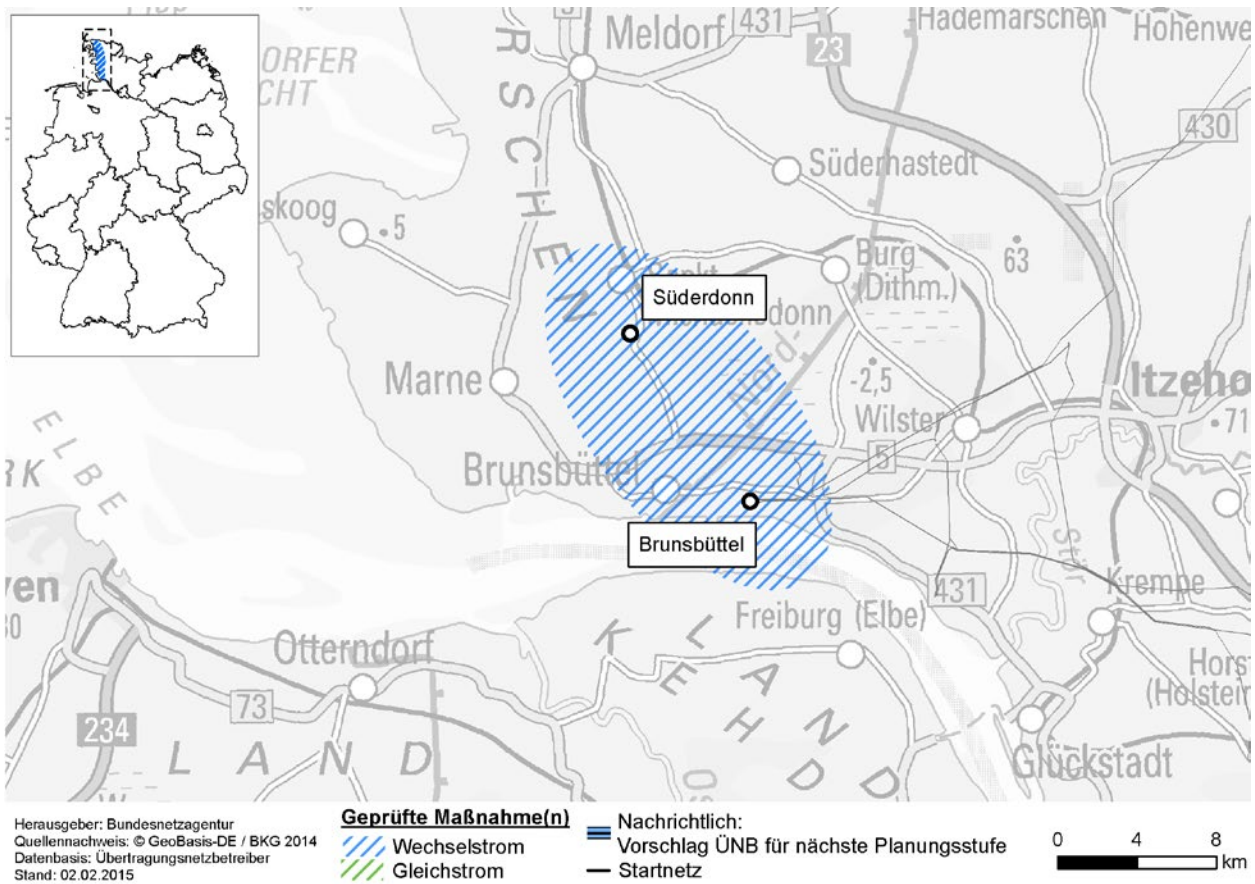


Maßnahme M42 (Süderdonn – Heide) wird bestätigt.

Zwischen Heide und Süderdonn (früher Barlt) soll im Rahmen der Maßnahme M42 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich müssten zum Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren in Heide und Süderdonn 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Maßnahme M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartl)

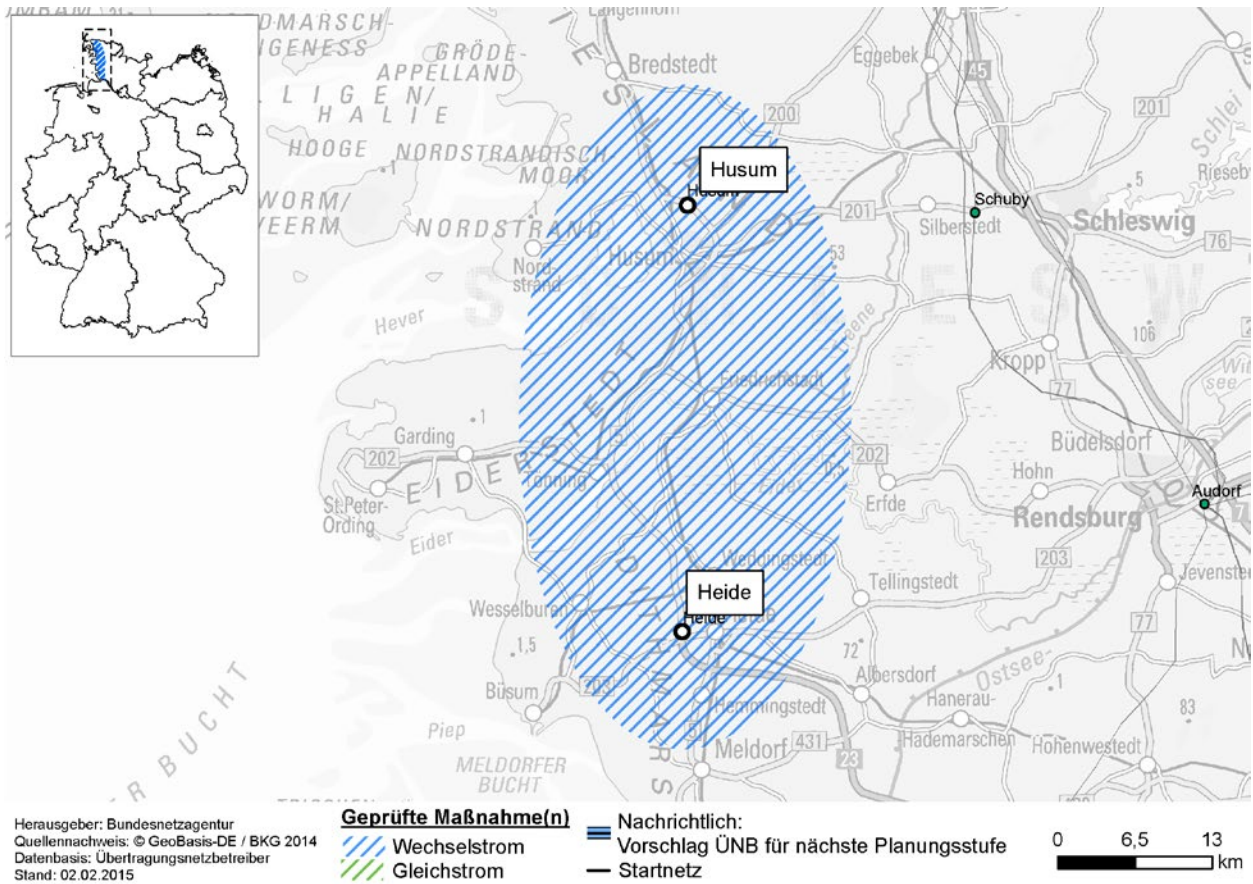


Maßnahme M42a (Brunsbüttel – Süderdonn) wird bestätigt.

Zwischen Brunsbüttel und Süderdonn (früher Bartl) soll im Rahmen der Maßnahme M42a eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich sollen zwecks Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren die bestehende 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel verstärkt (Netzverstärkung) und in Süderdonn eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Maßnahme M43: Heide – Husum

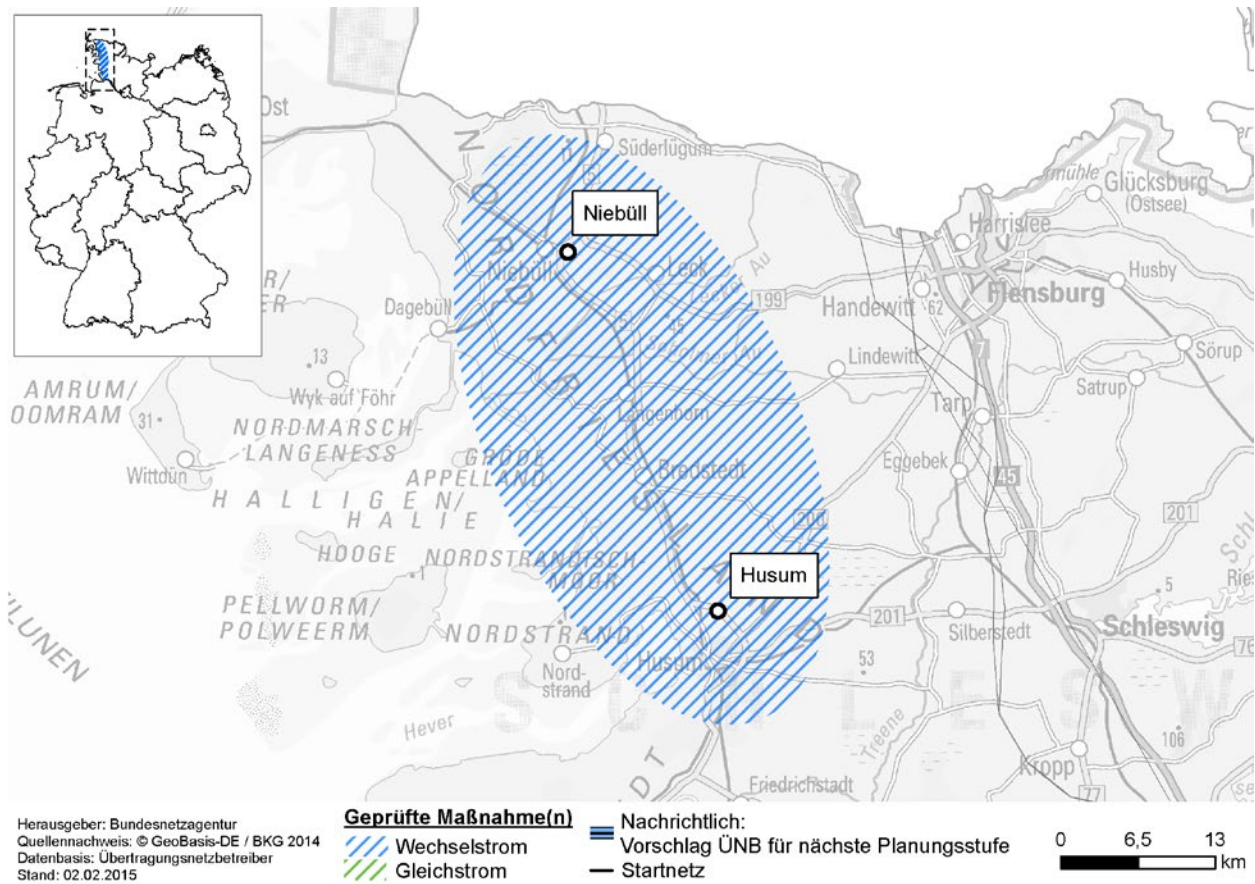


Maßnahme M43 (Heide – Husum) wird bestätigt.

Zwischen Heide und Husum soll im Rahmen der Maßnahme M43 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich wäre in Heide und Husum der Bau neuer 380-kV-Schaltanlagen (Netzausbau) und zum Abtransport der EE-Einspeiseleistung die Inbetriebnahme neuer Transformatoren notwendig (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Maßnahme M44: Husum – Niebüll

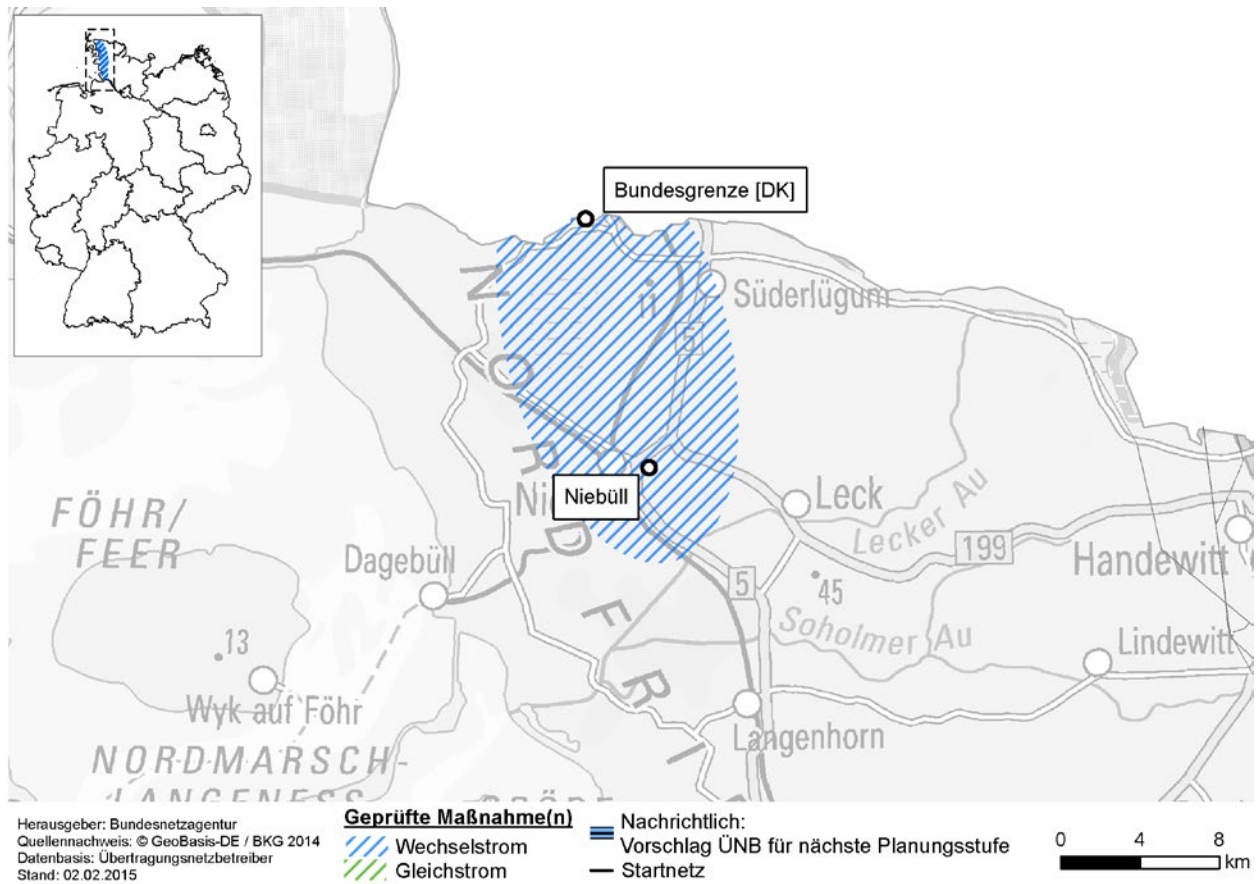


Maßnahme M44 (Husum – Niebüll) wird bestätigt.

Zwischen Husum und Niebüll soll im Rahmen der Maßnahme M44 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich müssten zwecks Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren die 380-kV-Schaltanlagen Husum und Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Maßnahme M45: Niebüll – Grenze Dänemark



Maßnahme M45 (Niebüll – Grenze Dänemark) wird bestätigt.

Zwischen Niebüll und der dänischen Grenze soll im Rahmen der Maßnahme M45 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich muss zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren eine 380-kV-Schaltanlage in Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer hält eine Überprüfung der geplanten Kapazitäten der Grenzkuppelstellen für erforderlich. Dies sei notwendig, da die angenommenen EE-Werte für Schleswig-Holstein in dem Szenario B2024* zu gering seien.

Die Auslastungswerte sämtlicher Maßnahmen des Projektes P25 weisen darauf hin, dass die Leistung des Projektes P25 ausreichend dimensioniert ist. Zudem sorgt die Verbindung nach Dänemark für eine Entlastung des Netzes im Bereich zwischen Audorf und Wilster. Somit dient auch die Maßnahme M45 nicht nur der Erhöhung möglicher grenzüberschreitender Stromtransporte, sondern stellt auch (n-1)-Sicherheit innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes her.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahmen begründet sich zum einen durch eine Entlastung der bestehenden Achse Kassø (DK) – Jardelund – Audorf – Wilster. Hierfür ist das vollständige Projekt P25 insbesondere mit der Verbindung nach Dänemark notwendig. Somit erfolgt die Prüfung der Wirksamkeit anhand des vollständigen Projekts. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 beheben auf Grundlage des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Ohne die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 ist ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 1971 zu 126% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 reduzieren die Auslastung dann auf 93%.

Zum anderen sammelt das Projekt den an der Westküste Schleswig-Holstein produzierten Onshore-Windstrom ein und transportiert diesen Strom zum nördlichen Endpunkt der Maßnahme C05 (Brunsbüttel-Großgartach). Mit in Summe ca. 2.200 MW Einspeiseleistung aus Onshore-Windenergie in dieser Region im Szenario B2024* scheidet ein Transport in der 110-kV-Netzebene grundsätzlich aus. Solch hohe Transportleistungen können nur im Übertragungsnetz transportiert werden.

Die Maßnahmen sind folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximalen Auslastungen der Maßnahme M42, M42a, M43, M44 und M45 liegen zwischen 20% und 49%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zu den geprüften Maßnahmen angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es z. B. in der Stunde 6726 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Audorf und Wilster. Ohne die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 ist einer dieser Stromkreise zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 reduziert in dem Fall die Auslastung auf 90%.

Auch bei der Spitzenkappung verbleibt eine so hohe Erzeugungsleistung aus Onshore-Wind an der Westküste Schleswig-Holsteins, dass diese nicht mehr in der 110-kV-Netzebene abtransportiert werden kann.

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 liegen zwischen 29% und 53%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

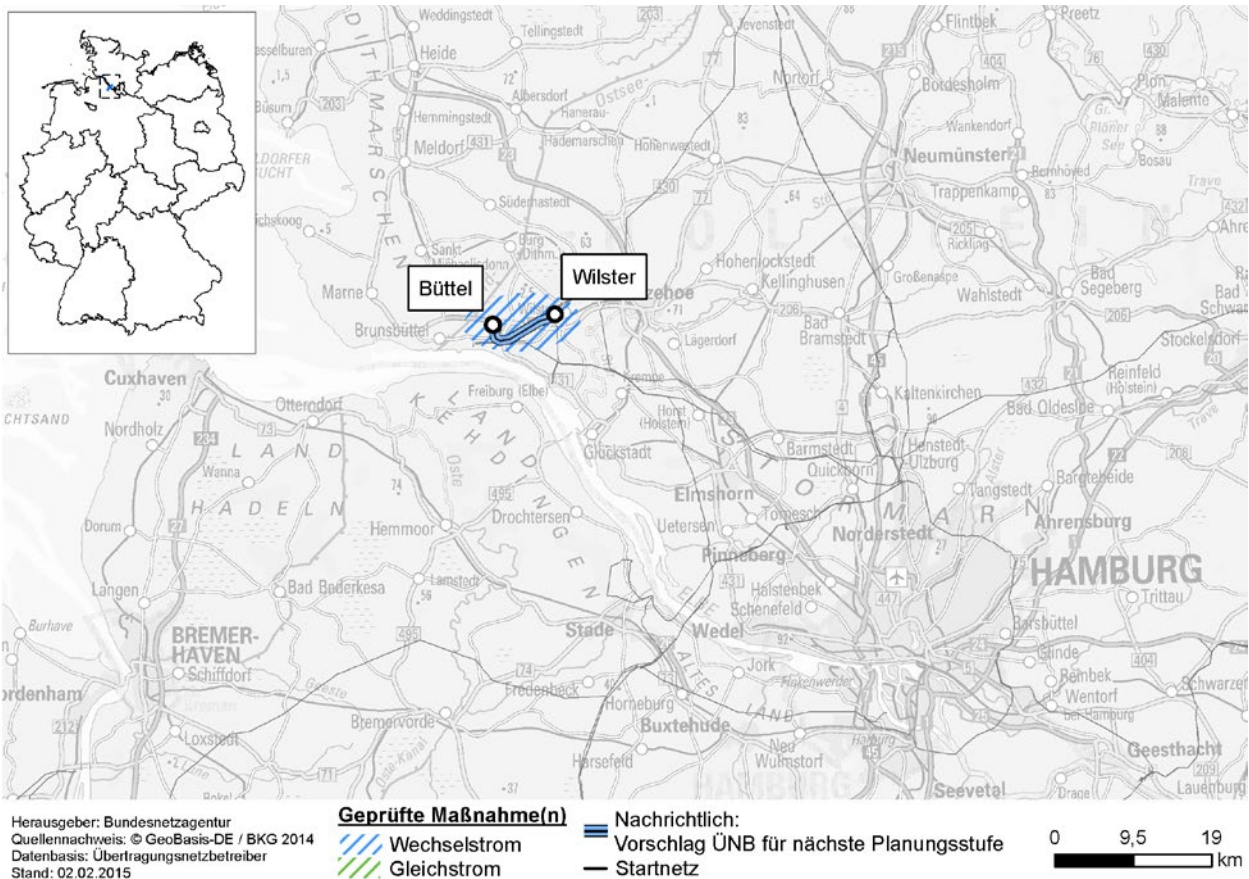
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 liegen die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 zwischen 21% und 48%. Alle Maßnahmen sind demnach ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen beheben wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Die Wirksamkeit kann selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 werden somit bestätigt.

Projekt P26: Büttel – Wilster



Insbesondere durch den Ausbau der Windenergie erhöht sich in Schleswig-Holstein die Übertragungsaufgabe für das Höchstspannungsnetz. Das Projekt P26 dient dazu, dessen Kapazität zu erhöhen. Das Projekt enthält im Szenario B2024* die Maßnahme M76.

Maßnahme M76: Büttel – Wilster

Maßnahme M76 (Büttel – Wilster) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme M76 ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 Ampere zu erhöhen (Netzverstärkung). Ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgt oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist, muss in den weiteren Planungsschritten detailliert geprüft werden. Zusätzlich müssten die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M76 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M76 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M76 ist ein Stromkreis zwischen Büttel und Wilster in der Stunde 2355 zu 108% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M76 reduziert die Auslastung dann auf 95%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 51%, der Mittelwert bei 14%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M76 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Dabei erwies sich die Maßnahme auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung in den untersuchten Fällen als nicht wirksam, da keine (n-1)-Verletzungen festgestellt werden konnten.

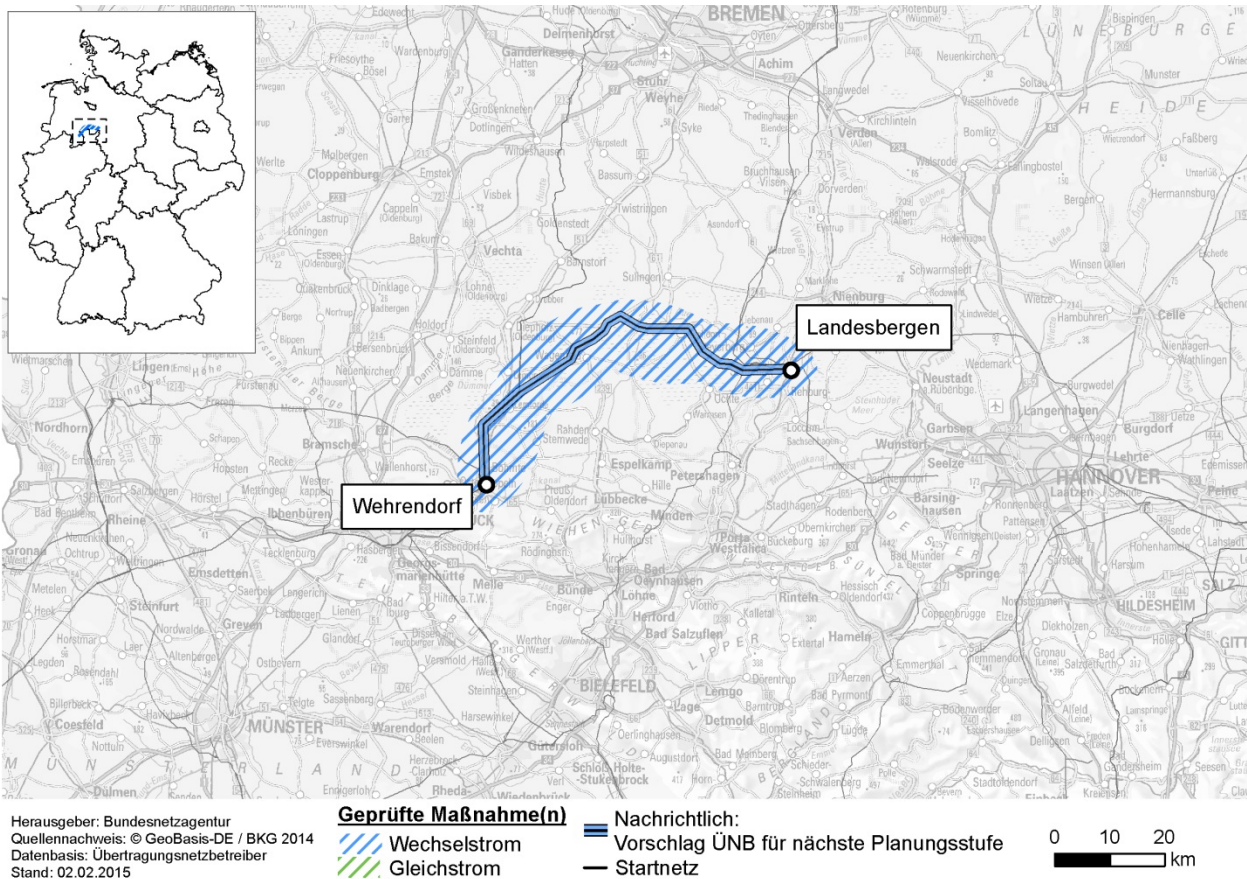
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 50% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen und erfüllt das Kriterium der Erforderlichkeit im Szenario B2024*. Die betrachtete Gutachter-Marktmodellierung zeigt jedoch, dass bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen die Wirksamkeit der Maßnahme in Jahr 2024 noch nicht gegeben sein muss. In dem untersuchten Fall erweist sich die Maßnahme M76 als nicht wirksam, da keine Überlastungen im (n-1)-Fall mehr festgestellt werden konnten.

Projekt P27: Landesbergen – Wehrendorf



Das Szenario B2024* prognostiziert in Niedersachsen einen hohen Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Onshore-Windenergie. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten mit dem Korridor B04 (Wehrendorf – Urberach) einen möglichst direkten Transport dieser Energie nach Süden in die verbrauchsstarken Regionen ermöglichen. Eine wesentliche Maßnahme zum „Einsammeln“ der in Niedersachsen erzeugten Energie und zum Weiterleiten an den Anfangspunkt des Korridors B04 wäre das Projekt P27. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahme M52.

Maßnahme M52: Landesbergen – Wehrendorf

Maßnahme M52 (Landesbergen – Wehrendorf) wird nicht bestätigt.

Die Leitung von Landesbergen nach Wehrendorf soll verstärkt werden. Hierzu ist eine Zubeseilung notwendig. Das heißt, es wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wehrendorf muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Westlich von Landesbergen ist das Netz umzustrukturieren. Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für diese 110-kV-Stromkreise muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M52 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M52 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M52 ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Ovenstedt in der Stunde 7920 zu 106% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M52 reduziert die Auslastung auf 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz wird die Leitung in 22% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 44% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M52 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

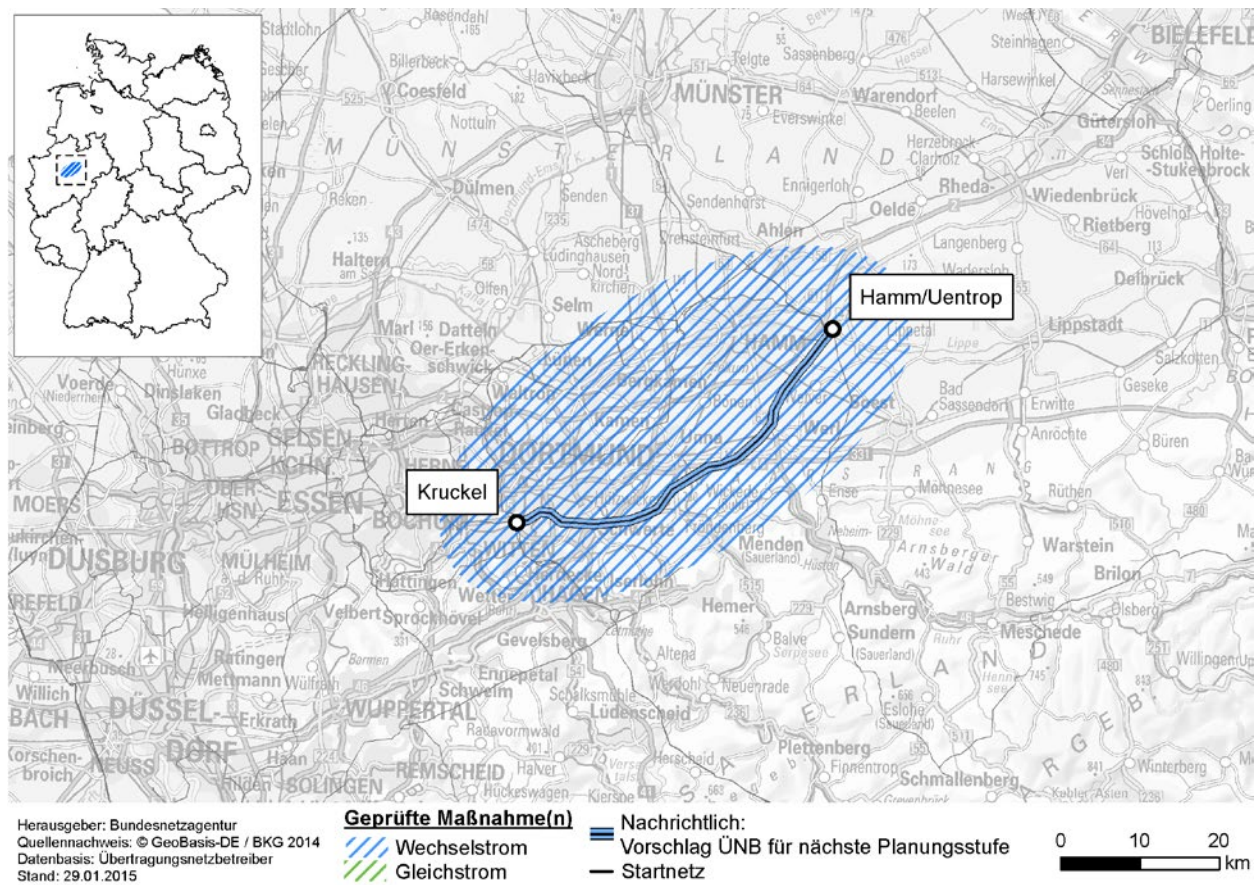
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* wäre die Maßnahme M52 wirksam und erforderlich. Allerdings konnte sie bei der sequenziellen Prüfung der Gutachter-Marktmodellierung nicht als wirksam ermittelt werden. Selbst bei der Prüfung auf das Szenario B2024* ist die Maßnahme nur knapp über 100% ausgelastet. Da sie zudem wie eingangs beschrieben hauptsächlich dazu gedacht ist, dem HGÜ-Korridor B04 Energie zuzuführen, der HGÜ-Korridor B04 jedoch nicht bestätigt wird, entfällt auch die Bestätigung der Maßnahme M52.

Projekt P30: Westfalen



Das Projekt P30 mit der Maßnahme M61 ist als Vorhaben Nr. 9 Teil des Bundesbedarfsplans.

Maßnahme M61: Hamm/Uentrop – Kruckel

Maßnahme M61 (Hamm/Uentrop – Kruckel) wird bestätigt.

Auf einer bestehenden Leitung zwischen Uentrop und Kruckel wird ein 220-kV-Stromkreis durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt (Spannungsumstellung mit Umbeseilung/Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Lippborg und Kruckel müssen verstärkt werden (Netzverstärkung). Der mit der Spannungsumstellung entfallende 220-kV-Stromkreis erfordert eine Verstärkung der 220-kV-Anlage Laer (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M61 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M61 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M61 ist ein Stromkreis zwischen Lippe und Mengede in der Stunde 7378 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M61 reduziert die Auslastung dann auf 98%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 84% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 59%, der Mittelwert bei 30%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es im BBP-Netz in der Stunde 5963 zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Lippe und Mengede von 118%, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M61 reduziert die Auslastung dann auf 98%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 56%.

Szenario A2024

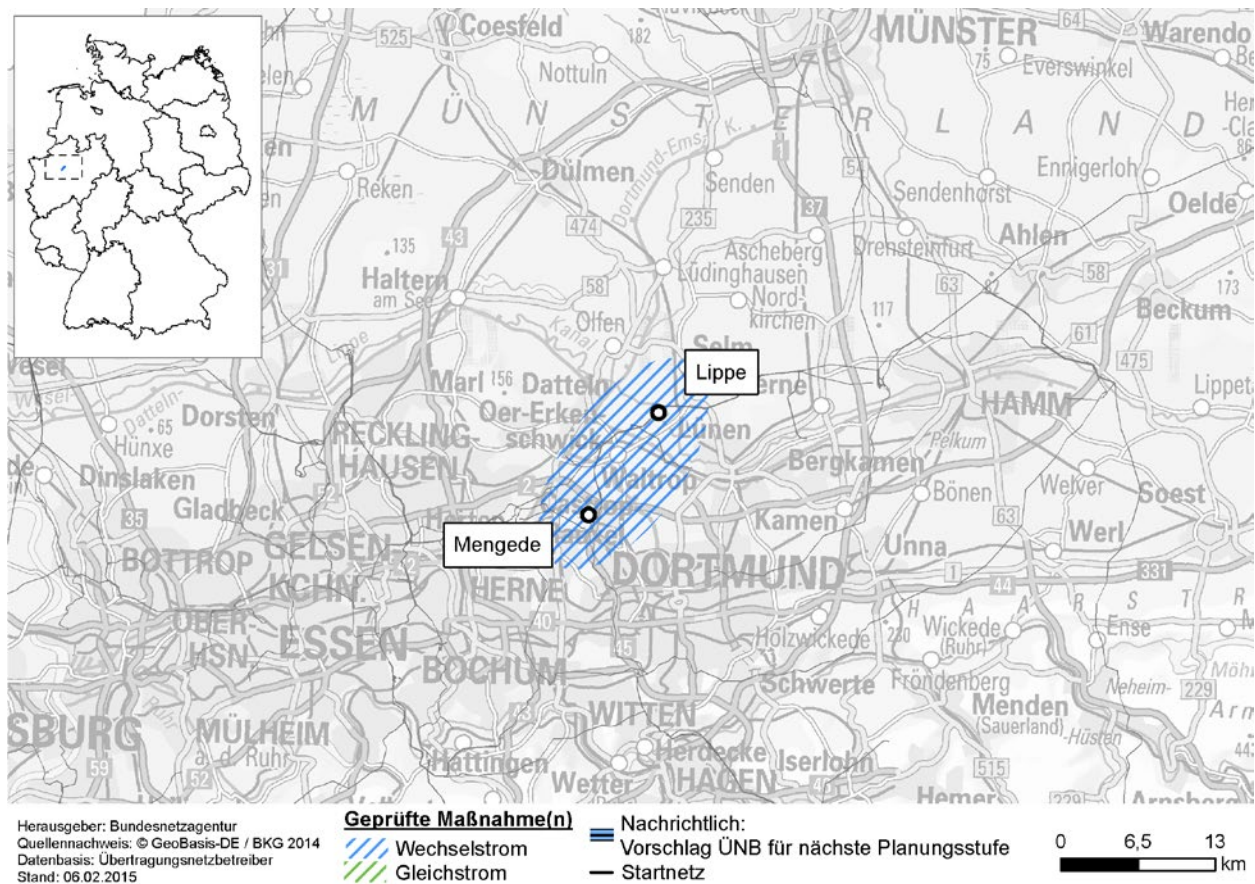
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 46% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M61 erweist sich als wirksam und erforderlich, auch unter der Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen. Sie wird daher bestätigt.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Als Alternative zu der mit Maßnahme M61 vorgeschlagenen Netzverstärkung erwähnen die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit eines Neubaus in bestehender Trasse der unmittelbar betroffenen Leitung zwischen Lippe und Mengede. Die bisherigen Stromkreise zwischen Lippe und Mengede verfügen über eine Nennleistung von ca. 1.790 MVA und sollen im Rahmen der Alternative durch Leiterseile ersetzt werden, welche eine höhere Stromtragfähigkeit und eine entsprechend höhere Nennleistung von 2.370 MVA aufweisen.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell dieser vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative ist ein Stromkreis zwischen Lippe und Mengede in der Stunde 7378 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 89%. Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

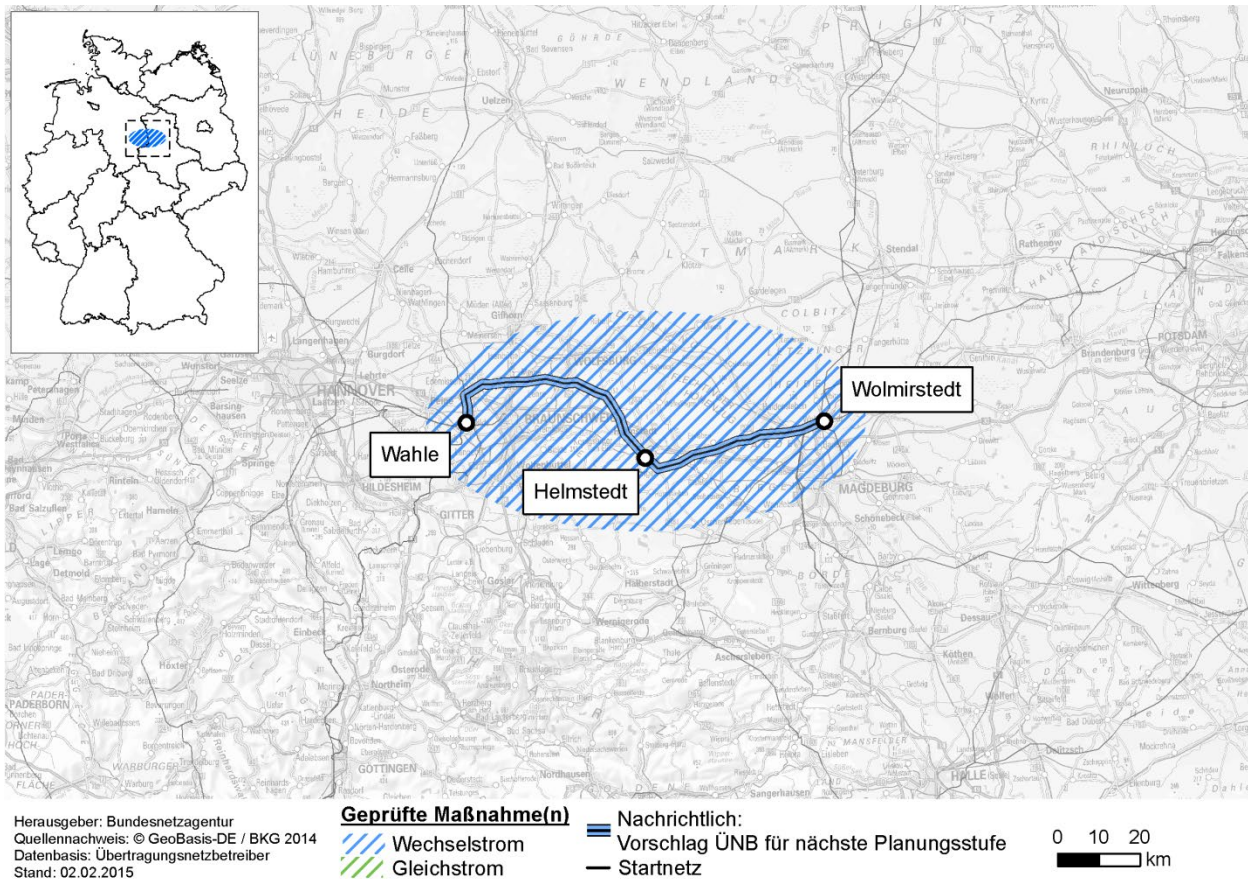
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 5963 zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Lippe und Mengede. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 90%.

Ergebnis

Auch die Alternative führt zu einer Entlastung des in den beiden untersuchten (n-1)-Fällen überlasteten Stromkreises zwischen Lippe und Mengede. Die dortige Entlastung fällt sogar etwas höher aus als bei der Maßnahme M61. Allerdings handelt es sich bei der Maßnahme M61 lediglich um eine Umbeseilung, bei der Alternative hingegen um einen Neubau in bestehender Trasse. Daher ist die Maßnahme M61 nach dem NOVA-Prinzip vorzugswürdig.

Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle



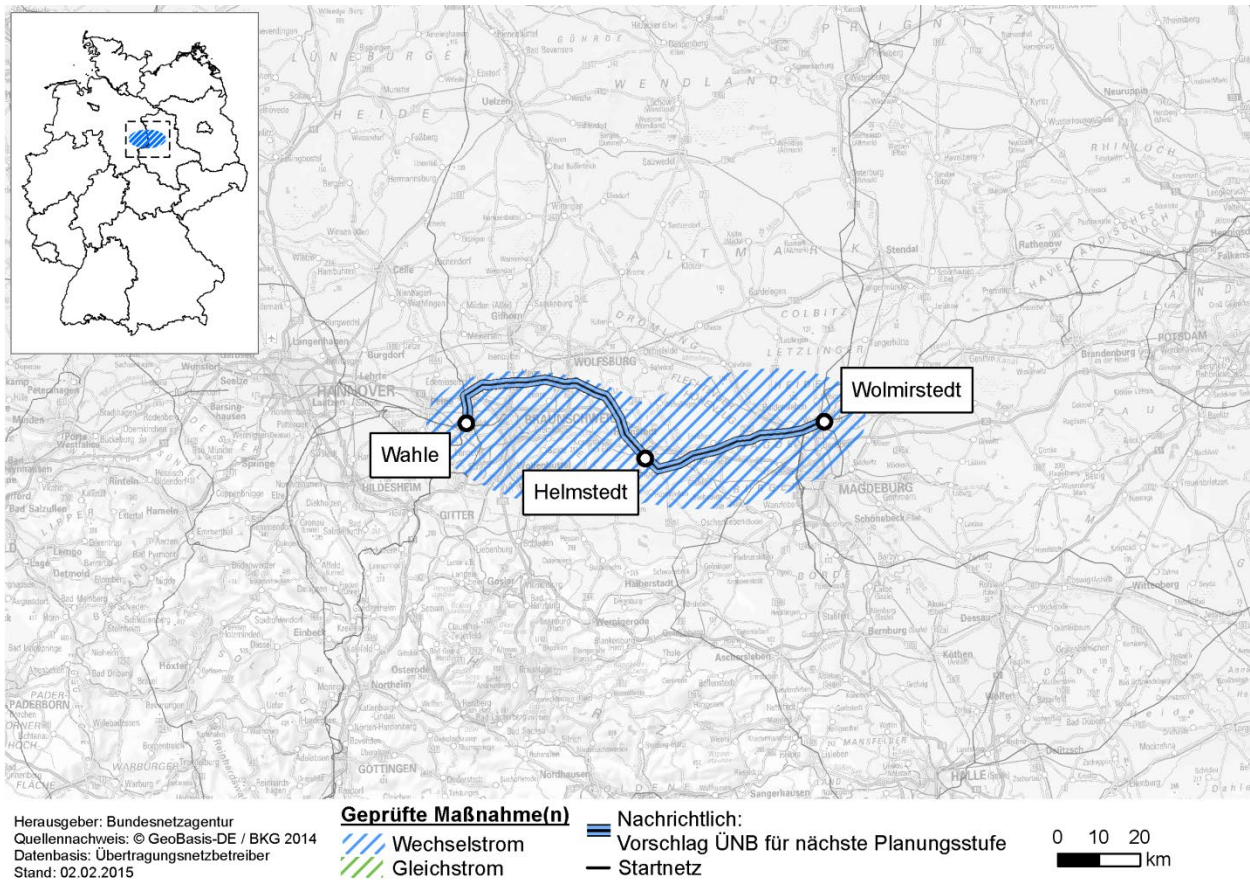
Das Projekt P33 besteht aus den Maßnahmen M24a und M24b.

Die Maßnahme M24a ist als Vorhaben Nr. 10 Teil des Bundesbedarfsplans.

Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P33.

Maßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle



Maßnahme M24a (Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle) wird bestätigt.

Von Wolmirstedt über Helmstedt nach Wahle ist die bestehende 380-kV-Leitung zu verstärken (beispielsweise durch Austausch der Leiterseile gegen Hochstrombeseilung oder HTLS). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Wahle entsprechend zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M24a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M24a ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 schon im (n-0)-Fall zu 104% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M24a auf 91% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 2316

ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt mit 174% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert die Auslastung dann auf 154%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 47% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 91%, der Mittelwert bei 21%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im BBP-Netz sind die Bestandsleitungen im (n-0)-Fall nicht mehr mit über 100% ausgelastet, allerdings mit 88% ebenfalls hoch ausgelastet. Im (n-1)-Fall ist z. B. ohne die Maßnahme M24a einer dieser Stromkreise zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 130%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 76%. Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 46% ausreichend ausgelastet.

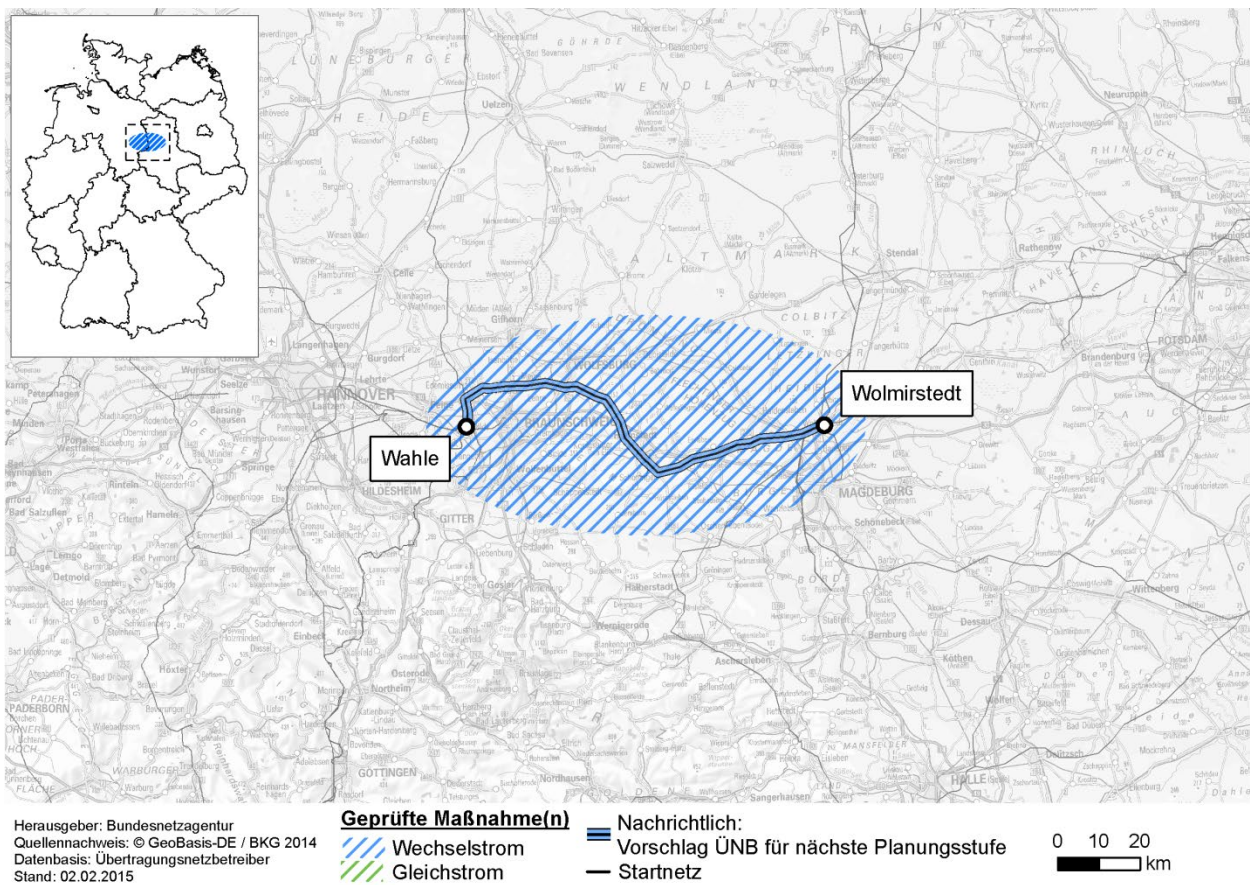
Wechselwirkung mit Maßnahme M24b

Die zweite Maßnahme M24b des Projekts P33 steht nicht im Bundesbedarfsplan und wurde deswegen bei der Prüfung der Maßnahme M24a zunächst nicht als realisiert unterstellt. Wird die Maßnahme M24b bei der Prüfung auf das BBP-Netz zusätzlich unterstellt, so wird die hohe Auslastung der Leitungen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt von 91% auf 55% im (n-0)-Fall reduziert. Im (n-1)-Fall wird die Auslastung von 174% auf 86% und somit auf unter 100% reduziert, sodass die Maßnahme M24a im Zusammenspiel mit M24b eine (n-1)-Verletzung wirksam behebt. Wird unter der Gutachter-Marktmodellierung im (n-1)-Fall die Maßnahme M24b bei der Prüfung mit hinzugenommen, so reduziert sich die Auslastung in dem angegebenen (n-1)-Fall von 146% auf 71%. Es zeigt sich also eine deutliche Wechselwirkung der Maßnahme M24a und der Maßnahme M24b des Projekts P33. Beide gemeinsam können Auslastungen im (n-1)-Fall unter 100% senken. Die Maßnahme M24a für sich genommen trägt zu der Gesamtentlastung mit ca. 20% im Szenario B2024* und mit ca. 16% in der SensiO bei.

Ergebnis

Die Maßnahme M24a behebt Überlastungen im (n-0)-Fall und im Zusammenspiel mit der Maßnahme M24b wirksam Überlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Ebenfalls erweist sich die Maßnahme als erforderlich.

Maßnahme M24b: Wolmirstedt – Wahle



Maßnahme M24b (Wolmirstedt – Wahle) wird bestätigt.

Von Wolmirstedt nach Wahle wird eine zusätzliche 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehendem Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt und Wahle zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M24b liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Ohne die Maßnahme M24b ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert die Auslastung dann auf 85%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 27% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 55%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M24b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M24b in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2316. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 66%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 48% ausreichend ausgelastet.

Wechselwirkung mit Maßnahme M24a

Prüft man die Maßnahme M24b, ohne gleichzeitig auch die Maßnahme M24a hinzuzunehmen, so liegt die Auslastung ohne Maßnahme M24b in dem angegebenen (n-1)-Fall bei 164%. Mit der Maßnahme M24a (aber ohne Maßnahme M24b) liegt die Auslastung bei 146%. Auch im (n-1)-Fall ist die Auslastung allein mit der Maßnahme M24b mit 93% höher als mit beiden Maßnahmen des Projekts P33 (85%). Die Maßnahme M24b würde zwar ausreichen, um die Überlastungen im (n-1)-Fall zu beseitigen. Allerdings erscheint es sinnvoll, zunächst die bestehende 380-kV-Leitung durch einen einfachen Austausch der Leiterseile gegen eine Hochstrombeseilung zu verstärken (M24a). Denn die Beeinträchtigungen, die bei einem Austausch der Leiterseile entstehen, sind geringfügig.

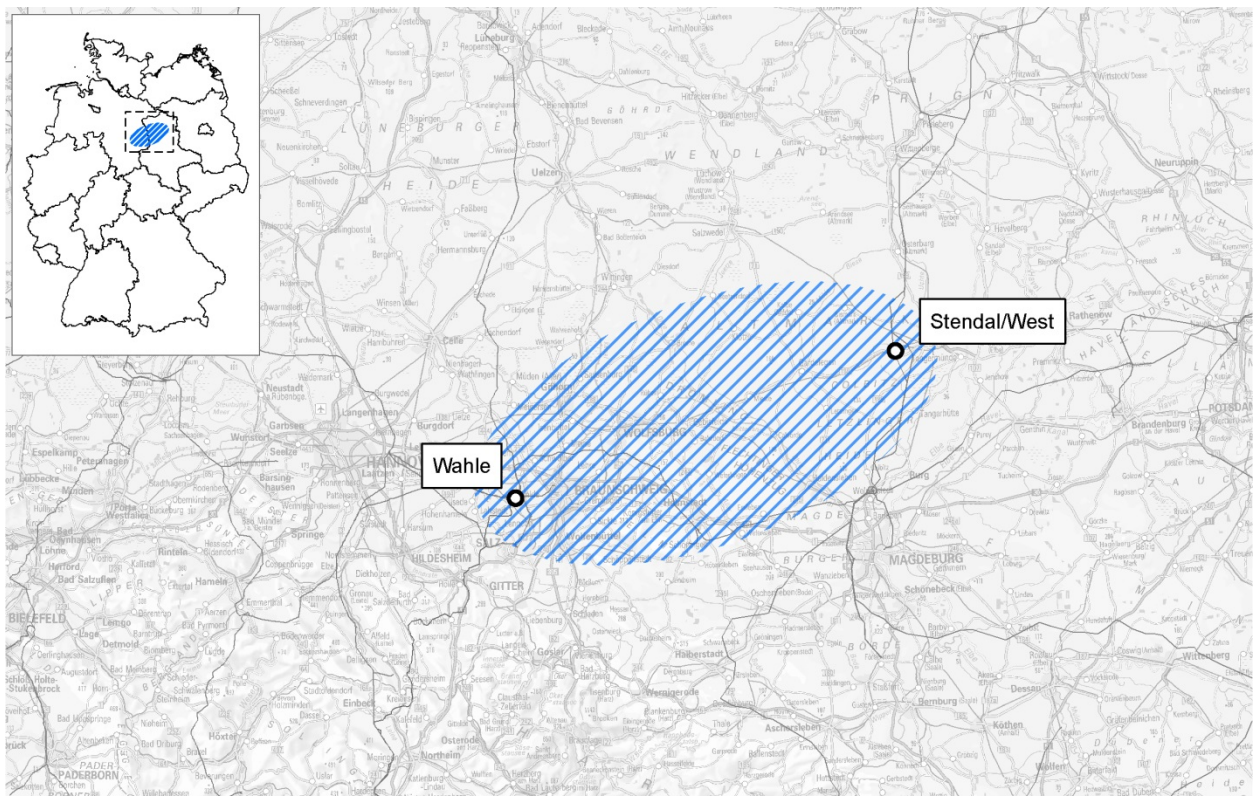
Bei Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung wird durch die Maßnahme M24b ebenfalls eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% gesenkt. Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Auslastung in dem angegebenen (n-1)-Fall ohne die Maßnahme M24a mit 133% deutlich höher als mit (118%). Auch hier kann mit beiden Maßnahmen des Projekts P33 die Auslastung im (n-1)-Fall deutlicher unter 100% gesenkt werden, als wenn nur die Maßnahme M24b ergriffen würde.

Ergebnis

Die Maßnahme M24b ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024 als wirksam und erforderlich anzusehen. Auch auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“) mit verringerter Einspeisung aus erneuerbaren Energien erweist sich die Maßnahme M24b in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Alternativ wurde eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) erwogen. Mithilfe dieser Doppelleitung könnte eine Erweiterung der Doppelleitung Wolmirstedt – Helmstedt entsprechend M24b vermieden werden.



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 06.02.2015

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative zu der Maßnahme M24b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Ohne die Alternative ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 95%.

Die Alternative wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

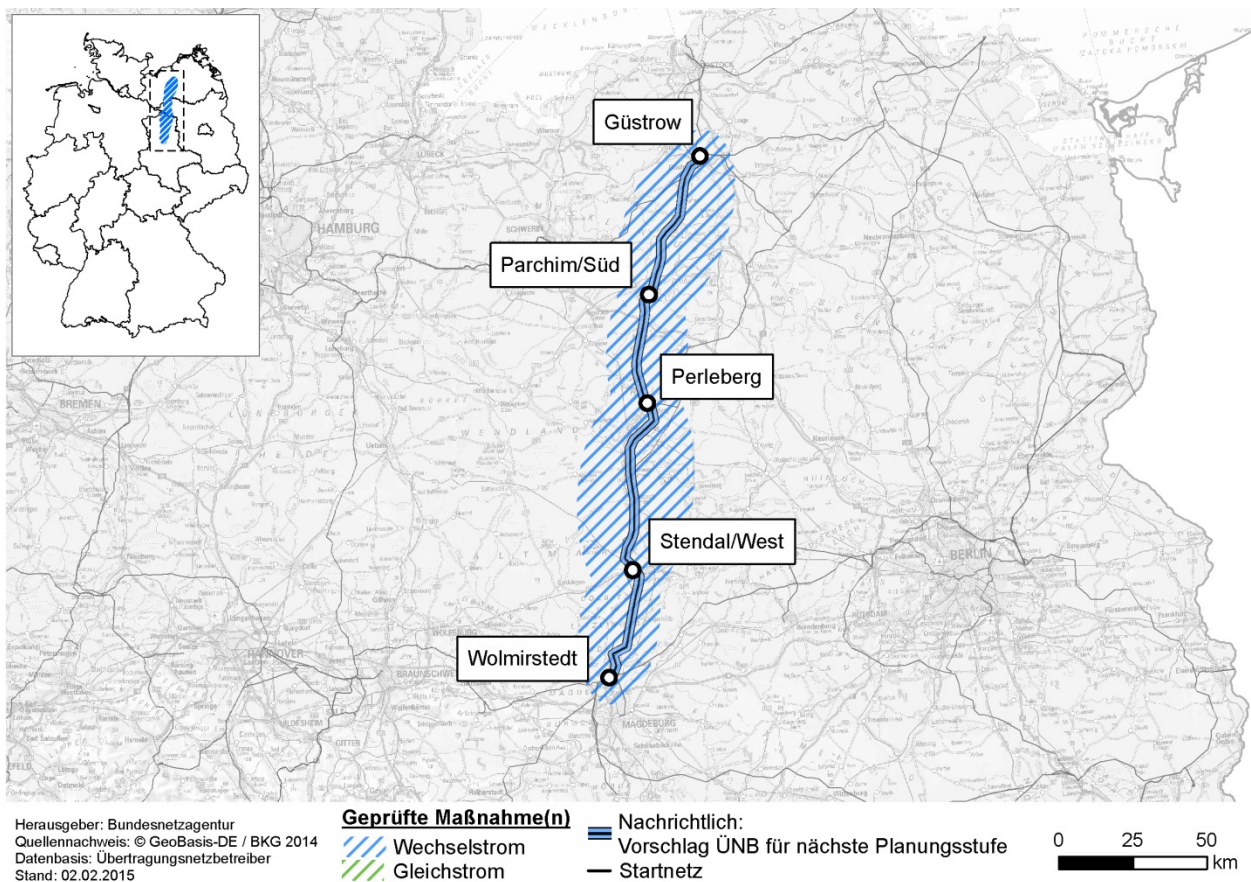
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im Zielnetz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 75%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 47%.

Ergebnis

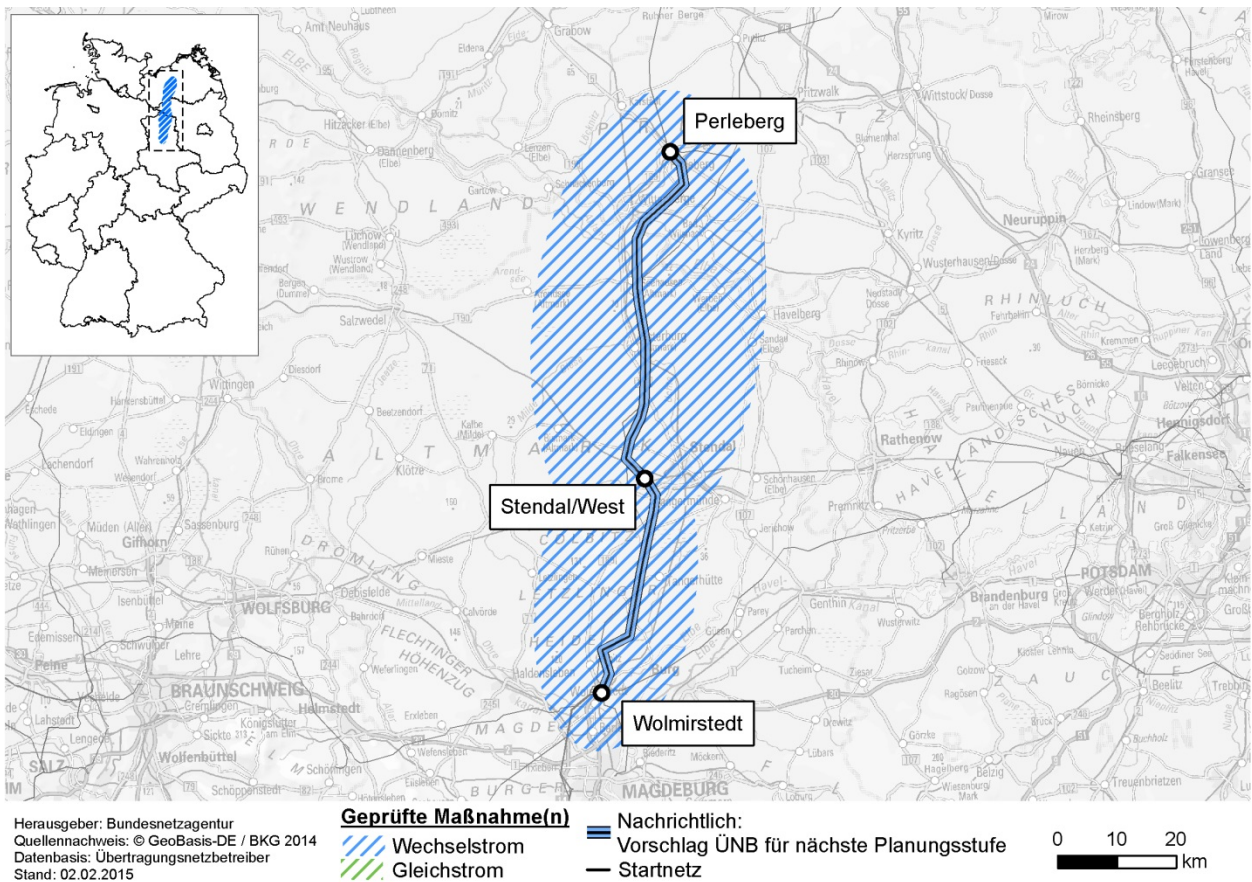
Die Alternative reduziert die Auslastung des im (n-1)-Fall kritisch belasteten Stromkreises ebenso wie die Maßnahme M24b des Projekts P33. Allerdings weist die ursprüngliche Maßnahme M24b leichte Vorteile auf. Zum einen reduziert sie die Auslastung deutlicher unter 100% als die Alternative, zum anderen ist die Alternative länger als die Maßnahme M24b. Durch das bei der Netzplanung zu beachtende NOVA-Prinzip sind vor einem Neubau erst Optimierungs- und Verstärkungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Daher ist hier die Netzverstärkung der Maßnahme M24b mit dem Neubau in bestehender Trasse dem alternativen Neubau in neuer Trasse vorzugswürdig.

Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt



Die Region um das Projekt P34 ist dünn besiedelt, weswegen dort wenig Strom verbraucht wird. Zugleich kann dort viel Windenergie erzeugt und anderen Regionen zur Deckung deren Verbrauchs zur Verfügung gestellt werden. Im Szenario B2024* sind in Mecklenburg-Vorpommern ein EE-Ausbau insbesondere an On- und Offshore-Windeinspeisungen sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark zu verzeichnen. Das führt zu einer zukünftig immer stärkeren Belastung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Güstrow nach Wolmirstedt. Aus diesem Grund soll die Übertragungskapazität durch eine Erhöhung der Spannungsebene auf 380 kV vergrößert werden. Zusätzlich müsste das UW Parchim/Süd mit in diese neue 380-kV-Leitung eingebunden werden. Die weiter südlich liegenden Umspannwerke in Perleberg und Stendal/West müssten aufgrund des weiteren EE-Ausbaus in der Region und den daraus resultierenden Bedarf an Nord-Süd-Transport ebenfalls mit in die neue 380-kV-Leitung eingeschleift werden. Die Region um das Projekt P34 zeichnet sich durch dünne Besiedlung und daraus resultierend durch einen geringen Stromverbrauch aus. Die in dieser Region erzeugte Energie ist in die Verbrauchszentren abzutransportieren. Projekt P34 besteht aus den Streckenmaßnahmen M22a, M22b und M22c.

Maßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt



Maßnahme M22a (Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt) wird bestätigt.

Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M22a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekomen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22a ist z. B. ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Perleberg (220 kV) in der Stunde 8238 schon im (n-0)-Fall mit 101% ausgelastet. Diese Auslastung wird mit der Maßnahme M22a auf 51% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 8238 ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Stendal/West (380 kV) bzw. Wolmirstedt und

Perleberg (220 kV) mit 170% bzw. 119% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert die Auslastung dann auf 65% bzw. 45%. Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West in der Stunde 8238 ist der Stromkreis zwischen Perleberg und Stendal/West (380 kV) bzw. Perleberg und Wolmirstedt (220 kV) mit 122% bzw. 119% belastet. Mit Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert sich die Auslastung dann auf 58% bzw. 48%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 52%, der Mittelwert bei 16%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22a in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2322. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Stendal/West zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 61%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%. Daher ist die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

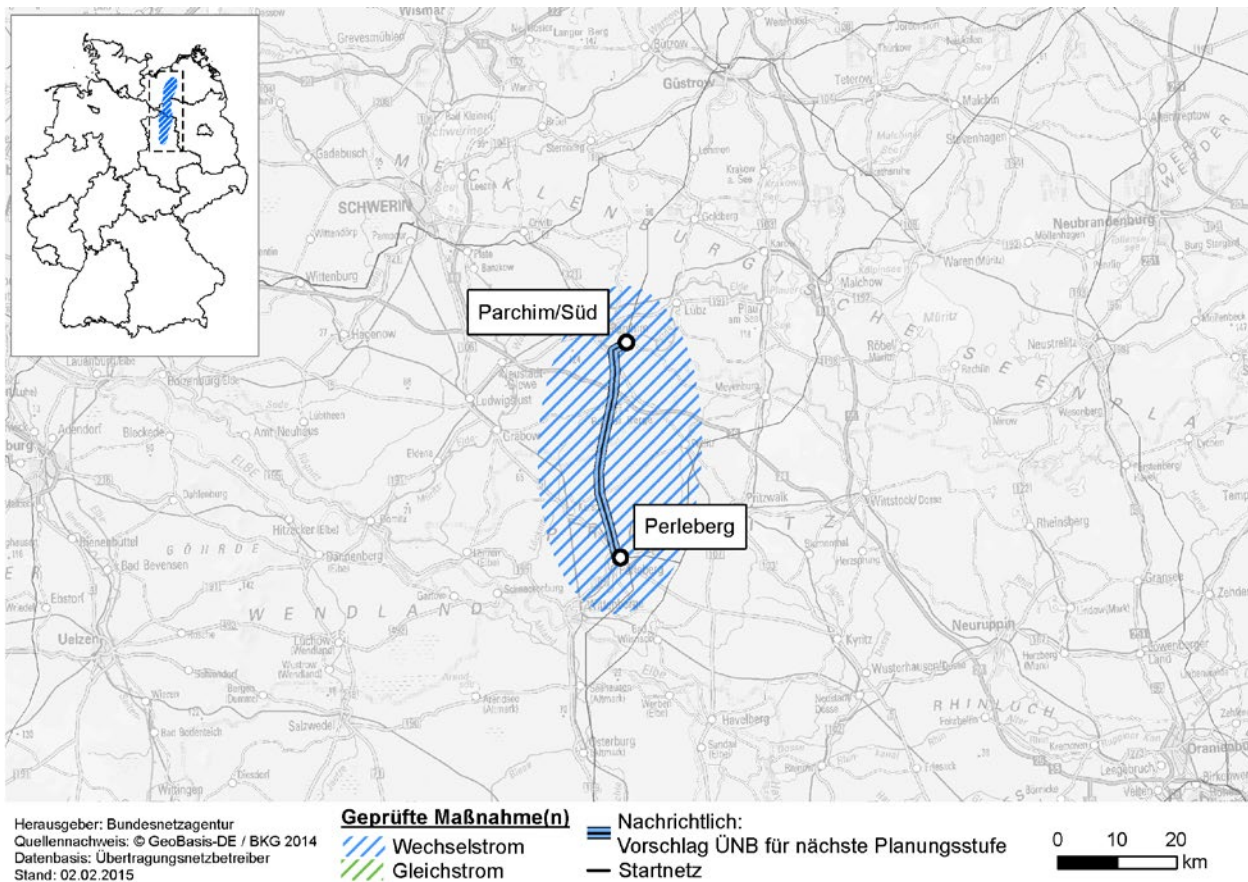
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 39% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M22a kann in zwei verschiedenen (n-1)-Fällen eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der SensiO reduziert die Maßnahme M22a diese (n-1)-Fälle von über 100% auf unter 100%. Es gibt bei der elektrotechnischen Prüfung sowohl im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* als auch auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung keine sinnvolle Topologieänderung, welche die hohe Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren könnte. Die Maßnahme ist in über 30% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet. Somit wird auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt.

Maßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg



Maßnahme M22b (Parchim/Süd – Perleberg) wird bestätigt.

Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Perleberg zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass zu der technischen bzw. zeitlichen Korrelation zwischen der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen und den Maßnahmen M22b und M22c noch Erläuterungen ausstehen würden. Eine Betrachtung der kumulativen Wirkungen wäre jedoch von Nöten, da bei einer zeitlichen und räumlichen Überschneidung der genannten Maßnahmen potenzielle Umweltauswirkungen sowie eine eventuelle Bündelungsoption anders zu beurteilen wären.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P34 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also auch unter Einbeziehung der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen bewertet. Bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P34 wurden alle weiteren Maßnahmen, die im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt. Diese Prüfung ergibt, dass die Maßnahmen M22a, M22b und M22 trotzdem wirksam und erforderlich sind. In Bezug auf potenzielle*

Umweltauswirkungen der Maßnahmen wird auf den überarbeiteten Umweltbericht verwiesen. Bündelungsoptionen werden im Rahmen der anschließenden Planungsverfahren geprüft.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22b ist z. B. ein Stromkreis zwischen Parchim/Süd und Perleberg in der Stunde 8238 zu 128% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert die Auslastung dann auf 45%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22b in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1071. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Parchim/Süd und Perleberg zu 101% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 44%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 30%. Daher ist die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

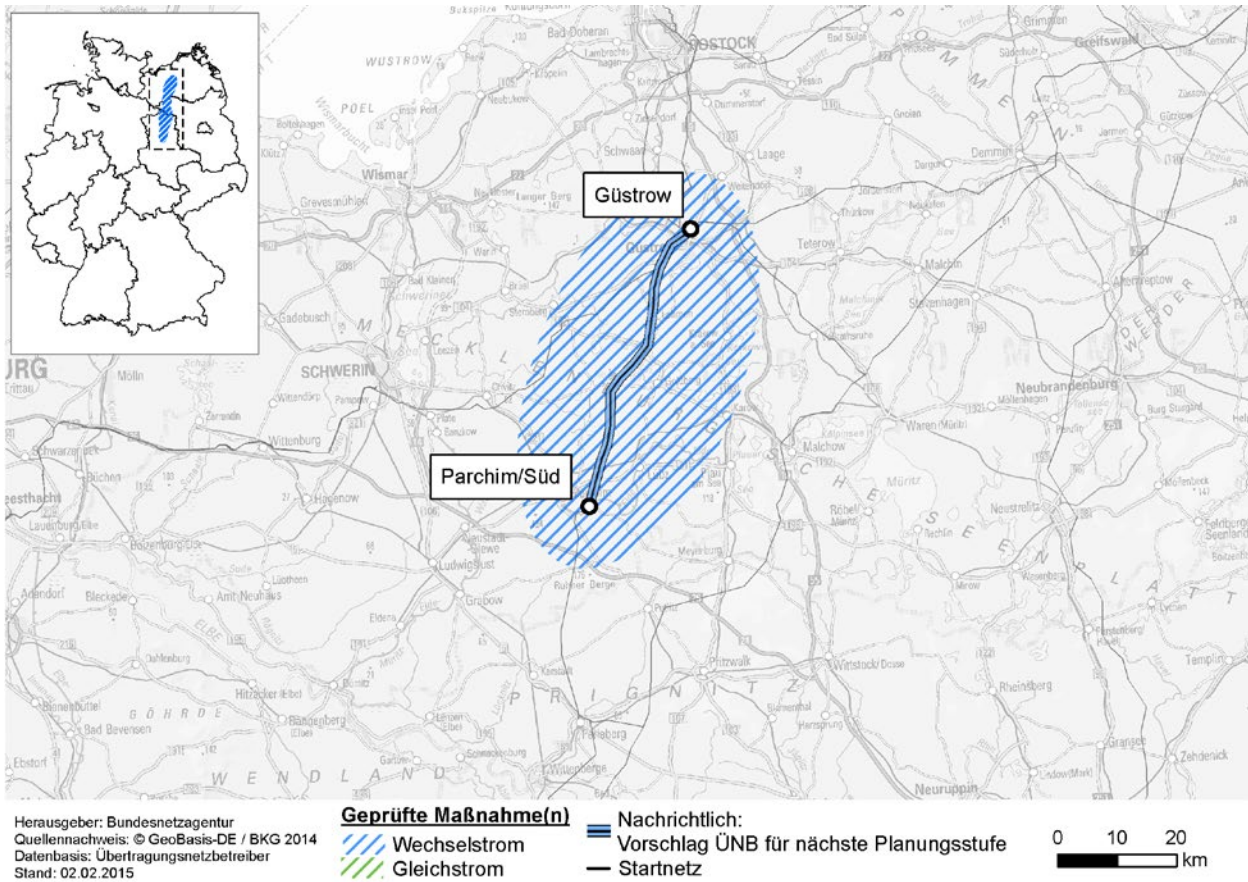
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 30% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M22b kann in dem von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen (n-1)-Fall eine hohe Auslastung von über auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der sequenziellen Prüfung auf der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M22b diesen (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100%. Es gibt weder bei der elektrotechnischen Prüfung auf das komplette Zielnetz im Szenario B2024* noch bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung eine sinnvolle Topologieänderung als Alternative. Die Maßnahme ist in über 30% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet, womit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt würde.

Maßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd



Maßnahme M22c (Güstrow – Parchim/Süd) wird bestätigt.

Von Güstrow nach Parchim/Süd soll ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum erfolgen. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Güstrow zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass zu der technischen bzw. zeitlichen Korrelation zwischen der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen und den Maßnahmen M22b und M22c noch Erläuterungen ausstehen würden. Eine Betrachtung der kumulativen Wirkungen wäre jedoch von Nöten, da bei einer zeitlichen und räumlichen Überschneidung der genannten Maßnahmen potenzielle Umweltauswirkungen sowie eine eventuelle Bündelungsoption anders zu beurteilen wären.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P34 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also auch unter Einbeziehung der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen bewertet. Bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P34 wurden alle weiteren Maßnahmen, die im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt. Diese Prüfung ergibt, dass die Maßnahmen M22a, M22b und M22 trotzdem wirksam und erforderlich sind. In Bezug auf potenzielle Umweltauswirkungen der Maßnahmen wird auf den überarbeiteten Umweltbericht verwiesen. Bündelungsoptionen werden im Rahmen der anschließenden Planungsverfahren geprüft.*

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22c führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22c ist z. B. ein Stromkreis zwischen Güstrow und Parchim/Süd in der Stunde 8238 zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert die Auslastung dann auf 39%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 34% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 47%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Alternativ zu der Maßnahme M22c führt eine Topologiemassnahme in Perleberg ebenso zu einer Reduzierung des zuvor überlasteten Stromkreises zwischen Güstrow und Parchim/Süd in der Stunde 8238. Die Auslastung kann mit der Topologiemassnahme in Perleberg bei Ausfall eines parallelen Stromkreises von 104% auf 96% reduziert werden. Die Topologiemassnahme kann die Auslastung jedoch nur knapp auf unter 100% und auch nur um weniger als 10% reduzieren. Die Maßnahme M22c hingegen kann die hohe Auslastung sehr viel deutlicher (um 65 Prozentpunkte) auf 39% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22c keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22c in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1071. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Güstrow und Parchim/Süd zu 116% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 40%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 27%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 26% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

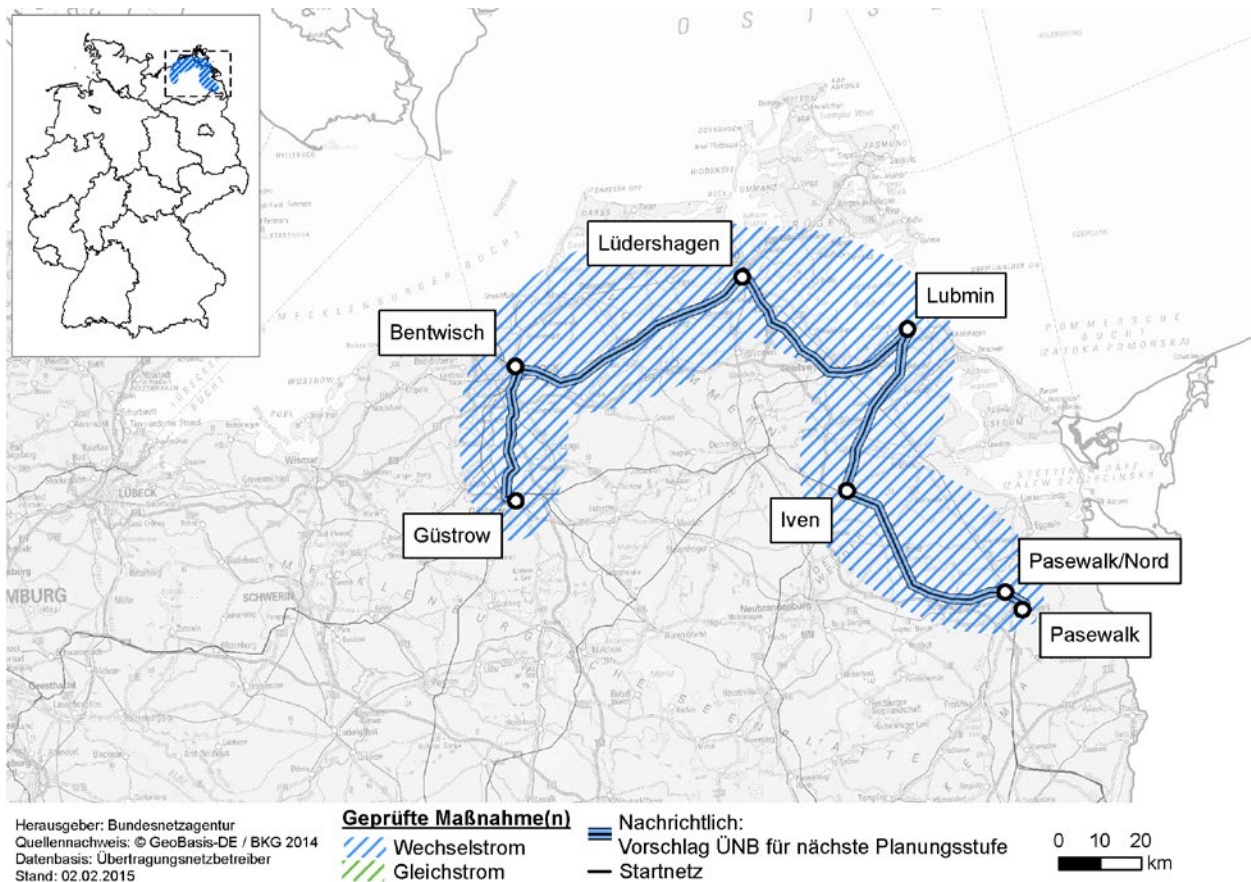
Die Maßnahme M22c des Projekts P34 ist im Gegensatz zu den anderen beiden Maßnahmen M22a und M22b im (n-1)-Fall im kompletten Zielnetz im Szenario B2024* mit 104% geringer ausgelastet.

Zudem könnte sie durch eine alternative Topologiemassnahme in Perleberg auf 96% entlastet werden. Jedoch ist aufgrund des weiter wachsenden Ausbaus der erneuerbaren Energien (insbesondere der Windkraft) in Nordost-Deutschland damit zu rechnen, dass die Topologiemassnahme zukünftig nicht ausreichen wird, um Überlastungen zu vermeiden.

Die Maßnahme M22c hingegen kann die hohe Auslastung sehr deutlich unter 100% reduzieren (um 65 Prozentpunkte auf 39%). Bei der sequenziellen Prüfung auf der Gutachter-Marktmodellierung ist die Maßnahme M22c in dem angegebenen (n-1)-Fall mit 116% sogar höher ausgelastet und kann durch keine alternative Topologiemassnahme auf unter 100% reduziert werden.

Die Maßnahme M22c wird daher bestätigt.

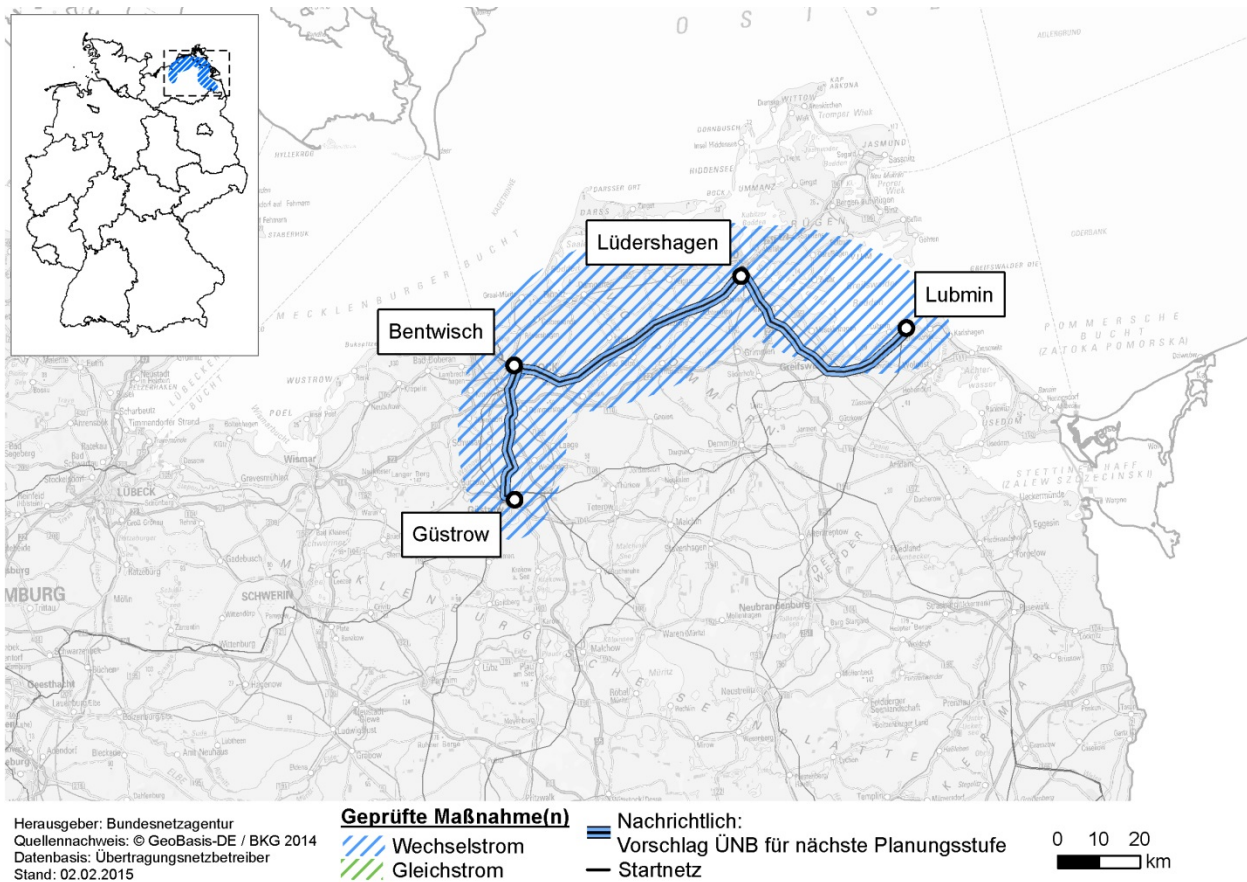
Projekt P35: Güstrow – Lubmin – Pasewalk



Im Szenario B2024* erfolgt am UW Lüdershagen ein Anschluss von rund 1550 MW Leistung aus erneuerbaren Energien, davon 350 MW aus Offshore-Windkraftanlagen. An das UW Bentwisch sollen weitere ca. 730 MW EE-Leistung angeschlossen werden. Um die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow zu erhöhen, soll die Leitung auf die 380-kV-Spannungsebene umgestellt werden.

Zusätzlich ist am geplanten UW Pasewalk/Nord der Anschluss eines Windparks mit 400 MW vorgesehen. Ferner werden die Leitungen auch durch die Übertragung von Windenergie aus der Region in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen belastet. Die neue 380-kV-Leitung von Güstrow nach Pasewalk ist die Weiterführung der Uckermarkleitung von Neuenhagen über Vierraden nach Bertikow (Startnetzprojekt 50HzT-003) und der Netzverstärkung P36 von Bertikow nach Pasewalk. Durch diese Fortführung soll eine leistungsstarke Nord-Süd-Verbindung im Nordosten der 50Hertz-Regelzone geschaffen werden. Im Szenario B2024* enthält Projekt P35 die Maßnahmen M78 und M84.

Maßnahme M78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow



Maßnahme M78 (Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow) wird nicht bestätigt.

Von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Lubmin, Bentwisch und Güstrow zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Lüdershagen zu errichten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass insbesondere das Kraftwerk Rostock, welches am Netzknoten Bentwisch einspeist, sehr häufig im Redispatch gefahren werde. Aus diesem Grunde sei eine stärkere Anbindung an die höhere Spannungsebene erforderlich. Als Alternative zu der Maßnahme M78 kämen eine Spannungsumstellung nur zwischen Güstrow und Bentwisch auf 380 kV und eine Anbindung des verbleibenden 220-kV-Netzes über einen Kuppeltransformator in Betracht. Grundsätzlich sollten alle Netzausbaumaßnahmen darauf ausgerichtet sein, dass Redispatcheinsätze konventioneller Kraftwerke reduziert werden.

Die Redispatchmaßnahmen des Kraftwerks Rostock werden zumeist wegen Überlastungen anderer Leitungen, nicht der vorhandenen 220-kV-Leitungen zwischen Lubmin und Güstrow, vorgenommen. Indessen ist nicht ausgeschlossen, dass die Maßnahme M78 in zukünftigen Netzentwicklungsplänen aufgrund neuer Erkenntnisse aus dem Szenariorahmen, der Regionalisierung und der Marktmodellierung als bestätigungsfähig eingestuft wird.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M78 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M78 ist ein Stromkreis zwischen Lüdershagen und Güstrow (220 kV) in der Stunde 3826 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M78 reduziert die Auslastung auf 47%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 5% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 32%, der Mittelwert bei 8%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M78 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme bei keiner Iteration als wirksam. Im Gegensatz zur Prüfung auf dem Szenario B2024* konnte in den untersuchten Fällen keine (n-1)-Verletzung ermittelt werden. Das hat mehrere Ursachen: Die Bestätigung des O-NEP2024 sieht abweichend von dessen zweiten Entwurf keine Offshore-Anbindungsleitung in Lüdershagen vor. Dies wurde zusammen mit einem langsameren Ausbau der Offshore-Windenergieerzeugung und zusätzlich einer Kappung der Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in der Gutachter-Marktmodellierung berücksichtigt.

Szenario A2024

Das Projekt P35 mit den Maßnahmen M78 und M84 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenario A2024 nicht aufgeführt.

Sonstiges/Besonderheiten

In den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Daten wird für beide Maßnahmen des Projekts P35 beschrieben, dass ein sicherer Betrieb des Höchstspannungsnetzes auch nach der Umsetzung der BBP-

Maßnahme P36 und der Maßnahme P34, insbesondere der verbleibenden 220-kV-Netzstruktur, gewährleistet sein müsse. Durch die Ablehnung des Projekts P35 würde eine 220-kV-„Rumpfstruktur“ entstehen, die so in Hinblick auf die künftige Integration des zu erwartenden EE-Ausbaus und den geplanten Ausbau der Interkonnektoren ins Ausland nicht mehr betreibbar wäre. Ein Grund dafür sei, dass das verbleibende 220-kV-Netz nur noch lückenhaft über z. B. einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz verbunden wäre.

Der geplante Ausbau der europäischen Handelskapazitäten in der betroffenen Netzregion führe dazu, dass die beide Standorte (UW Güstrow und UW Bentwisch) künftig zu wichtigen Kuppelstellen im Verbundbetrieb werden. Insofern verweist 50Hertz auf die bereits vorhandene HGÜ-Verbindung „Kontek“ zwischen Deutschland und Dänemark sowie den geplanten Anschluss zweier Interkonnektoren zwischen Deutschland und Dänemark („Combined Grid Solution“, vgl. P64) bzw. zwischen Deutschland und Schweden („Hansa-Power-Bridge“).

Zudem seien künftig neben den bereits vorhandenen Anschlüssen des Kraftwerks Rostock mit 550 MW sowie des Offshore-Windparks Baltic 1 mit 48,3 MW installierter Leistung weitere Offshore-Windparks in der Ostsee geplant. Bei der Betrachtung des Projekts P35 sollte daher aus Sicht von 50Hertz auch die generelle Netzsituation im nördlichen Teil ihrer Regelzone berücksichtigt werden. Dazu zählt 50Hertz den geringen Stromverbrauch aufgrund überwiegend landwirtschaftlicher Nutzung und geringer Besiedlungsdichte, die hohe installierte Leistung an On- und Offshore-Windenergie, den Umstand, dass es nur ein Großkraftwerk in Rostock gibt sowie die Anbindung der Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Polen. Dieser Übertragungsaufgabe stehe eine Netzstruktur gegenüber, die durch lange Leitungslängen sowohl auf der 380-kV- als auch auf der 220-kV-Spannungsebene, einen geringen Vermaschungsgrad und ein hohes Alter der Leitungen gekennzeichnet sei. Aus dieser Netzstruktur ergäben sich große Probleme beim Betrieb in Bezug auf die Spannungshaltung, Wartung und fehlende Kurzschlussleistung, Anfälligkeit der Schutzeinrichtungen bei der Einbindung des Kraftwerks Rostock und der Interkonnektoren sowie bei einem anforderungsgerechten Betrieb bei Neubau von Leitungen, der somit nicht ohne Eingriffe möglich wäre.

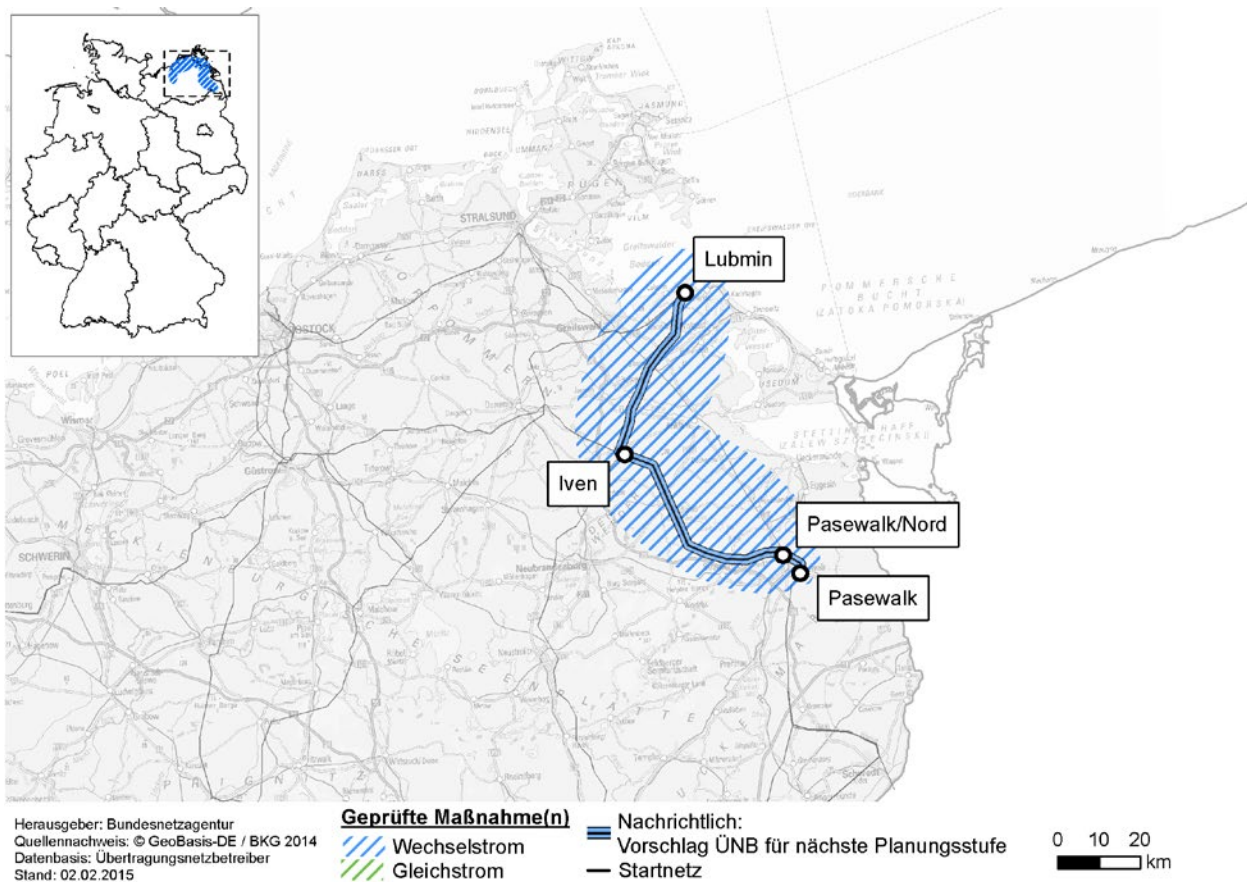
Ergebnis

Im Szenario B2024* wird durch die Maßnahme M78 im (n-1)-Fall eine hohe Auslastung des 220-kV-Stromkreises zwischen Lüdershagen und Güstrow auf unter 100% reduziert. Es gibt bei der elektrotechnischen Prüfung im kompletten Zielnetz im Szenario B2024* alternativ keine angemessene Topologieänderung, die diese hohe Auslastung beheben würde. Die Maßnahme ist mit nur 5% der 8.760 Stunden im Jahr relativ selten über 20% ausgelastet.

Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde die Maßnahme M78 zusätzlich mit Bedenken hinsichtlich der Spannungshaltung und der fehlenden Kurzschlussleistung begründet. Für eine vollständige elektrotechnische Überprüfung dieser Behauptung wurden bisher jedoch nicht ausreichende Daten vorgelegt.

Die Beurteilung der Maßnahme M78 hängt stark von der prognostizierten Entwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergie ab. Da in Lüdershagen bis auf Weiteres keine Offshore-Anbindungsleitung mehr vorgesehen ist, der Ausbau der Offshore-Windkraft sich etwas abschwächt und zudem die Kappung von Erzeugungsspitzen an Land zu berücksichtigen ist, wird die Maßnahme M78 in diesem Durchgang der Netzentwicklungsplanung nicht bestätigt.

Maßnahme M84: Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Maßnahme M84 (Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk) wird nicht bestätigt.

Von Lubmin über Iven und Pasewalk/Nord nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Lubmin und Pasewalk zu erweitern. Weiterhin sind 380-kV-Anlagen im Bereich des Standortes Iven und in Pasewalk/Nord zu errichten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M84 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M84 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M84 ist ein Stromkreis zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord in der Stunde 5780 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die

Hinzunahme der Maßnahme M84 reduziert die Auslastung dann auf 31%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 3% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 28%, der Mittelwert bei 7%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M84 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der Gutachter-Marktmodellierung konnte ohne die Maßnahme eine Überlastung zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord von 109% bei Ausfall eines parallelen Stromkreises ermittelt werden. Die Maßnahme M84 reduziert diese Belastung auf 37%, erweist sich also im geprüften Fall als wirksam. Eine sinnvolle Topologieänderung ließ sich nicht finden.

Szenario A2024

Das Projekt P35 mit den Maßnahmen M78 und M84 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenario A2024 nicht aufgeführt.

Sonstiges/Besonderheiten

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz lieferte zusätzliche Begründungen nach. 50Hertz macht geltend, dass bei Nichtrealisierung der Maßnahme M84 im Fall einer Nichtverfügbarkeit der 380-kV-Stromkreise zwischen Vierraden und Neuenhagen das polnische Übertragungsnetz nur an einem 380-kV-Netzkuppeltransformator in Pasewalk mit dem Übertragungsnetz der 50Hertz Regelzone verbunden wäre. Dadurch könne die notwendige Kurzschlussleistung für das 380-kV-Übertragungsnetz nicht bereitgestellt werden und der internationale Interkonnektor im europäischen Verbundnetz würde in einer „Sackgasse“ enden. Auch für eine Spitzenkappung von Onshore-Wind und Photovoltaik sei aufgrund der Netzausdehnung und der geringen Vermaschung ein stabiles 380-kV-Übertragungsnetz Grundvoraussetzung. Durch diese Netzausdehnung und den geringen Vermaschungsgrad entstünden durch nicht ausreichende Kurzschlussleistung eine Vielzahl von Problemen: unsichere Fehlerfallerkennungen, ein unsicherer oder gestörter Betrieb von Anlagen mit Leistungselektronik (z. B. Windkraftanlagen, HGÜ-Einrichtungen), ein starker Einfluss aller Betriebsvorfälle (alle planmäßige Schaltungen von Leitungen, Transformatoren und Kompensationseinrichtungen und Störungen wie erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung) auf die Spannung beim Endabnehmer und fehlende Blindleistungsbereitstellung. Mit der fortschreitenden Umstellung weiterer Netzbereiche von 220 kV auf 380 kV und fehlender bzw. rückläufiger Kurzschluss-einspeisung im 220-kV-Netz und im unterlagerten 110-kV-Netz werde diese Entwicklung weiter verstärkt.

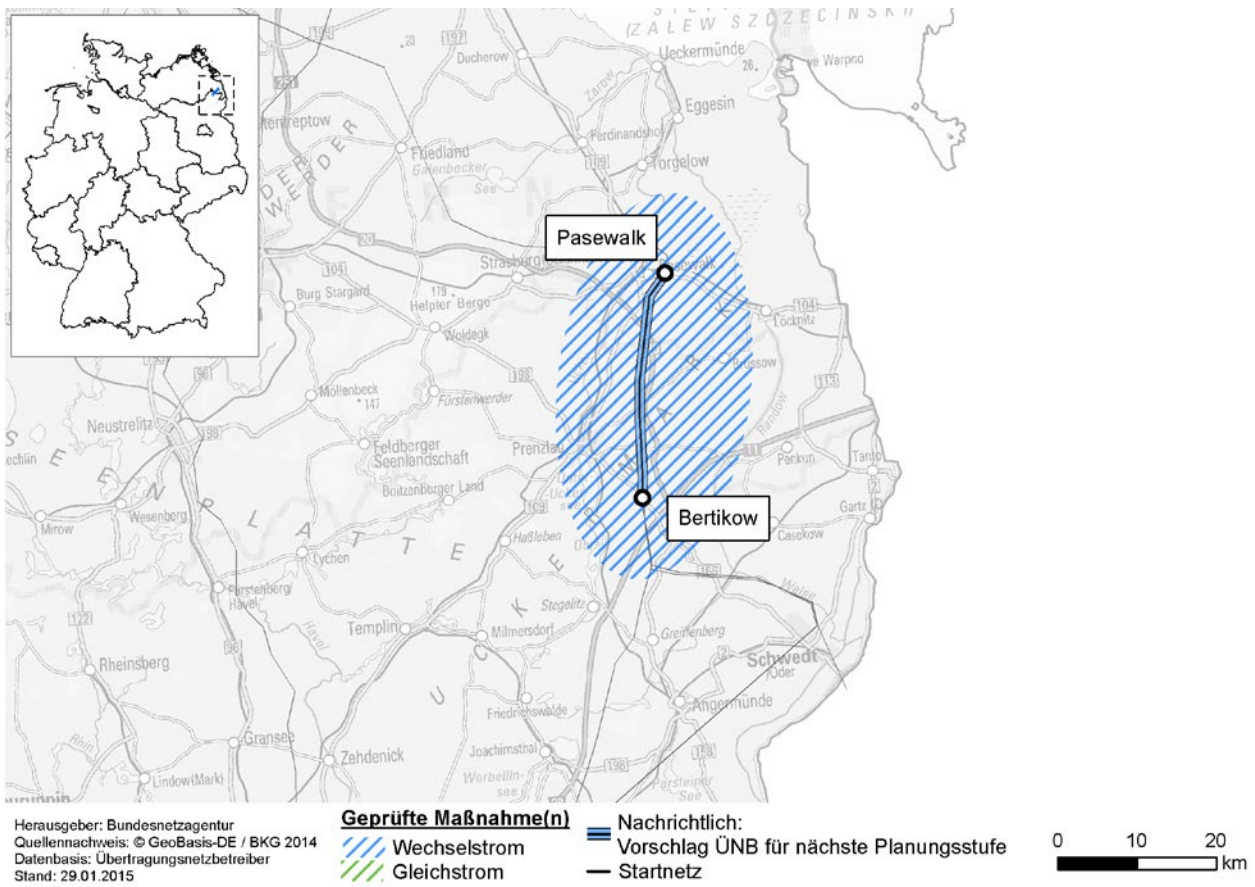
Ergebnis

Die Maßnahme M84 beseitigt bei der elektrotechnischen Prüfung auf dem kompletten Zielnetz im Szenario B2024* im (n-1)-Fall eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100%. Es konnte in diesem Fall auch keine sinnvolle Topologieänderung gefunden werden, welche die hohe Auslastung beseitigen könnte. In der Gutachter-Marktmodellierung konnte ebenfalls eine Auslastung von über 100% ausfindig gemacht werden. Diese konnte auch nur durch die Maßnahme M84 unter 100% reduziert werden. Die festgestellten Überlastungen betreffen aber lediglich das kurze südliche Teilstück zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord.

Die weiteren Leitungsstücke, die im Rahmen der Maßnahme M84 ausgetauscht werden sollen, sind sowohl im (n-0)-Fall als auch im angegebenen (n-1)-Fall im Gegensatz zu dem kurzen Stück von ca. 10 km zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord relativ gering ausgelastet. Die Maßnahme, die eine Gesamtlänge von ca. 105 km hat, würde also mit einer Überlastung des kurzen Stückes von gerade einmal 10 km Länge zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord begründet.

Zudem zeigt die Gutachter-Marktmodellierung, dass auch die Beurteilung der Maßnahme M84 stark von der prognostizierten Entwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergie abhängt. Da zwar in Lubmin, im mit der Maßnahme M84 verbundenen Netzknoten Lüdershagen aber bis auf Weiteres keine Offshore-Anbindungsleitung mehr vorgesehen ist, der Ausbau der Offshore-Windkraft sich etwas abschwächt und zudem die Kappung von Erzeugungsspitzen an Land zu berücksichtigen ist, wird die Maßnahme M84 im NEP2024 nicht bestätigt.

Projekt P36: Bertikow – Pasewalk



Das Projekt P36 mit der Maßnahme M21 ist als Vorhaben Nr. 11 Teil des Bundesbedarfsplans.

Laut Szenariorahmen ist in der Region des Projekts P36 zukünftig ein Ausbau an EE-Leistung zwischen ca. 890 MW (Szenario A2024) und ca. 1520 MW (Szenario C2024) zu erwarten. Für die daraus resultierende zu übertragende Leistung weist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Bertikow und Pasewalk eine zu geringe Übertragungskapazität auf. Projekt P36 soll dem abhelfen. Durch eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehender Trasse könnte die Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern deutlich erhöht werden. Projekt P36 besteht aus der Maßnahme M21.

Maßnahme M21: Bertikow – Pasewalk

Maßnahme M21 (Bertikow – Pasewalk) wird bestätigt.

Von Bertikow nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Bertikow zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage mit zunächst 2 x 380/110-kV-Transformatoren für die 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren des bestehenden Standortes Pasewalk zu errichten. Es sind zudem 380/220-kV-Netzkuppler in Pasewalk für die Stützung des verbleibenden 220-kV-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern vorzunehmen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018/2019

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M21 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M21 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M21 ist ein Stromkreis zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 5780 bereits im (n-0)-Fall zu 110% belastet. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 5780 ist ein Stromkreis mit 201% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M21 reduziert die Auslastung dann auf 45%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 1% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 23%, der Mittelwert bei 6%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Im BBP-Netz käme es bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen in der Stunde 2299 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M21 einer dieser Stromkreise bereits im (n-0)-Fall zu 109% belastet. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 2299 ist ein Stromkreis

mit 199% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M21 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 43%. Die maximale Auslastung der Maßnahme im BBP-Netz unter der SensiO im Jahr beträgt 22%. Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Szenario A2024

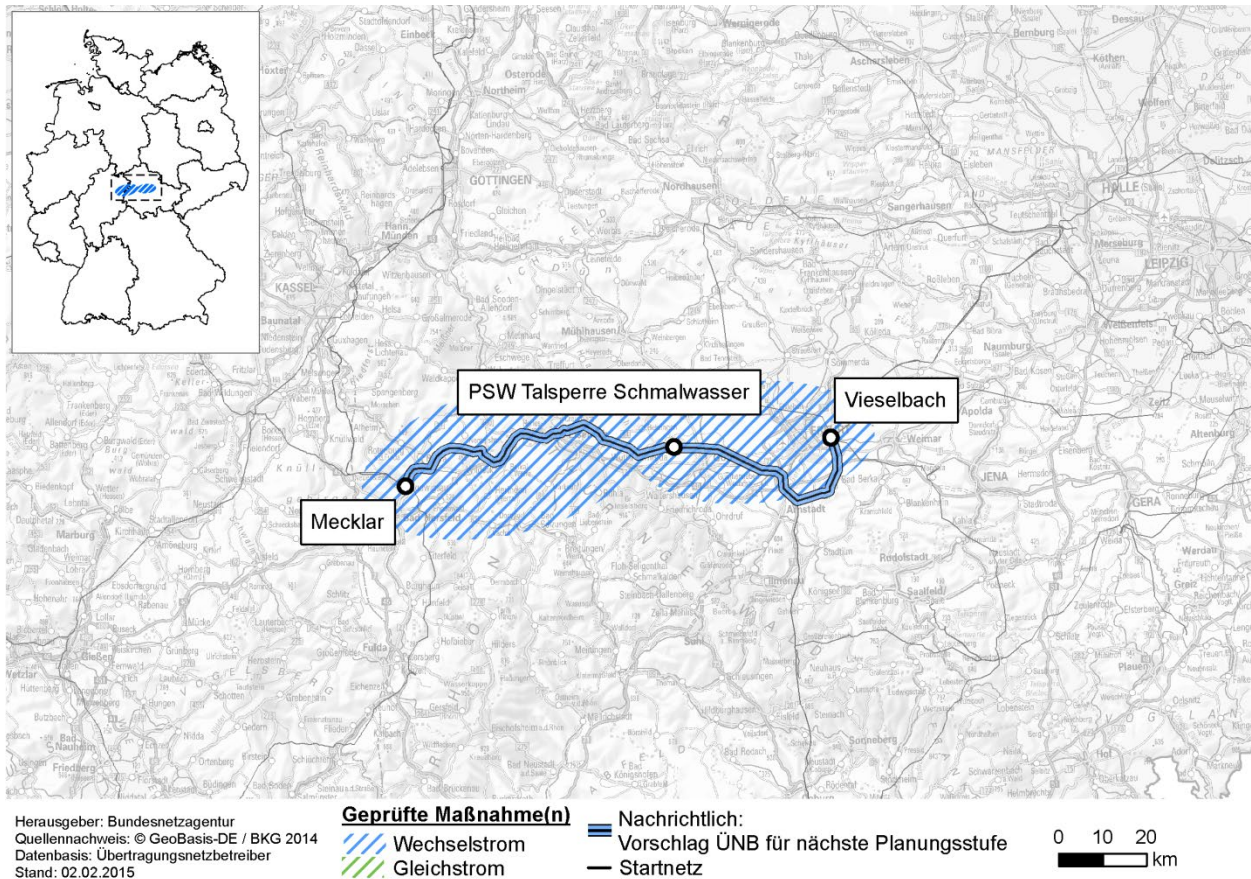
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 19% ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M21 ist mittlerweile - bedingt durch den weiter fortschreitenden Ausbau an EE-Leistung in der Region, wie er im Szenariorahmen 2024 prognostiziert wurde - deutlicher als wirksam und erforderlich einzustufen als noch im NEP2013. Im überarbeiteten Entwurf des NEP2024 ist bereits im (n-0)-Fall eine Überlastung der alten 220-kV-Struktur gegeben. Im (n-1)-Fall ist die parallele Leitung so hoch ausgelastet, dass keine angemessene Topologieänderung die Überlastung beheben kann.

Seitens des polnischen Übertragungsnetzbetreibers PSE soll der dritte Interkonnektor von Deutschland nach Polen (Eisenhüttenstadt – Baczyna) des EnLAG-Vorhabens Nr. 12 voraussichtlich vom Jahr 2025 auf das Jahr 2030 verschoben werden. Dies hätte einen Einfluss auf die angrenzenden Maßnahmen aus dem deutschen Netzentwicklungsplan. Aus diesem Grunde wurde seitens der Bundesnetzagentur für die ebenfalls betroffene Maßnahme M21 eine Prüfung ohne dieses EnLAG-Vorhaben vorgenommen. Dadurch würde die Auslastung auf der Leitung zwischen Bertikow und Pasewalk im BBP-Netz geringfügig höher ausfallen. Die bestehenden 220-kV-Stromkreise sind im Szenario B2024* sowie in der Gutachter-Marktmodellierung im (n-0)-Fall schon über 100% ausgelastet. Durch die Maßnahme M21 kann in beiden Szenarien die hohe Auslastung im (n-0)-Fall sowie auch im (n-1)-Fall deutlich unter 100% reduziert werden. Zwar ist die Maßnahme nur in 1% der 8.760 Stunden im Jahr 2024 über 20% ausgelastet, doch würde das ausreichen, das Erforderlichkeitskriterium zu erfüllen. Die Maßnahme ist somit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* sowie auch in der Gutachter-Marktmodellierung wirksam und erforderlich.

Projekt P37: Vieselbach – Mecklar



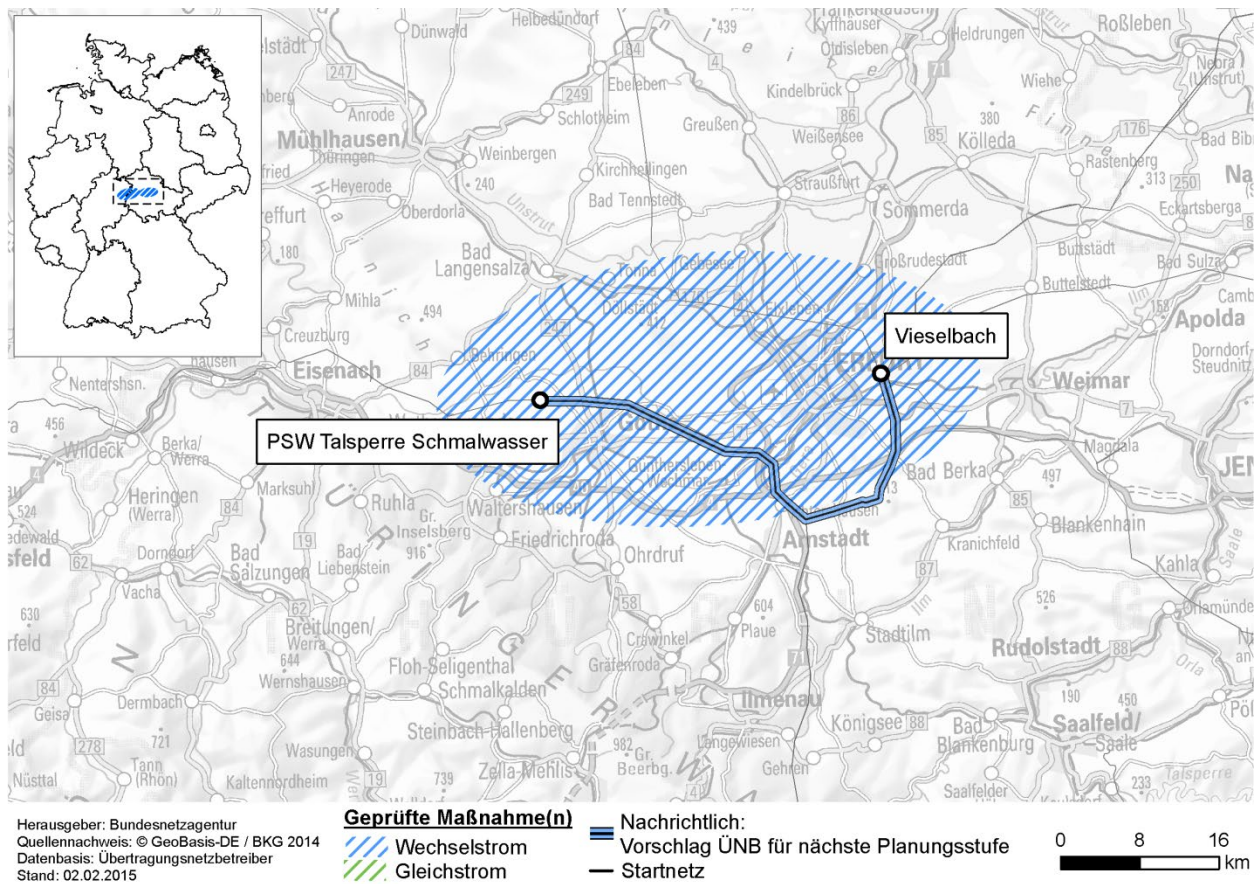
Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b ist als Vorhaben Nr. 12 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden (im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie) von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P37. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M25a und M25b.

Maßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)



Maßnahme M25a (Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser) wird bestätigt.

Von Vieselbach bis zum Netzanschlusspunkt des geplanten Pumpspeicherwerks (PSW) „Talsperre Schmalwasser“ werden die Leiterseile der bestehenden 380-kV-Freileitung gegen Hochstrombeseilung bzw. HTLS bei geeigneter Bauweise und Maststatik ausgetauscht. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, weitere Planungsmaßnahmen für den Netzanschluss des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser bis zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für das Kraftwerk auszusetzen. Damit sei nicht vor 2016 zu rechnen.

Das geplante Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser ist im Szenariorahmen 2024 in allen vier Szenarien enthalten und würde somit zu einem erhöhten Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar beitragen. Darüber unabhängig ergibt sich der erhöhte Transportbedarf auf dieser Kuppelleitung zwischen Hessen und Thüringen aus einem großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50 Hertz. In der von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Stunde 2365 im Szenario B2024 hat das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser keinen Einfluss auf*

die hohe Auslastung des Stromkreises zwischen Vieselbach und PSW Schmalwasser, da das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser in dieser Stunde weder in das Netz einspeist noch Leistung entnimmt. Insofern sind Maßnahmen des Projekts P37 unabhängig vom Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser. Im Übrigen handelte es sich bei einem solchen Anschluss um eine reine Kraftwerksanschlussleitung, die vom Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser zum Netzanschlusspunkt des Übertragungsnetzes verlief. Solche Kraftwerksanschlussleitungen (die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind entgegen der Darstellung in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Teil weder des Startnetzes noch des Zubaunetzes. Sie gehören nicht zum Übertragungsnetz, da sie allein der Anbindung eines Kraftwerks an das Netz dienen, nicht dem Stromtransport zugunsten der Allgemeinheit von Produzenten und Abnehmern. Diese Leitungen werden daher von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft oder bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind auch nicht verpflichtet, derartige Kraftwerksanschlussleitungen zu errichten. Dies obliegt vielmehr dem Kraftwerksbetreiber, der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Netzes oder der Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M25a ist ein Stromkreis zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser z. B. in der Stunde 2365 zu 169% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25a reduziert die Auslastung dann auf 128%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 59% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 79%, der Mittelwert bei 23%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2366 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M25a einer dieser Stromkreise zu 145% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 109%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 61%.

Szenario A2024

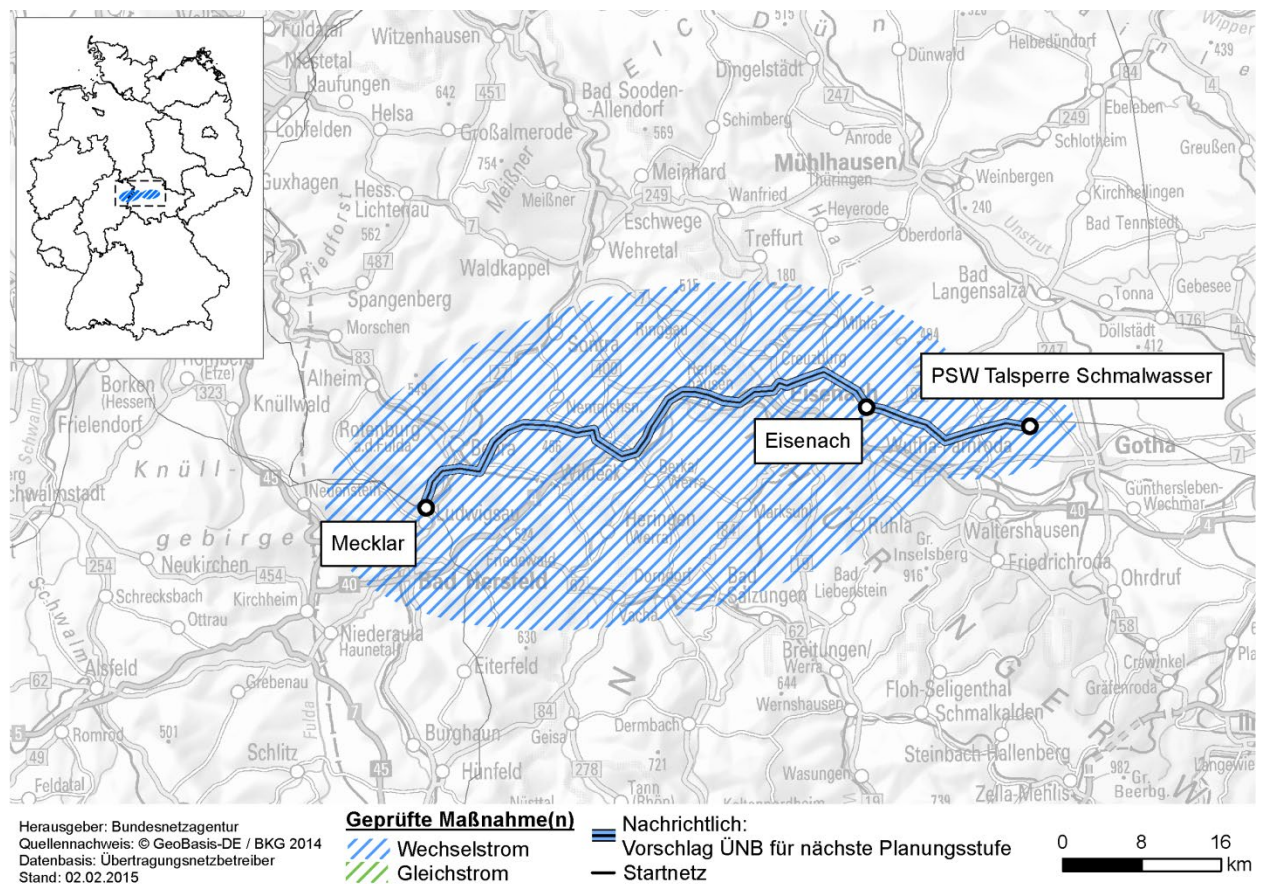
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 52% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sind im Szenario B2024* im BBP-Netz schon im (n-0)-Fall mit 95% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25a auf 71% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25a die Auslastung nicht unter 100%, allerdings wird die Auslastung um über 40 Prozentpunkte gesenkt. Die Maßnahme M25a ist in über 50% der betrachteten Stunden im Jahr über 20% ausgelastet.

Auch bei Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Auslastung noch so hoch, dass sie mit der Maßnahme M25a nicht unter 100% gesenkt werden kann. Durch die hohe Auslastung auf dem Leitungsstück zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser ist die Maßnahme M25a sinnvoll, da sie Belastung allein schon bei der Prüfung auf das BBP-Netz um über 30 Prozentpunkte senkt. Da das BBP-Netz für einen sicheren Netzbetrieb im Jahr 2024 in Deutschland nicht ausreichend ist, kann bei einem weiteren Ausbau über dieses hinaus durch die Maßnahme M25a die Überlastung von über 100% auf unter 100% gesenkt werden. Hinzu kommt, dass im Rahmen der Maßnahme M25a lediglich ein Austausch der bestehenden 380-kV-Freileitung gegen eine Hochstrombeseilung bzw. HTLS geplant ist.

Maßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar



Maßnahme M25b (PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar) wird bestätigt.

Vom Netzanschlusspunkt des geplanten PSW Schmalwasser bis Mecklar wird die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Freileitung durch die Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. HTLS bei geeigneter Bauweise und Maststatik erhöht. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, weitere Planungsmaßnahmen für den Netzanschluss des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser bis zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für das Kraftwerk auszusetzen. Damit sei nicht vor 2016 zu rechnen.

Das geplante Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser ist im Szenariorahmen 2024 in allen vier Szenarien enthalten und würde somit zu einem erhöhten Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar beitragen. Darüber unabhängig ergibt sich der erhöhte Transportbedarf auf dieser Kuppelleitung zwischen Hessen und Thüringen aus einem großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz. In der von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Stunde 2365 im Szenario B2024 hat das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser keinen Einfluss auf die hohe Auslastung des Stromkreises zwischen Vieselbach und PSW Schmalwasser, da das Pumpspeicher-*

kraftwerk Schmalwasser in dieser Stunde weder in das Netz einspeist noch Leistung entnimmt. Insofern sind Maßnahmen des Projekts P37 unabhängig vom Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser. Im Übrigen handelte es sich bei einem solchen Anschluss um eine reine Kraftwerksanschlussleitung, die vom Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser zum Netzanschlusspunkt des Übertragungsnetzes verlief. Solche Kraftwerksanschlussleitungen (die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind entgegen der Darstellung in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Teil weder des Startnetzes noch des Zubaunetzes. Sie gehören nicht zum Übertragungsnetz, da sie allein der Anbindung eines Kraftwerks an das Netz dienen, nicht dem Stromtransport zugunsten der Allgemeinheit von Produzenten und Abnehmern. Diese Leitungen werden daher von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft oder bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind auch nicht verpflichtet, derartige Kraftwerksanschlussleitungen zu errichten. Dies obliegt vielmehr dem Kraftwerksbetreiber, der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Netzes oder der Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M25b sind die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar z. B. in der Stunde 2365 schon im (n-0)-Fall mit 108% und 102% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M25b auf 79% und 75% reduziert. Weitere Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Ebenheim und dem PSW Schmalwasser und Eisenach sind ebenfalls bereits im (n-0)-Fall mit jeweils 98% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25b auf jeweils 72% reduziert. Im (n-1)-Fall sind ohne die Maßnahme M25b die Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach und zwischen Eisenach und Mecklar in der Stunde 2365 zu 131% und 146% belastet, wenn einer der beiden Stromkreise zwischen Ebenheim und Mecklar ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25b reduziert die Auslastung zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach und zwischen Eisenach und Mecklar dann auf 96% und 110%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 62% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 79%, der Mittelwert bei 25%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach sowie zwischen Eisenach und Mecklar. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M25b jeweils einer dieser Stromkreise zu 96% und 119% belastet, wenn einer der beiden Stromkreise zwischen Ebenheim und Mecklar ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76% und 92%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 66%.

Szenario A2024

Die Maßnahme M25b ist im Zielnetz des Szenarios A2024 der Übertragungsnetzbetreiber nicht enthalten.

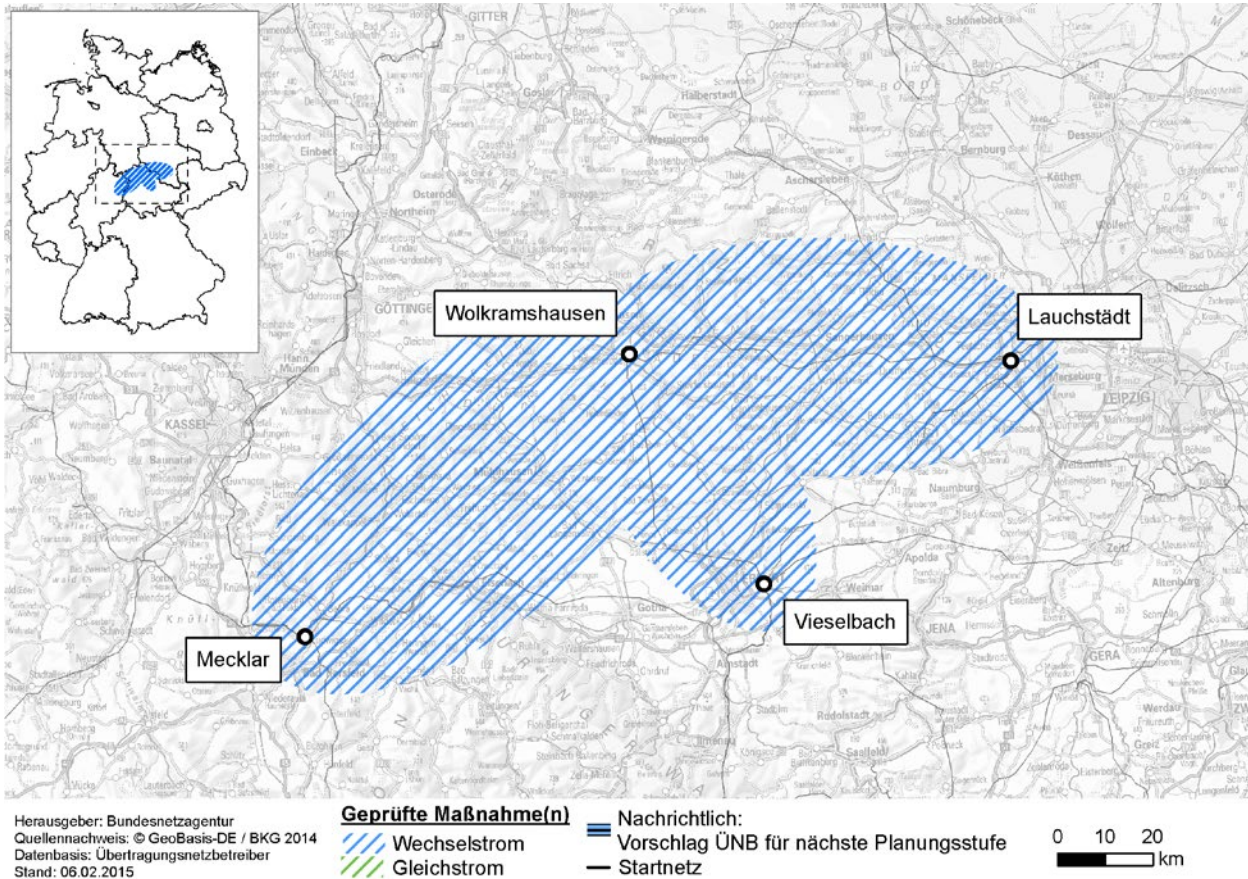
Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar sind unter dem Szenario B2024* im BBP-Netz schon im (n-0)-Fall mit 108% und 102% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M25b auf 79% und 75% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25b die Auslastung zwischen Eisenach und Mecklar zwar nicht auf unter 100%, allerdings wird die Auslastung um über 30% gesenkt. Zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach wird die Auslastung auf unter 100% gesenkt.

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung der Einspeisespitzen verhindert die Maßnahme M25b im (n-1)-Fall wirksame Auslastungen von über 100% im BBP-Netz. Die Maßnahme ist in über 60% der Stunden der 8.760 Stunden im Jahr über 20% ausgelastet und würde somit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Übertragungsnetzbetreiber haben alternativ den Neubau einer 380-kV-Leitung mit Hochtemperaturseilen bzw. HTLS in bestehender 220-kV-Trasse zwischen Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach und eine Weiterführung in Richtung Niedersachsen mit einem zusätzlichen 380-kV-Neubau von Wolframshausen (50Hertz) zum Anschluss an die geplante 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar (TenneT) erwogen.



Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass die vorhabenbezogene Alternative zu dem Projekt P37 einen deutlich höheren Netzausbau mit einer zusätzlichen Trasseninanspruchnahme zur Folge hätte. Die vorgeschlagenen Maßnahmen M25a und M25b seien der Alternative vorzuziehen, da sie ohne einen Trassenneubau auskämen.

Der Hinweis ist berechtigt. Die vorgeschlagenen Maßnahmen M25a und M25b sind aus den genannten Gründen gegenüber der Alternative vorzuzugswürdig.

Wirksamkeit

Die Alternative zu den Maßnahmen M25a und M25b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Alternative sind die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar in der Stunde 2365 schon im (n-0)-Fall mit 106% und 100% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Alternative auf 76% und 71% reduziert. Weitere Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Ebenheim, zwischen dem

PSW Schmalwasser und Eisenach sowie zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sind ebenfalls bereits im (n-0)-Fall mit jeweils 96% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Alternative auf jeweils 67% reduziert. Im (n-1)-Fall ist ohne die Alternative ein Stromkreis zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser in der Stunde 2365 zu 170% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 117%. Fällt hingegen ein Stromkreis zwischen Ebenheim und Mecklar aus, kann die Alternative die Auslastung des parallelen Stromkreises von Eisenach nach Mecklar von 146% auf 100% reduzieren. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt für die Stromkreise der Alternative zwischen Lauchstädt und Wolframshausen 42%, zwischen Wolframshausen und Vieselbach 15% und zwischen Wolframshausen und Mecklar 56%.

Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

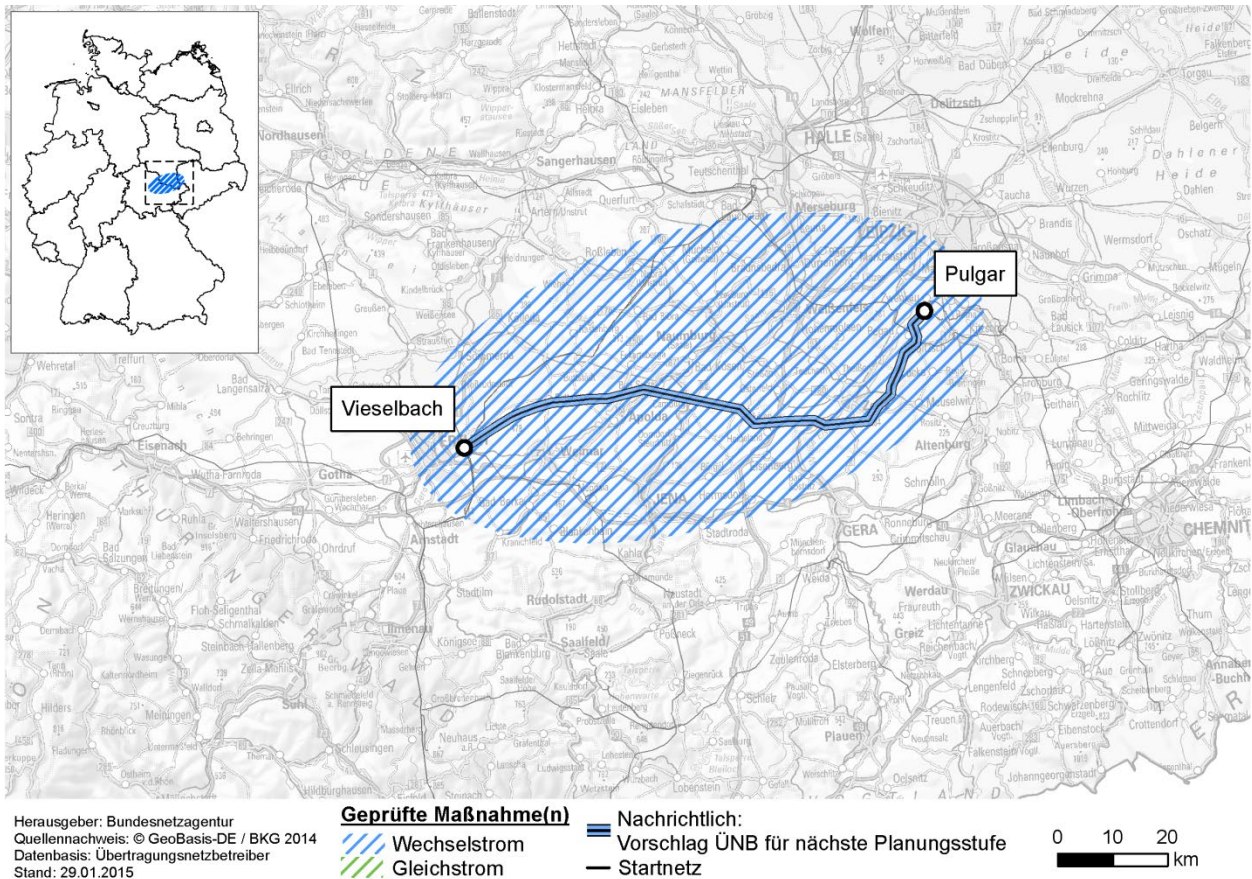
Gutachter-Markmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2366 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sowie zwischen Eisenach und Mecklar. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 145% und 97% belastet, wenn die Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sowie zwischen Ebenheim und Mecklar ausfallen. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 106% und 64%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt für die Stromkreise der Alternative zwischen Lauchstädt und Wolframshausen 38%, zwischen Wolframshausen und Vieselbach 4% und zwischen Wolframshausen und Mecklar 42%.

Ergebnis

Aus elektrotechnischer Sicht sind die Maßnahmen M25a und M25b der Alternative vorzuziehen, da sie bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastungen in den jeweiligen (n-1)-Fällen unter 100% reduzieren. Des Weiteren werden die hohen Auslastungen im Szenario B2024* im jeweiligen (n-1)-Fall durch die Maßnahmen M25a und M25b deutlicher reduziert als bei der Alternative. Die Alternative wäre im Gegensatz zu den Maßnahmen M25a und M25b zum Teil ein 380-kV-Neubau, wofür eine zusätzliche Trasse erforderlich würde (Verletzung des NOVA-Prinzips). Sie wäre mit ca. 270 km um einiges länger als die beiden Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 135 km. Für die Alternative würden auch mehr Schaltfelder benötigt als bei den beiden Maßnahmen. Aus diesen Gründen würde die Alternative auch höhere Investitionskosten verursachen.

Projekt P38: Pulgar – Vieselbach



Das Projekt P38 mit der Maßnahme M27 ist als Vorhaben Nr. 13 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten nötig.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P38, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone sicherstellt. Das Projekt enthält die Maßnahme M27.

Maßnahme M27: Pulgar – Vieselbach

Maßnahme M27 (Pulgar – Vieselbach) wird bestätigt.

Von Pulgar nach Vieselbach wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Pulgar und Vieselbach zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M27 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M27 führt zu einer signifikanten Entlastung ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M27 ist z. B. ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz bzw. zwischen Vieselbach und Zeitz in der Stunde 2365 zu 124% bzw. 123% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M27 reduziert die Auslastung dann auf 96% bzw. 87%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 84% bzw. 89% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitungen von Pulgar nach Zeitz bzw. Vieselbach nach Zeitz über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 59% bzw. 62%, der Mittelwert bei 30% bzw. 32%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2344 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Pulgar und Zeitz bzw. Vieselbach und Zeitz. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M27 einer dieser Stromkreise zu 108% bzw. 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M27 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 83% bzw. 81%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 48% bzw. 52%.

Szenario A2024

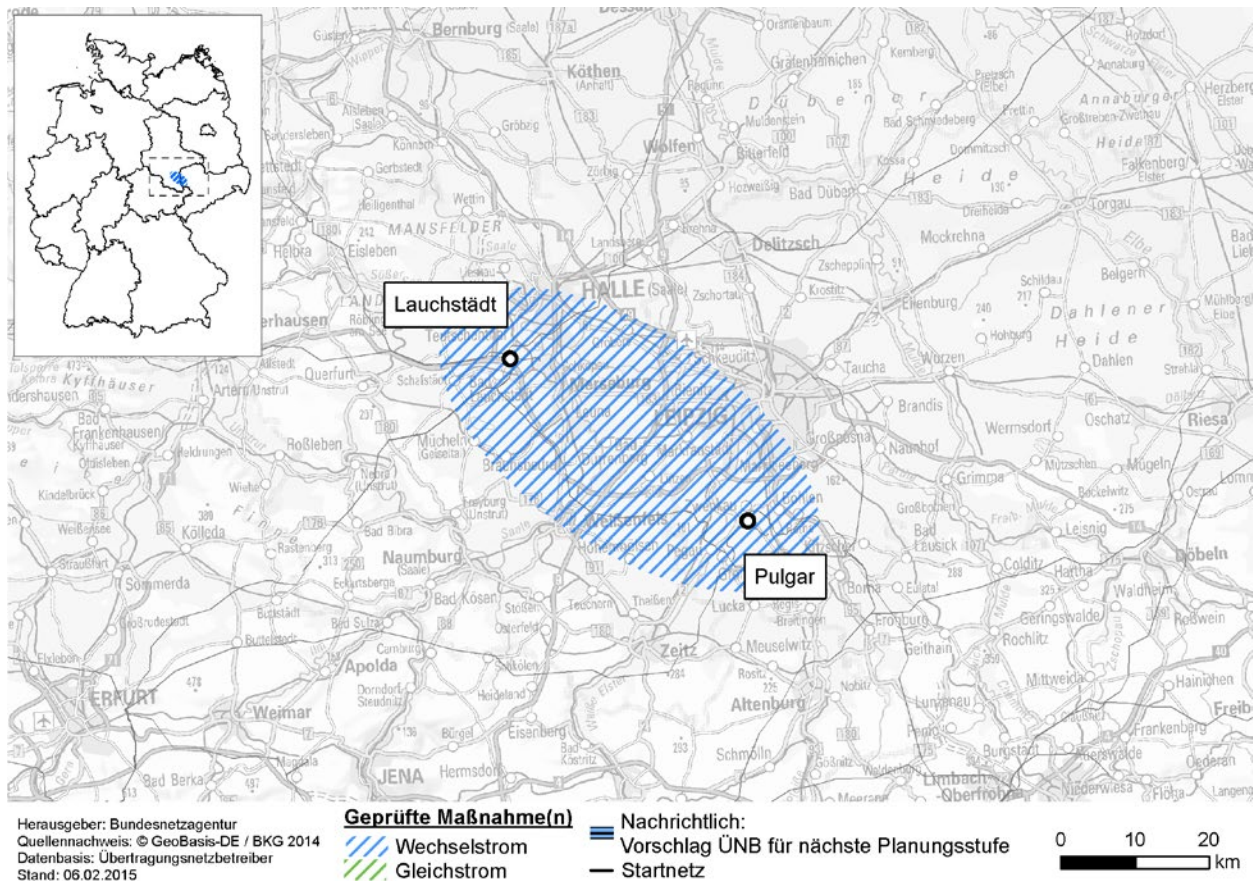
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 69% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M27 kann in mindestens zwei verschiedenen (n-1)-Fällen eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Auch in der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M27 diese (n-1)-Fälle von über 100% auf unter 100%. Es gibt auch keine sinnvolle Topologieänderung, welche die hohe Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren könnte. Die Maßnahme ist in über 80% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet und würde damit auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Eine anderweitige Planungsmöglichkeit könnte ein zusätzlicher Neubau einer 380-kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt in bestehender 220-kV-Trasse sein.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekomen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Wenn weder die Maßnahme M27 noch die Alternative realisiert würden, wäre ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz bzw. zwischen Vieselbach und Zeitz in der Stunde 2365 zu 125% bzw. 124% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 107% bzw. 99%.

Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* wirksam.

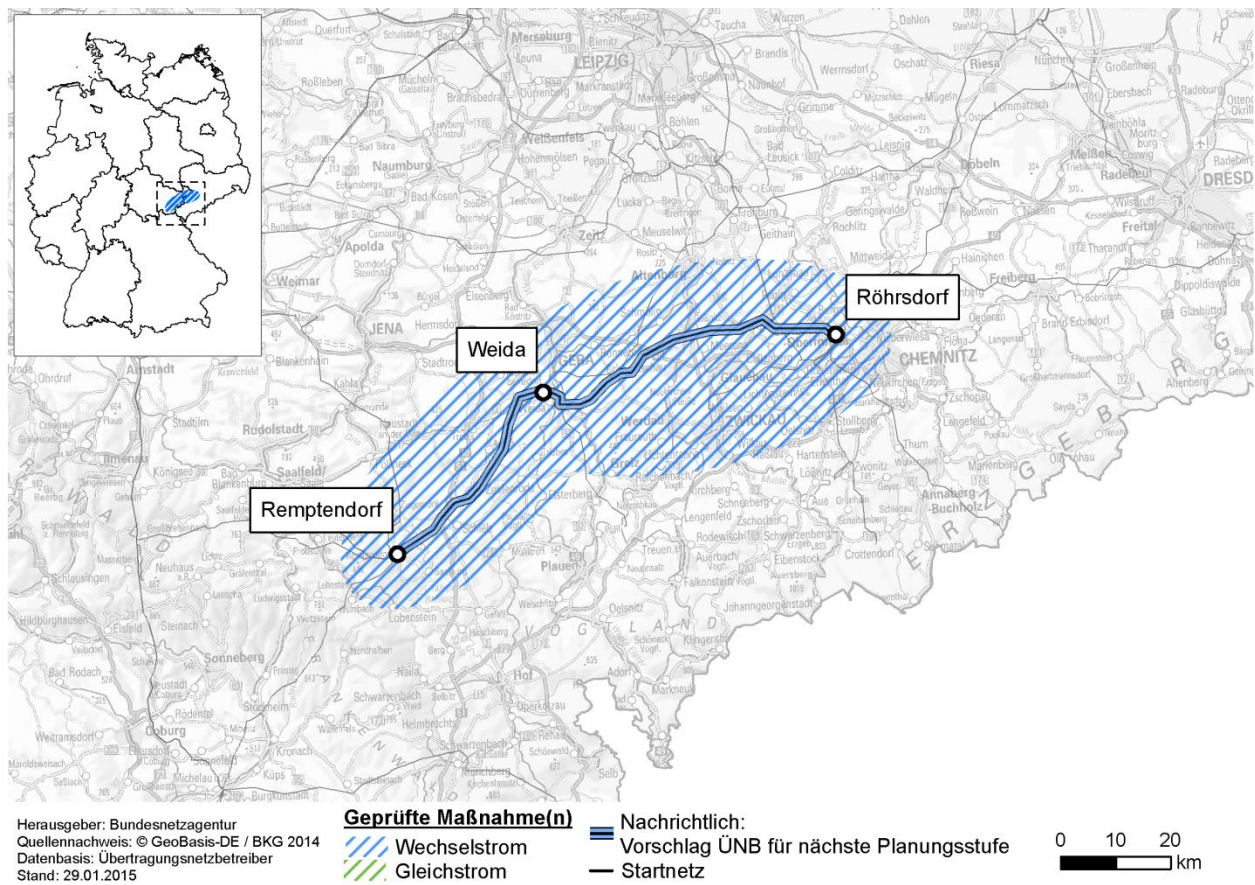
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2344 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Pulgar und Zeitz bzw. Vieselbach und Zeitz. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 107% bzw. 115% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 106% bzw. 103%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60% bzw. 75%.

Ergebnis

Die Alternative kann die Auslastung je nach betroffenem (n-1)-Fall, ob also ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz oder ein Stromkreis zwischen Vieselbach und Zeitz ausfällt, nicht auf unter 100% oder nur knapp auf unter 100% reduzieren. Dies gilt auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung. Die beantragte Maßnahme M27 hingegen kann in beiden (n-1)-Fällen des Szenarios B2024* sowie auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastung auf unter 100% reduzieren. Das von den Übertragungsnetzbetreibern bezüglich der Alternative beschriebene Zusammenwirken mit dem Korridor D ist in dieser Form nicht mehr gegeben, da die Anfangs- und Endpunkte des Korridors D im Szenario B2024* von Lauchstädt nach Wolmirstedt und von Meitingen nach Gundremmingen verschoben wurden. Des Weiteren würde durch die alternative 380-kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt teilweise ein Netzausbau nötig, der gemäß dem NOVA-Prinzip einer Netzverstärkung zwischen Pulgar und Vieselbach nicht vorzuziehen ist. Vielmehr wäre die Maßnahme M27 aus diesen Gründen vorzugswürdig.

Projekt P39: Röhrsdorf – Remptendorf



Die Maßnahme M29 des Projekts P39 ist als Vorhaben Nr. 14 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten nötig.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P39, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone sicherstellt. Das Projekt enthält die Maßnahme M29.

Maßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Maßnahme M29 (Röhrsdorf – Weida – Remptendorf) wird bestätigt.

Von Röhrsdorf nach Remptendorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M29 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M29 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M29 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M29 reduziert die Auslastung dann auf 94%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 77% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 68%, der Mittelwert bei 28%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M29 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M29 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 78%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 56%.

Alternativ könnte die hohe Auslastung in dem untersuchten (n-1)-Fall durch eine Topologieänderung in Röhrsdorf und zugleich in Remptendorf von 107% auf 96% reduziert werden. Auch im umgekehrten (n-1)-Fall, also wenn der parallele Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf ausfällt, kann die hohe Auslastung von 107% bzw. 102% auf 97% bzw. 91% reduziert werden.

Die Topologieänderung reduziert die Auslastung mit 96% allerdings nur knapp unter 100%, wohingegen die Maßnahme M29 die Auslastung mit 78% deutlicher unter 100% senkt. Da die Topologieänderung zudem zwei gleichzeitig durchzuführende Schalthandlungen erfordert und damit in den Grenzbereich der Anwendung dieses Instruments vorstößt, gleichzeitig aber der entlastende Effekt mit nur rund 10%-Punkten gering ist, wird die Topologieänderung in diesem Fall als keine sinnvolle Alternative erachtet. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Topologieänderung bei fortschreitendem Ausbau an EE-Leistung bereits in einem der folgenden Netzentwicklungspläne nicht mehr ausreichend sein wird. Des Weiteren ist die Topologieänderung nur bei der Gutachter-Marktmodellierung und nicht bei der Prüfung auf das Szenario B2024* wirksam. Aus diesem Grund ist die Maßnahme M29 mit der deutlicheren Reduzierung unter 100% und der daraus resultierenden höheren Reserve an Übertragungskapazität der Topologieänderung vorzuziehen.

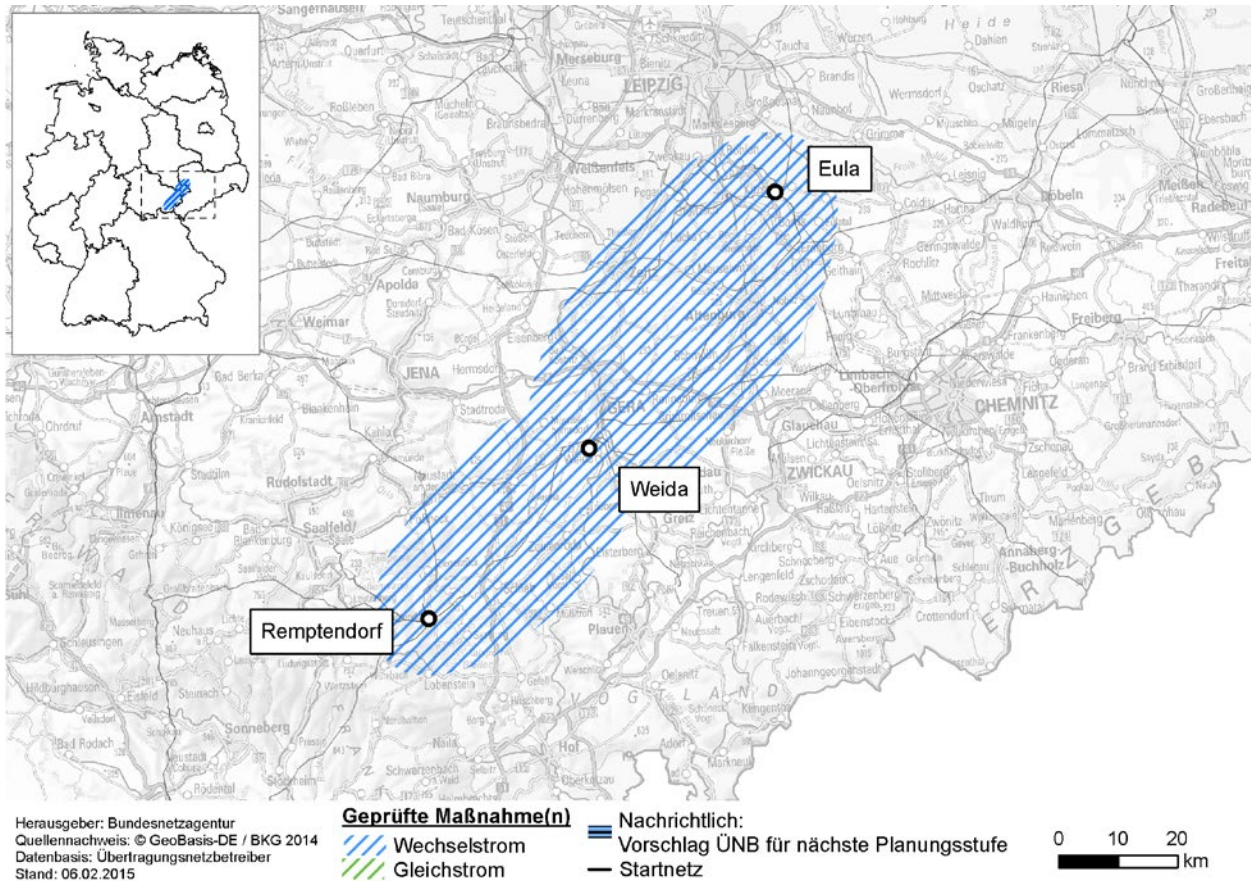
Ergebnis

Durch die Maßnahme M29 kann eine hohe Auslastung von über 100% im (n-1)-Fall auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M29 diesen (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100%. Die Maßnahme ist in über 70% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet und würde somit auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen. Allerdings ist bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung eine Topologieänderung möglich, die die Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren kann. Die Maßnahme M29 reduziert aber die Auslastung im (n-1)-Fall mit 78% deutlicher unter 100% als die Topologieänderung und ist dadurch im Hinblick auf den zukünftig zu erwartenden weiteren EE-Ausbau besser geeignet. Ohne die Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Topologieänderung im Übrigen nicht wirkungsvoll, da sie die Auslastung nicht unter 100% reduziert.

Prüfung vorhabenbezogener Alternativen

Alternative 1: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Eula – Weida – Remptendorf

Die Übertragungsnetzbetreiber haben alternativ den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Eula – Weida – Remptendorf erwogen. Der Ausbau könne bis Weida in der bestehenden 220-kV-Trasse erfolgen.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

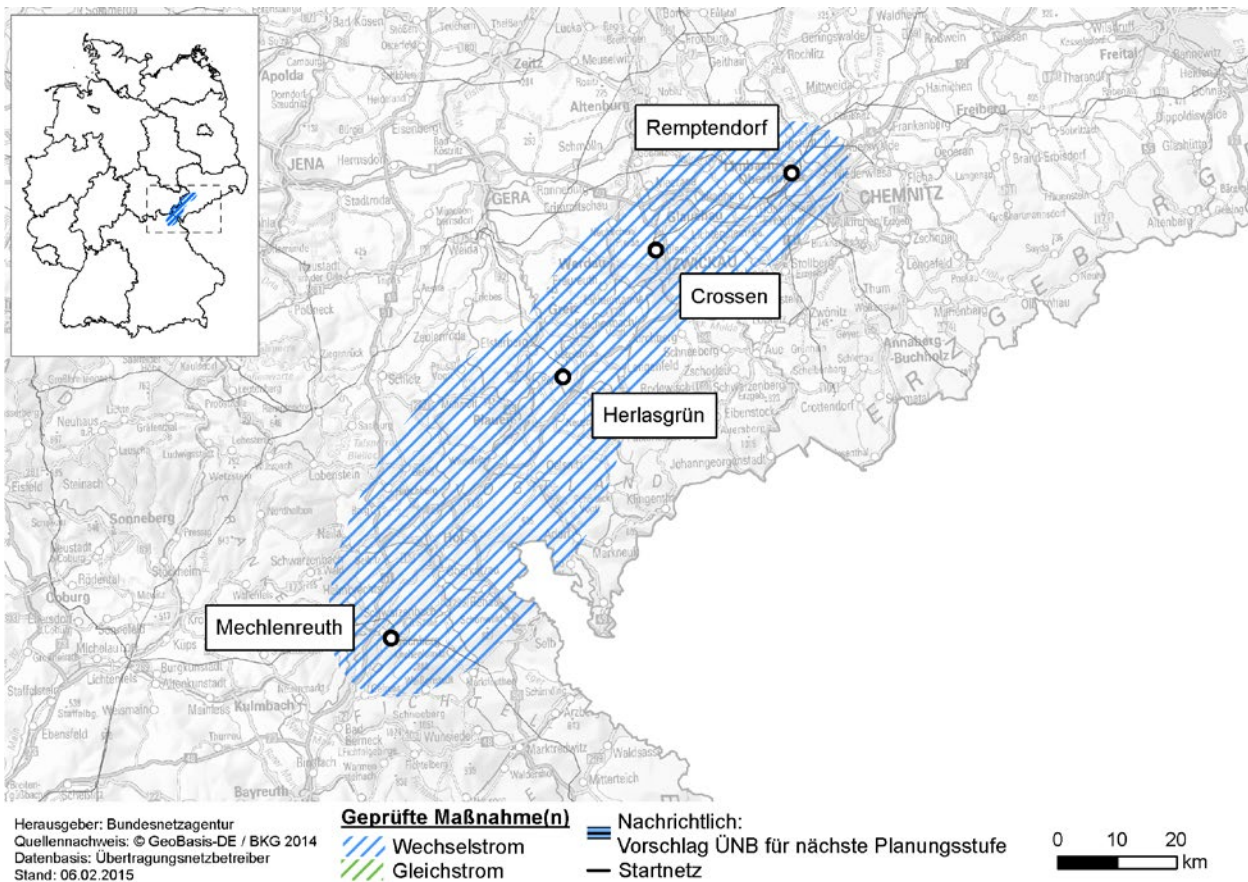
Die Alternative 1 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative 1 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 1 reduziert die Auslastung dann auf 77%.

Die Alternative 1 wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative 1 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 1 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 67%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 63%.

Alternative 2: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth



Erwogen haben die Übertragungsnetzbetreiber auch den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün (50Hertz) – Mechlenreuth (TenneT). Diese Variante umfasst den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf und Crossen in der bestehenden 220-kV-Trasse sowie den Trassenneubau von Crossen über Herlasgrün nach Mechlenreuth; sie vermeidet die Überlastung der Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf beim Ausfall eines Stromkreises.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten dieser vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative 2 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative 2 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 2 reduziert die Auslastung dann auf 75%.

Die Alternative 2 wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative 2 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 2 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 67%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 51%.

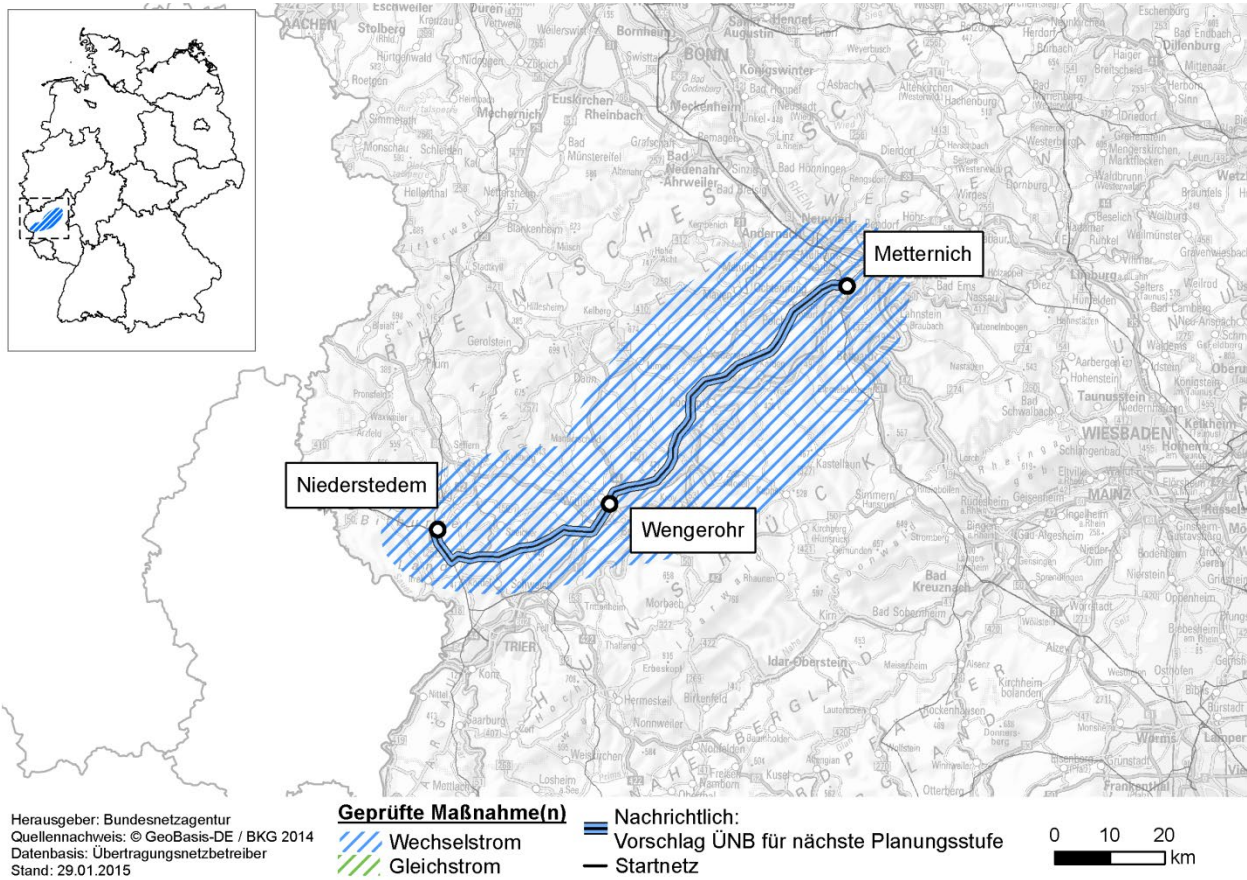
Ergebnis

Die Alternative 1 reduziert genau wie die Maßnahme M29 die Auslastung des Stromkreises von Röhrsdorf nach Remptendorf bei Ausfall des parallelen Stromkreises. Die Alternative 1 reduziert die Auslastung deutlicher unter 100% als die Maßnahme M29. Allerdings wären bei der Alternative 1 im Vergleich zur Netzverstärkung der bestehenden Leitung Röhrsdorf – Remptendorf eine höhere Trassenlänge und folglich höhere Investitionskosten erforderlich. Daher ist die Alternative 1 gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme als nicht vorzugswürdig anzusehen. Ob die Alternative 1 wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgetragen zudem zu einer schwierigeren (n-1)-sicheren Speisung der verbleibenden 220-kV-Stichleitungen führt, kann aus der Sicht der Bundesnetzagentur dahingestellt bleiben.

Die Alternative 2 reduziert die Auslastung ebenfalls deutlicher unter 100% als die Maßnahme M29. Allerdings werden durch die Alternative 2 im (n-0)-Fall die Stromkreise zwischen Etzenricht und Mechlenreuth und Röhrsdorf und Streumen mit 146% und 102% ausgelastet. Diese Stromkreise sind ohne die Alternative 2 bzw. mit der Maßnahme M29 nicht über 100% ausgelastet. Des Weiteren würde die Alternative 2 im Gegensatz zu der Maßnahme M29 zu Trassenneubau von ca. 110 km Länge führen. Das widerspräche dem NOVA-Prinzip.

Aus diesen Gründen ist die Maßnahme M29 den beiden Alternativen vorzuziehen.

Projekt P41: Region Koblenz und Trier



Das Projekt P41 mit der Maßnahme M57 ist als Vorhaben Nr. 15 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P41 verbessert die Anbindung des deutschen Übertragungsnetzes an die Länder Luxemburg und Frankreich und stellt eine Verbindung zur stark ausgelasteten Rheinschiene dar. Insbesondere steigert das Projekt die Integration der Pumpspeicherkapazitäten in Vianden (Luxemburg) und schafft damit verbesserte Voraussetzungen zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Das Projekt P41 enthält die Maßnahme M57.

Maßnahme M57: Punkt Metternich – Niederstedem

Maßnahme M57 (Punkt Metternich – Niederstedem) wird bestätigt.

Projekt P41 sieht mit der Maßnahme M57 den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Metternich und Niederstedem in bestehender 220-kV-Trasse vor. Neben der Verstärkung von Schaltanlagen sind in Wengerohr der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage sowie der Neubau von 380/110-kV-Transformatoren notwendig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018 – 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M57 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M57 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 ein Stromkreis zwischen Oberzier und Dahlem in der Stunde 1297 zu 116% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M57 reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 14% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 38% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1338 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Weißenthurm und Waldlaubersheim. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 einer dieser Stromkreise mit 100,4% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M57 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,6%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 26%.

Szenario A2024

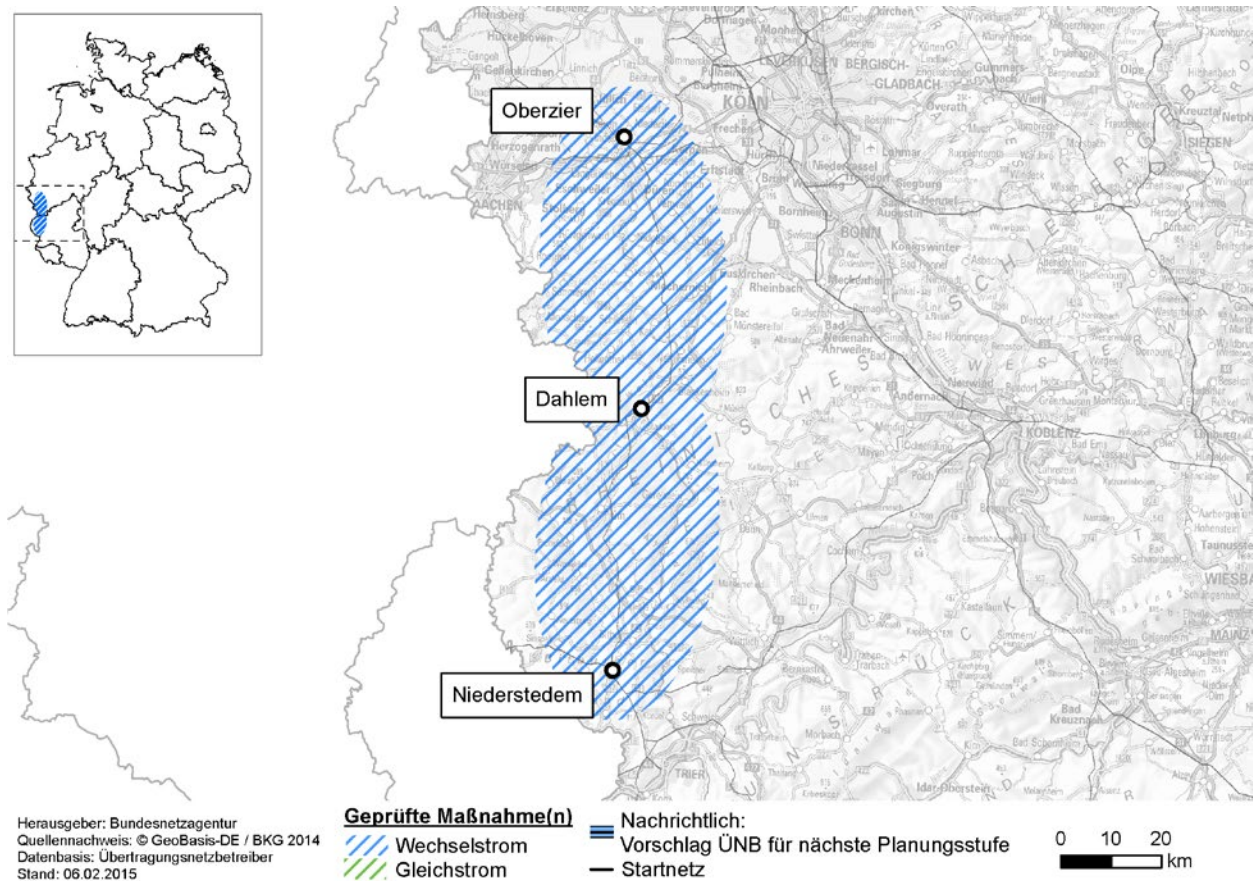
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 43% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Als Alternative zu Maßnahme M57 erwähnen die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem zu verstärken.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die Übertragungsnetzbetreiber angegebenen Netznutzungsfälle der Stunde 1297 statt, denen das BBP-Netz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet.

Im (n-1)-Fall kommt es zu einer geringeren Auslastung des Stromkreises von Oberzier nach Dahlem. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 96% erreicht, die Alternative schafft eine Absenkung der Auslastung auf 83%.

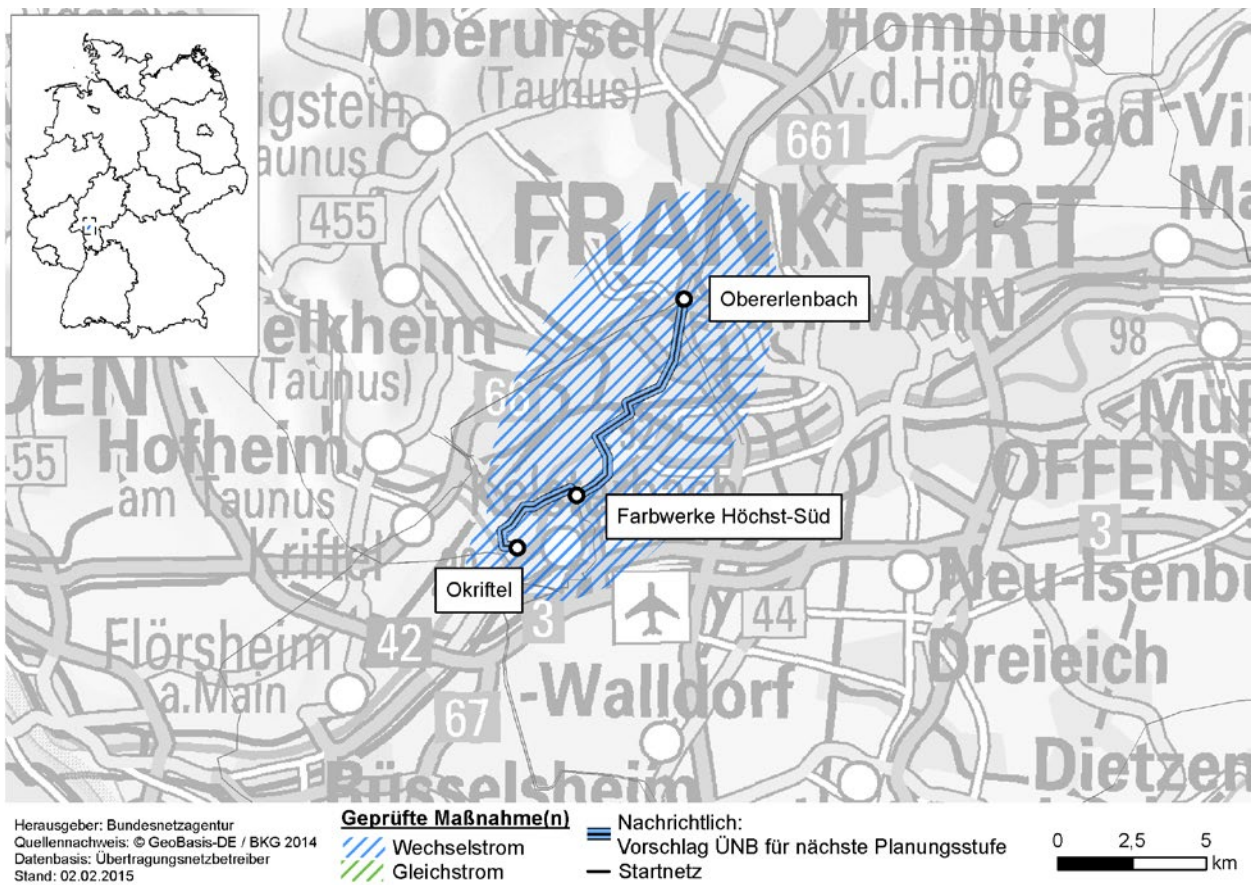
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1338 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier und Dahlem. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 einer dieser Stromkreise zu 100,4% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M57 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung nur auf 99,4%.

Ergebnis

Die Alternative zur Maßnahme senkt in der Stunde 1297 ebenfalls Überlastungen der Leitung zwischen Oberzier und Dahlem im (n-1)-Fall. Insofern ist sie gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme M57 netztechnisch vorteilhaft, da die entlastende Wirkung etwas höher ist. In den Stunde 1338 jedoch reduziert die Alternative (bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen) eine Überlastsituation nur ganz knapp unter 100%, während die Maßnahme M57 selbst zu einer etwas größeren Entlastung führt. Da die Alternative zudem auf einem längeren Streckenabschnitt zu realisieren wäre als die Maßnahme M57, ist letztere insgesamt vorzugswürdig.

Projekt P42: Raum Frankfurt



Das Projekt P42 mit der Maßnahme M53 ist mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt „Kriftel“ als Vorhaben Nr. 16 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P42 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Frankfurt. Es enthält die Maßnahme M53 und die Maßnahme M64 des Projekts P47.

Durch die Maßnahme M53 soll zum einen die Übertragungskapazität aus dem Raum nordöstlich von Frankfurt nach Südwesten in Richtung Wiesbaden/Mainz erhöht werden und zum anderen die Versorgung des Raums Frankfurts aus der 380 kV Ebene aufgrund erhöhter Lastprognosen verstärkt werden. Die Maßnahme steht u.a. in regionalem Zusammenhang mit der Startnetzmaßnahme AMP-020 und dem Projekt P161 von Großkrotzenburg nach Urberach.

Maßnahme M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach

Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) wird nicht bestätigt.

Die Maßnahme ist eine abschnittsweise Netzverstärkung und beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung vom Punkt Okriftel auf der Leitung Kelsterbach-Kriftel zum Punkt Ober-Erlenbach auf der Leitung Karben-Frankfurt Süd-West. In diese neu zu bauende Leitung soll das bestehende Umspannwerk des Großverbrauchers Industriepark Höchst eingebunden werden, welches derzeit noch aus der 220-kV-Ebene versorgt wird. Der hierdurch freiwerdende Trassenraum soll für die neue 380-kV-Leitung genutzt werden.

Gleichzeitig soll das Netz im Bereich Ober-Erlenbach umstrukturiert werden. Die direkte Verbindung Karben – Frankfurt Süd-West wird aufgelöst und stattdessen über die neu zu bauende 380-kV-Leitung M53 am Punkt Ober-Erlenbach eine Verbindung mit Karben angestrebt. Die Versorgung von Frankfurt Süd-West wird stattdessen durch eine Einschleifung der Leitung Karben – Kriftel sichergestellt.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M53 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M53 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M53 ein Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Dettingen in Stunde 7920 zu 161% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M53 reduziert die Auslastung auf 152%. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist allerdings fraglich, da die entlastende Wirkung gering ist und eine deutliche Überlast über 150% verbleibt.

Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde die Maßnahme in der Begründung ebenfalls in der Stunde 7920 untersucht, auf dem vollen Zielnetz liegt keine (n-1)-Verletzung vor. Auch hier wird eine leichte Reduktion die Auslastungen zwischen Großkrotzenburg und Dettingen festgestellt.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 51,6% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es beispielsweise in der Stunde 918 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Dettingen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M53 einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M53 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 114%. In der Gutachtermodellierung reduziert die Maßnahme die Überlastung der Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, allerdings mit nur vier Prozentpunkten äußerst gering.

Szenario A2024

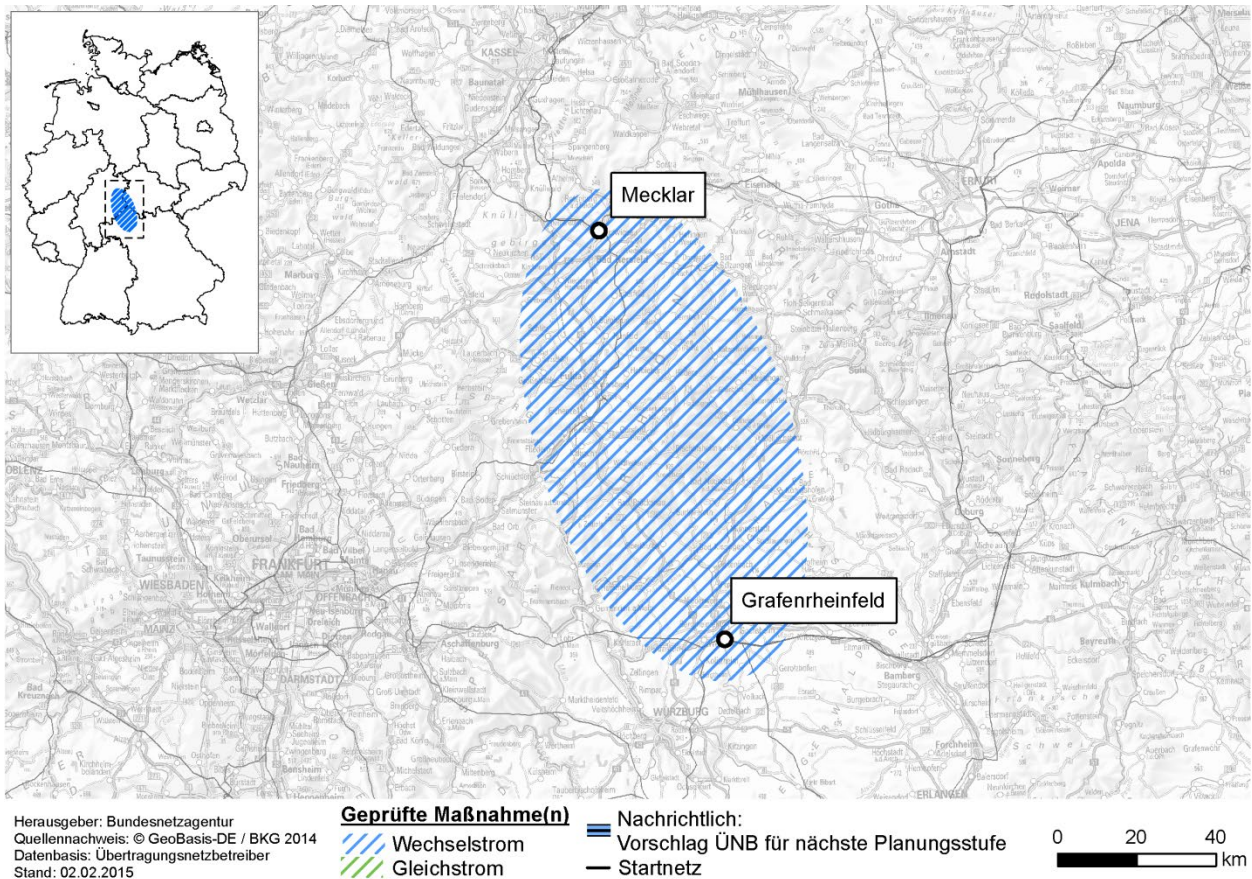
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Zwar kann Maßnahme M53 eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall geringfügig mildern, die Überlastung ist jedoch sowohl im Szenario B2024*, als auch im Gutachterszenario bei weitem nicht behoben. Im Szenario B2024* verbleibt vielmehr eine hohe Überlastung. Auf dem vollen Zielnetz ist die Maßnahme nicht wirksam.

Eine Analyse der Lastflüsse in den jeweils untersuchten Stunden ergibt, dass durch die veränderte Netztopologie und die neue Leitung zwar insgesamt mehr Leistung von Karben in Richtung Kriftel fließt als ohne diese Maßnahmen, dies jedoch kaum einen Einfluss auf den Nord-Süd Transportbedarf zu haben scheint. Dies ist die eigentliche Ursache für die angeführten Überlastungen im Bereich Großkrotzenburg.

Projekt P43: Mecklar – Grafenrheinfeld



Das Projekt P43 mit der Maßnahme M74 ist als Vorhaben Nr. 17 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P43 soll die Übertragungskapazität zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld erhöhen. Es enthält die Maßnahme M74. Das Projekt dient dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Norden nach Bayern. Darüber hinaus kann ein Teil des Stroms über das Projekt P48 Grafenrheinfeld – Großgartach auch ins nördliche Baden-Württemberg fließen.

Maßnahme M74: Mecklar – Grafenrheinfeld

Maßnahme M74 (Mecklar – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld soll eine neue 380-kV-Leitung errichtet werden (Netzausbau). Dazu müssten auch die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Grafenrheinfeld verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen die Maßnahme ab und fordern mehr Transparenz bei der Planung sowie eine neutrale Gutachtermeinung zur elektrotechnischen Notwendigkeit der Maßnahme. Ein Konsultationsteilnehmer führt aus, es gelte eine überproportionale infrastrukturelle Belastung des Raums Grafenrheinfeld zu vermeiden. Eine „Überbündelung“ von Strominfrastruktur in Grafenrheinfeld müsse schon aus Gründen der Sicherheit entflochten werden. Einige Stellungnehmer merken an, dass mögliche Alternativen zur Maßnahme zu prüfen seien, bzw. fordern eine Erdverkabelung.

Über die konkrete Ausführungsart einer Maßnahme beispielsweise als Erdkabel wird im Netzentwicklungsplan nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Aufgrund der Eindrücke aus der Konsultation ist die Bundesnetzagentur für „gebündelte“ Belastungen nicht nur im Raum Grafenrheinfeld zusätzlich sensibilisiert und nimmt diese ernst.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M74 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M74 ein Stromkreis zwischen Mecklar und Dipperz beispielsweise in der Stunde 1666 zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M74 reduziert die Auslastung dann auf 111%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam, auch wenn sie im genannten Fall die Belastung nicht unter 100% zu senken vermag.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 23% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 56% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 13%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3825 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Borkum und Gießen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M74 einer dieser Stromkreise bis zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M74 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 44% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M74 behebt sowohl im BBP-Netz wie auch unter der Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wirksam eine Überlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Aus diesen Gründen wird die Maßnahme bestätigt.

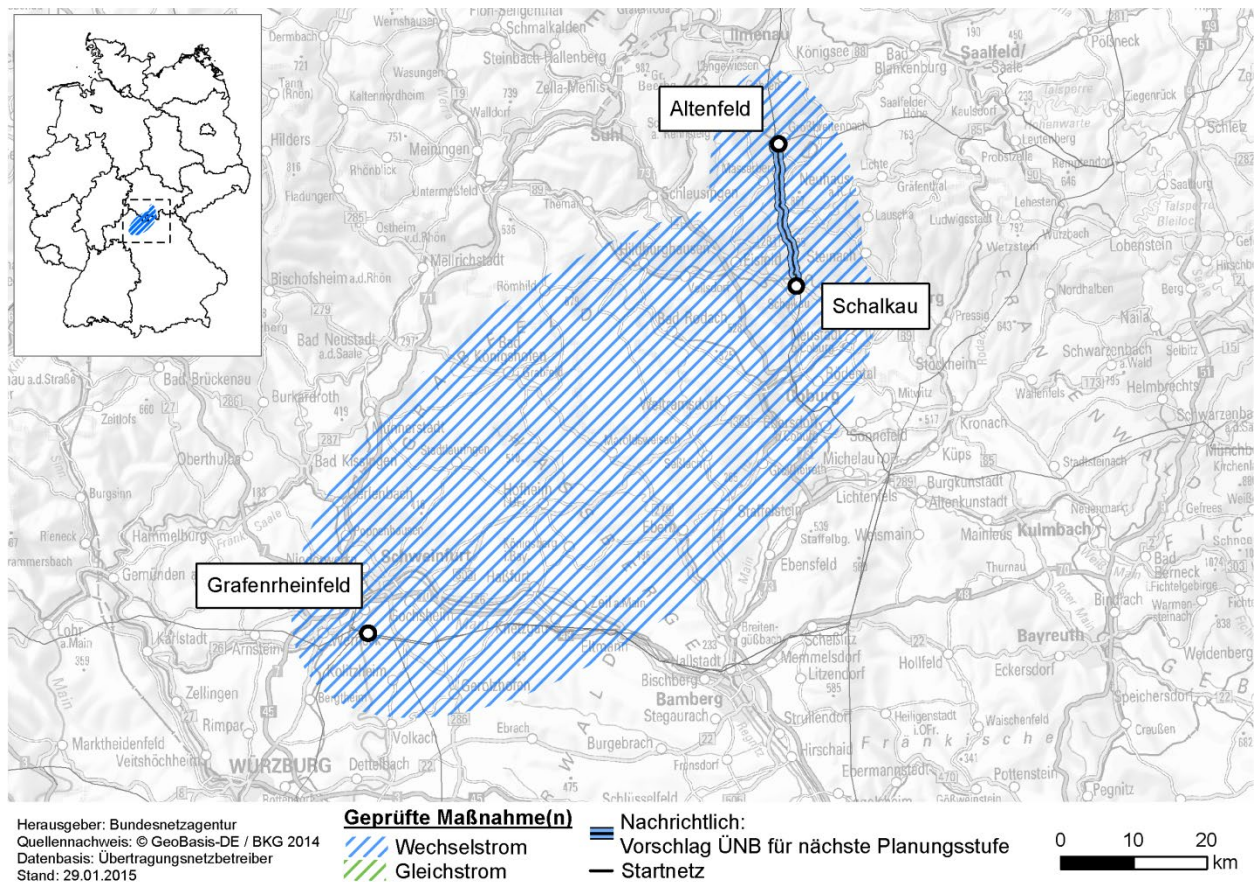
Hinweis der Bundesnetzagentur

Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, im Rahmen des folgenden Netzentwicklungsplans Strom 2025 Alternativen zu entwickeln, damit die in Form eines Neubaus beantragte Maßnahme M74 entfallen bzw. stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt werden kann. Das schließt Vorschläge ein, die Maßnahme M74 durch eine Maßnahme mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.

Erst nach Abarbeitung dieser Prüfungsaufträge im NEP2025 - einschließlich der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligungen und der elektrotechnischen Prüfung durch die Bundesnetzagentur - ist dann zu entscheiden, ob und ggf. wie die heute im Bundesbedarfsplangesetz festgelegten Netzverknüpfungspunkte zu ändern sind.

Im Vergleich zu der für den HGÜ-Korridor D überprüften Alternative hat eine gleichzeitige Veränderung mehrerer Wechselstrommaßnahmen um Grafenrheinfeld ungleich komplexere Auswirkungen auf das umgebende Übertragungsnetz. Solche Alternativen noch im NEP2024 zu betrachten, hätte den zeitlichen Rahmen gesprengt.

Projekt P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld

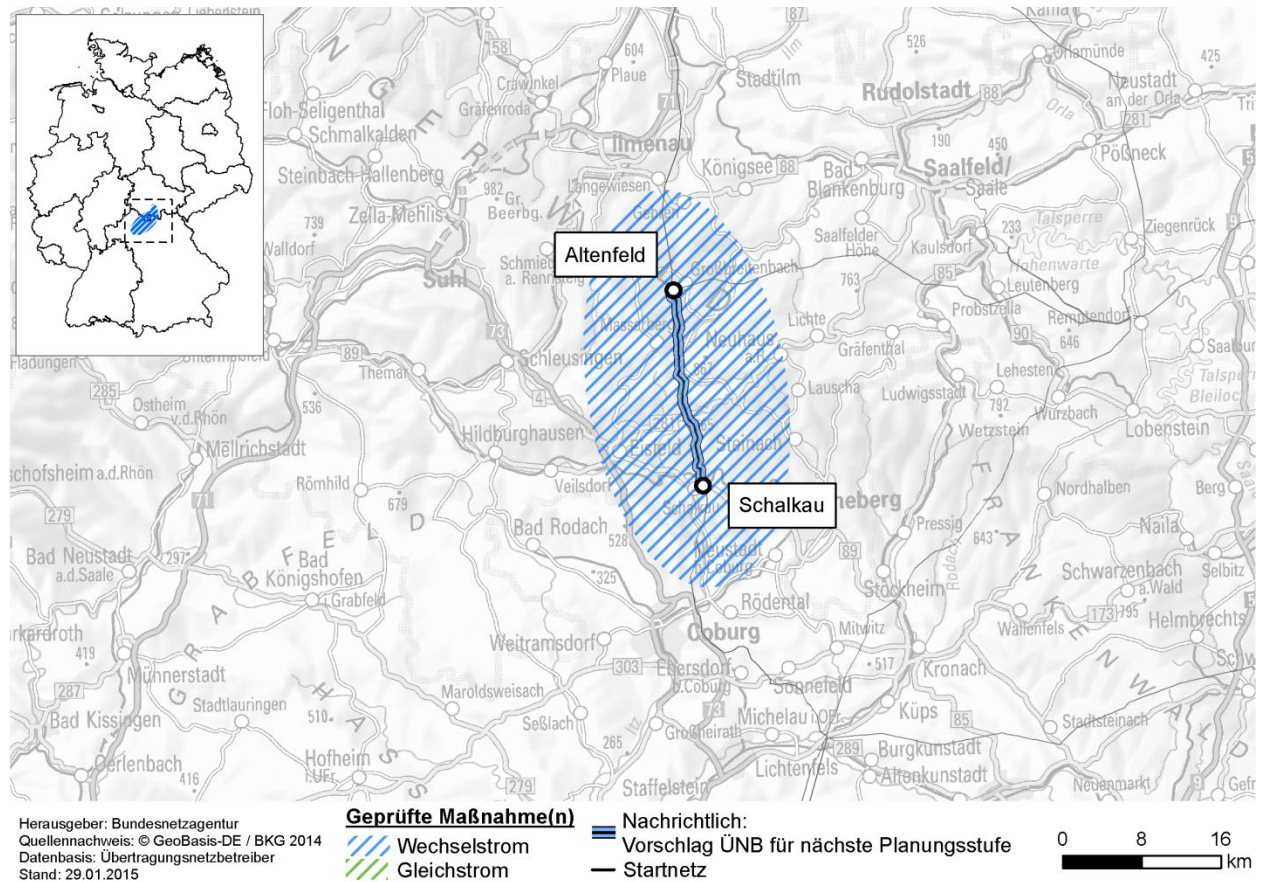


Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P44. Es wurde im NEP2024 von den Übertragungsnetzbetreibern in die zwei Maßnahmen M28a und M28b aufgeteilt. Im NEP2013 bestand das Projekt P44 noch aus nur einer Maßnahme (M28).

Maßnahme M28a: Altenfeld – Schalkau



Maßnahme M28a (Altenfeld – Schalkau) wird bestätigt.

Die Maßnahme M28a zwischen Altenfeld und Schalkau soll parallel zu der in diesem Bereich bereits planfestgestellten Südwestkuppelleitung (Startnetzprojekte 50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4) verlaufen. Da auf dieser Strecke der Südwestkuppelleitung bereits ein Ausbau auf vier Stromkreise/Systeme vorgesehen ist, bedeutet die Realisierung der Maßnahme M28a – wenn das dritte und vierte System dafür verwendet werden – eine Mitnutzung der für die Südwestkuppelleitung bereits errichteten Infrastruktur. Einer weiteren Querung des Thüringer Waldes bedarf es in diesem Fall nicht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Hinweis der Bundesnetzagentur

Die Maßnahme M28a ist zukünftig Teil des Startnetzes. Das Bundesverwaltungsgericht hatte bereits vor geraumer Zeit für den vorausgehenden zweiten Bauabschnitt der Südwestkuppelleitung (von Vieselbach nach Altenfeld) entschieden, dass die Planfeststellung die Errichtung von vier Stromkreisen in zwei Bauabschnitten umfasst. Von einer das Planungsermessen überschreitenden Überdimensionierung des Abschnitts oder einer unzulässigen Vorratsplanung könne keine Rede sein. Hiermit stimme überein, dass auch der Antrag auf Planfeststellung des dritten Bauabschnitts der Südwestkuppelleitung von Altenfeld nach Redwitz vom März 2013 die Errichtung von vier Stromkreisen umfasse (BVerwG, Aktenzeichen 7 A 4.12, Urteil vom 18. Juli 2013, Randziffer 55).

Entsprechend sieht der mittlerweile bestandskräftige Planfeststellungsbeschluss des Thüringer Landesverwaltungsamts vom 21. Januar 2015 auch für den Abschnitt Altenfeld – Schalkau ausdrücklich die Installation eines dritten und eines vierten 380-kV-Stromkreises vor.

Gegen das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts wurden Verfassungsbeschwerden erhoben. Im Sommer 2015 hat nunmehr das Bundesverfassungsgericht deren Annahme zur Entscheidung abgelehnt. Damit ist der nationale Rechtsweg endgültig erschöpft. Eine viersystemige Ausführung auf dem Abschnitt Altenfeld – Schalkau kann als bestandskräftig planfestgestellt gelten.

Die Bundesnetzagentur hat die bereits eingeleiteten elektrotechnischen Prüfungen ungeachtet dieses Sachverhalts zu Ende geführt und kann den energiewirtschaftlichen Bedarf für die Maßnahme M28a erneut bestätigen.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass in den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur bei den HGÜ-Vorhaben die geplante Übertragungsleistung, hingegen bei Projekt P44 nur eine thermische Grenzleistung angegeben würde. So könne die wichtige Frage, wie die 5,2 GW Atomkraft und rund 40 Mrd. kWh/Jahr Atomstrom in Bayern ersetzt werden sollten, nicht beantwortet werden. Der Konsultationsteilnehmer bittet aus diesem Grunde um eine Auflistung der Übertragungskapazität der geplanten HGÜ- und HDÜ-Vorhaben zwischen Bayern und den Nachbarländern.

HGÜ-Vorhaben verfügen über eine Leistungselektronik in den Umrichterstationen an den Anfangs- und Endpunkten, mittels derer eine bestimmte Übertragungsleistung, wie z. B. 2 GW, eingestellt werden kann. Im Gegensatz dazu besitzen Drehstrommaßnahmen aus technischen Gründen keine Steuerungsmöglichkeit. Denn die übertragene Leistung einer Drehstrommaßnahme in einem vermaschten Netz stellt sich automatisch ein und kann nur bis zu einem gewissen Grad beeinflusst werden. Bei den Drehstrommaßnahmen wird deswegen nur die thermische Grenzleistung angegeben. Die thermische Grenzleistung (oder auch Strombelastbarkeit) einer Freileitung ist die höchstzulässige Seiltemperatur, welche bei Standard-Umgebungsbedingungen für jeden Leiterseiltyp bestimmt wird. Diese zulässige Temperatur wird durch die mechanische Festigkeit und den Durchhang der Leiterseile bestimmt.

Einzelne Konsultationsteilnehmer geben an, dass der Energiebedarf in Bayern entweder durch den Korridor D oder das Projekt P44 gedeckt werden könnte bzw. die nachhaltige Notwendigkeit sicher nachgewiesen werden müsste, um eine Überdimensionierung von Stromasten in Thüringen auszuschließen. Das Projekt P44 würde auch einen wesentlich kürzeren Lückenschluss von Thüringen nach Bayern darstellen und einen ähnlichen Bedarf wie die frühere Maßnahme D09 Bad Lauchstädt – Meitingen bedienen. Dadurch könnte auf den Ausbau der Gleichstrompassage Süd-Ost verzichtet werden. Es müssten zudem Nachweise dafür erbracht werden, dass netzverstärkende und sonstige technische Maßnahmen wie z.B. Freileitungsmonitoring nicht ausreichen würden um die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P44 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also unter Einbeziehung des Korridors D bewertet. Das bedeutet, dass bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P44 alle weiteren Maßnahmen, die in dem vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt wurden. Wie anhand der Prüfungsergebnisse für die Bedarfsermittlung 2024 zu erkennen ist, sind die Maßnahmen M28a und M28b trotzdem wirksam und erforderlich.*

Grundsätzlich erfolgt die Netzplanung dabei nach dem NOVA-Prinzip. Das bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen, wie bspw. Schalthandlungen für eine optimierte Netztopologie, ergreifen, bevor netzverstärkende Maßnahmen, wie der Austausch einer 220-kV-Beseilung gegen eine 380-kV-Beseilung in Betracht kommen. Erst wenn auch Netzverstärkungsmaßnahmen erschöpft sind, dürfen neue Höchstspannungstrassen gebaut werden.

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet das Projekt P44 mit den Maßnahmen M28a und M28b, da sie die Transportkapazität zwischen Bayern und Thüringen erhöhe. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bemängelt, die im NEP2024 vorgenommene Priorisierung des Projekts P44 sei trotz Erläuterung seiner qualitativen Bedeutung mangels quantifizierter Fakten nicht nachvollziehbar. Eine bessere Plausibilisierung nach technischen Eigenschaften wie Übertragungsleistung, Anzahl der Stromkreise und der maximalen und mittleren Auslastung wäre erforderlich.

Im Zielnetz zu Szenario B2024 wird für alle 380-kV-Wechselstromkreise zwischen Bayern und Thüringen eine Stromtragfähigkeit von 3.600 Ampere unterstellt. Somit hat jedes System eine maximale Übertragungsfähigkeit von ca. 2.400 MVA. Insgesamt sind sechs Systeme angenommen, zwei zwischen Altenfeld und Redwitz („Thüringer Strombrücke“), zwei zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld (Projekt P44) und zwei zwischen Remptendorf und Redwitz (Projekt P185). Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Dort finden sich auch Angaben zur maximalen und mittleren Auslastung des Projekts P44. Die Auslastung der „Thüringer Strombrücke“ ist dabei auf der Strecke zwischen Altenfeld und Redwitz gleich der Auslastung des Projekts P44. Für die prognostizierte Auslastung der Leitungen zwischen Remptendorf und Redwitz sei auf die Prüfergebnisse zu Projekt P185 verwiesen. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird ständig durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.*

Wirksamkeit

Wie auch Korridor D führt die Maßnahme M28a im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung überlasteter Leitungen an der Landesgrenze Thüringens zu Bayern. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme M28a ein Stromkreis der Südwestkuppelleitung zwischen Altenfeld und Schalkau in der Stunde 1651 zu 168% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M28a reduziert die Auslastung dann auf 70%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 40% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 57%, der Mittelwert bei 20%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M28a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan war, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M28a in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 859, ein typischer Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Ohne die Maßnahme M28a wäre die Südwestkuppelleitung zwischen Altenfeld und Schalkau schon im (n-0)-Fall mit 100% belastet. Wenn ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Schalkau ausfällt, ist ein paralleler Stromkreis mit 170% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M28a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 55%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 58% Spitzenauslastung ausreichend ausgelastet.

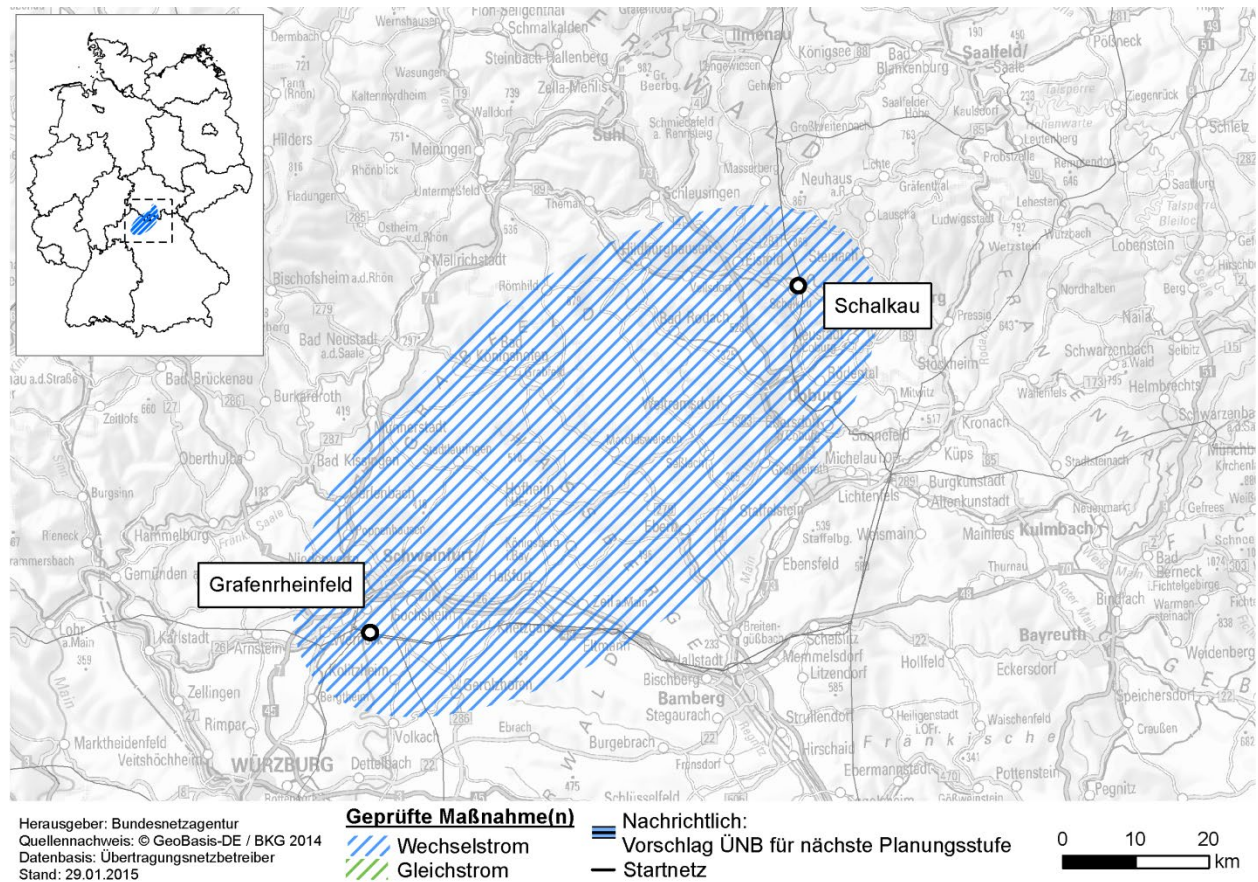
Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M28a ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben.

Die Untersuchungen zu P44 setzen die Realisierung aller BBP-Maßnahmen (Korridor D „Wolmirstedt-Gundremmingen“, Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“ und P 43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) in der Region voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz der bisherigen BBP-Maßnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus noch weitere Maßnahmen erforderlich sind. P185 alleine (Ertüchtigung der Bestandsleitung von Redwitz nach Remptendorf auf eine höhere Stromtragfähigkeit) vermag die verbleibenden Netzengpässe nicht zu beheben, da die Erhöhung der Übertragungskapazität durch P185 (ca. 300 MW, dies entspricht ca. 50% der thermischen Leistung) vergleichsweise gering ist. Auch unter Voraussetzung des Projekts P185 verbleiben an mehreren hundert Stunden des Jahres Netzengpässe, die durch P44 behoben werden können, wie die Untersuchungen zur Wirksamkeit zeigen.

In den Untersuchungen der letzten Netzentwicklungspläne (2012, 2013) wurde die Maßnahme nicht bestätigt. Es zeichnete sich aber bereits klar ab, dass bei weiterem EE-Ausbau eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit für Maßnahme M28 gegeben sein würde. Durch die im Szenario B2024* neu eingeführte Regionalisierungsmethodik kann die räumliche Zuordnung der EE-Anlagen besser erfolgen. Dies hat Verlagerungen der EE-Einspeisung zu Folge, welche zusammen mit dem um ein Jahr fortgeschrittenen Ausbau die Maßnahme M28a nunmehr bestätigungsfähig machen.

Maßnahme M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld



Maßnahme M28b (Schalkau – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Vom geplanten Standort Schalkau schlagen die Übertragungsnetzbetreiber einen 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen nach Grafenrheinfeld in neuer Trasse vor. Hierzu sei die 380-kV-Schaltanlage in Grafenrheinfeld zu verstärken. Am geplanten Standort Schalkau bedürfe es einer neuen 380-kV-Schaltanlage.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Viele Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zur Maßnahme M28b bzw. lehnen sie ab. Thüringen habe mit dem viersystemigen Ausbau der „Thüringer Strombrücke“ bis Schalkau bereits seinen Beitrag zur Deckung der zukünftig zu erwartenden Transportkapazität geleistet. Die Versorgungssicherheit sei auch ohne weitere Leitungen gewährleistet. Es wird kritisiert, dass die Übertragungsnetzbetreiber trotz mehrfach erhobener Bedenken an dem neu zu installierenden Netzknotenpunkt in Schalkau und an der Maßnahme M28b festhielten.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer lehnen den Bau einer neuen 380-kV-Trasse von Schalkau nach Grafenrheinfeld ab. Es sei nicht nachvollziehbar, dass eine viersystemige Leitung (bestehend aus der

„Thüringer Strombrücke“ und der Maßnahme M28a) durch den Thüringer Wald bis nach Schalkau gebaut werde, während ab Schalkau bzw. ab der Landesgrenze zu Bayern in Richtung Redwitz lediglich zwei Systeme verliefen. Stattdessen müsste auch die Maßnahme M28b in bestehender Trasse mitgeführt werden. Ein neuer Abzweig („Y-Trasse“) von Schalkau nach Grafenrheinfeld würde hingegen das Bündelungsgebot und das NOVA-Prinzip verletzen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den Falle einer Bestätigung des Projektes P44 für eine Weiterführung der 380-kV-Vierfachleitung nach Redwitz und für eine Verstärkung des Netzknotens in Redwitz bzw. für eine Mitführung der von dem Projekt P44 umfassten Systeme bis mindestens zur Landesgrenze zwischen Thüringen und Bayern aus. Alles andere sei keine gerechte räumliche und wirtschaftliche Lastenverteilung zwischen Südwestthüringen und Bayern. Das Argument, am Netzknoten Redwitz gebe es nicht genügend abgehende Leitungen, um eine solche Bündelung zu realisieren, überzeuge nicht.

Ein Konsultationsteilnehmer führt aus, dass es im Falle einer alternativen Trassenführung des Korridor C06mod sinnvoll wäre, auch die übrigen Maßnahmen im Raum Grafenrheinfeld kritisch zu überprüfen. Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie mahnt in seiner Stellungnahme, es gelte eine überproportionale infrastrukturelle Belastung des Raums Grafenrheinfeld zu vermeiden. Eine „Überbündelung“ von Strominfrastruktur in Grafenrheinfeld müsse schon aus Gründen der Sicherheit entflochten werden.

Zwischen Altenfeld und Schalkau ist ein viersystemiger Ausbau bereits planfestgestellt (vgl. Maßnahme M28a). Das dritte und das vierte System sollen im Rahmen der Maßnahme M28b weiter nach Bayern geführt werden. Zu prüfen bleibt insofern, ob diese beiden Systeme mit Bestandsleitungen gebündelt und zu welchem bayerischen Netzverknüpfungspunkt sie dann geführt werden könnten, oder ob sie von Schalkau aus in neuer Trasse direkt nach Grafenrheinfeld geführt werden sollen.

Aufgrund der Eindrücke aus der Konsultation ist die Bundesnetzagentur für die Problematik „gebündelter“ Belastungen - nicht nur im Raum Grafenrheinfeld oder im Süden Thüringens - zusätzlich sensibilisiert und nimmt diese ernst. Sie hat daher den Übertragungsnetzbetreibern zur Auflage gemacht, im Netzentwicklungsplan Strom 2025 insbesondere Alternativen zu der Maßnahme M28b von Schalkau nach Grafenrheinfeld vorzulegen, etwa eine ab Schalkau geänderte Trassenführung entlang bereits bestehender Infrastruktur. Sollte eine solche Bündelung allerdings aus technischen oder sonstigen Gründen nicht in Betracht kommen, ist auch eine neue Trasse nicht ausgeschlossen. Die Konsultation hat gezeigt, dass hier eine ausführliche, mit allen entscheidungsrelevanten Tatsachen untermauerte Alternativenprüfung stattfinden muss.

Unabhängig davon ist festzuhalten, dass die Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur einen deutlichen Bedarf für die Maßnahme M28b zeigen. In den Simulationen wurden sogar sämtliche weitere Leitungen zwischen Bayern und Thüringen als realisiert unterstellt. Dies beinhaltet neben der „Thüringer Strombrücke“ auch die Maßnahme D18 (Wolmirstedt – Gundremmingen) und die Maßnahme M420 (Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen). Dennoch bleibt auch die Maßnahme M28b notwendig. Würden die anderen Maßnahmen nicht unterstellt bzw. realisiert, würden noch höhere Überlastungen auftreten. Die Maßnahme ist daher aus heutiger Sicht erforderlich. Im Rahmen des NEP 2025 zu diskutieren ist, ob eine Maßnahme gleicher Wirkung möglich ist, die ab Schalkau auf Bestandstrassen geführt werden kann und die eine Neubaubelastung in Grafenrheinfeld vermeidet.

Für den Bedarf des Projektes P44 ist es unerheblich, ob in Schalkau ein Umspannwerk errichtet wird oder nicht. Eine solche Punktmaßnahme hält die Bundesnetzagentur derzeit im Übrigen für nicht schlüssig (vgl. bei den Punktmaßnahmen das Projekt P127: M312 Nr. 18 Schalkau).

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen einen weiteren Zubau von Leitungen im Raum Grafenrheinfeld ab, da dies nicht der Versorgung des Raumes Schweinfurt, sondern nur einer Durchleitung unter anderem von Braunkohlestrom nach Süden diene. Dies ergebe sich aus der Prüfung von P44 in der Bestätigung des NEP2013. Dort seien in der Stunde 8082 eine hohe Einspeisung von Windenergie, eine hohe konventionelle Erzeugung aus Braunkohle im Netzgebiet von 50Hertz und ein maximaler Export nach Österreich ermittelt worden. Es sei nicht erkennbar, was sich bezüglich des Projektes P44 zum NEP2013 geändert haben sollte. Dass die „Thüringer Strombrücke“ mit vier Systemen bis nach Altenfeld geführt werden und von dort aus lediglich zwei Systeme nach Redwitz abzweigen sollten, sei seit längerem Stand der Netzausbauplanung. Der Weitertransport des Stromes der beiden übrigen Leitungen, die in Altenfeld ankämen, könne also das Projekt P44 nicht begründen, da dieses dann auch schon in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hätte bestätigt werden müssen.

Der Netzentwicklungsplan wird jährlich neu erarbeitet und geprüft. Die Grundlagen für Berechnung des Netzentwicklungsplans werden dabei im jeweiligen Szenariorahmen genehmigt. Hierbei werden jedes Mal Anpassungen durchgeführt um z.B. politische Entwicklungen, Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark und insbesondere das Fortschreiten des Ausbaus an erneuerbaren Energien abzubilden. So wurde im Szenario B2024 weniger installierte Leistung an Braunkohle (2,2 GW weniger im Vergleich mit B2023) und weniger Offshore Windenergie (1,4 GW weniger im Vergleich mit B2023) unterstellt. Dafür wurde mehr Onshore-Wind prognostiziert (5,7 GW mehr im Vergleich mit B2023). Außerdem ergaben sich Änderungen bei der Regionalisierung. Alle diese Faktoren zusammen führen zu einer deutlich größeren Belastung der Leitungen zwischen Bayern und Thüringen. Im (n-1)-Fall ergeben sich im Szenario B2024* Überlastungen, die deutlich (ca. 30 Prozentpunkte) größer sind als im Szenario B2023.*

Neben dem Windenergie aus dem Nordosten Deutschlands wird das Projekt P44 zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken (dies wiederum als Teil des marktbedingten Energiemix) transportieren. Der Energiemix ergibt sich aus den am Markt gehandelten Energiemengen. Die Jahresenergiemenge aus Braunkohleeinspeisung sinkt von 2024 bis 2034 um 30%. Gleichzeitig steigt der Transportbedarf nach Süddeutschland auf fast 18 GW. Dies zeigt, dass der Bedarf für Projekt P44 auf Grund der Versorgungslücke in Süddeutschland unabhängig von der Braunkohleeinspeisung besteht. Die Rolle der Kohleverstromung und des europäischen Stromhandels wird ausführlich im Abschnitt II C erläutert.

Rein technisch betrachtet kann von einer „Überbündelung“ im Raum Grafenrheinfeld keine Rede sein. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es Netzknoten (z. B. Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen), an denen noch mehr Strominfrastruktur gebündelt ist.

Wirksamkeit

Analog zu Korridor D führt die Maßnahme M28b im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zur signifikanten Entlastung überlasteter Leitungen an der Landesgrenze zwischen Thüringen und Bayern. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme M28b ein Stromkreis zwischen Schalkau und Redwitz in der Stunde 1651 zu 139% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M28b reduziert die Auslastung dann auf 99%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 49% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 52%, der Mittelwert bei 21%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M28b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M28b in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 859, ein typischer Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Schalkau und Redwitz zu 137% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M28b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 92%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 48%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 54% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M28b ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben.

Die getätigten Untersuchungen zu P44 setzen die Realisierung aller BBP-Maßnahmen (Korridor D „Wolmirstedt – Gundremmingen“, Korridor C „Wilster – Grafenrheinfeld“ und Projekt P43 „Mecklar – Grafenrheinfeld“) in der Region voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz BBP-Maßnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus noch weitere Maßnahmen erforderlich sind. Projekt P185 alleine, mit der Ertüchtigung der Bestandsleitung Redwitz-Remptendorf auf eine höhere Stromtragfähigkeit, vermag die verbleibenden Netzengpässe nicht zu beheben, da die Erhöhung der Übertragungskapazität (ca. 300 MW, dies entspricht ca. 50% der thermischen Leistung) vergleichsweise gering ist. Auch mit Projekt P185 verbleiben an mehreren hundert Stunden des Jahres Netzengpässe, die durch das Projekt P44 behoben werden können, wie die Untersuchungen zur Wirksamkeit zeigen.

In den Untersuchungen der letzten Netzentwicklungspläne (2012, 2013) wurde die Maßnahme nicht bestätigt. Es zeichnete sich aber bereits klar ab, dass bei weiterem EE-Ausbau eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit gegeben sein würde. Durch die im Szenario B2024* neu eingeführte Regionalisierungsmethodik kann die räumliche Zuordnung der EE-Anlagen besser erfolgen. Dies hat Verlagerungen der EE-Einspeisung zu Folge, welche zusammen mit dem um ein Jahr fortgeschrittenen Ausbau die Maßnahme M28b nunmehr bestätigungsfähig machen.

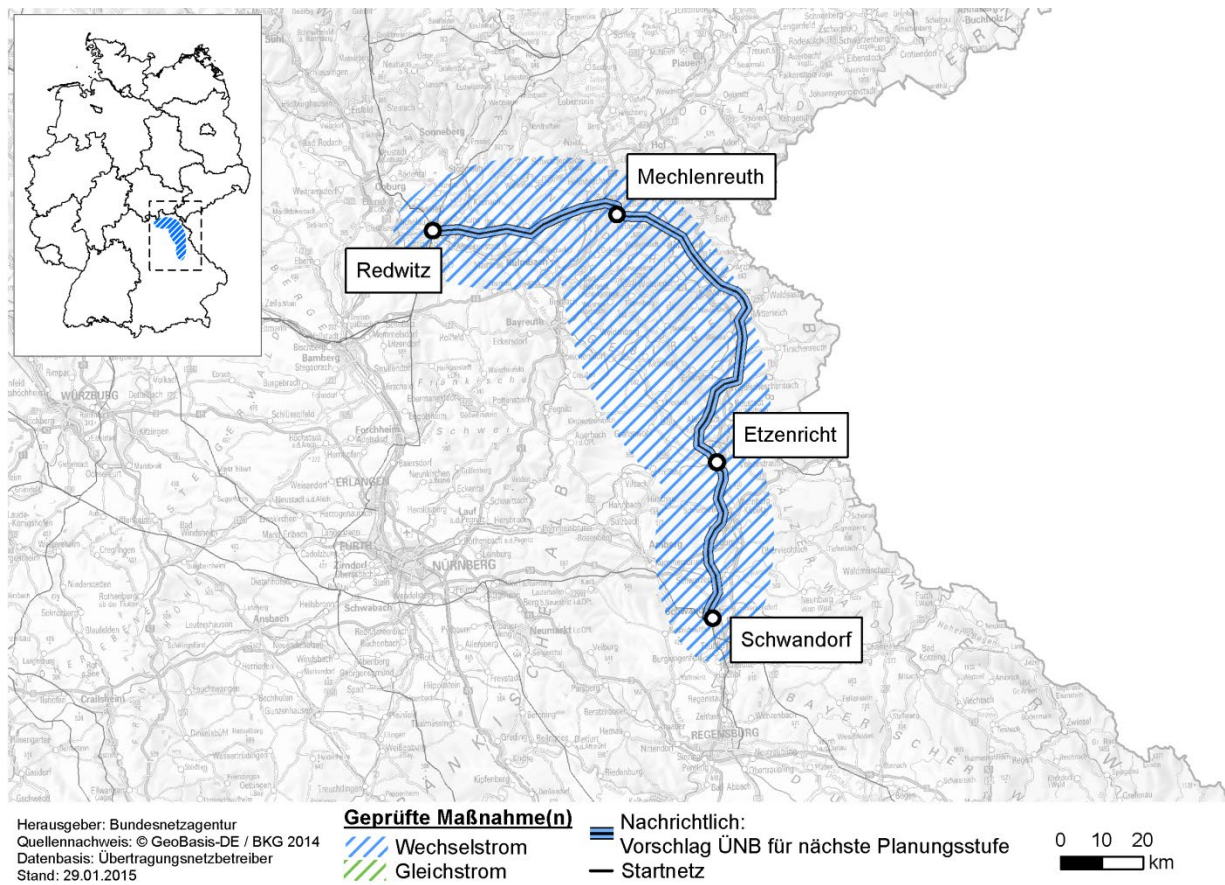
Hinweis der Bundesnetzagentur

Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, im Rahmen des folgenden Netzentwicklungsplans Strom 2025 Alternativen zu entwickeln, damit die in Form eines Neubaus beantragte Maßnahme M28b entfallen bzw. stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt werden kann. Das schließt Vorschläge ein, die Maßnahme M28b durch eine Maßnahme mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.

Solange diese Alternativen nicht geprüft und diskutiert sind, kann die Bundesnetzagentur die Maßnahme M28b nicht in einen Entwurf zum Bundesbedarfsplan aufnehmen und der Bundesregierung nicht zur gesetzlichen Bedarfsfestlegung empfehlen.

Im Vergleich zu der für den HGÜ-Korridor D überprüften Alternative hat eine gleichzeitige Veränderung mehrerer Wechselstrommaßnahmen um Grafenrheinfeld ungleich komplexere Auswirkungen auf das umgebende Übertragungsnetz. Solche Alternativen noch im NEP2024 zu betrachten, hätte den zeitlichen Rahmen gesprengt.

Projekt P46: Redwitz – Schwandorf



Das Projekt P46 mit der Maßnahme M56 ist als Vorhaben Nr. 18 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P46 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf. Es besteht aus der Maßnahme M56. Das Projekt ist notwendig, da die in Bayern bestehende 220 kV/380-kV-Infrastruktur nicht ausreicht, um die zukünftig zu erwartenden Zuströme von erneuerbaren Energien aus dem Norden aufnehmen und so den Wegfall von Kernkraftwerken in Bayern kompensieren zu können. Das Projekt ist die Erweiterung des EnLAG-Vorhabens Nr. 4, welches eine Leitung zwischen Lauchstädt und Redwitz beinhaltet. Somit unterstützt es den Energietransport in Bayern.

Maßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Maßnahme M56 (Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf) wird bestätigt.

Die bereits bestehende Leitung von Redwitz nach Schwandorf über Etzenricht soll verstärkt werden, indem eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse errichtet wird, welche aktuell einen 220-kV- und einen 380-kV-Stromkreis führt (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Infrastruktur von Redwitz nach Etzenricht würde zurückgebaut. Zusätzlich müssten die jeweiligen 380-kV-Schaltanlagen in Schwandorf, Etzenricht und Redwitz ausgebaut werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die kritische Überprüfung der energiepolitischen Notwendigkeit der Maßnahme, da diese nur dem europäischen Strommarkt diene. Die vorhandene Netzinfrastruktur sei bereits ausreichend dimensioniert. Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Maßnahme dafür geplant sei, im Ausland erzeugten Atomstrom abzutransportieren. Statt der Maßnahme sei eine dezentrale Erzeugungsstruktur zu schaffen. Das NOVA-Prinzip müsse strikt und transparent eingehalten werden.

Dem Einwand, eine Maßnahme diene ausschließlich dem europäischen Strommarkt oder beispielsweise dem Transport von Atomstrom, ist entgegenzuhalten, dass der europäische Strommarkt Teil des europäischen Binnenmarkts ist. Es dürfen also weder einzelne Marktteilnehmer noch bestimmte Erzeuger diskriminiert werden. Zur Frage einer dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2, zum NOVA-Prinzip auf Abschnitt II D 2 verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M56 im BBP-Netz zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten Leitung zwischen Redwitz und Etzenricht. Ohne die Maßnahme M56 ist schon im Grundlastfall (n-0) der Stromkreis von Redwitz nach Etzenricht beispielsweise in der Stunde 6968 zu 131% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M56 reduziert diese Auslastung auf 77%.

Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 34% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 77% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 18%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1652 bereits im Grundlastfall (n-0) zu einer maximalen Auslastung von 112% des Stromkreises zwischen Redwitz und Etzenricht. Im BBP-Netz ist bei Ausfall des Stromkreises zwischen Etzenricht und Schwandorf (n-1) ohne die Maßnahme M56 ein Stromkreis zwischen Redwitz und Etzenricht mit 101% ausgelastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M56 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%.

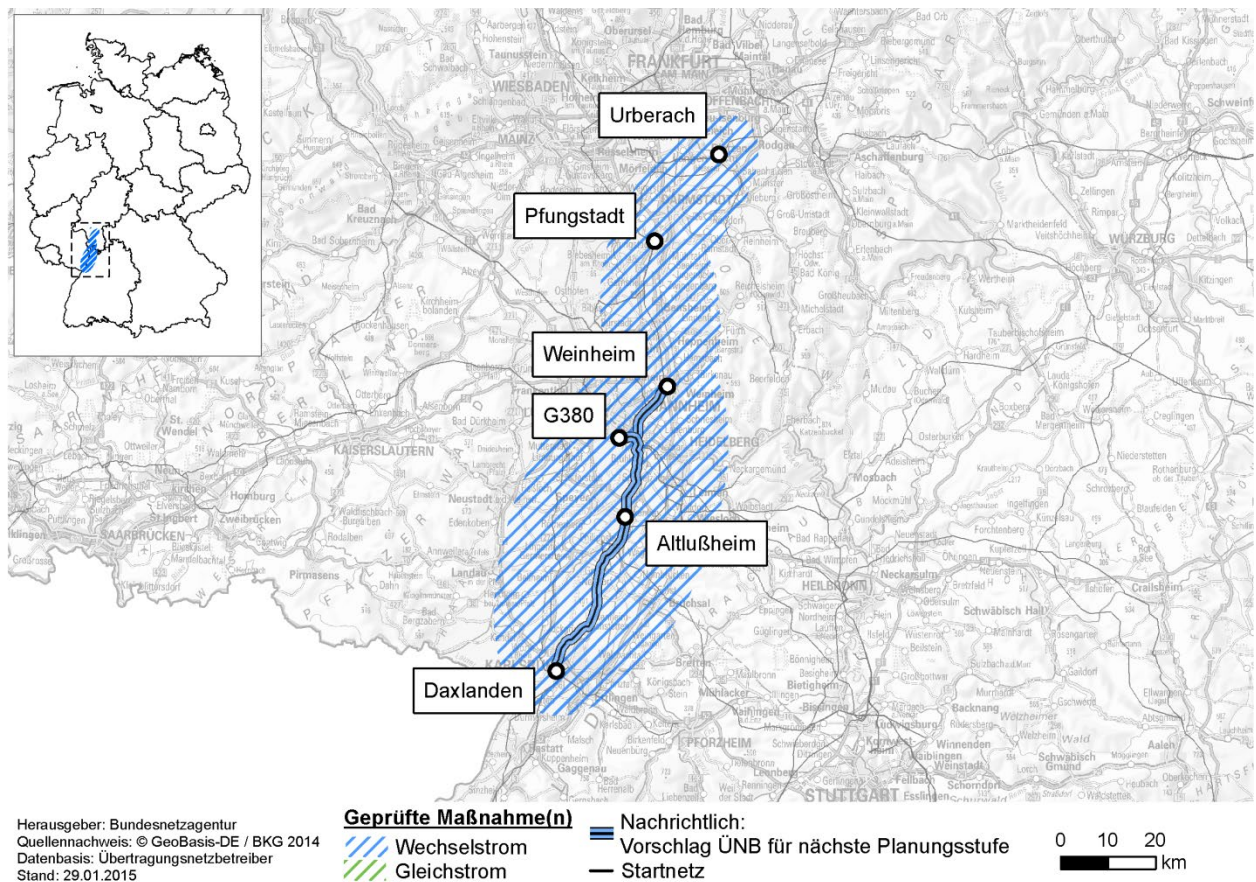
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 63% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M56 erweist sich sowohl bei der Betrachtung innerhalb des BBP-Netzes als auch im anhand der Gutachter-Marktmodellierung als klar wirksam und erforderlich. Darüber hinaus behebt die Maßnahme auch unter der Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wirksam eine Verletzung im Grundlastfall wie auch im (n-1)-Fall. Sie wird daher bestätigt.

Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe



Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34, M60, M64 ist als Vorhaben Nr. 19 Teil des Bundesbedarfsplans. Für die Maßnahme M64 ist dort ein Netzverknüpfungspunkt „Kriftel“ festgelegt.

Das Projekt P47 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Es enthält die Maßnahmen M31, M32, M33, M34, M60 und M64. Das Projekt gliedert sich in einen nördlichen Teil, der von Amprion realisiert werden soll, und einem südlichen im Gebiet von TransnetBW.

Mit der nördlichen Maßnahme M60 wird eine 380-kV-Doppelleitung von Urberach nach Weinheim erstellt. Nach aktuellem Planungsstand soll dabei über die Hälfte der Strecke im Trassenraum einer 220-kV-Leitung realisiert werden und dabei eine Leitung aus den 1920er Jahren ersetzen. Die restliche Strecke soll hauptsächlich durch Zubeseilung auf bestehenden Masten und zu einem kleinen Teil als Neubau erfolgen. Im Zuge des Ersatzes der 220-kV-Leitung wird die bisher mit 220 kV versorgte Station Pfungstadt auf 380 kV umgestellt werden.

Im südlichen Teil des Projekts P47 wird ein 380-kV-Doppelsystem von Weinheim, dem Endpunkt der Maßnahme M60, nach Daxlanden mit den Maßnahmen M31 bis M34 erstellt. Dabei werden 220-kV-Leitungen ersetzt, die zwischen 1957 und 1977 gebaut wurden. In Folge der Spannungsumstellung müssen die Umspannwerke Daxlanden, Altlußheim, Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I und Weinheim ertüchtigt werden. So sind beispielsweise die 220 kV/110 -Transformatoren zur Versorgung der unterlagerten

Verteilnetze gegen 380/110 -Transformatoren zu tauschen. Die Station Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I soll im Zuge der Spannungsumstellung in G380 umbenannt werden. Auch soll ein neues Umspannwerk Heidelberg/Nord zur Versorgung Heidelbergs (Punktmaßnahme P179) erstellt und an eine der neuen 380-kV-Leitungen angeschlossen werden.

Die Maßnahme M64 (Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in das Projekt P42, Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) integriert, auf eine Beschreibung wird deshalb im Projekt P47 verzichtet.

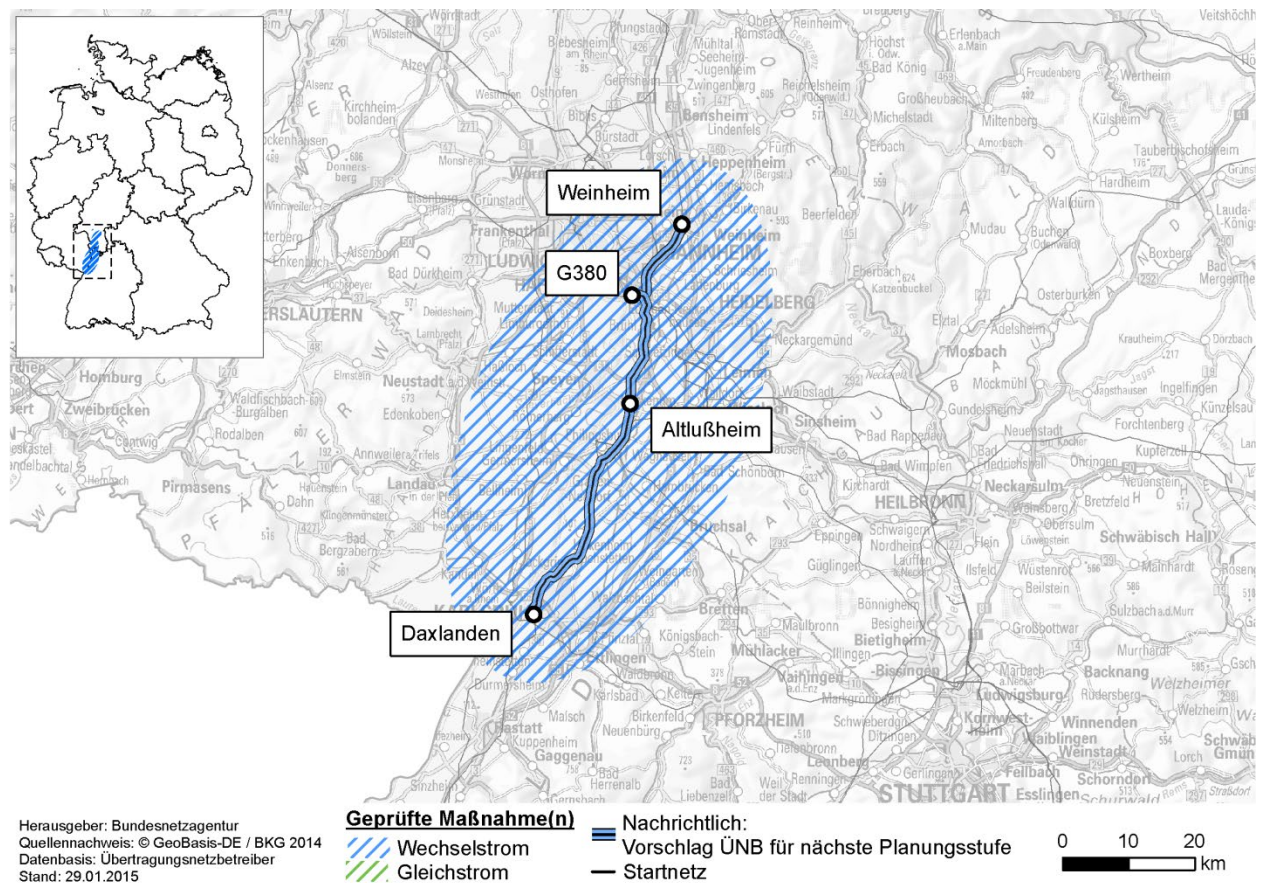
Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch das Projekt P47 teils äußerst alte 220-kV-Leitungen durch neue 380-kV-Leitungen ersetzt werden. Dadurch kann mehr Energie aus dem Norden nach Baden-Württemberg übertragen werden.

Maßnahme M31: Weinheim – Daxlanden

Maßnahme M32: Weinheim – G380

Maßnahme M33: G380 – Altlußheim

Maßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden



Die Maßnahmen M31 (Weinheim – Daxlanden), M32 (Weinheim – G380), M33 (G380 – Altlußheim) und M34 (Altlußheim – Daxlanden) werden bestätigt.

Im südlichen Teil des Projekts P47 wird ein 380-kV-Doppelsystem von Weinheim, dem Endpunkt der Maßnahme M60, nach Daxlanden mit den Maßnahmen M31 bis M34 erstellt. Dabei werden 220 kV Leitungen ersetzt, die zwischen 1957 und 1977 gebaut wurden. In Folge der Spannungsumstellung müssen die Umspannwerke Daxlanden, Altlußheim, Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I und Weinheim ertüchtigt werden. So sind beispielsweise die 220 kV/110 kV Transformatoren zur Versorgung der unterlagerten Verteilnetze gegen 380/110 kV Transformatoren zu tauschen. Die Station Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I soll im Zuge der Spannungsumstellung in G380 umbenannt werden. Auch soll ein neues Umspannwerk Heidelberg/Nord zur Versorgung Heidelbergs (Punktmaßnahme P179) erstellt und an eine neue 380-kV-Leitung angeschlossen werden.

Die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 werden zusammen bewertet, da eine Einzelbetrachtung und Bestätigung nicht sinnvoll wäre: Derzeit verläuft ein 220-kV-Stromkreis von Daxlanden nach Weinheim. Ein dazu paralleler Stromkreis wird auf dem Weg durch die Anlagen Altlußheim und das Großkraftwerk Mannheim Werk I (später G380) geführt. Würde z. B. M33 (von G380 nach Altlußheim) als einzige Maßnahme bestätigt, so müssten in den beiden Stationen zusätzlich zum Bau der 380-KV-Leitung auf dem Teilstück 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt werden. Damit würde es in einem kleinen Bereich zu einer Durchmischung von 220 kV und 380-kV-Strukturen kommen, die als nicht sinnvoll und zukunftsfähig anzusehen ist, da z.B. zusätzliche Umspannverluste (Umspannung von 380 kV auf 220 kV und wieder auf 380 kV auf einer kleinen Strecke) anfallen und durch den Widerstand der zusätzlichen Transformatoren auch die Kurzschlussleistung des Gesamtsystems gesenkt wird.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer vermisst eine Untersuchung, ob das Projekt P47 auch bei Umsetzung der HGÜ-Maßnahme Korridor A A02 notwendig ist. In dem Zusammenhang vermutet er auch Auswirkungen der Maßnahme A02 auf die Auslastung der Maßnahmen M31, M32, M33 und insbesondere M34, bei der die mittlere Auslastung bei 25% liege.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass bei einer Umsetzung der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ein anliegender Kraftwerksbetreiber (Großkraftwerk Mannheim - GKM) frühzeitig mit einzubeziehen sei.

Bei der Prüfung des Projekts P47 wurde die Umsetzung der Maßnahme A02 unterstellt. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ist somit auch bei Umsetzung der Maßnahme A02 gegeben.

Im nächsten Planungsschritt für das Projekt P47 (Bundesfachplanung) wird die Bundesnetzagentur die betroffenen Behörden, die Öffentlichkeit und selbstverständlich auch den betroffenen Kraftwerksbetreiber frühzeitig einbeziehen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 führen im Zusammenspiel zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen ist ein Stromkreis zwischen Philippsburg und Daxlanden z. B. in der Stunde 1526 zu 109% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Bei Hinzunahme der Maßnahmen reduziert sich die Auslastung auf 89%.

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 sind im Zusammenspiel mit M60 folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen BBP-Netz besteht für M31 in 55% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 67%, der Mittelwert bei 24%.

Für M32 besteht in 40% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 69%, der Mittelwert bei 19%.

Für M33 besteht in 67% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 60%, der Mittelwert bei 26%.

Für M34 besteht in 59% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 61%, der Mittelwert bei 25%.

Die Maßnahmen sind im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Es wurde die Stunde 697 im BBP-Netz mit der Gutachter-Marktmodellierung untersucht. Dabei zeigte sich, dass die durch die Maßnahmen abzulösende 220-kV-Leitung vom Großkraftwerk Mannheim nach Weinheim bereits im Grundfall zu 101% ausgelastet ist. Fällt zusätzlich die Leitung vom Großkraftwerk Mannheim Werk I (später G380) nach Weinheim aus, so wird die zuvor bereits überlastete Leitung zu 156% ausgelastet. Durch die Maßnahmen werden die 220-kV-Stromkreise ersetzt. Fällt mit den Maßnahmen der neue 380-kV-Stromkreis von G380 nach Weinheim aus, so wird die geplante Leitung nach Altlußheim zu 37% ausgelastet.

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 sind im Zusammenspiel mit M60 sind im BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich wirksam.

Die maximale Auslastung der Maßnahme M31 beträgt 51% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M32 beträgt 46% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M33 beträgt 51% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M34 beträgt 50% im Jahr.

Nach alledem wären die Maßnahmen auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wären die Maßnahmen M31 mit 70%, M32 mit 70%, M33 mit 63% und M34 mit 67% ausreichend ausgelastet.

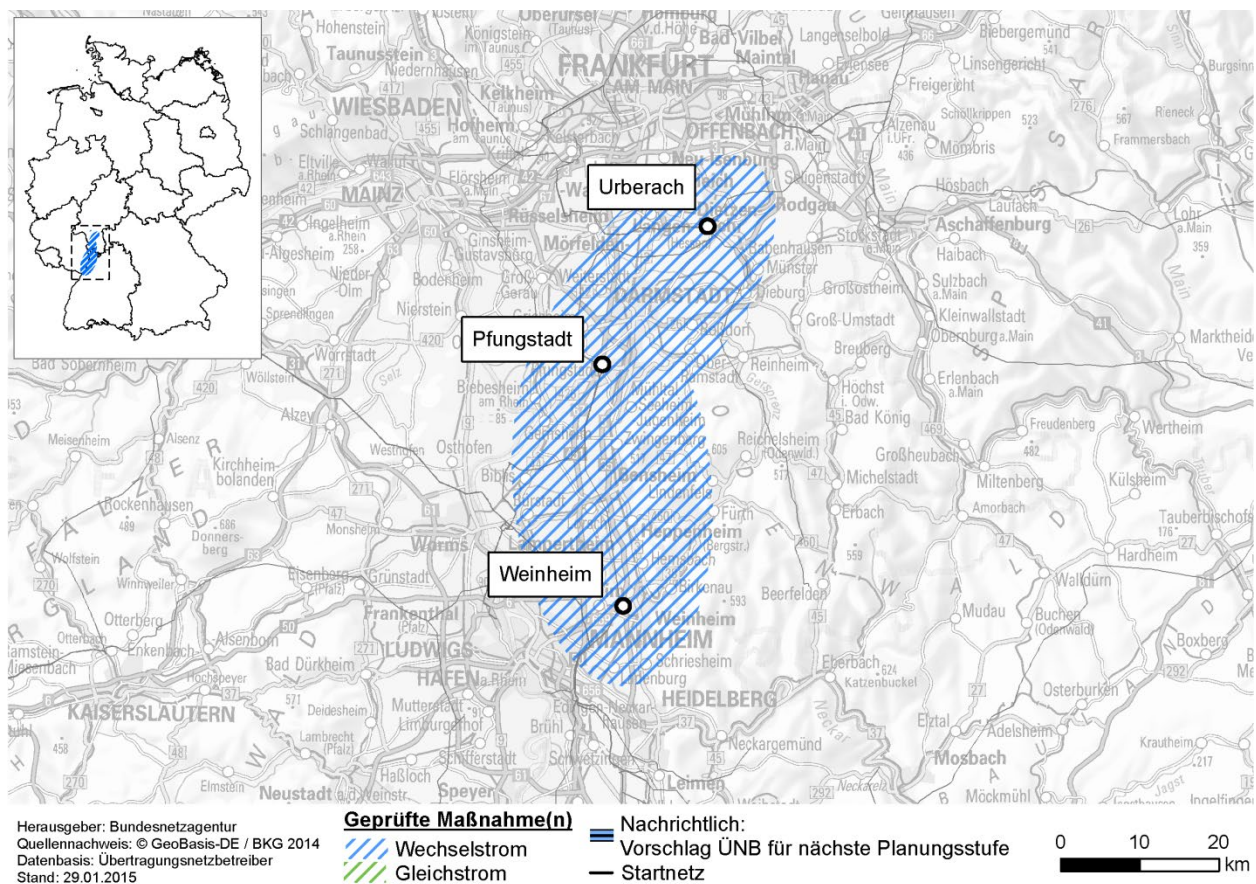
Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 wird sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt. Entsprechendes gilt für die Erforderlichkeit der Maßnahmen.

In den Berechnungen zeigte sich deutlich, dass die bestehenden 220-kV-Leitungen zukünftig nicht ausreichend sind und Handlungsbedarf besteht. Die Umstellung der Region auf 380 kV soll zudem genutzt werden, um Leitungen, die teilweise schon 1957 gebaut wurden, und die entsprechend alten 220-kV-Anlagen abzulösen und auch die neue Station Heidelberg-Nord (Punktmaßnahme P179) zu errichten. Diese wird benötigt, um den steigenden Leistungsbedarf Heidelbergs zu decken und die Versorgungssicherheit an die geänderte Lastsituation anzupassen.

Aus diesen Gründen werden die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 bestätigt.

Maßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim



Die Maßnahme M60 (Urberach – Pfungstadt – Weinheim) wird bestätigt.

Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 soll bestehende 220-kV-Stromkreise ersetzen und damit die Transportkapazität zwischen den Übertragungsnetzen der Amprion und der TransnetBW erhöhen.

Mit der Maßnahme M60 wird eine 380-kV-Doppelleitung von Urberach nach Weinheim erstellt. Nach aktuellem Planungsstand soll dabei über die Hälfte der Strecke im Trassenraum einer 220-kV-Leitung realisiert werden und dabei die Leitung aus den 1920er Jahren ersetzen. Die restliche Strecke soll hauptsächlich durch Zubeseilung auf bestehenden Masten und zu einem kleinen Teil (weniger als 10 km) als Neubau umgesetzt werden. Im Zuge des Rückbaus der 220 kV soll die bisher mit 220 kV versorgte Station Pfungstadt auf 380 kV umgestellt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M60 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M60 führt im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen ist z. B. ein Stromkreis zwischen Bürstadt und Hoheneck in der Stunde 6968 zu 112% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme M60 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 im BBP-Netz im Szenario B2024* wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen BBP-Netz besteht in 27% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 61%, der Mittelwert bei 15%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M60 im BBP-Netz im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 in der Stunde 6500 untersucht. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Mutterstadt und BASF zu 102% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Bürstadt und Lambsheim ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich diese Auslastung auf 82%.

Die Maßnahme M60 ist im Zusammenspiel mit M31, M32, M33 und M34 im BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich wirksam.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 38%. Demnach wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 60% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M60 konnte sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt werden. Die Maßnahme weist im Szenario B2024* und in der Gutachter-Marktmodellierung die erforderlichen Auslastungen zur Feststellung der Erforderlichkeit auf.

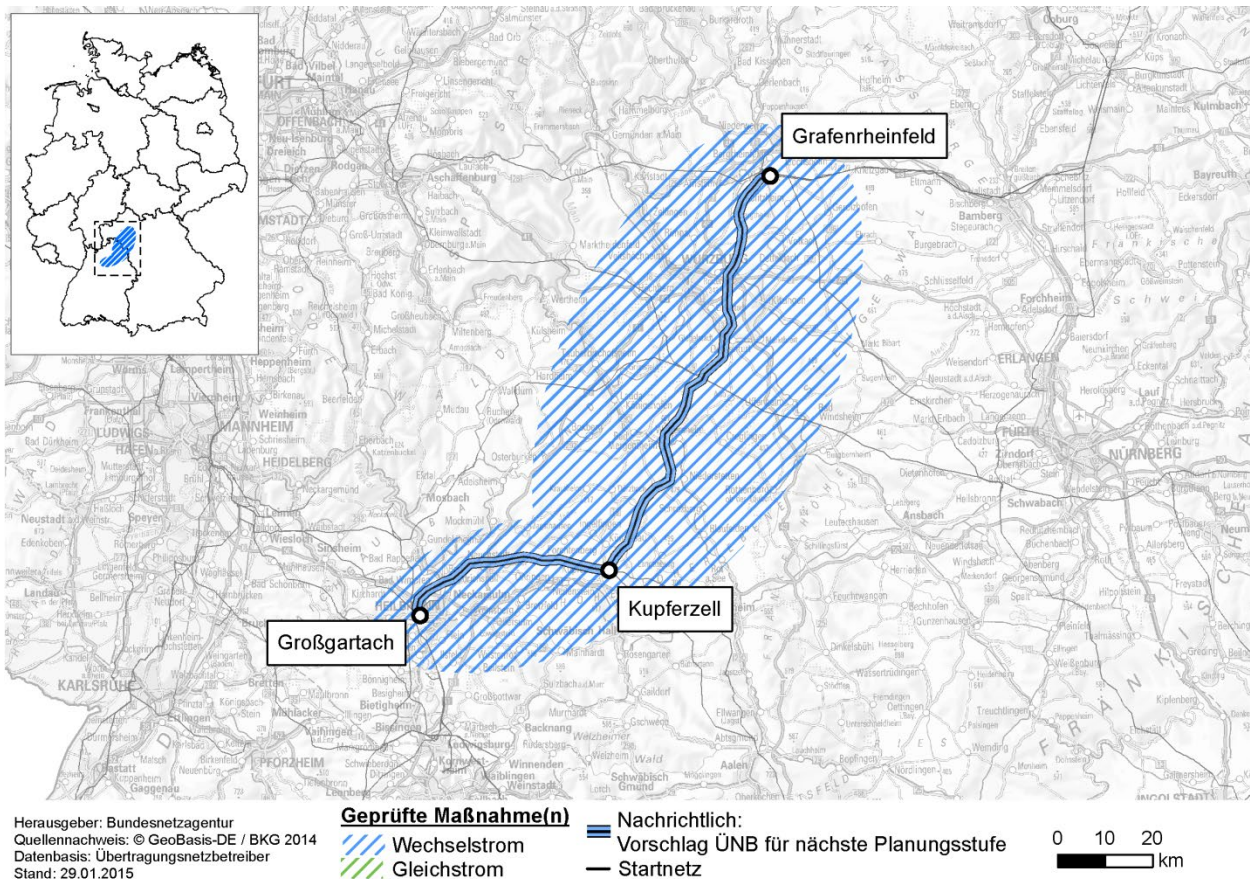
Bei der Maßnahme M60 ist zusätzlich zu bedenken, dass die abzulösende 220-kV-Leitung zwischen Pfungstadt und Weinheim noch aus den 1920er Jahren stammt. Damit hat sie das allgemein für Freileitungen angenommene durchschnittliche Höchstalter von 80 Jahren erreicht, so dass zeitnah Handlungsbedarf besteht. Durch die Maßnahme M60 kann somit nicht nur der sowieso notwendige Erneuerungsbedarf gedeckt werden, es werden zukünftig notwendige zusätzliche Transportkapazitäten geschaffen.

Maßnahme M64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Maßnahme M64 (Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) in das Projekt P42, Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) integriert. In der netztechnischen Prüfung behandelt die Bundesnetzagentur die Maßnahme M64 daher nicht im Rahmen des Projekts P42, sondern untersucht sie in der Maßnahme P42 M53. Zur Vermeidung von Unklarheiten böte es sich an, dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig die Steckbriefe für die Projekte P42 und P47 besser aufeinander abstimmen.

Projekt P48: Nordosten von Baden-Württemberg – Bayern



Das Projekt P48 mit den Maßnahmen M38a und M39 ist als Vorhaben Nr. 20 Teil des Bundesbedarfsplans.

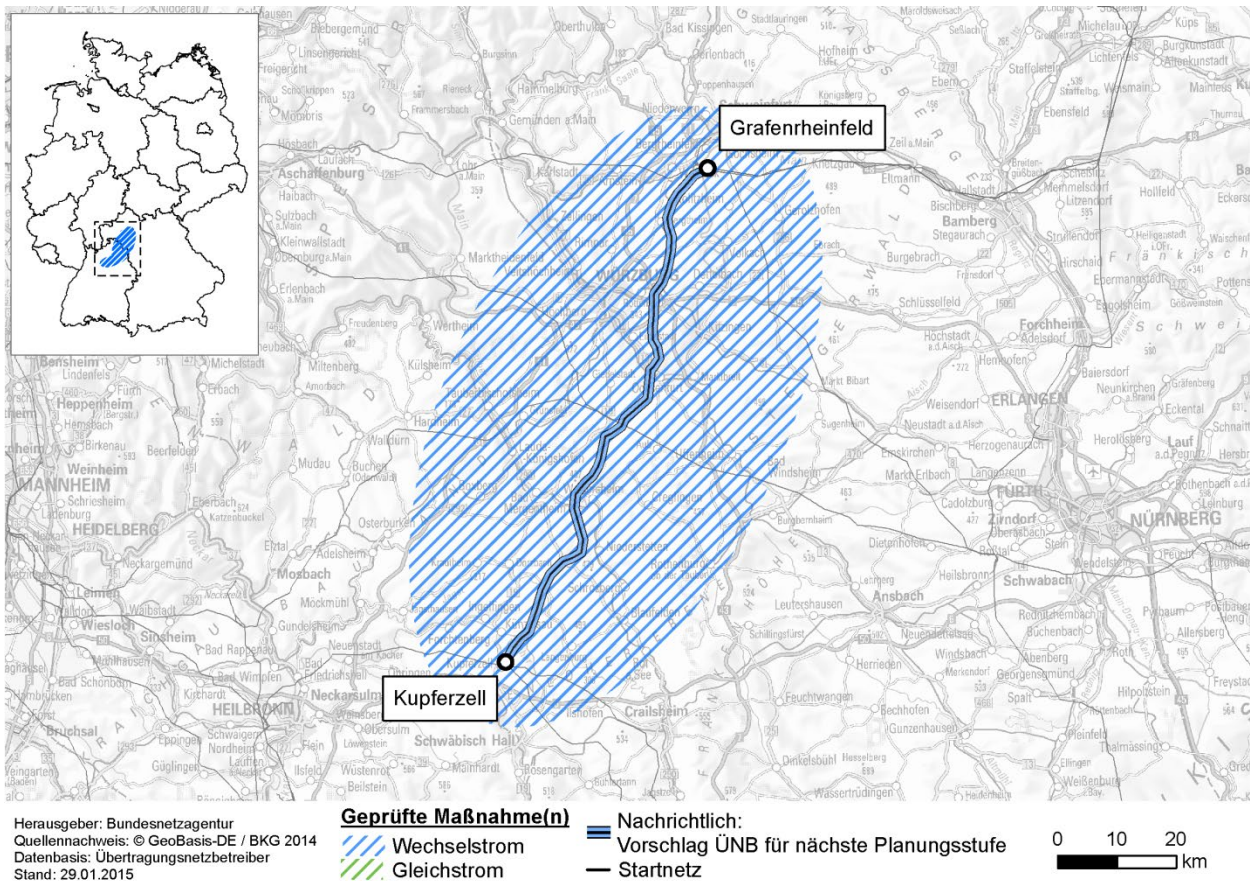
Das Projekt P48 beginnt im Netzknoten Grafenrheinfeld, den die Übertragungsnetzbetreiber bisher auch als Endpunkt der HGÜ-Maßnahme des Korridors C: Wilster – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2022), sowie der AC-Maßnahmen P43/M74: Mecklar – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2022) und P44/M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2024) planen. Hierdurch ist bereits erkennbar, dass durch die zusätzliche Leistung die aus EE-Anlagen im Norden und Osten kommen soll, auch die Transportkapazität des bestehenden Netzes zur Versorgung Baden-Württembergs anzupassen ist. Dafür soll mit M38a ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis auf bestehendes Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell aufgelegt werden.

In der Verlängerung von M38a soll durch M39 ein Neubau in einer bestehenden Trasse einer 380-kV-Leitung von Kupferzell nach Großgartach realisiert werden. Durch M39 wird dann ein neuer Stromkreis den bereits bestehenden Stromkreis ergänzen und somit in Kombination mit M38a die Verbindung Baden-Württembergs zu den EE-Anlagen im Norden und Osten verstärken.

Zeitlich soll P48 etwas vor den Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, in Betrieb genommen werden. Damit kommt es zu einer zeitlichen Entzerrung, die für die Arbeiten am Standort Grafenrheinfeld sinnvoll sein kann. Auch stehen die zusätzlichen Transportkapazitäten von Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg dann bereit, wenn die erste der anderen Maßnahmen in Betrieb geht.

Projekt P48 enthält die Maßnahmen M38a und M39.

Maßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell



Die Maßnahme M38a (Grafenrheinfeld – Kupferzell) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme wird ein zusätzlicher 380 kV Stromkreis auf bestehendes Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell aufgelegt.

Durch eine Inbetriebnahme der Leitung vor den anderen Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, kommt es zu einer Entzerrung der Arbeiten in Grafenrheinfeld. Zusätzlich steht die Leitung dann zur Verfügung, wenn die erste in Grafenrheinfeld endende Leitung in Betrieb geht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert für den Fall, dass der Endpunkt der Maßnahme C06mod verschoben werden sollte, alle anderen in Grafenrheinfeld anfangenden oder endenden Maßnahmen erneut unter den geänderten Bedingungen zu prüfen. Dies betreffe insbesondere die Maßnahme M38a von Grafenrheinfeld nach Kupferzell.

Durch den sich regelmäßig wiederholenden Prozess der Netzentwicklungsplanung werden entsprechende Änderungen automatisch berücksichtigt. Zwar bleibt Grafenrheinfeld Endpunkt der bestätigten Maßnahme C06mod. Weil aber die Übertragungsnetzbetreiber die beiden weiteren Projekte P43 und P44, die ebenfalls nach Grafenrheinfeld geplant waren, in ihrem Netzentwicklungsplan für das Jahr 2025 nochmals überprüfen und Alternativen aufzeigen sollen, wird ggf. auch die Maßnahme M38a erneut überprüft.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M38a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M38a ist zum Beispiel in der Stunde 7918 die Leitung zwischen Stalldorf und Kupferzell bereits ohne den Ausfall einer anderen Leitung zu 112% belastet. Wenn in der Stunde zusätzlich der Stromkreis von Grafenrheinfeld und Höpfingen ausfällt, ist der Stromkreis zwischen Stalldorf und Kupferzell zu 138% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert die Auslastung dann auf 97%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz im Szenario B2024* besteht in 64% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 70%, der Mittelwert bei 27%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M38a im BBP-Netz in der Stunde 8220 untersucht. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Stalldorf und Kupferzell zu 99% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%.

Die Maßnahme M38a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten sehr hoch ausgelasteten Leitung im BBP-Netz auch in der Gutachter-Marktmodellierung.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 50%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 69% ausreichend ausgelastet.

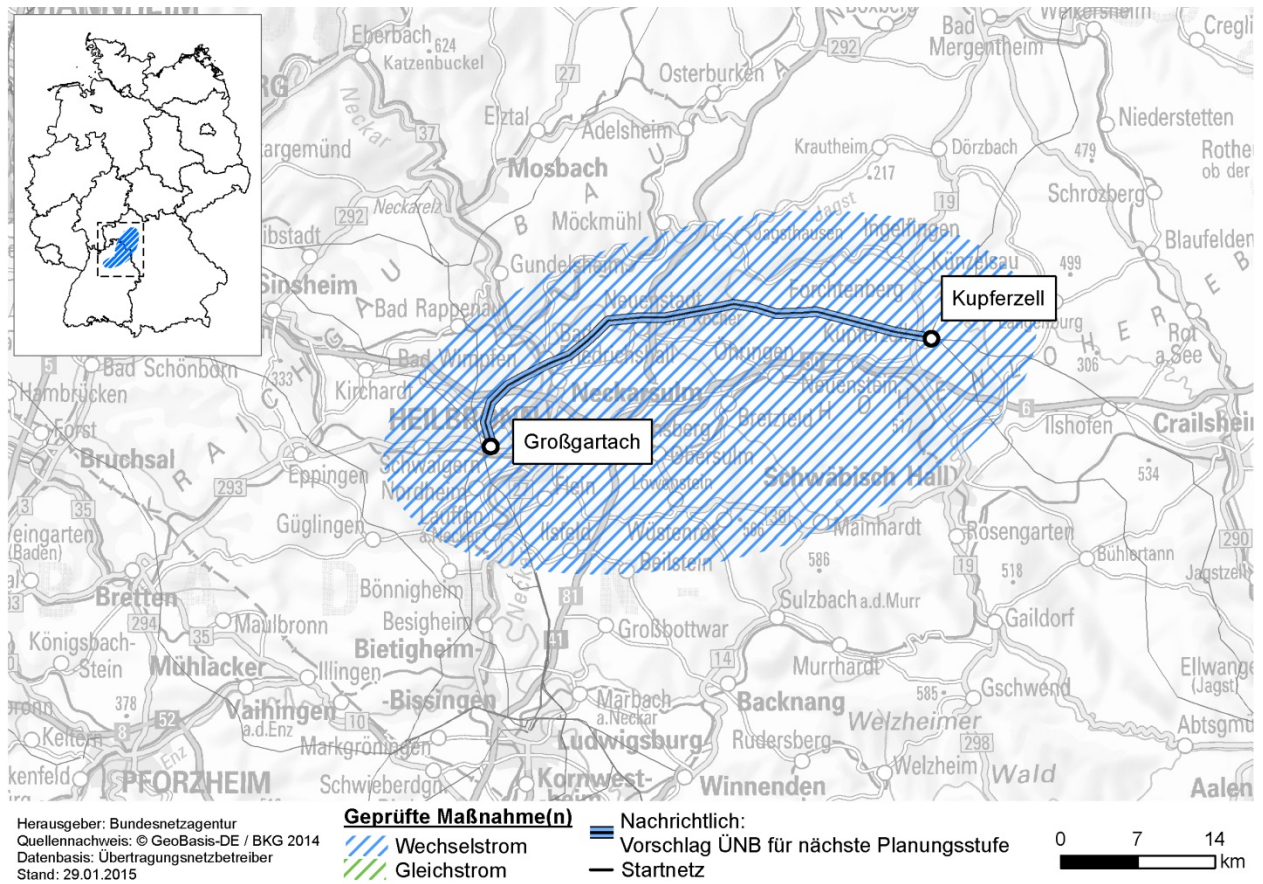
Ergebnis

Die Prüfung der Maßnahme M38a fand im BBP-Netz statt. Damit waren die beiden HGÜ-Maßnahmen Osterath – Philippsburg und Brunsbüttel – Großgartach, von denen eine entlastende Wirkung auf die Maßnahme M38a zu erwarten ist, im untersuchten Netzdatensatz enthalten.

Trotzdem war in der Prüfung der Maßnahme M38a im Szenario B2024* die Leitung von Stalldorf nach Kupferzell bereits im Grundfall mit 112% ausgelastet und somit überlastet. Bei einem Ausfall konnte die Auslastung von 138% auf 97% gesenkt werden. Mit einer Reduzierung der Überlastung von über 40% zeigt sich nicht nur deutlich die Wirksamkeit der Maßnahme, sondern auch die bisher schwache Anbindung des Netzknotens Grafenrheinfeld an das Transportnetz in Baden-Württemberg. Bedenkt man die zukünftig wachsende Bedeutung des Netzknotens Grafenrheinfeld als Sammel- und Durchleitungspunkt der stetig steigenden Windenergie aus dem Norden und Osten, dann ist trotz einer Spitzenkappung zu erwarten, dass die Maßnahme zukünftig benötigt wird.

Die Maßnahme M38a wird daher bestätigt.

Maßnahme M39: Kupferzell – Großgartach



Maßnahme M39 (Kupferzell – Großgartach) wird bestätigt.

In der Verlängerung von M38a soll durch M39 ein Neubau in einer bestehenden Trasse einer 380-kV-Leitung von Kupferzell nach Großgartach realisiert werden. Durch M39 wird dann ein neuer Stromkreis den bereits bestehenden Stromkreis ergänzen und somit in Kombination mit M38a die Verbindung Baden-Württembergs zu den EE-Anlagen im Norden und Osten verstärken.

Durch eine Inbetriebnahme der Leitung vor den anderen Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, kommt es zu einer Entzerrung der Arbeiten in Grafenrheinfeld. Zusätzlich steht die Leitung zur Verfügung, wenn die erste in Grafenrheinfeld endende Leitung in Betrieb geht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M39 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M39 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M39 ist ein Stromkreis zwischen Kupferzell und Großgartach in der Stunde 8220 zu 134% belastet, wenn der Stromkreis von Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M39 reduziert die Auslastung dann auf 85%. Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz im Szenario B2024* besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M39 im BBP-Netz in der Stunde 2342 untersucht. Ohne die Maßnahme M39 ist ein Stromkreis zwischen Kupferzell und Großgartach zu 98% belastet, wenn der Stromkreis von Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M39 reduziert die Auslastung dann auf 62%. Die Maßnahme M39 führt damit zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten sehr hoch ausgelasteten Leitung. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 50%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 46% ausreichend ausgelastet.

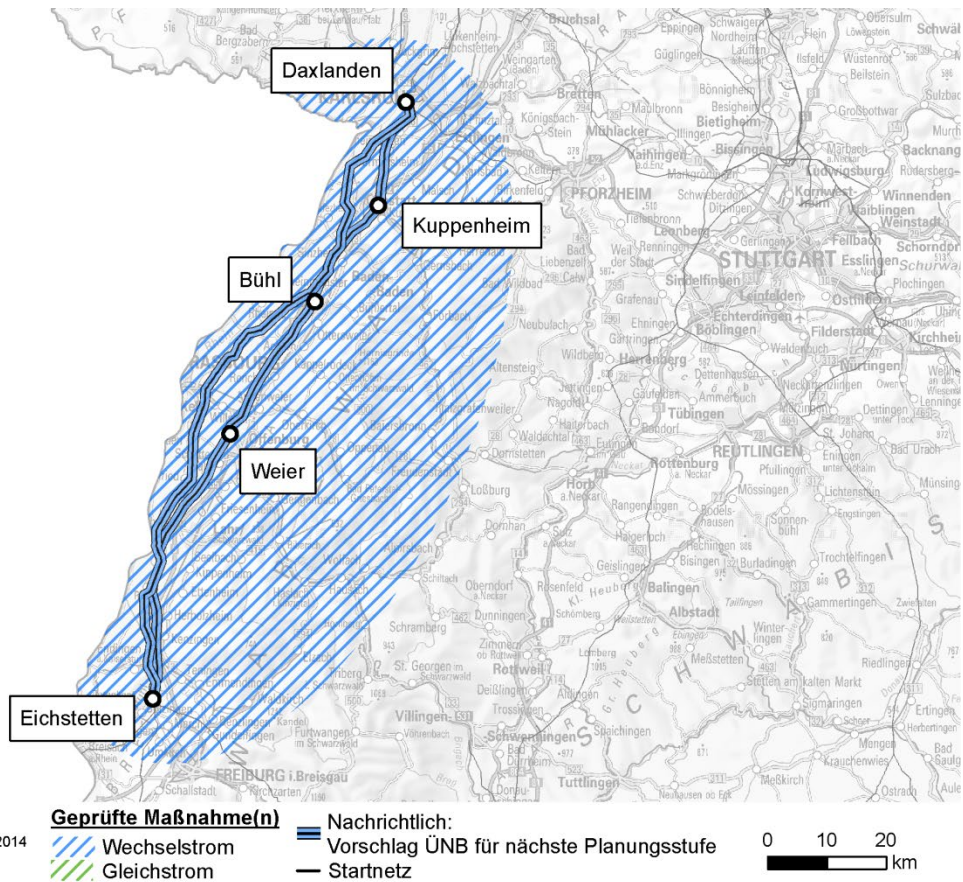
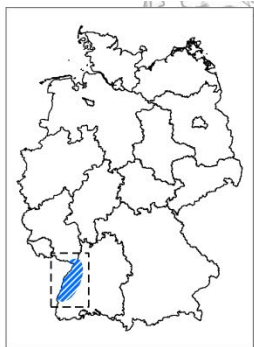
Ergebnis

Die Prüfung der Maßnahme M39 fand im BBP-Netz statt. Damit waren die beiden HGÜ-Massnahmen Osterath – Philippsburg und Brunsbüttel - Großgartach, von denen eine entlastende Wirkung auf die Maßnahme M39 zu erwarten ist, im untersuchten Netzdatensatz enthalten.

Trotzdem konnte im Szenario B2024* eine Auslastung beim Ausfall einer Leitung von 134% festgestellt werden, die mit der Maßnahme auf 85% gesenkt werden konnte. Mit einer Reduzierung der Überlastung um fast 50 Prozentpunkte zeigt sich nicht nur deutlich die Wirksamkeit der Maßnahme, sondern auch die unzureichende Anbindung des Netzknotens Grafenrheinfeld an das Transportnetz in Baden-Württemberg. Bedenkt man die zukünftige wachsende Bedeutung dieses Netzknotens als Sammel- und Durchleitungspunkt für die stetig steigende Windenergieeinspeisung aus dem Norden und Osten, dann ist trotz Spitzenkappung deutlich zu erwarten, dass die Maßnahme benötigt wird.

Die Maßnahme M39 wird bestätigt.

Projekt P49: Badische Rheinschiene

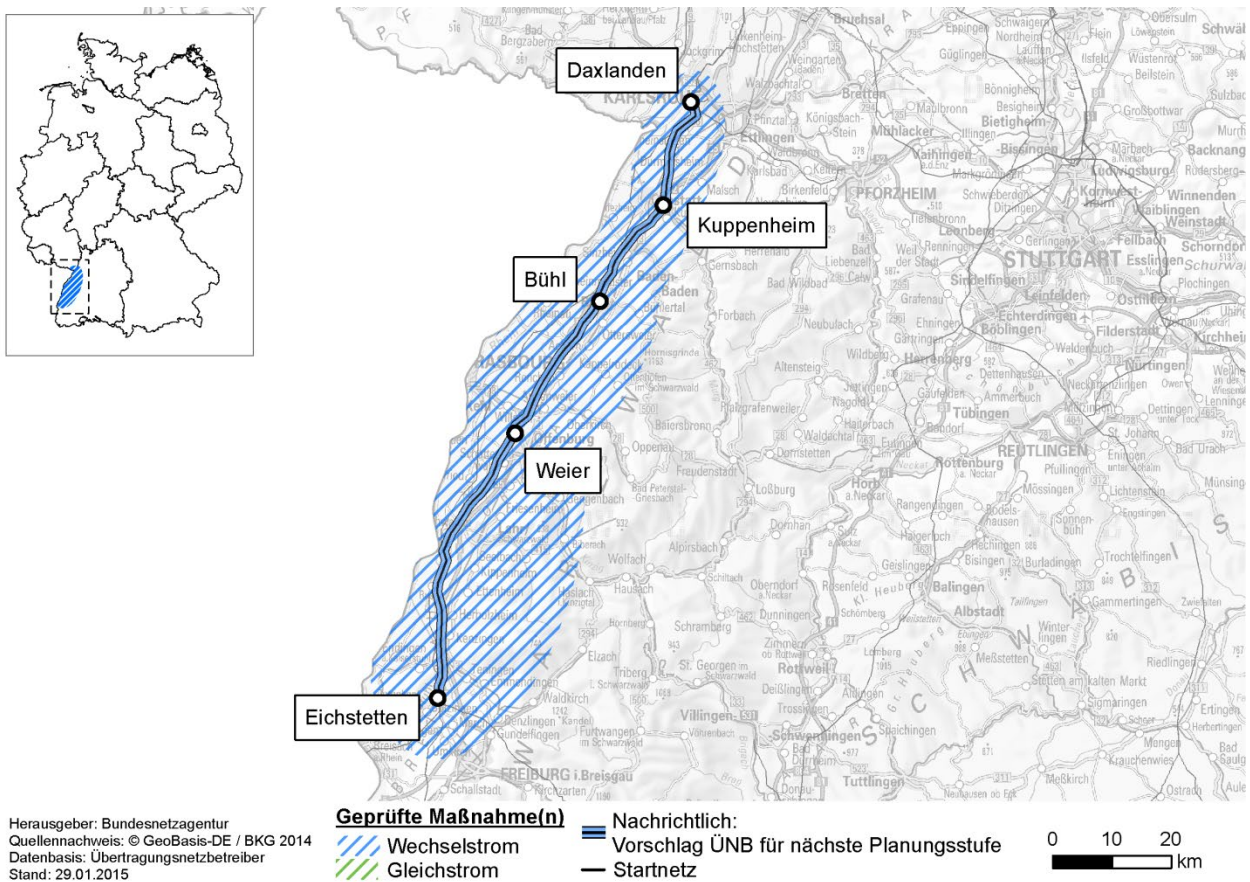


Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 29.01.2015

Das Projekt P49 mit den Maßnahmen M90, M41a ist als Vorhaben Nr. 21 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P49 mit den Maßnahmen M90 und M41a dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region der Badischen Rheinschiene. Da die Übertragungsfähigkeit der bestehenden 220 kV bzw. 380-kV-Leitungen an ihre Grenzen kommen müssen diese durch eine Umstellung der Spannungsebene von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden bzw. die Leiterseile für eine höhere Übertragungsfähigkeit bei gleicher Spannungsebene ausgetauscht und einige Masten verstärkt und erhöht werden.

Maßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten



Maßnahme M41a (Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten) wird bestätigt.

Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der im Betrieb zulässigen maximalen Übertragungskapazität bestehender 220 KV-Leitungen durch die Umstellung der Spannungsebene auf 380 kV. Für die Umstellung der Spannungsebene ist ein Neubau der Masten notwendig. Ein Teilabschnitt der Maßnahme M41a ist als Pilotstrecke für eine HTLS-Beseilung vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M41a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M41a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M41a ist ein Stromkreis zwischen Daxlanden und Bühl in der Stunde 580 schon im (n-0)-Fall mit 110% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M41a auf 48% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Daxlanden und Eichstetten in der Stunde 580, ist der Stromkreis zwischen Daxlanden und Bühl mit 122% belastet. Mit der Maßnahme M41a reduziert sich die Auslastung dann auf 56%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in über 60% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 23%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 7993 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Daxlanden und Bühl. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M41a einer dieser Stromkreise zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M41a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 46%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

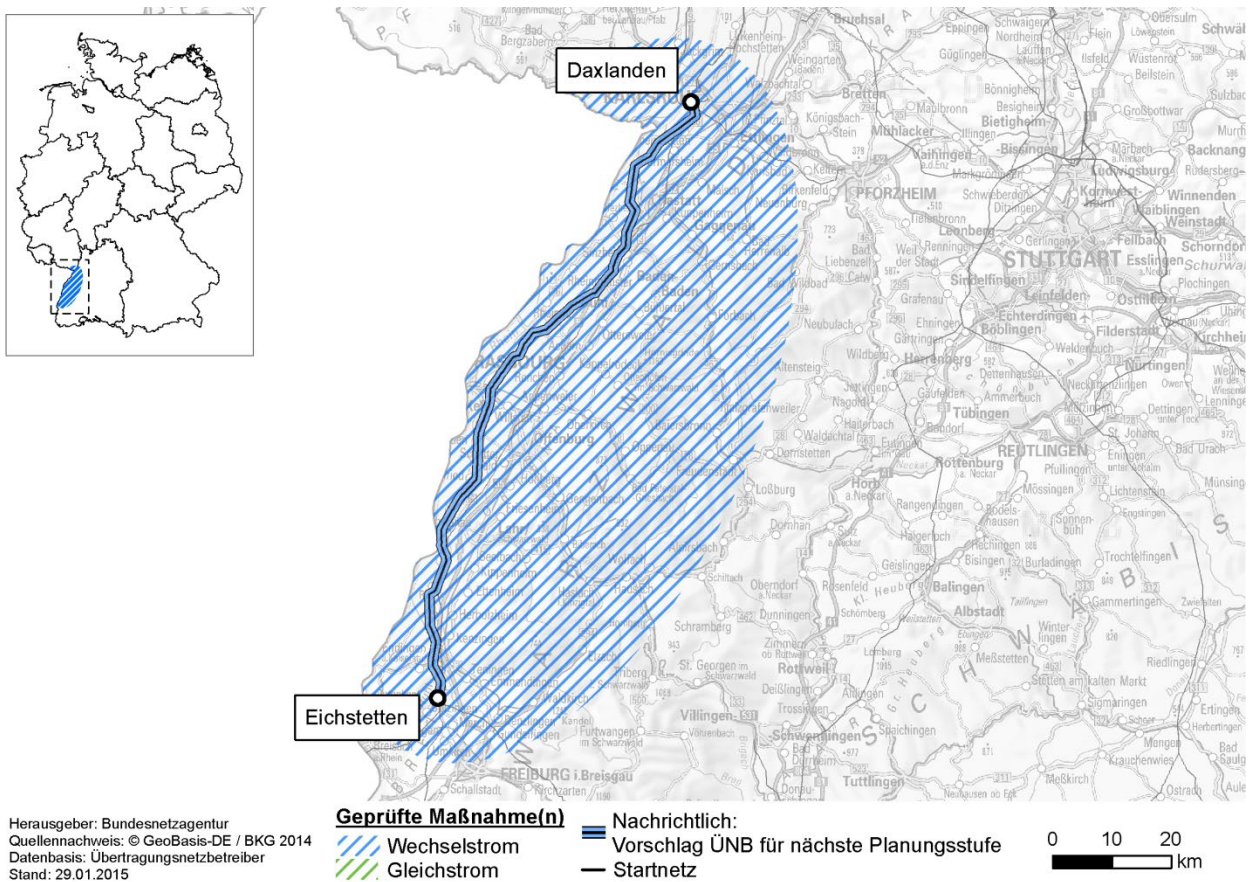
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 68% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise von Daxlanden nach Bühl und von Daxlanden nach Eichstetten sind bereits im (n-0)-Fall mit über 100% ausgelastet. Wenn darüber hinaus im (n-1)-Fall die 380-kV-Leitung von Daxlanden nach Eichstetten ausfällt, ist die 220-kV-Leitung von Daxlanden nach Bühl über 100% ausgelastet. Durch die Maßnahme M49a wird diese hohe Auslastung in der betrachteten Stunde 580 deutlich unter 100% reduziert. Bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung besteht im (n-0)-Fall keine Auslastung über 100%, allerdings sind die beiden Leitungen von Daxlanden nach Bühl und von Daxlanden nach Eichstetten mit 96% bzw. 90% sehr hoch ausgelastet. Im (n-1)-Fall ist die Leitung von Daxlanden nach Bühl ebenfalls über 100% ausgelastet. Diese hohe Auslastung kann auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung durch die Maßnahme M41a auf unter 100% reduziert werden. In beiden Fällen konnte keine sinnvolle Topologieänderung gefunden werden. Die Maßnahme ist über 60% der 8.760 Stunden im Jahr über 20% ausgelastet, womit sie das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt. Maßnahme M41a wird daher bestätigt.

Maßnahme M90: Daxlanden – Eichstetten



Maßnahme M90 (Daxlanden – Eichstetten) wird nicht bestätigt.

Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der im Betrieb zulässigen maximalen Stromstärke einer 380-kV-Leitung. Neben einer notwendigen Begrenzung des zulässigen Stroms einer Leitung auf einen Wert der sicherstellt, dass das Leiterseil nicht irreparabel beschädigt wird, sind die zulässigen Leiterströme im Betrieb dahingehend zu begrenzen, dass durch die Erwärmung und der sich daraus ergebenden Ausdehnung eines Leiterseils Mindestabstände zum Boden nicht unterschritten werden.

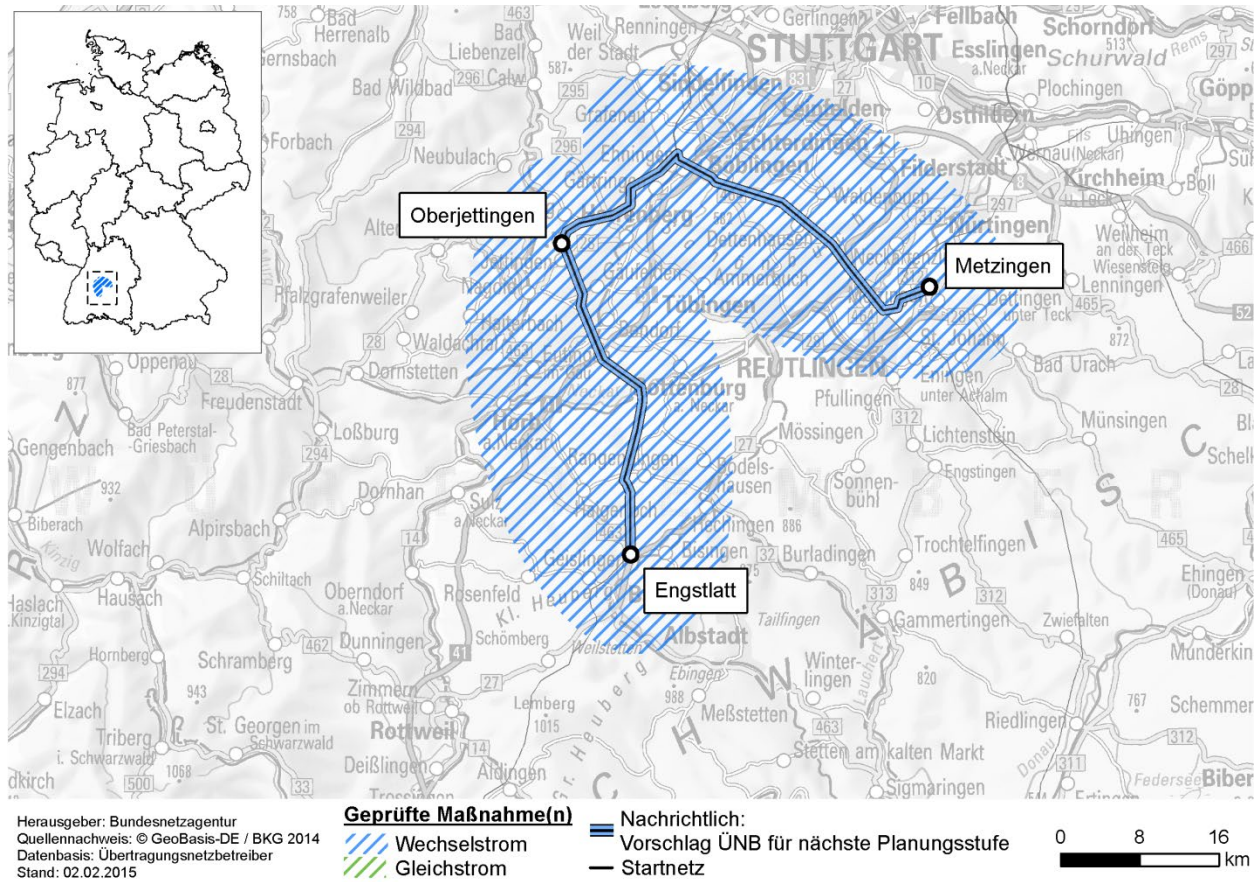
Mit der Maßnahme M90 sollen deshalb einzelne Masten erhöht werden, damit durch Vergrößern der Bodenabstände der Leiterseile die maximal mögliche Leistung übertragen werden kann.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Ergebnis

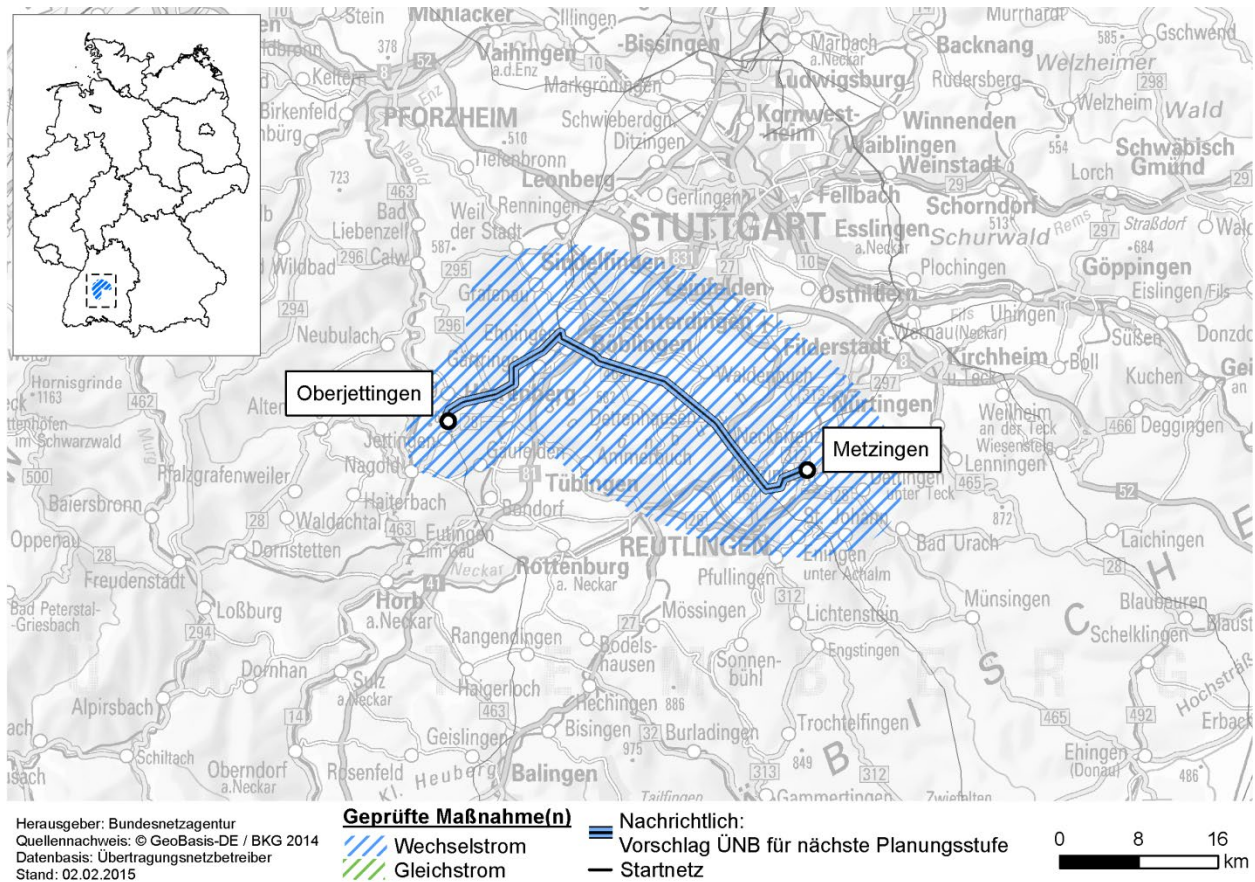
Auch während des Konsultationsverfahrens haben die Übertragungsnetzbetreiber weder einen Datensatz noch sonstige hinreichend begründete Unterlagen zur Prüfung vorgelegt. Aus diesem Grund konnte die Bundesnetzagentur die Maßnahme M90 nicht bewerten und bestätigen.

Projekt P50: Schwäbische Alb



Das Projekt P50 soll die Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb erhöhen. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M40 und M41. Durch das Projekt P50 soll die Verbindung zweier Trassen, die aus dem Bereich Stuttgart in Richtung Schweiz und zum Teil in Richtung Österreich verlaufen, verstärkt werden. Des Weiteren soll das Projekt die Fähigkeit des Übertragungsnetzes verbessern, Fehlerfälle kompensieren zu können. Die Maßnahmenteile M40 und M41 sollen durch einen Neubau in einer bestehenden Trasse realisiert werden.

Maßnahme M40: Metzingen – Oberjettingen



Maßnahme M40 (Metzingen – Oberjettingen) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig, der als Neubau in bestehenden Trassen realisiert werden kann. Von der Maßnahme ist überwiegend TransnetBW, teilweise Amprion betroffen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M40 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M40 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M40 ist ein Stromkreis zwischen Pulverdingen und Oberjettingen in der Stunde 1108 zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M40 reduziert die Auslastung dann auf 69%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 29% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 31%, der Mittelwert bei 15%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Engstlatt lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Pulverdingen und Oberjettingen im (n-1)-Fall von 117% auf 95% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M40 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

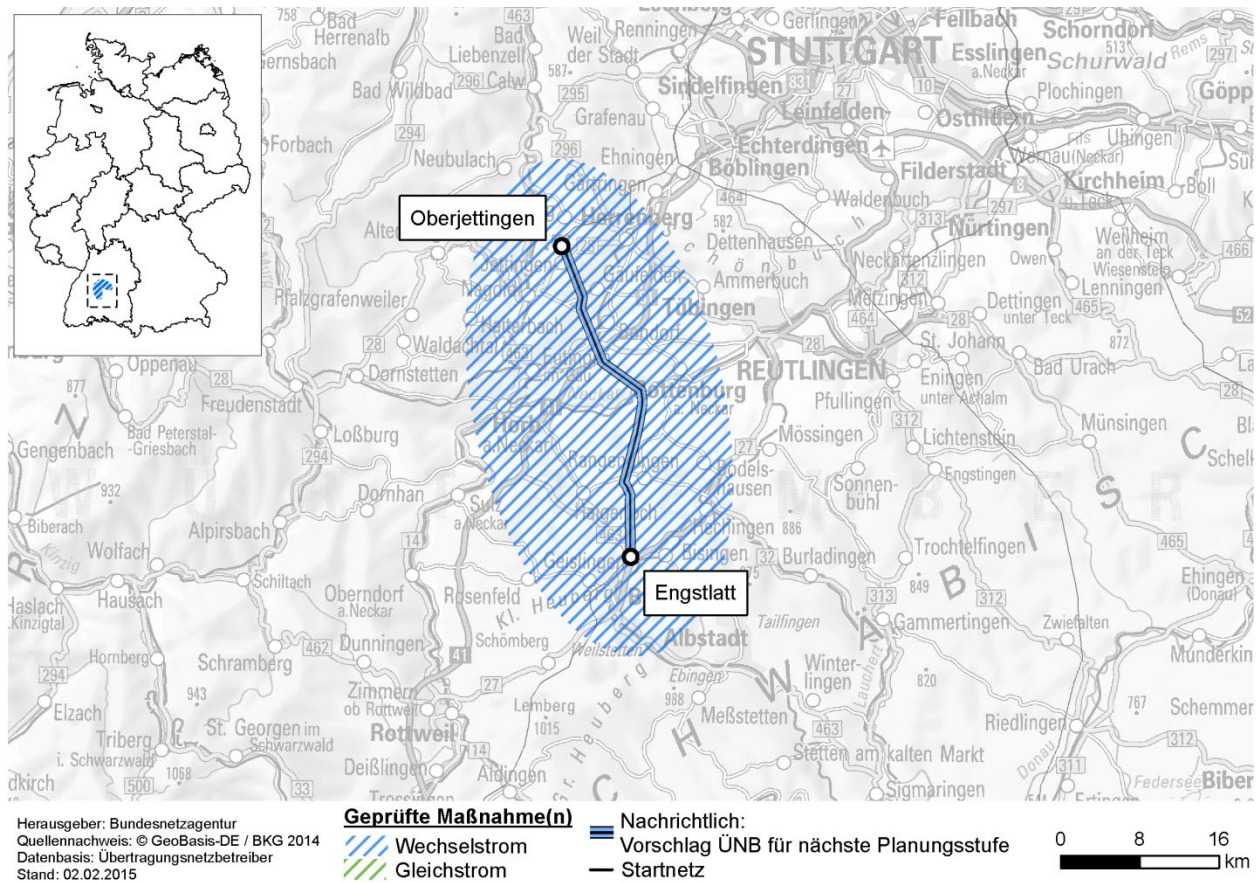
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 23% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M40 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme jedoch nicht als wirksam. Zudem kann in der Zielnetz-Prüfung durch eine Topologieänderung in Engstlatt die Überlastung der Leitung Pulverdingen – Oberjettingen auf unter 100% reduziert werden.

Maßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt



Maßnahme M41 (Oberjettingen – Engstlatt) wird nicht bestätigt.

Zur weiteren Kapazitätserhöhung möchten die Übertragungsnetzbetreiber einen weiteren 380-kV-Stromkreis errichten. Hierzu soll ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M41 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M41 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M41 das Dreibein Pulverdingen – Oberjettingen in der Stunde 1108 zu 121% belastet, wenn der Stromkreis Oberjettingen – Engstlatt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M41 reduziert die Auslastung dann auf 70%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 57% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 50%, der Mittelwert bei 22%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Engstlatt lässt sich die Überlastung des Dreibeins Pulverdingen und Oberjettingen im (n-1)-Fall von 121% auf 91% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M41 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

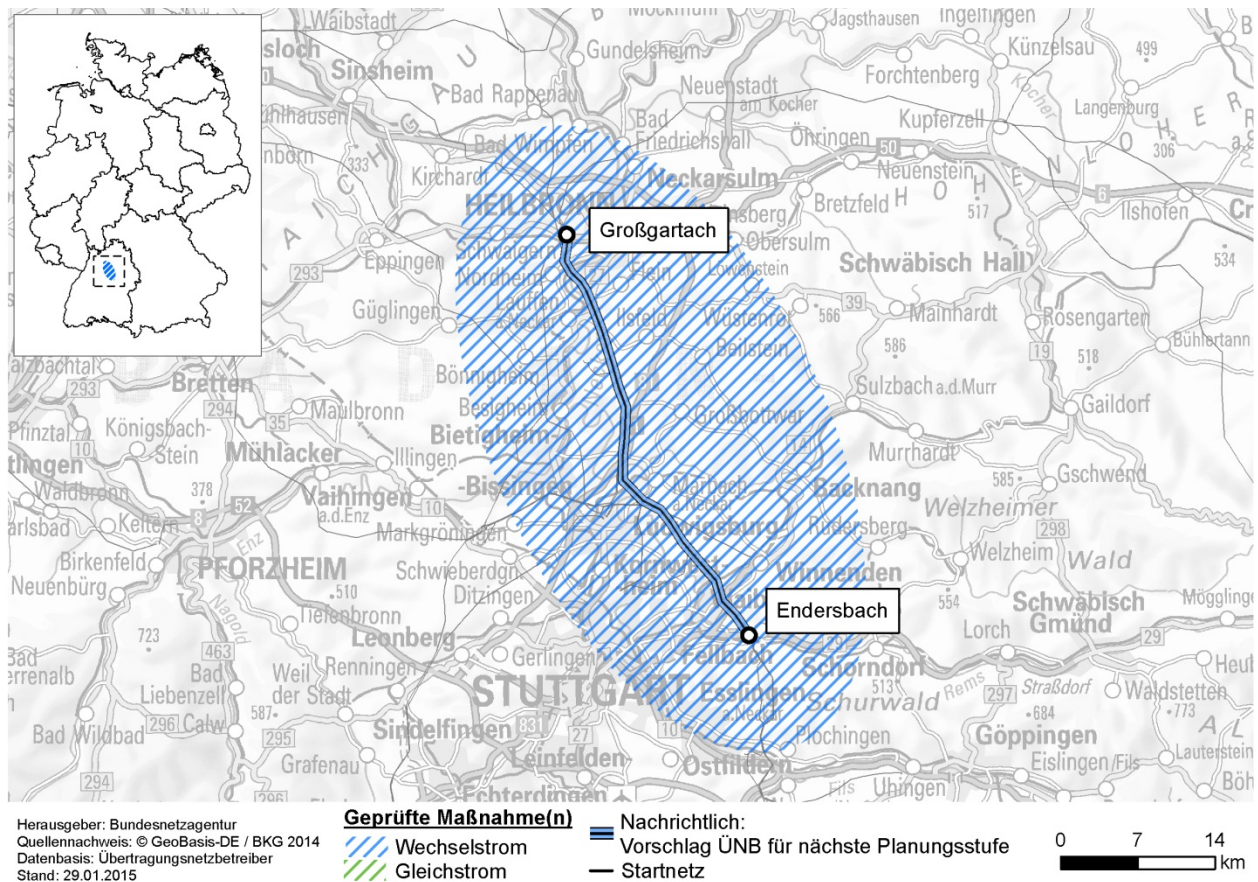
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M41 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme jedoch nicht als wirksam. Zudem kann in der Zielnetz-Prüfung durch eine Topologieänderung in Engstlatt die Überlastung des Dreibeins Pulverdingen – Oberjettingen auf unter 100% reduziert werden.

Projekt P51: Mittlerer Neckarraum



Das Projekt P51 mit der Maßnahme M37 ist als Vorhaben Nr. 22 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P51 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum. Es enthält die Maßnahme M37. Im Rahmen der Maßnahme soll auf bestehendem Gestänge ein 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Endersbach aufgelegt werden.

Maßnahme M37: Großgartach – Endersbach

Maßnahme M37 (Großgartach – Endersbach) wird nicht bestätigt.

Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisauflage/Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Endersbach in einer bestehenden Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M37 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M37 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M37 ist ein Stromkreis zwischen Großgartach und Pulverdingen in der Stunde 2354 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M37 reduziert die Auslastung auf 88%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 75% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 73%, der Mittelwert bei 33%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung wird in der Stunde 3468 ohne die Maßnahme M37 ein Stromkreis zwischen Großgartach und Pulverdingen zu 92% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Da es insofern zu keiner Überlastung kommt, wäre die Maßnahme gemessen am BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich nicht wirksam. Allerdings würde die Maßnahme M37 die Auslastung im genannten Fall auf 81% reduzieren. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 63%.

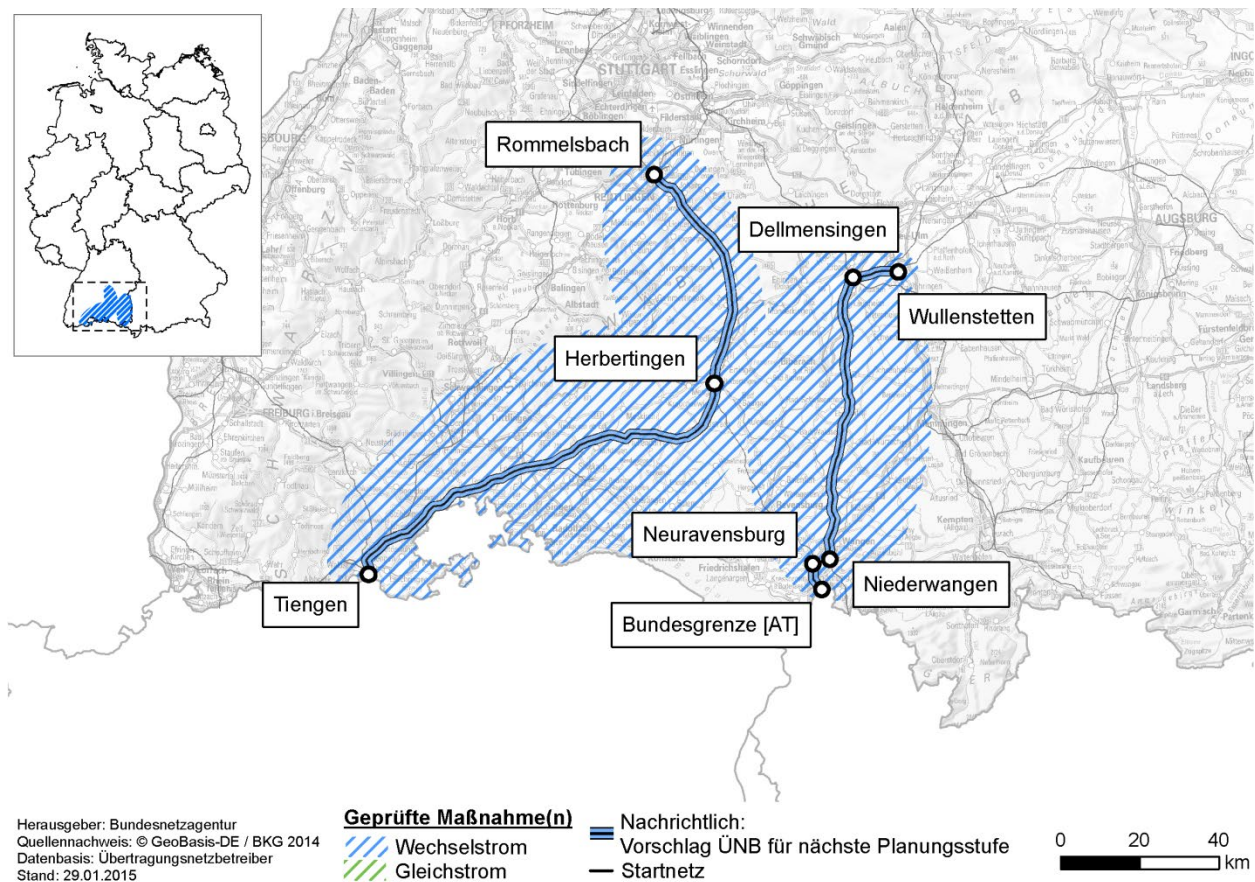
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 70% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

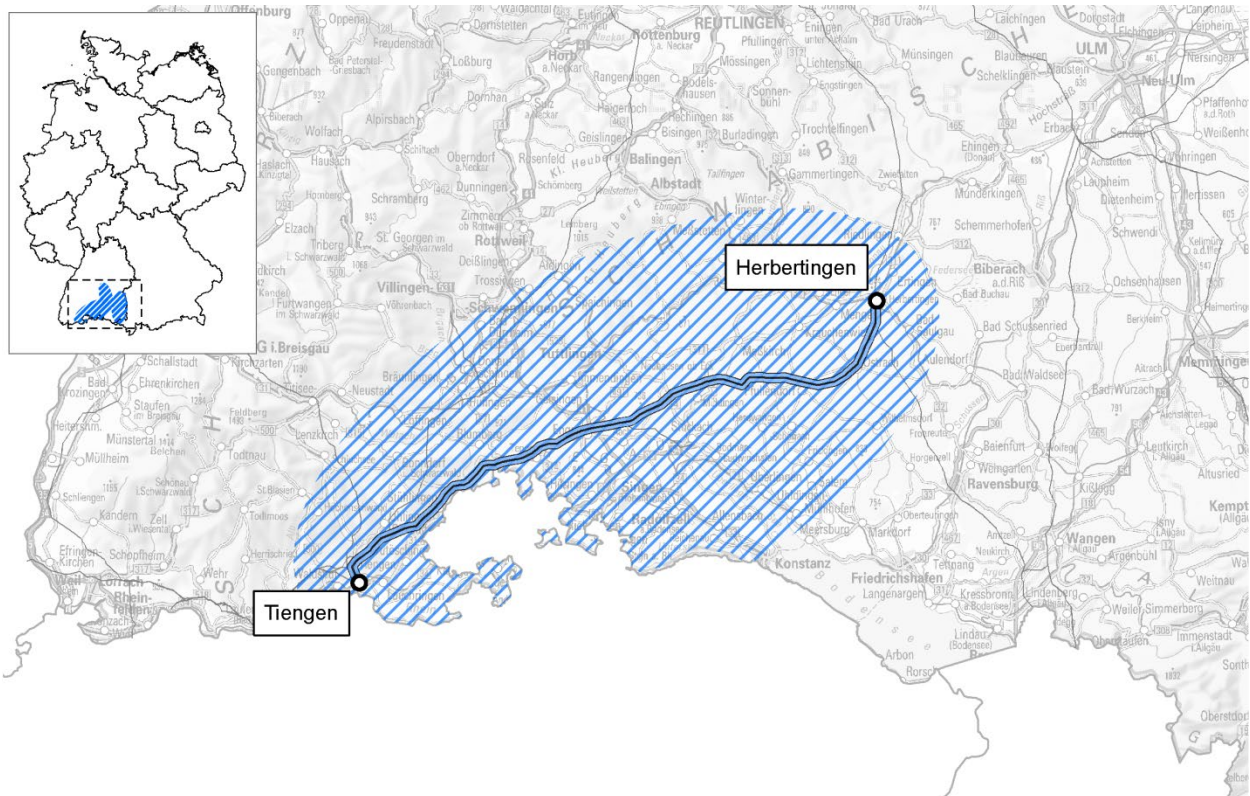
Die Überlastung im BBP-Netz ist im Szenario B2024* mit 103% relativ gering. In der Gutachter-Marktmodellierung konnte mit einer maximalen Auslastung von 92% keine Überlastung ausfindig gemacht werden. Zudem würde die Maßnahme M37 die Auslastungen lediglich um 15 bzw. elf Prozentpunkte verbessern. Nach alledem bedarf es der Maßnahme bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen nicht. Sie wird daher nicht bestätigt.

Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg



Das Projekt P52 enthält im Szenario B2024* die Maßnahmen M59, M93, M94b und M95. Maßnahme M59 und Maßnahme M93 sollen die Übertragungsleistung zwischen der Region Reutlingen, südlich von Stuttgart, und der Nordschweiz im Raum Laufenburg/Beznau erhöhen. Die Maßnahmen M94b und M95 sollen die Region um Dellmensingen, südlich der Stadt Ulm stärker nach Österreich, Region Dornbirn, anbinden. Beide Strecken sollen die Nord-Süd-Transportkapazität erhöhen, damit im Falle schwacher Last und starker EE-Einspeisung in Deutschland die Lastflüsse in die südlichen Nachbarländer geleitet werden können, anstatt die überschüssige Erzeugung abregeln zu müssen und nicht nutzen zu können.

Maßnahme M59: Herberlingen – Tiengen



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellenachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 29.01.2015

Geprüfte Maßnahme(n)

- Wechselstrom
- Gleichstrom

- Nachrichtlich:
Vorschlag ÜNB für nächste Planungsstufe
- Startnetz

0 10 20
 km

Die Maßnahme M59 ist als Vorhaben Nr. 23 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Die Maßnahme M59 (Herberlingen – Tiengen) wird nicht bestätigt.

Zwischen den Schaltanlagen Herberlingen und Tiengen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in der Anlage Herberlingen sind erforderlich. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Die Maßnahme sei eine Grundvoraussetzung für den Netzausbau an der deutsch schweizerischen Grenze. Zusammen mit dem Schweizer Projekt „Beznau – Mettlen“ bilde es die Grundlage zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen beiden Ländern und besäße somit einen bedeutenden grenzüberschreitenden Charakter.

Den Netzberechnungen zum NEP2024 liegen die von den deutschen und vom schweizerischen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam festgelegten Ziel-Übertragungskapazitäten (NTC, Net Transfer Capacity) von 4.200 MW für den Import aus der bzw. von 4.400 MW für den Export in die Schweiz zu Grunde. Dabei treten ohne die Maßnahme M59 zu keiner Zeit Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Eine weitere Erhöhung der Leitungskapazität zwischen Herbertingen und Tiengen ist demnach aktuell noch nicht nötig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M59 führt im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten stark belasteten Leitung im BBP-Netz. Ohne die Maßnahme M59 ist die 380-kV-Leitung zwischen Herbertingen und Tiengen bei Ausfall der 380-kV-Leitung zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben beispielsweise in der Stunde 1355 mit 92% ausgelastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M59 reduziert die Auslastung auf 51%. Durch den geplanten Neubau würde die Stromtragfähigkeit der Leitung mehr als verdoppelt. Da es sich bei der durch die Maßnahme M59 zu entlastenden Leitung jedoch nicht um einen überlasteten Stromkreis (>100%) handelt, wäre das Kriterium der Wirksamkeit nicht erfüllt.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die bestehende Leitung in 50% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es beispielsweise in der Stunde 1357 zu einer hohen Auslastung eines Stromkreises zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M59 ein Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen in dieser Stunde zu 86% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M59 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 47%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt ohne Ausfälle 40%.

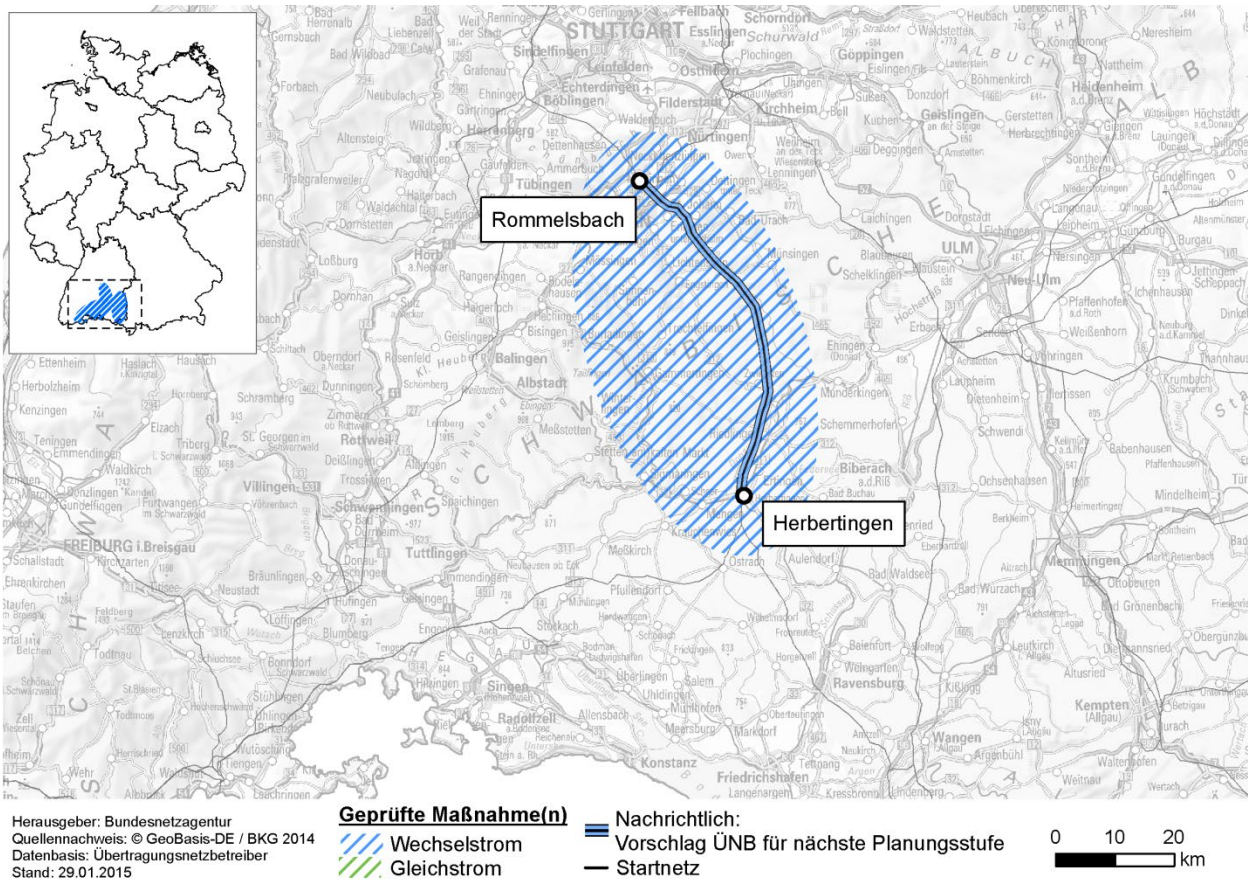
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 68% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Bei Ausfall benachbarter Leitungen tritt in keiner untersuchten Stunde eine Überlastung einer relevanten Leitung auf. Festzuhalten ist gleichwohl, dass die Maßnahme M59 im Vergleich zur zu ersetzenden Leitung eine signifikant höhere Übertragungskapazität aufweist, die Realisierung in bestehender Trasse geplant und die Maßnahme somit keinen neuen Trassenraum erfordern würde. Laut Aussage des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers werde der Neubau in bestehender Trasse aufgrund des Mastalters von über 80 Jahren kurz- bis mittelfristig ohnehin notwendig.

Maßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen



Die Maßnahme M93 ist als Vorhaben Nr. 24 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Maßnahme M93 (Punkt Rommelsbach – Herbertingen) wird bestätigt.

Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Für die Maßnahme M93 hat das Regierungspräsidium Tübingen von der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens abgesehen. Der Übertragungsnetzbetreiber rechnet damit, nach erfolgter Planfeststellung im Jahr 2017 mit dem Bau beginnen zu können. Das angestrebte Inbetriebnahmedatum erscheint vor diesem Hintergrund realistisch.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M93 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M93 zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten 380-kV-Leitung im BBP-Netz. Der Stromkreis zwischen Herbertingen und dem Punkt Rommelsbach ist bereits im Grundfall beispielsweise in Stunde 8476 zu 130% belastet. Die Maßnahme M93 reduziert diese Auslastung auf 45%. Durch den geplanten Neubau würde die Stromtragfähigkeit der Leitung mehr als verdreifacht.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 39% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 17%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es bereits im Grundfall in der Stunde 7993 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Herbertingen und dem Punkt Rommelsbach. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M93 einer dieser Stromkreise im Grundfall zu 116% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M93 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 40%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 48% ausreichend ausgelastet.

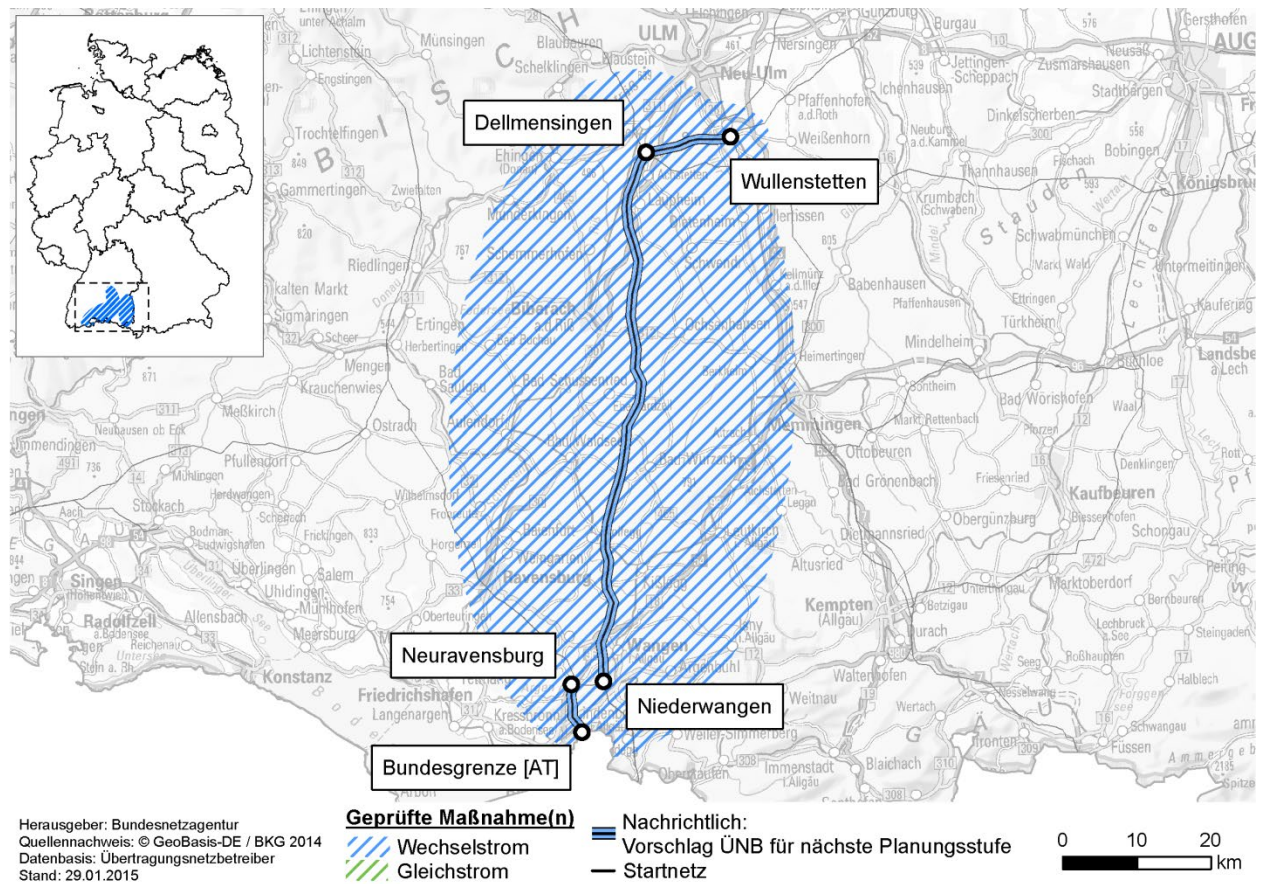
Ergebnis

Die Maßnahme M93 behebt wirksam Überlastungen, die bereits im normalen Netzbetrieb ohne Ausfall eines Betriebsmittels (Grundlastfall) auftreten.

In der Schaltanlage Herbertingen verfügt das 380-kV-Netz über zwei Abzweige nach Süden, einen in Richtung Tiengen (siehe M59) und einen in Richtung Obermooweiler und weiter nach Österreich. Mit dem Startnetzprojekt TNG-006 wurde die Kapazität bis zum Punkt Rommelsbach bereits signifikant erhöht. Gleichzeitig ist aber die Stromtragfähigkeit der Leitung von Rommelsbach nach Herbertingen vergleichsweise gering und begründet damit einen Engpass im Netz, der durch die Maßnahme M93 behoben werden kann.

Dass die Wirksamkeit der Maßnahme selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt ihre Robustheit. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden.

Maßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT) und Wullenstetten – Punkt Niederwangen



Die Maßnahme M95 ist als Vorhaben Nr. 25 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Die Maßnahmen M94b/95 (Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze [AT] und Wullenstetten – Punkt Niederwangen) werden bestätigt.

Die Maßnahmen M94b und M95 umfassen eine Netzverstärkung von Wullenstetten über Dellmensingen bis an die Bundesgrenze nach Österreich. Am Punkt Wullenstetten soll M95 die Schaltanlage Dellmensingen an die Leitung Gundelfingen – Vöhringen anbinden. Hierfür würde die Trasse der 220-kV-Leitung Vöhringen – Dellmensingen verwendet. Die von Dellmensingen über Punkt Niederwangen und Punkt Neuravensburg nach Dornbirn-Werben führende 220-kV-Leitung liegt bis Punkt Niederwangen auf für 380 kV ausgelegten Masten und kann deswegen umbeseilt werden. Ab Punkt Niederwangen wird nach M94b ein kleines Stück der 220-kV-Leitung von Herbertingen nach Dornbirn-Werben als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet.

Da M94b und M95 sowohl in den Netzdatensätzen als auch im Projektsteckbrief nicht zu trennen sind, werden sie als Einheit betrachtet und gemeinsam geprüft.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020 (M95) bzw. 2023 (M94b)

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahmen M94b/M95 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M94b/95 führen zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen M94b/95 ist z. B. der Stromkreis zwischen Gurtweil und der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz in der Stunde 5674 zu 103% belastet. Die Maßnahmen M94b/M95 reduzieren die Auslastung auf 99%. Die Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 76% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 69% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 34%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3775 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Gurtweil und der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M94b/95 einer dieser Stromkreise zu 101% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahmen M94b/95 reduzieren in einem solchen Fall die Auslastung auf 97%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 68%.

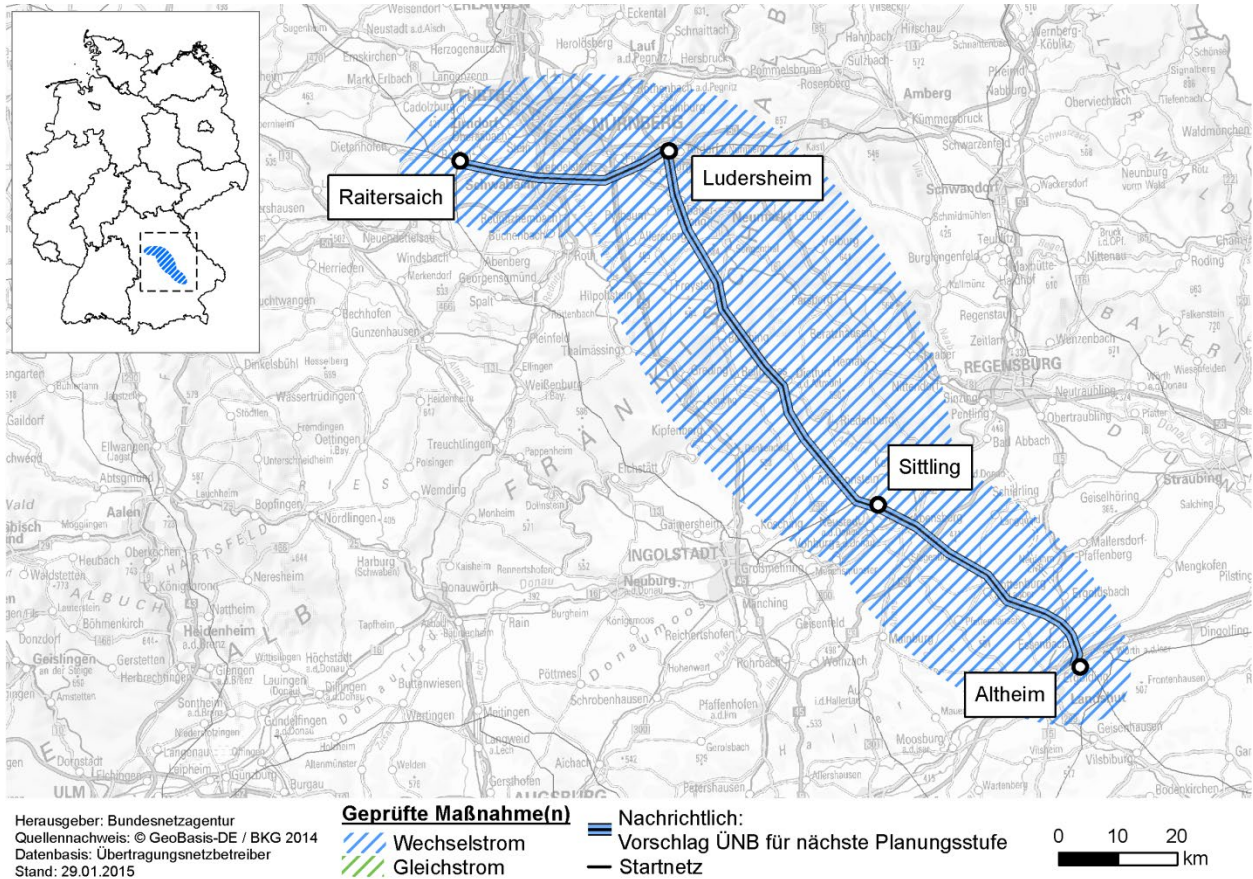
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 42% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

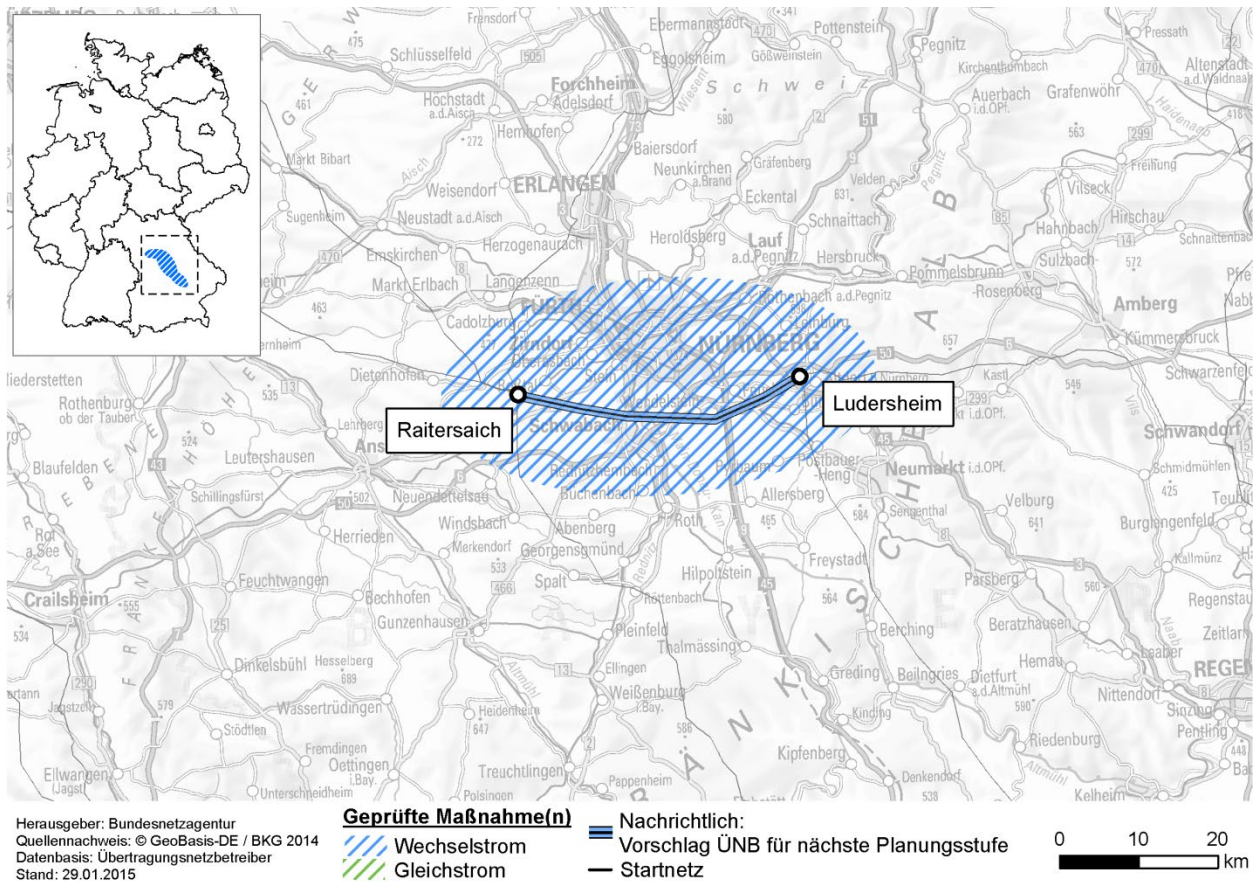
Die Maßnahmen M94b/95 beheben wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Die Erforderlichkeit der Maßnahmen M94b/95 konnte aufgrund der Auslastung sowohl für das Szenario B2024* als auch unter der SensiO nachgewiesen werden.

Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim



Das Projekt P53 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Raitersaich und Altheim und verbessert so die Anbindung des Großraums Nürnberg mit dem Südosten Bayerns. Es stärkt die Transportkapazitäten zum Standort des stillzulegenden Kernkraftwerks Isar und in Verbindung mit dem Projekt P67 (Altheim – Bundesgrenze) auch in Richtung Österreich. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M54 und M350. Das Projekt ist notwendig, da die in Bayern bestehende 380-kV-Infrastruktur nicht ausreicht, um die zukünftig zu erwartenden Zuströme von erneuerbaren Energien aus dem Norden aufnehmen und so den Wegfall von Kernkraftwerken in Bayern kompensieren zu können.

Maßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim



Maßnahme M54 (Raitersaich – Ludersheim) wird bestätigt.

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim soll auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Zu diesem Zweck wäre in Ludersheim eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau). Die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Raitersaich wäre zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt den Bedarf für die Leitung an und spricht sich stattdessen für eine dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen eine Netzverstärkung der bestehenden 220-kV-Trasse auf 380 kV aus. Sie bringen vor, die jetzigen Masten hätten ihre technische Nutzungsdauer erreicht. Die anstehenden Neuinvestitionen müssten eine bedarfsgerechte Trassenführung abseits von Siedlungen gewährleisten.

Zur Frage einer dezentralen Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2 verwiesen.

Ob die Maßnahme als Netzverstärkung realisiert wird oder ob ein Neubau abseits von Siedlungen die verträglichere Lösung ist, entscheidet sich nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Diese Fragen klären anschließend die für die Realisierung dieser Maßnahme zuständigen Landesbehörden im Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M54 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M54 ist ein Stromkreis zwischen Irsching nach Raitersaich beispielsweise in der Stunde 7353 zu 107% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M54 reduziert die Auslastung dann auf 84%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 37%, der Mittelwert bei 18%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M54 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M54 in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 760. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Irsching und Raitersaich im Grundlastfall zu 117% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M54 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 95%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 34%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen wirksam und erforderlich.

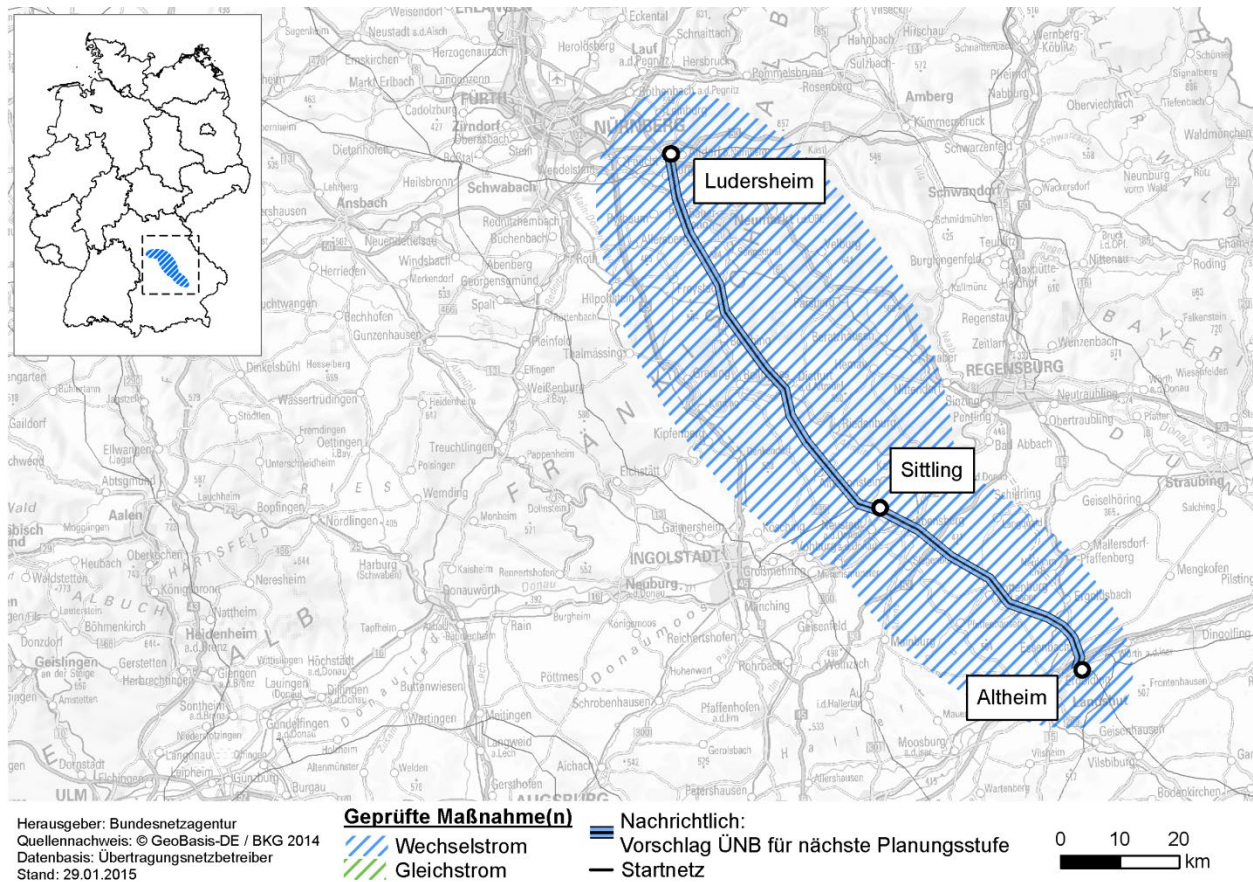
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M54 führt im vollständigen Zielnetz zur Entlastung einer überlasteten Leitung und behebt gleichzeitig eine (n-1)-Verletzung wirksam. Auch unter Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es zu einer Auslastung über 100%, welche mit Hilfe der Maßnahme M54 wirksam behoben werden kann. Die Maßnahme M54 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim



Maßnahme M350 (Ludersheim – Sittling – Altheim) wird bestätigt.

In der bestehenden Trasse der 220-kV-Leitung von Ludersheim über Sittling nach Altheim soll eine 380-kV-Leitung gebaut werden (Netzverstärkung). Dazu soll in Sittling ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen werden (Netzausbau). Außerdem ist der Neubau jeweils einer 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim und in Sittling vorgesehen. Weiterhin wäre das UW Altheim zu erweitern (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen eine Netzverstärkung der bestehenden 220-kV-Trasse auf 380 kV aus und fordern die Nutzung vorhandener Trassen, welche nicht in direkter Siedlungsnähe verlaufen. Weitere Konsultationsteilnehmer zweifeln den Bedarf für die Leitung an und sprechen sich stattdessen für eine dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Die Maßnahme diene nur als Braunkohle- und Stromtransittrasse, wobei der Ausbau des europäischen Stromhandels im Vordergrund stehe. Ebenso fordern einige Konsultationsteilnehmer den Einsatz intelligenter Stromverteilungs- und Laststeuerungssysteme, um so den Netzausbau zu minimieren.

Dem Einwand, eine Maßnahme diene ausschließlich dem europäischen Strommarkt oder beispielsweise dem Transport von Braunkohlestrom, ist entgegenzuhalten, dass der europäische Strommarkt Teil des europäischen Binnenmarkts ist. Es dürfen also weder einzelne Marktteilnehmer noch bestimmte Erzeuger diskriminiert werden. Zur Frage einer dezentralen Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2, zum Einsatz intelligenter Stromverteilungs- und Laststeuerungssysteme auf die Abschnitte IV A 3.3 sowie IV A 3.4 verwiesen.

Ob die Maßnahme als Netzverstärkung realisiert wird oder ob ein Neubau abseits von Siedlungen die verträglichere Lösung ist, entscheidet sich nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Diese Fragen klären anschließend die für die Realisierung dieser Maßnahme zuständigen Landesbehörden im Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M350 im vollständigen Zielnetz zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten Leitung von Irsching nach Ottenhofen. Ohne die Maßnahme M350 ist der Stromkreis zwischen Irsching und Ottenhofen beispielsweise in der Stunde 7353 bereits im Grundlastfall zu 105% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert die Auslastung dann auf 77%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 21% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 38%, der Mittelwert bei 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M350 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M350 in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 760. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Irsching und Ottenhofen im Grundlastfall zu 118% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 95%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 33%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

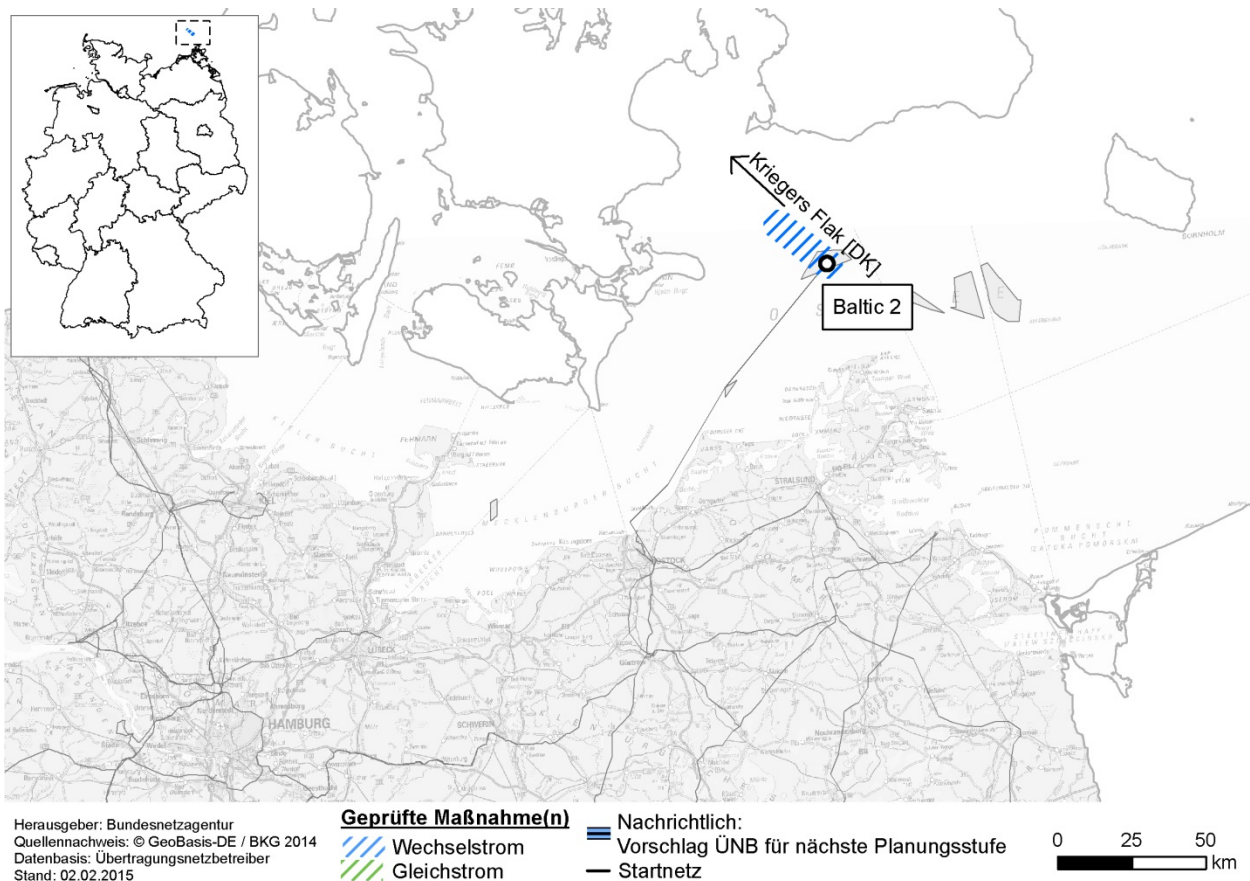
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 36% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M350 führt im vollständigen Zielnetz zur Entlastung einer überlasteten Leitung und behebt gleichzeitig eine (n-1)-Verletzung wirksam. Auch unter Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es zu einer Auslastung über 100%, welche mit Hilfe der Maßnahme M350 wirksam behoben werden kann. Die Maßnahme M350 wird deshalb bestätigt.

Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)



Das Projekt P64 mit der Maßnahme M107 ist als Vorhaben Nr. 29 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 4.1. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Maßnahme M107: Combined Grid Solution

Maßnahme M107 wird bestätigt.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Regelzone der 50Hertz und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk (ENDK).

In einem Gemeinschaftsprojekt soll hierzu ein Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks (OWP) „Baltic 2“ auf deutscher und „Kriegers Flak 3“ auf dänischer Seite errichtet werden. Dazu sollen zwei Drehstromkabel zwischen diesen beiden Windparks verlegt werden. Zur Anbindung dieser Verbindung sind auf der Plattform des OWP „Baltic 2“ zwei Schaltfelder und ein 220/150-kV-Transformator notwendig.

Um die beiden getrennt betriebenen Übertragungsnetze in Deutschland und Dänemark zu verbinden, wird in Bentwisch eine HGÜ-Kurzkupplung in HVDC-VSC-Technologie installiert. Eine Option zum späteren Anschluss von weiteren Windparks auf schwedischer Seite und einer Erweiterung des Interkonnektors nach Schweden ist gegeben.

Die durch die Verbindung der beiden Windparks entstehenden Transportkapazitäten stünden dem internationalen Stromhandel zur Verfügung. Mit dem Interkonnektor wird dadurch die europäische Marktintegration der erneuerbaren Energien unterstützt. Die Drehstromkabel verbinden die beiden OWP „Baltic 2“ und „Kriegers Flak 3“ über das Gebiet von „Kriegers Flak“, das sich im Länderdreieck Deutschland – Dänemark – Schweden in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee befindet. Die Netzanbindung auf deutscher Seite erfolgt über die Umspannplattformen der OWP „Baltic 1“ und „Baltic 2“. Die Einspeisung in das 380-kV-Netz erfolgt über das UW Bentwisch.

Die vorgesehene Investitionsmaßnahme wurde in Kooperation mit ENDK zur Erweiterung der Interkonnektorenkapazität im Rahmen des „European Energy Programme for Recovery“ (EEPR) beantragt.

Die Inbetriebnahme ist von externen Parametern abhängig, die seitens des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz nicht beeinflussbar sind. Hinsichtlich der zeitlichen Ausrichtung ist die Fertigstellung des OWP „Kriegers Flak“ entscheidend. Mit Inbetriebnahme des Interkonnektors ist frühestens ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der beiden Windparks, d. h. auf dänischer und deutscher Seite, sowie gleichzeitiger Inbetriebnahme der Landverbindungen der Windparks zu rechnen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer betont, dass der Netzknoten Bentwisch, an dem der DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Dänemark auf deutscher Seite angeschlossen werden soll, schon mit den Einspeisungen aus dem Kraftwerk Rostock und den Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2 hoch belastet sei. Der Netzknoten Bentwisch sei schwach ausgelegt und nur über sehr lange und alte Leitungen an das Verbundnetz angeschlossen. Der Ausbau in der Ostsee zwischen Deutschland, Dänemark und Schweden dürfe außerdem nicht zu negativen Auswirkungen auf das Kraftwerk Rostock und die beiden Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 führen. Dies würde insbesondere für den Fall von Leitungs-/Kupplungsauslösungen der HGÜ-Kupplungen mit entsprechenden Spannungs- und Laststößen sowie für den kontinuierlichen Betrieb der Konverterstationen gelten. Die Netzbetreiber hätten daher den Nachweis zu erbringen, dass für die Erzeugungsanlagen keine nachteiligen Auswirkungen entstünden, und entsprechende Vorkehrungen zu treffen. Der geplante Interkonnektor würde in erster Linie zusätzliche Transportkapazitäten für den internationalen Stromhandel generieren. Die Maßnahme M107 unterstütze somit die Marktintegration der erneuerbaren Energien in den europäischen Strommarkt. Dabei müsse auch bei der kombinierten Netzanbindung der Vorrang der Windübertragung gelten. Die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellten Kapazitäten müssten entsprechend den zu erwartenden Lastflüssen über den Interkonnektor und der Netzsituation ermittelt bzw. angepasst werden.

Auch bei der kombinierten Anbindung über den Interkonnektor gilt weiterhin der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Die grenzüberschreitende Handelskapazität ist somit abhängig von der Einspeiseleistung der angeschlossenen Windparks. Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans traten in der Region Bentwisch keine

Engpässe im Übertragungsnetz auf. Bei dem Interkonnektor handelt es sich lediglich um eine Verbindung zweier deutscher mit einem dänischen Offshore-Windpark. Die Kapazität der Anbindungsleitung der Offshore-Windparks wird nicht weiter erhöht. Daher steigt auch die Belastung des Verknüpfungspunkts Bentwisch durch den Interkonnektor nur in geringem Maße.

Wirksamkeit

Für Maßnahme M107 führt die Bundesnetzagentur keine (n-1)-Prüfung durch, da die Maßnahme nicht dazu dient eine (n-1)-Verletzung zu beseitigen, sondern die Übertragungsnetze und Strommärkte zwischen Deutschland und Dänemark zu koppeln. Insofern hat die Maßnahme hohen positiven Nutzen. Auf der einen Seite werden erstmalig ein deutscher OWP („Baltic 2“) sowie ein OWP eines Nachbarlandes („Kriegers Flak“, Dänemark) mit einer Drehstromverbindung verbunden. Durch solch eine netztopologische Anordnung gelingt ein erster Schritt hin zu einem vernetzten Stromnetz in der Ostsee, an das langfristig noch ein drittes Land (Schweden) angebunden werden kann. Dies würde langfristig zu einer Erhöhung der Marktkopplung in dieser Region führen. Zusätzlich würden weitere Erzeugungseinheiten der erneuerbaren Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 68% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 110% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 40%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

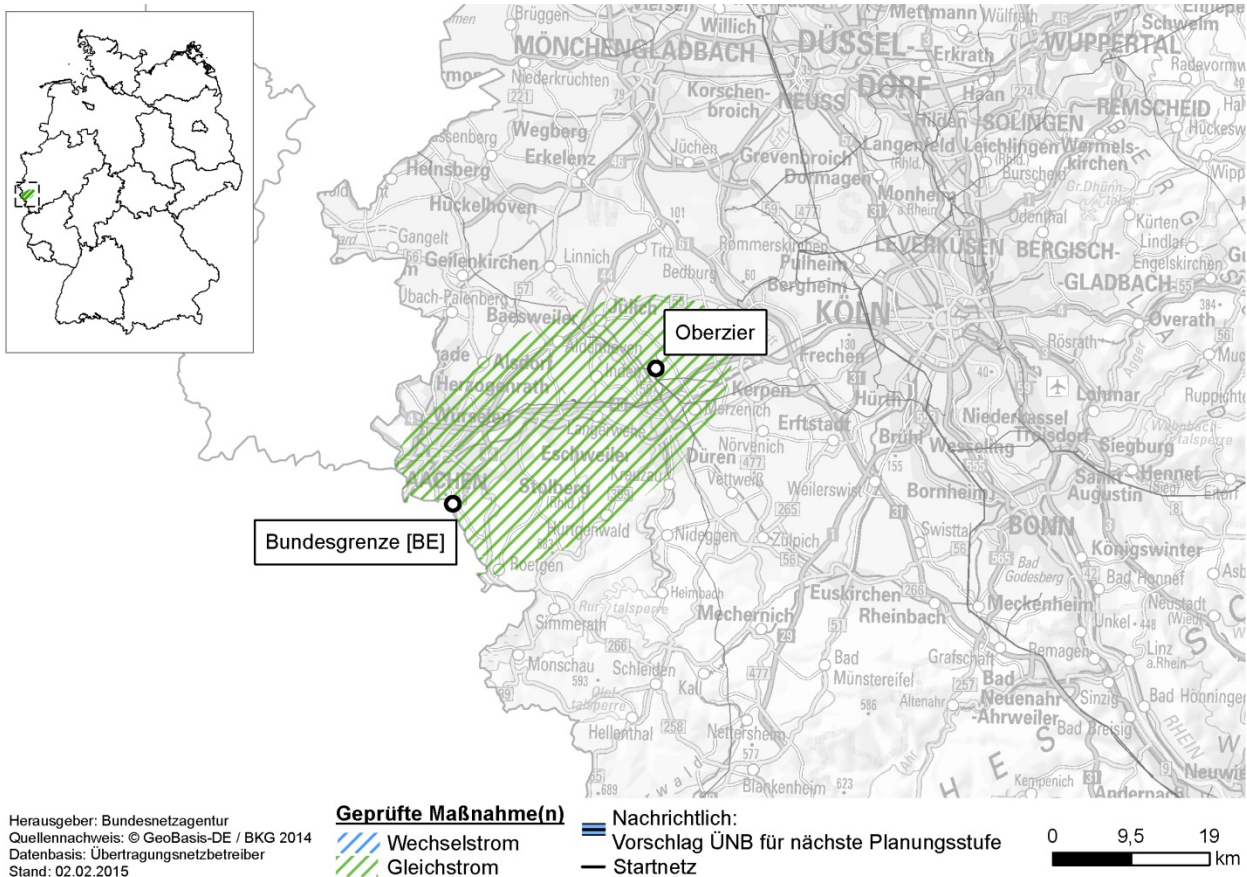
Gutachter-Marktmmodellierung („SensiO“)

Anhand der Gutachter-Marktmmodellierung lassen sich für die Maßnahme M107 keine zusätzlichen Erkenntnisse gewinnen, da die Maßnahme ausschließlich dem Stromaustausch zwischen den Nachbarländern dient und die auf deutscher Seite betroffenen Windparks Baltic 1 und 2 sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmmodellierung als gegeben unterstellt sind.

Ergebnis

Die Maßnahme M107 wird bestätigt.

Projekt P65: Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Aachen/Düren und Belgien, Lixhe



Das Projekt P65 mit der Maßnahme M98 ist als Vorhaben Nr. 30 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.2.1. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Das Projekt P65 ist Teil einer geplanten Verbindung zum Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland („Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ - ALEGrO). Die Maßnahme soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden, in dessen Netzentwicklungsplan vom September 2011 es sich ebenfalls wiederfindet. Ausgeführt werden soll es als HGÜ-Verbindung.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Sticheitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)

Maßnahme M98 (Oberzier – Punkt Bundesgrenze [BE]) wird bestätigt.

Zur Umsetzung der HGÜ-Verbindung ist der Neubau von zwei sogenannten Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier und Lixhe geplant. Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt etwa 100 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei rund 45 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich- rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern (Ausbau von bestehenden Anlagen).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Szenario 2034 der Transportbedarf nach Belgien im Vergleich zum Szenario 2024 um etwa 50% ansteige. Daher solle direkt eine höhere Übertragungskapazität geplant werden. Dies könne später die Kosten reduzieren. So könnten in den Kabelgraben direkt zwei Systeme verlegt werden, anstatt dies einige Jahre später aufwendig nachholen zu müssen. Durch eine solche größere Dimensionierung des Projekts könne zudem die im Jahr 2024 zu erwartende angespannte Netzsituation in der Eifel gemildert werden.

Ob eine weitere Steigerung der Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland notwendig wird, werden die Untersuchungen zu folgenden Netzentwicklungsplänen zeigen. Bislang haben die Übertragungsnetzbetreiber keine zusätzlichen Ausbauvorhaben an der Grenze zwischen Belgien und Deutschland vorgeschlagen. Ein „Vorratsbau“ über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren hinaus ist nicht vorgesehen, da dies die Netznutzer durch einen womöglich nicht erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes und die damit verbundenen erhöhten Kosten belasten könnte.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme M98 zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der westeuropäischen Stromflüsse über die Niederlande und über andere westliche Nachbarstaaten Deutschlands. Die Maßnahme verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb, auch im Hinblick auf die Niederlande. Mit Hilfe der vorgeschlagenen HGÜ-Technologie können im Netzbetrieb der Stromfluss aktiv eingestellt und so belastende eventuelle Lastflüsse über das niederländische Stromnetz verringert werden. Diese belastenden Lastflüsse stellen sich ein, wenn über das deutsche Höchstspannungsnetz der Transportbedarf von Norden nach Süden steigt und Ausweichmöglichkeiten über die Nachbarländer beansprucht werden müssen.

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis des durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 1297 statt. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M98 ein Stromkreis zwischen Dahlem und Niederstedem mit 109% ausgelastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M98 sorgt für eine Entlastung des Stromkreises auf 103%.

Die Maßnahme trägt durch diese Absenkung der Auslastung im (n-1)-Fall, vor allem aber durch eine mögliche Bereitstellung von Energie aus Belgien zur Versorgungssicherheit bei. Das rechtfertigt es, die Maßnahme gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* als wirksam zu betrachten.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung der Maßnahme in 97% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 100% liegt. Dies entspricht der maximal möglichen Übertragungskapazität der HGÜ. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 92%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 4213 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier – Siersdorf und Siersdorf – Selfkant Weiss (NL). Im BBP-Netz sind ohne die Maßnahme M98 der Stromkreis Oberzier – Siersdorf mit 126% und der Stromkreis Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) mit 130% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M98 reduziert in einem solchen Fall die Auslastungen der Leitung Oberzier – Siersdorf auf 107% bzw. der Leitung Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) auf 110%. Die maximale Auslastung der geplanten HGÜ-Verbindung beträgt 100%, dieser Lastfluss kann an den Konverterstationen der HGÜ-Verbindung eingestellt werden.

Szenario A

Auch im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 100% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

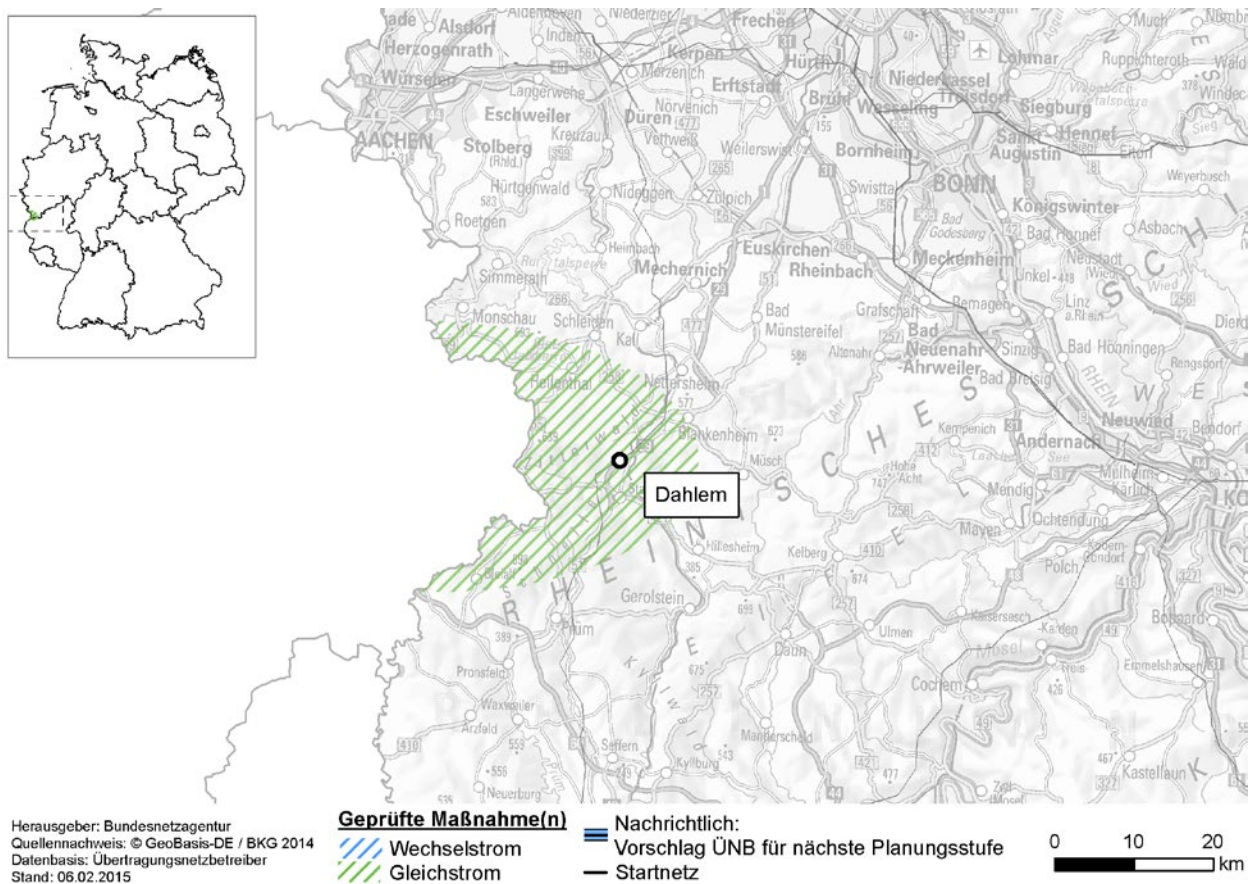
Die Maßnahme M98 ist technologisch als Pilotprojekt anzusehen, da es eine HGÜ-Erdkabel-Verbindung vorsieht und sich bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befindet. Somit verspricht dieses Projekt Erfahrungswerte beim Einsatz dieser Technologie in Bezug auf die Integration in das bestehende Drehstromnetz sowie auf den aktiven Netzbetrieb mit einem aktiv steuerbaren Netzelement.

Der grenzüberschreitende Netzausbau durch das Projekt P65 entlastet das umgebende Übertragungsnetz durch Reduzierung von Auslastungen. Zusätzlich werden durch das Projekt hohe Austauschflüsse zwischen den Niederlanden und Deutschland sowie anderer westlicher Nachbarländer reduziert.

Die Prüfungen im BBP-Netz ergeben eine eher geringere Wirksamkeit bezogen auf Entlastungen im (n-1)-Fall. Da die Maßnahme vordringlich zur Schaffung neuer Austauschkapazitäten mit dem Nachbarland Belgien dient, womit die Versorgungssicherheit auf beiden Seiten der Grenze erhöht wird, ist sie unter Abwägung aller Umstände bestätigungsfähig.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Alternativenprüfung sieht eine Verlagerung der beiden HGÜ – Anschlusspunkte von Oberzier – Lixhe (BE) nach Dahlem – Brume (BE) vor. Angesetzt wird eine HGÜ-Freileitung mit einer Leitungslänge von 65 km. Die Umrichter bleiben unverändert und werden mit einer maximalen Leistung von 1.000 MW und einer Spannung von 400 kV betrieben.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekomen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Auch die Alternative würde 1.000 MW von Deutschland nach Belgien bzw. umgekehrt transportieren. Durch die Alternative wird hier die Leitung von Dahlem nach Oberzier im (n-1)-Fall höher ausgelastet, als dies im (n-1)-Fall ohne die Maßnahme auftreten würde. Die Auslastung des genannten Stromkreises steigt dann von 97% (ohne alternative Maßnahme) auf 125% (mit alternativer Maßnahme) an. Diese höhere Auslastung resultiert daraus, dass die von der HGÜ aus Dahlem abgeführte Leistung die Strecke Oberzier nach Dahlem zusätzlich zurücklegen muss. Im (n-1)-Fall ergibt sich somit die Überlastung, die erst durch die Alternative ausgelöst wird.

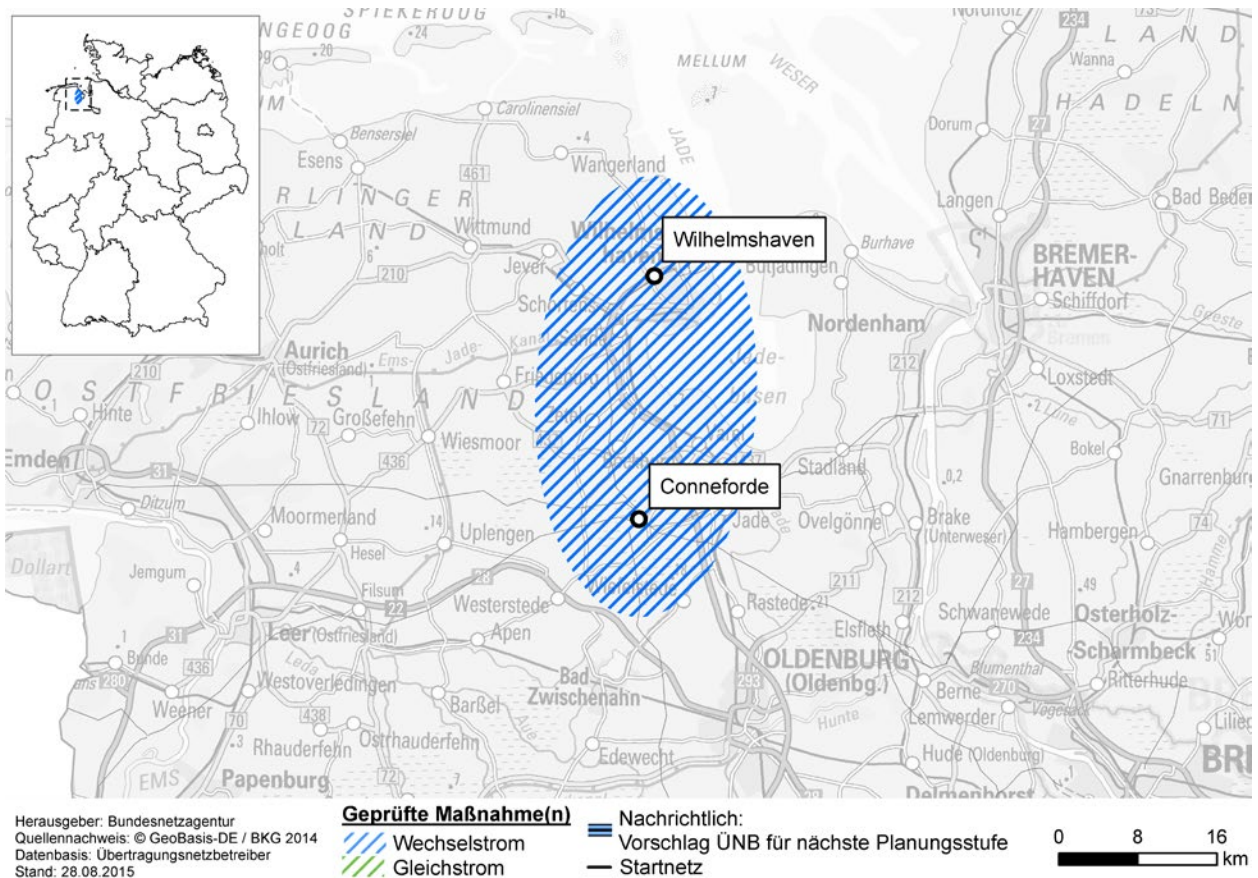
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 4213 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier – Siersdorf und Siersdorf – Selfkant Weiss (NL). Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M98 der Stromkreis Oberzier – Siersdorf mit 126% und der Stromkreis Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) mit 130% belastet. Die Hinzunahme der Alternative von Maßnahme M98 reduziert in einem solchen Fall die Auslastungen der Leitung Oberzier – Siersdorf auf 112% sowie die Auslastung der Leitung Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) auf 116%.

Ergebnis

Durch die Alternative zu Maßnahme M98 würde eine neue Überlastung im (n-1)-Fall entstehen. Die Leitung von Dahlem nach Oberzier würde im (n-1)-Fall anstatt zu 97% (ohne alternative Maßnahme) zu 125% (mit alternativer Maßnahme) belastet sein und müsste ihrerseits verstärkt werden. Daher ist die Alternative im Vergleich zur eigentlich vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch unterlegen.

Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde



Das Projekt P66 mit der Maßnahme M101 ist als Vorhaben Nr. 31 Teil des Bundesbedarfsplans.

Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde. Dies ist notwendig, um die im nördlichen Niedersachsen erzeugte Leistung aus konventionellen und erneuerbare Energien an das südlich gelegene Übertragungsnetz über Conneforde anzubinden. Von Conneforde aus kann der erzeugte Strom über weitere geplante Netzausbaumaßnahmen (P21 und P23) gleichmäßig auf die Nord-Süd-Transportwege verteilt werden.

Maßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde

Maßnahme M101 (Wilhelmshaven – Conneforde) wird bestätigt.

Von Wilhelmshaven nach Conneforde sehen die Übertragungsnetzbetreiber den Neubau einer 380-kV-Leitung vor (Netzausbau). Hierzu sei die 380-kV-Anlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven sei eine 380-kV-Schaltanlage neu zu bauen (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die durch die EEG-Novelle geänderten Rahmenbedingungen bei der Prüfung der Maßnahme berücksichtigt werden sollten. Gerade im Bereich Wilhelmshaven seien Änderungen hinsichtlich der zu erwartenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und aus konventionellen Kraftwerken zu erwarten.

Diese Anmerkungen sind grundsätzlich berechtigt. Allerdings gilt für die Maßnahme M101 (wie für alle übrigen Maßnahmen auch), dass die aus der EEG-Novelle resultierenden Rahmenbedingungen bei der Netzberechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber und der Prüfung durch die Bundesnetzagentur bereits so weit wie möglich mittels des angepassten Szenarios B2024 berücksichtigt (vgl. Abschnitt II E 3).*

Es seien von den ursprünglich angenommenen vier konventionellen Kraftwerken im Bereich Wilhelmshaven nur zwei in Betrieb. Die Betriebsgenehmigung eines der einspeisenden Kraftwerke bestehe nur noch bis zum Jahr 2021. Somit sei fraglich, ob das Kraftwerk darüber hinaus eine Genehmigung erhalte und in Betrieb bleibe.

Die aufgeworfene Frage betrifft den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. Die Bundesnetzagentur wird ihr bei der Genehmigung des nächsten Szenariorahmens nachgehen. In der Kraftwerksliste zum Szenariorahmen 2024 sind nur die zwei angesprochenen Kraftwerksblöcke in Betrieb. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass für Anlagen, die noch nicht ihre typische technisch-wirtschaftliche Lebensdauer erreicht haben, vom Eigentümer die nötigen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen beantragt werden. Welche Anlagen dann im Jahr 2024 tatsächlich in Betrieb sind und Strom produzieren, ergibt sich aus der Marktmodellierung. In Bezug auf M101 sind demnach in den bedarfsdimensionierenden Stunden folgende Anlagen in Betrieb:

Der Kraftwerksblock Wilhelmshaven 1 der E.ON Kraftwerke GmbH speist in der Stunde 327 des Marktmodells für das Szenario B2024 mit einer Leistung von 757 MW ein. In der Gutachter- Marktmodellierung (SensiO) speist die Anlage mit einer Leistung in Höhe von 683 MW ein. Daneben speist der Kraftwerksblock Wilhelmshaven der GDF SUEZ Energie Deutschland AG in der Stunde 327 des Marktmodells für das Szenario B2024* mit 731 MW ein, in der Gutachter- Marktmodellierung mit 659 MW. Neben diesen beiden Steinkohleblöcken wird über das Anbindungssystem NOR-0-2, welches den Offshore-Windpark Nordergründe erschließt, und den Netzverknüpfungspunkt Inhausen außerdem Windenergie über die Schaltanlagen Maade und Fedderwarden transportiert. Der Offshore-Windpark Nordergründe speist in der Stunde 327 in beiden Marktmodellen mit einer Leistung von 82 MW ein.*

In welcher Weise sich der Kraftwerkseinsatz in Zukunft über das Jahr 2024 hinaus verändert, muss während der nachfolgenden Netzentwicklungspläne erneut geprüft werden.

In der Konsultation wurde vorgetragen, der Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven sei frühestens für das Jahr 2034 (mit 2,7 GW Offshore-Leistung) vorgesehen. Ob diese Offshore-Anbindung jedoch jemals erstellt werde, sei fraglich. Weitere Offshore-Anlagen seien bisher für den Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven nicht geplant.

Derzeit wird bereits ein Offshore-Anbindungssystem in Inhausen angeschlossen, dessen Energie über die Umspannanlagen Maade und Fedderwarden sowie über geplanten Leitungen des Projekts P66 transportiert werden soll. Darüber hinaus wurden bei der Prüfung keine weiteren Offshore-Anbindungen unterstellt. Auch ohne Anschluss weiterer Offshore-Windparks käme es während eines (n-1)-Falls ohne Maßnahme M101 zur Überlastung der bestehenden 220-kV-Leitung (vgl. dazu die unten dargestellten Prüfungsergebnisse).

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, die 380-kV-Leitungen des Projekts P66 direkt bis zum Netzverknüpfungspunkt Maade zu führen. Dadurch würden bereits erhöhte Sicherheitsanforderungen bei Ausfall eines parallelen Stromkreises erfüllt.

Die 220-kV-Verbindung zwischen Maade und Fedderwarden wird bei Ausfall des jeweils parallelen Stromkreises nicht überlastet. Würde die geplante Verbindung zum Netzverknüpfungspunkt Maade geführt, so wäre aus technischer Sicht die Sicherheit im (n-1)-Fall nahezu identisch mit einer Verbindung zum Netzverknüpfungspunkt in Fedderwarden. Darüber hinaus wird im Netzentwicklungsplan zunächst nur der Bedarf der Maßnahmen zwischen zwei Punkten geprüft und bestätigt. Die genaue Ausführung eines Vorhabens wird erst auf Ebene der nachgelagerten Verfahren festgelegt. Da sich sowohl die Umspannanlage Fedderwarden als auch die Umspannanlage Maade im Stadtgebiet von Wilhelmshaven befinden, kommen grundsätzlich beide für den Anschluss in Betracht.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M101 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M101 ist ein Stromkreis zwischen Conneforde und Fedderwarden in der Stunde 327 zu 159% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M101 reduziert die Auslastung dann auf 67%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Maßnahme in zwei der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 20% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 13%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologieänderung gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 327 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Conneforde und Fedderwarden. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M101 einer dieser Stromkreise zu 144% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M101 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 60%. Die maximale Auslastung der Maßnahme M101 im Jahr beträgt 19%.

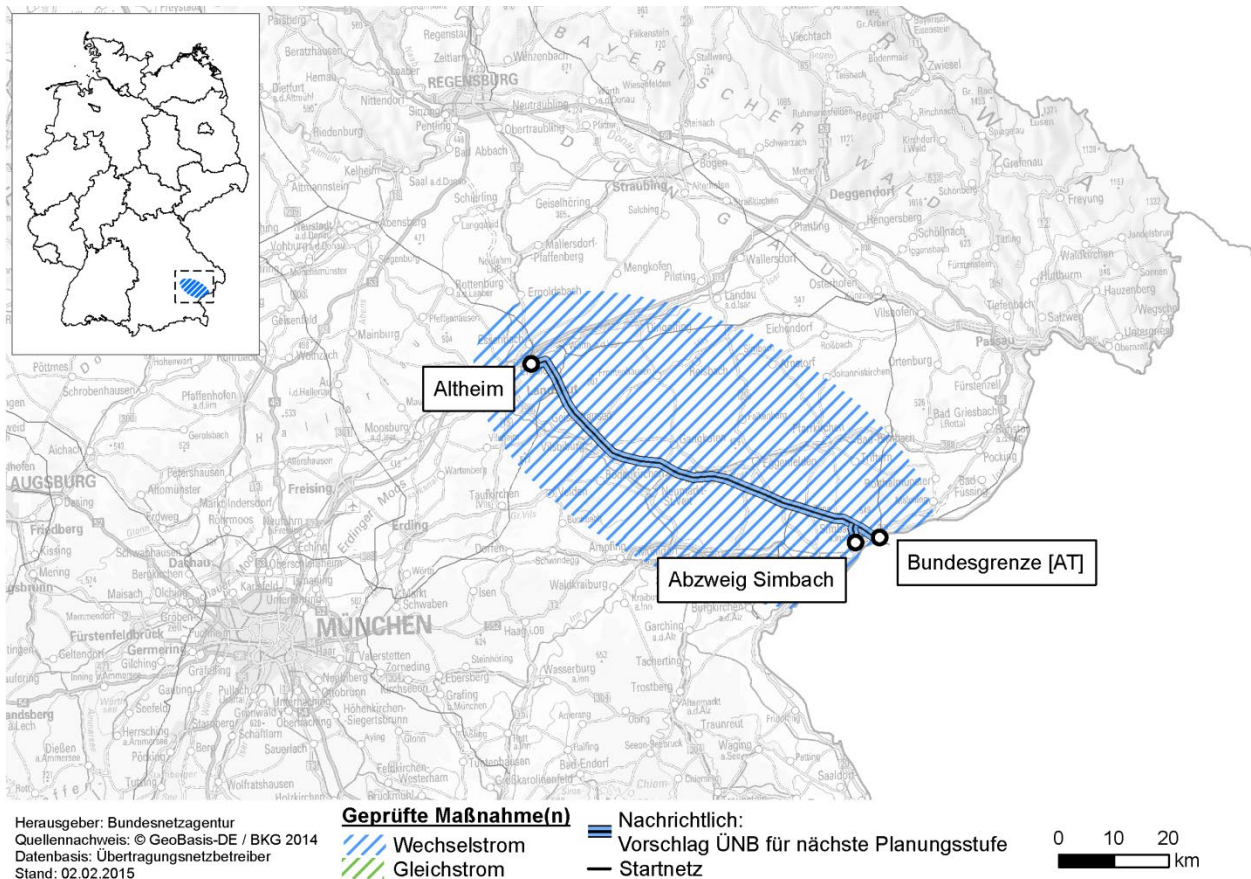
Szenario A2024

Selbst im BBP-Netz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 21% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M101 ist sowohl auf Grundlage der Prüfung des BBP-Netzes im Szenario B2024*, als auch nach einer Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung wirksam. Im (n-1)-Fall sorgt die Maßnahme M101 für eine deutliche Reduzierung der ansonsten hoch überlasteten Leitung zwischen Conneforde und Fedderwarden. Zudem konnte keine angemessene Topologieänderung als Alternative zur Maßnahme gefunden werden.

Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich

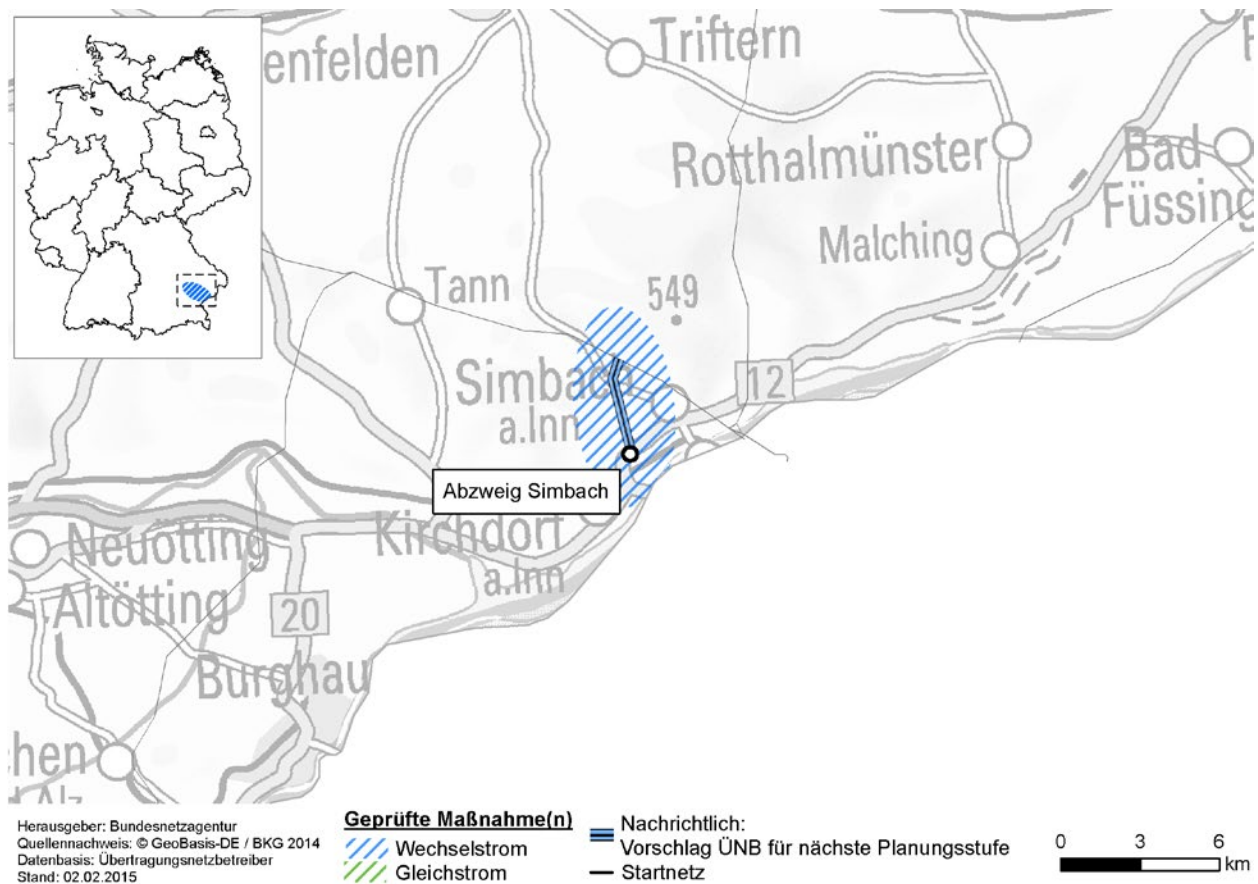


Das Projekt P67 mit den Maßnahmen M102 und M103 ist als Vorhaben Nr. 32 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 3.1.1. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Das Projekt P67 soll dazu beitragen, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu notwendig ist die Netzverstärkung bzw. der Netzausbau zwischen Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. Die Zunahme der erneuerbare Energien in Deutschland sowie der Ausbau von Pumpspeichern in Österreich führen zu einem erhöhten Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität, um regenerativ erzeugten Strom speichern zu können. Netzbezogene Maßnahmen reichen wegen der erhöhten Stromflüsse zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Maßnahme M102 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M103 betrachtet werden, da es sich bei M102 lediglich um einen Abzweig nach Simbach in den Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen handelt. Somit bestehen ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahmen M102 und M103.

Maßnahme M102: Abzweig Simbach



Maßnahme M102 (Abzweig Simbach) wird bestätigt.

Im Zuge der Maßnahme erfolgt die Anbindung der neuen 380-kV-Leitung von Altheim nach St. Peter mit Hilfe eines Abzweigs in einen Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen, sodass ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich besteht. Die vorhandene 220-kV-Schaltanlage Simbach würde durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit 380/110 kV Transformatoren ersetzt (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M102 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* bewirkt die Maßnahme M102 im BBP-Netz eine signifikante Entlastung der ansonsten überlasteten Leitungen zwischen Simbach und St. Peter bzw. zwischen Pleinting und St. Peter. Ohne die Maßnahme M102 ist die Leitung zwischen Simbach und St. Peter in der Stunde 2679 im Grundlastfall zu 284%

belastet. Nach Hinzufügen der Maßnahme M102 kommt es auf der Leitung von Simbach nach St. Peter noch zu einer Auslastung von 46% und auf der Leitung zwischen Pleinting und St. Peter noch zu einer Auslastung von 119%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 30% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 52% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 16%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es schon im Grundlastfall in der Stunde 373 zu einer Überlastung des Stromkreises zwischen Simbach und St. Peter von 324% sowie zu einer Überlastung von 150% zwischen Pleinting und St. Peter. Die noch höhere Auslastung gegenüber dem Szenario B2024* ist möglicherweise auf die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung geänderte Einspeisung des geplanten, am Standort Simbach mit dem Netz zu verbindenden Kraftwerks Haiming zurückzuführen. Trotz der Maßnahme M102 kommt es allerdings immer noch zu einer Auslastung von 116% zwischen Pleinting nach St. Peter. Zwischen Simbach und St. Peter liegt die Auslastung hingegen bei 60%, was auch der maximalen Auslastung im Jahr entspricht. Weitere Untersuchungen sind erforderlich.

Szenario A2024

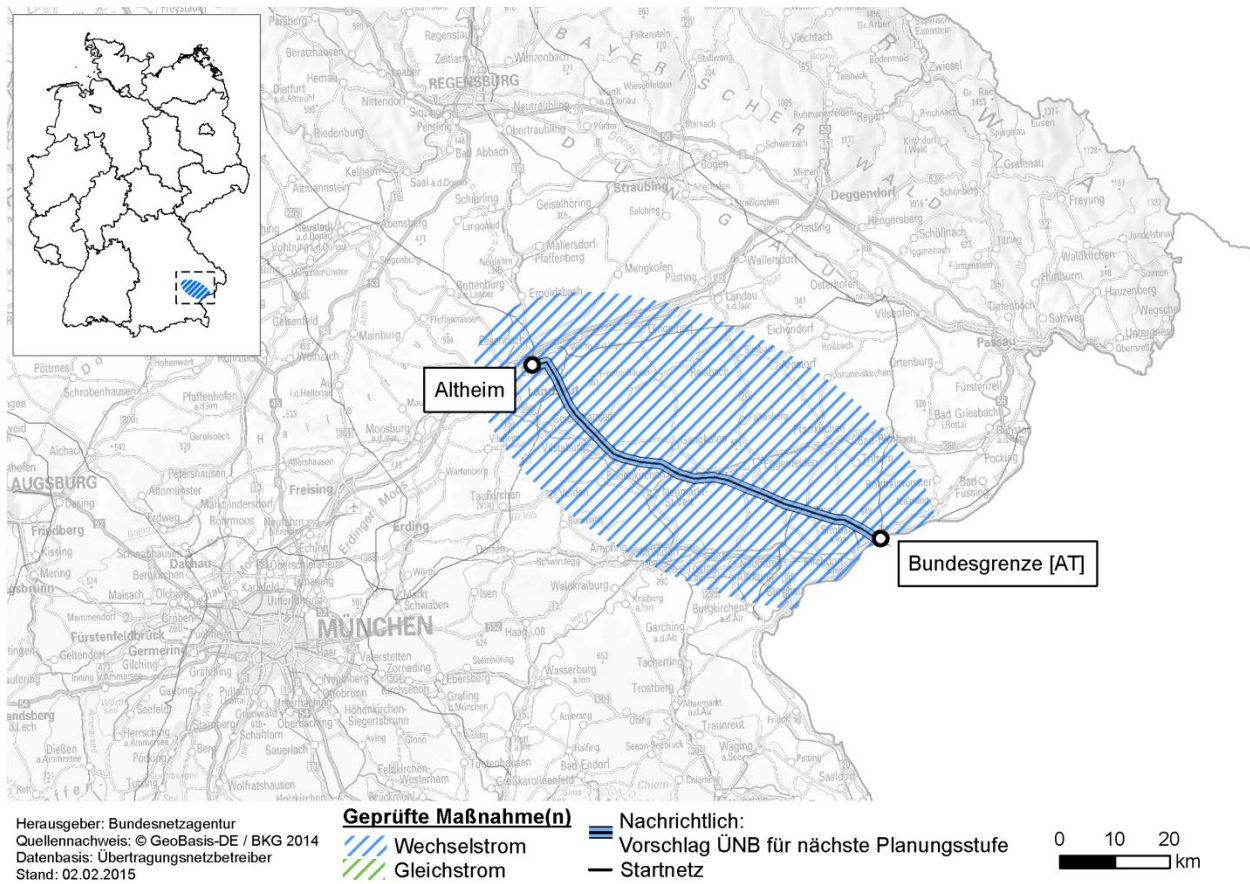
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 35% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M102 führt sowohl im BBP-Netz als auch unter Berücksichtigung der SensiO zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Maßnahme M102 nur in Verbindung mit Maßnahme M103 betrachtet werden kann, da es sich bei M102 lediglich um einen Abzweig nach Simbach in den Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen handelt. Somit bestehen ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich. Darüber hinaus ist die Maßnahme M102 nach derzeitigem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur durch den geplanten Neubau eines Gas-Kombikraftwerks am Standort Haiming getrieben.

In Anbetracht all dessen sind der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit Projekt P112 ist die Maßnahme M102 demnach zur Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich sinnvoll und wird deswegen bestätigt.

Maßnahme M103: Altheim – Bundesgrenze (AT)



Maßnahme M103 (Altheim – Bundesgrenze [AT]) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme wird die 220-kV-Leitung von Altheim nach St. Peter (Österreich) durch eine neue 380-kV-Verbindung in bestehender Trasse abgelöst. In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Schaltanlage wird in einen Stromkreis von Isar nach Ottenhofen eingeschleift, sodass eine Verbindung von Isar über Altheim nach Ottenhofen entsteht. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem Projekt P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter). Die Maßnahme M103 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M102 betrachtet und geprüft werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M103 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* bewirkt die Maßnahme M103 im BBP-Netz eine signifikante Entlastung der ansonsten überlasteten Leitungen Simbach – St. Peter bzw. Pleinting – St. Peter. Ohne die Maßnahme M103 ist die Leitung zwischen Simbach und St. Peter in der Stunde 2679 schon im Grundlastfall zu 284% belastet. Ebenso ist die Leitung von Pleinting nach St. Peter mit 150% im Grundlastfall überlastet. Nach der Maßnahme M103 kommt es auf der Leitung Simbach – St. Peter noch zu einer Auslastung von 46%, zwischen Pleinting und St. Peter kommt es noch zu einer Auslastung von 119%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 44% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 57% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 373 schon im Grundlastfall zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Simbach und St. Peter von 324%, sowie zu einer Auslastung von 150% zwischen Pleinting und St. Peter. Die noch höhere Auslastung gegenüber dem Szenario B2024* ist möglicherweise auf die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung geänderte Einspeisung des geplanten, am Standort Simbach mit dem Netz zu verbindenden Kraftwerks Haiming zurückzuführen. Trotz der Maßnahme M103 kommt es noch zu einer Auslastung von 116% zwischen Pleinting nach St. Peter. Zwischen Simbach und St. Peter liegt die Auslastung hingegen bei 60%, was auch der maximalen Auslastung im Jahr entspricht. Weitere Untersuchungen sind erforderlich.

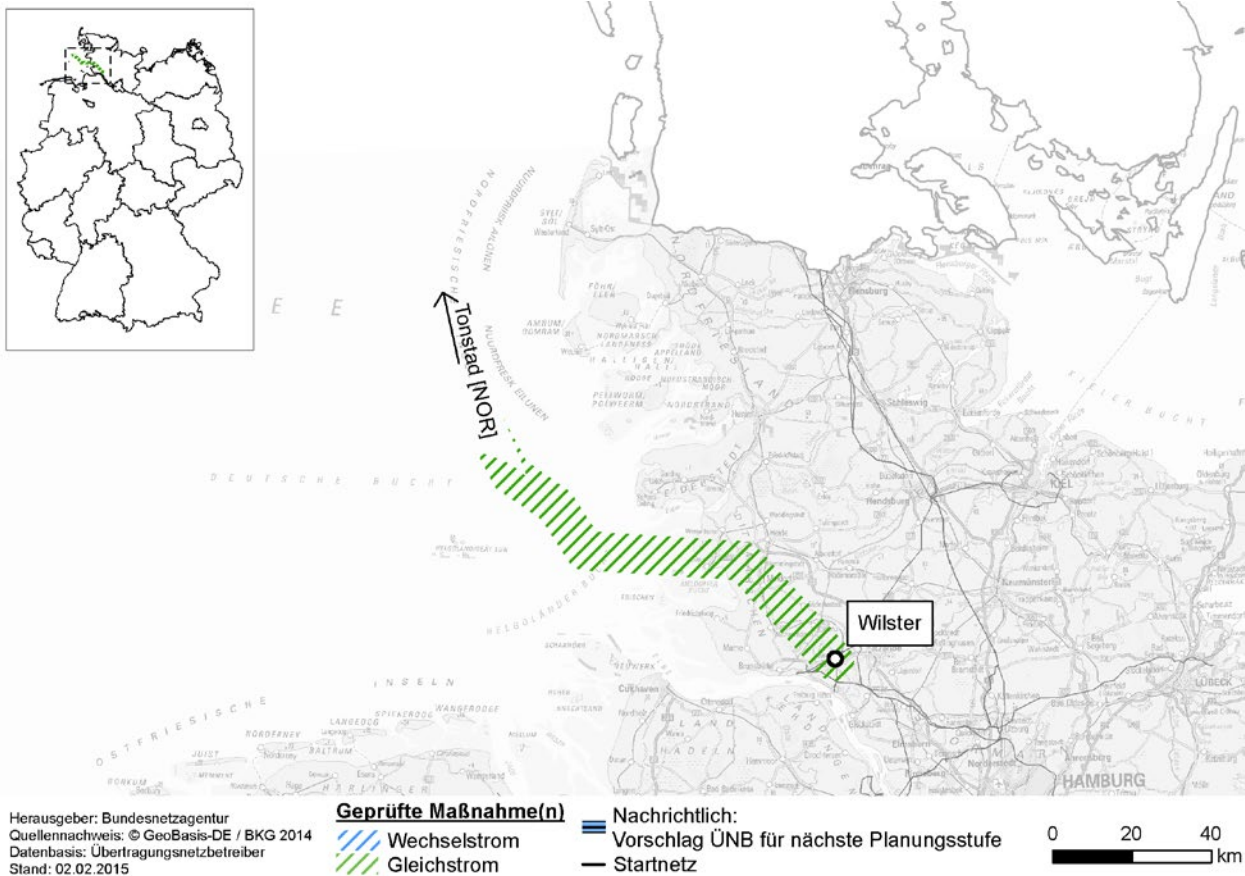
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 58% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M103 führt sowohl im BBP-Netz als auch unter Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. In Anbetracht dessen erscheinen der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen äußerst sinnvoll. Gemeinsam mit Projekt P112 ist die Maßnahme demnach die für Kuppelkapazitätserhöhung zwischen Deutschland und Österreich sinnvoll und wird deshalb bestätigt.

Projekt P68: Deutschland – Norwegen („NordLink“)



Das Projekt P68 mit der Maßnahme M108 ist als Vorhaben Nr. 33 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 1.8. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Das Projekt P68 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Norwegen und Deutschland. Es enthält im Szenario B2024* die Maßnahme M108.

Maßnahme M108: Deutschland – Norwegen

Maßnahme M108 wird bestätigt.

Da das Vorhaben während der Überarbeitung des Entwurfs des NEP2024 planfestgestellt wurde und damit alle erforderlichen Genehmigungen für den Bau vorliegen, kann P68 M108 zukünftig in das Startnetz überführt werden. Darüber hinaus liegt die finale Investitionsentscheidung vor und die Aufträge für zentrale Komponenten des Interkonnektors wurden bereits vergeben.

Vom Netzanschlusspunkt Wilster in Schleswig-Holstein wird ein DC-Kabel nach Tonstad in Norwegen verlegt. Die 380-kV-Schaltanlage am Netzanschlusspunkt ist zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich zur Maßnahme M390 („NorGer“), welche die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Projekts P68 im Jahr 2034 für erforderlich halten. Die Aufnahme der Maßnahme M390 in den NEP2024 widerspreche dem Planungsmodell, da eine Inbetriebnahme von M390 erst für das Jahr 2034 vorgesehen sei. Der Netzentwicklungsplan würde jedoch das Jahr 2024 betrachten.

Da die Maßnahme M390 (NorGer) ausschließlich im Szenario B2034 des Netzentwicklungsplans enthalten ist, wird das Vorhaben in der Prüfung zum Netzentwicklungsplan Strom 2024 durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt. Die Bestätigung des Bedarfs beruht in der Tat ausschließlich auf dem Zieljahr 2024. Unabhängig davon spricht nichts dagegen, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans auch diejenigen Maßnahmen aufführen, welche ihrer Einschätzung nach im 20-Jahres-Szenario notwendig werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M108 verbindet die Strommärkte Norwegens und Deutschlands. Sie ermöglicht damit eine Intensivierung des europäischen Stromaustausches und des europäischen Stromhandels.

Durch die technologische Ausführung als HGÜ kann der Stromfluss in Richtung Deutschland eingestellt werden, sollte es in Deutschland zu einer kritischen Netzsituation aufgrund einer geringen (nationalen) Einspeisung kommen. Überschüssiger Strom aus EE-Anlagen können mit Hilfe des Stromtransports entweder in Richtung Norwegen oder bei Bedarf zurück in Richtung Deutschland transportiert werden.

Erforderlichkeit

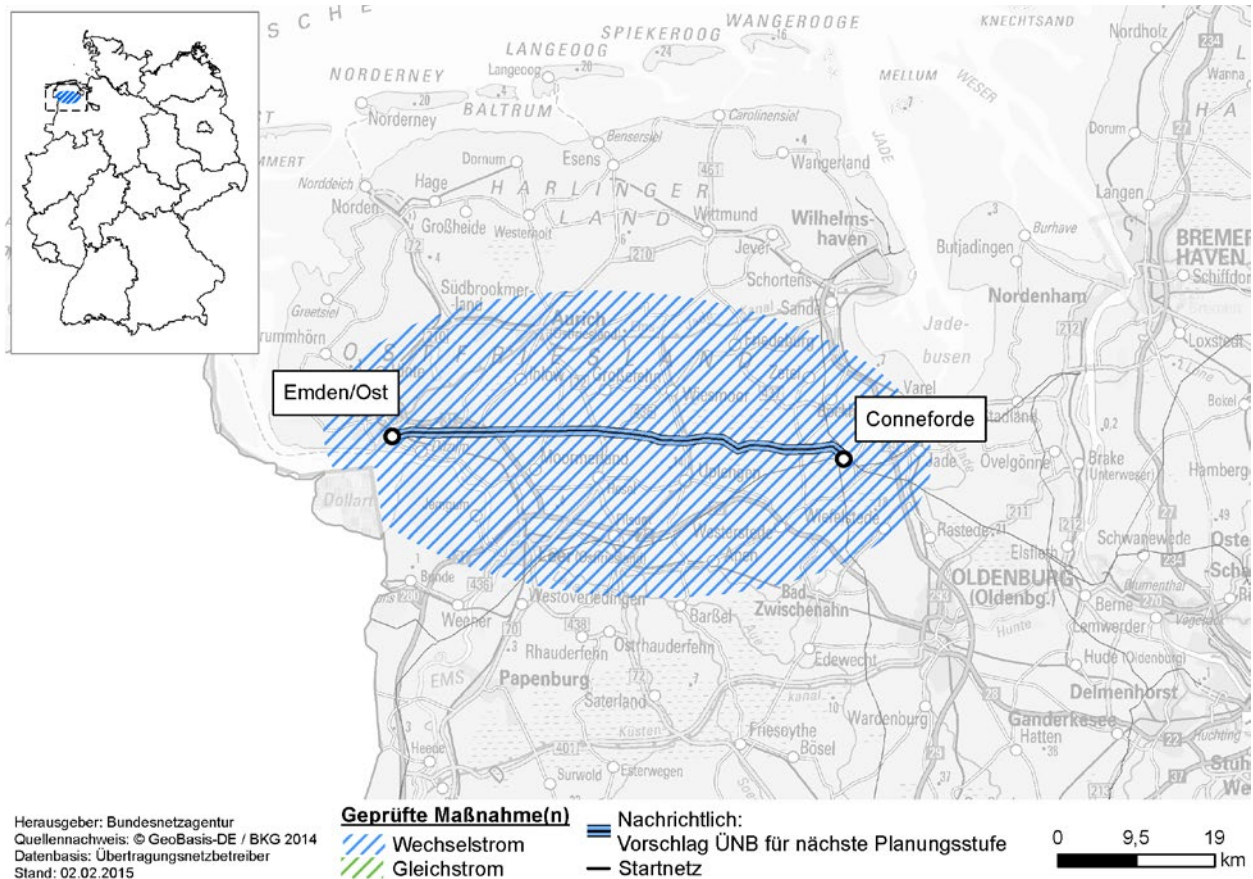
In BBP-Netz wird die Maßnahme in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 93% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 89%.

Die Maßnahme ist gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Ergebnis

Die Maßnahme trägt zur Verwirklichung des europäischen Binnenmarkts bei, indem sie Marktgebiete stärker bzw. unmittelbar verbindet und entsprechende Handelsflüsse realisiert. Die technische Ausführung einer solchen Verbindung als 1.400 MW-HGÜ-Interkonnektor verspricht einen hohen Erkenntniswert für die praktische Umsetzung weiterer solcher Projekte.

Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde



Das Projekt P69 mit der Maßnahme M105 ist als Vorhaben Nr. 34 unter der Bezeichnung „Emden Ost – Conneforde Süd“ Teil des Bundesbedarfsplans.

Der Standort Emden/Ost ist im Jahr 2019 für den Anschluss von Offshore-Anbindungsleitungen vorgesehen. Hierdurch kommt es zu einem deutlichen Anstieg der zu übertragenden Leistung. Um die durch Offshore-Windparks erzeugte Leistung in das landseitige Übertragungsnetz zu integrieren, ist es notwendig die bestehenden Leitungen des Übertragungsnetzes zwischen Emden/Ost und Conneforde zu verstärken. Dadurch kann der erzeugte Strom über weitere geplante Netzausbaumaßnahmen (P21 und P23) gleichmäßiger auf die Nord-Süd-Transportwege verteilt werden. Zudem erhöht die verstärkte Vermaschung des Übertragungsnetzes die Sicherheit im Fehlerfall.

Im NEP2013 wurde das Projekt mit der Maßnahme M105 mit zwei Systemen beantragt und bestätigt. Im Entwurf zum NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme M105 erweitert. Sie wird nun anstatt wie bisher mit zwei Systemen mit vier Systemen zur Prüfung vorgelegt.

Maßnahme M105: Emden/Ost – Conneforde

Die Maßnahme M105 (Emden/Ost – Conneforde) wird in zweisystemiger Ausführung bestätigt.

Von Emden/Ost nach Conneforde ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Leitung in der bereits bestehenden Trasse der 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost (Netzausbau) neu zu errichten und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Ab dem Jahr 2019 ist am Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost der Anschluss von Offshore-Anbindungen vorgesehen. Der geplante Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Maßnahme M105 passt also zu dem erhöhten Aufkommen an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien (Offshore).

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M105 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M105 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M105 ist ein 220-kV-Stromkreis zwischen Emden/Borßum und Conneforde z. B. in der Stunde 843 zu 157% belastet, wenn der Stromkreis von Emden/Ost nach Osterath ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M105 mit vier Systemen reduziert die Auslastung dann auf 31%, mit zwei Systemen auf 59%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Maßnahme M105 in viersystemiger Ausführung in keiner der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet. Die maximale Auslastung liegt in einer solchen Konfiguration bei 17%, der Mittelwert bei 7%. Mit vier Systemen wäre die Maßnahme gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* daher als nicht erforderlich anzusehen.

In zweisystemiger Ausführung werden die Leitungen in 11% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 30% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre also gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* mit zwei Systemen als erforderlich anzusehen.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Massnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 788 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Emden/Borßum und Conneforde. Im BBP-Netz ist dann ohne die Massnahme M105 der Stromkreis zu 137% belastet, wenn ein Stromkreis von Emden/Ost nach Osterath ausfällt. Die Hinzunahme der Massnahme M105 mit vier Systemen reduziert die Auslastung dann auf 27%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 33%. Mit zwei Systemen würde die Auslastung auf 51% sinken und auch eine ausreichende Entlastung erreicht werden.

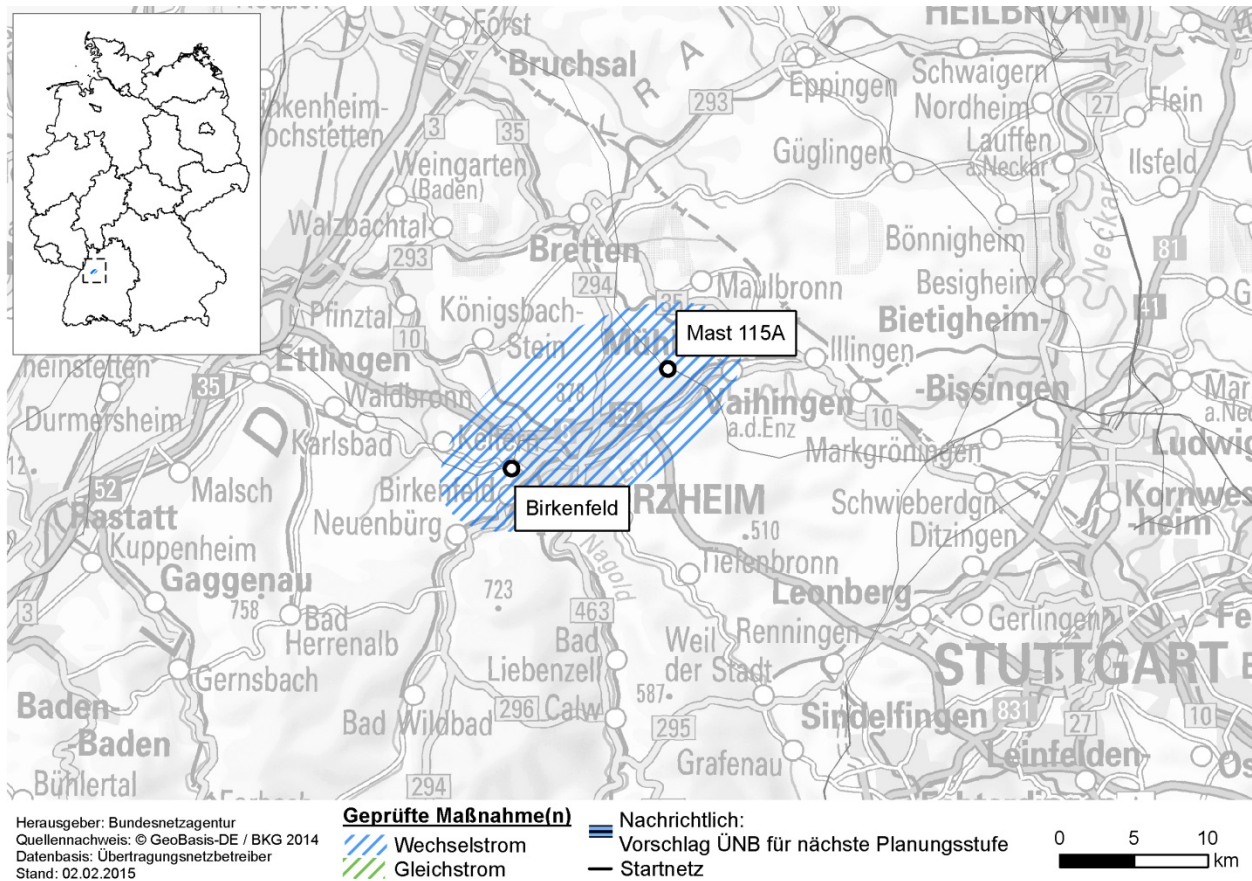
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 ist die Massnahme mit vier Systemen zu maximal 15% ausgelastet und somit nicht erforderlich. Bei einer Auslegung der Massnahme mit zwei Systemen ist im Szenario A2024 mit einer maximalen Auslastung von ca. 30% zu rechnen. Mit zwei Systemen ist die Massnahme also selbst im Szenario A2024 erforderlich.

Ergebnis

Die Massnahme M105 ist nach der Prüfung im BBP-Netz des Szenarios B2024* sowohl mit zwei Systemen, als auch mit vier Systemen wirksam. Auch in der Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung ist die Massnahme M105 in beiden Fällen wirksam und reduziert eine im (n-1)-Fall auftretende Überlastung. Durch die Erweiterung der Massnahme im Vergleich zur Bestätigung im Jahr 2013 um zwei weitere Systeme sinkt die durchschnittliche Auslastung der Massnahme über die Jahresrechnung hinweg in etwa um die Hälfte. Deswegen wäre die Massnahme mit vier Systemen nicht erforderlich. Bei einer Ausführung der Massnahme wie im NEP2013 bestätigt wird die Auslastung von über 20% in einigen Stunden des Jahres erreicht. Nach alledem wird die Massnahme anstatt mit den beantragten vier Systemen mit nur zwei Systemen bestätigt.

Projekt P70: Ausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und Anschluss an das 380-kV-Netz



Das Projekt P70 mit der Maßnahme M106 ist als Vorhaben Nr. 35 Teil des Bundesbedarfsplans.

Maßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A

Maßnahme M106 (Birkenfeld – Mast 115A) wird bestätigt.

Die Maßnahme M106 beinhaltet die Umrüstung des bestehenden UW Birkenfeld von 220 kV auf 380 kV, den Abbau der 220 kV Versorgungsleitungen und die anschließende Einschleifung in die bestehende 380-kV-Leitung Philippsburg – Pulverdingen bei Mast 115A. Der hierfür notwendige teilweise Neubau eines 380-kV-Doppelsystems soll in bestehendem 110-kV-Trassenraum erfolgen. Die neu zu errichtende Schaltanlage soll aus Platzgründen in gasisolierter Form (GIS) errichtet werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Da sich Maßnahme M106 in den Vorbereitungen zum Planfeststellungsverfahren befindet, erscheint das von den Übertragungsnetzbetreibern genannte Jahr für die Inbetriebnahme realistisch.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M106 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Zur Maßnahme M106 wurde kein separater Datensatz vorgelegt, somit war die Feststellung der elektrotechnischen Wirksamkeit durch Vergleich mit dem vorherigen Netzzustand nicht möglich. Von TransnetBW wurden zur Projektbegründung jedoch begründende Planungsunterlagen eingereicht. Demnach stellte der Betreiber des untergelagerten Verteilnetzes für die vergangenen Jahre einen kontinuierlich steigenden Verbrauch im Raum Karlsruhe fest, was eine erhöhte Netzbelastung mit sich bringt. Er prognostiziert zudem einen weiteren Anstieg um bis zu 11% in den kommenden zehn Jahren. Aus diesem Grund soll neben direkten Maßnahmen im 110-kV-Verteilnetz dessen Versorgung aus der 380-kV-Infrastruktur im Bereich Karlsruhe – Rastatt – Pforzheim verstärkt werden. Eine alternative Verstärkung der bestehenden 220-kV-Infrastruktur wird für den zukünftigen Versorgungsauftrag als nicht mehr ausreichend erachtet.

Diese Begründungen erscheinen aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar und schlüssig. Die Maßnahme wäre im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximale Auslastung der neu zu errichtenden Leitungen betragen im BBP-Netz des Szenarios B2024* 41%. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 14%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Da die Untersuchung der Wirksamkeit nicht anhand eines Netzdatensatzes durchgeführt wurde, konnten keine Topologiemassnahmen untersucht werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die maximale Auslastung der neu zu errichtenden Leitungen beträgt im BBP-Netz der Gutachter-Marktmodellierung 35%. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 16%. Demzufolge wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

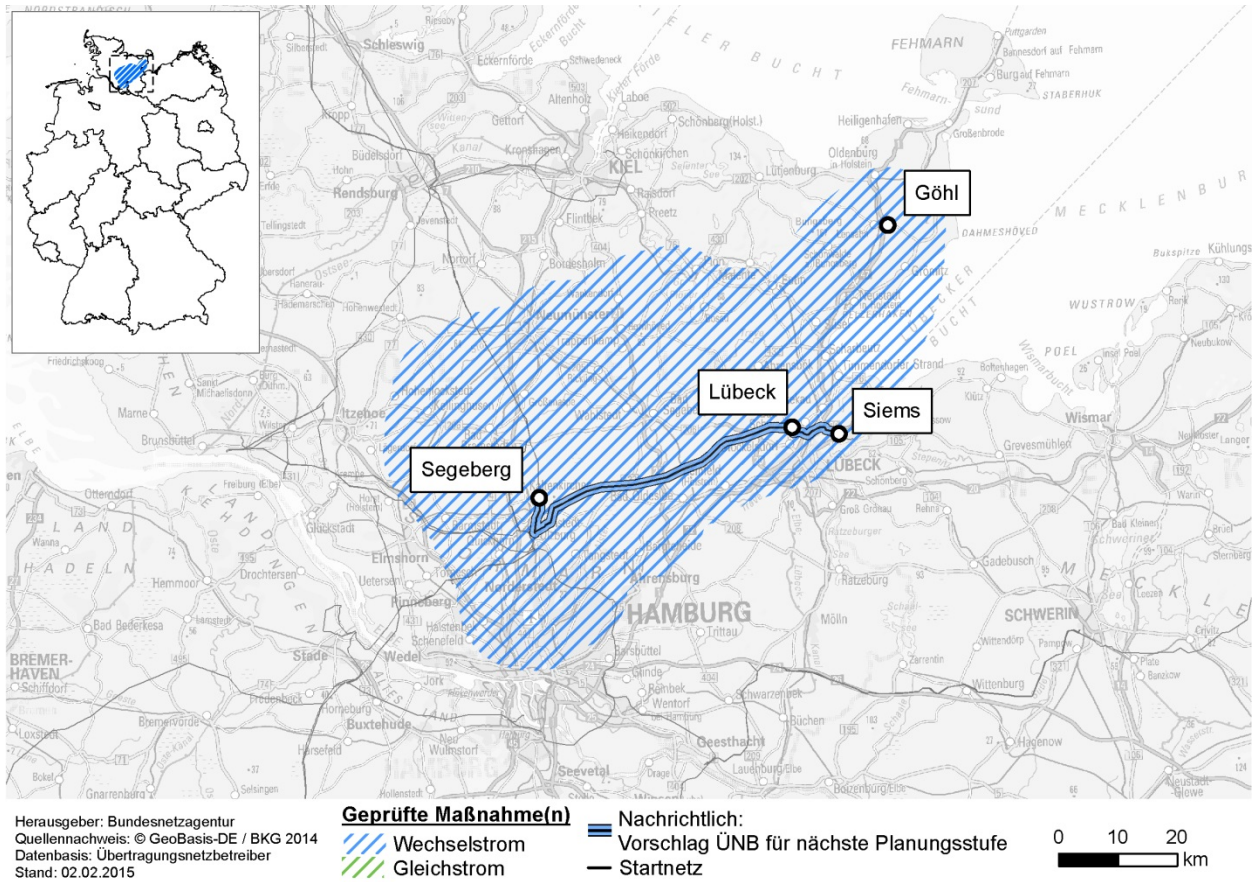
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 ist die Maßnahme mit maximal 37% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Erforderlichkeit der Maßnahme M106 konnte sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt werden. Zudem lässt sich die Wirksamkeit der Maßnahme begründen. Daher kann die Maßnahme M106 als wirksam und erforderlich und damit bestätigt werden.

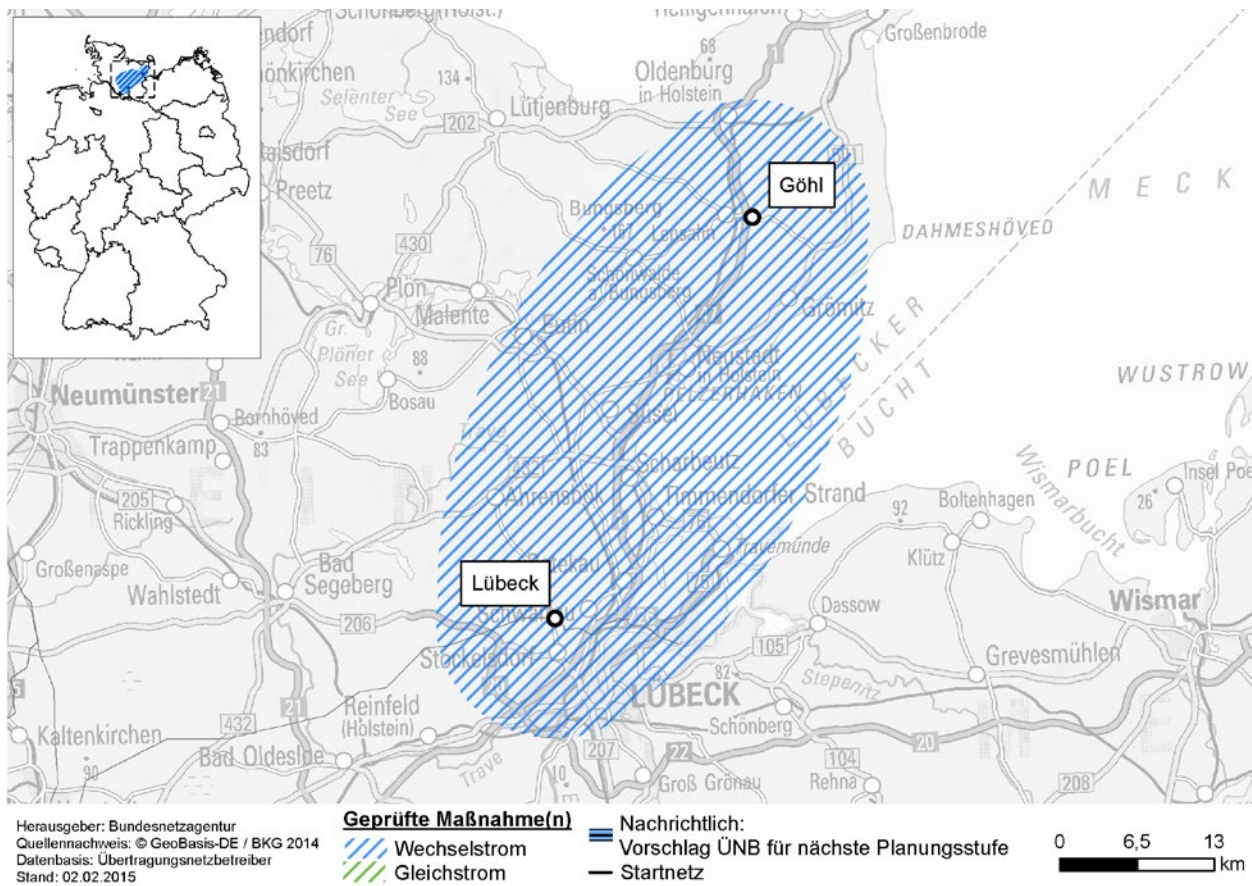
Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl



Zweck des Projekts P72 ist die Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein in Richtung Süden. Insbesondere dient es der Integration von Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen in der Region Ostholstein sowie einer besseren Anbindung der nach Schweden führenden HGÜ-Verbindung „Baltic Cable“.

Das Projekt P72 besteht aus den Maßnahmen M351, M49 und M50.

Maßnahme M351: Raum Göhl – Raum Lübeck



Maßnahme M351 (Raum Göhl – Raum Lübeck) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung zwischen dem Raum Göhl und dem Raum Lübeck vorgesehen (Netzausbau). Im Raum Göhl und im Raum Lübeck ist jeweils eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). Die Maßnahme begründet sich aus Überlastungen des Verteilnetzes (110-kV-Ebene) und dient hauptsächlich dem Transport von Windenergie aus dem Raum Göhl Richtung Raum Lübeck.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Erforderlichkeit

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die maximale Auslastung der Maßnahme bei nur knapp über 20% läge und bei normaler Auslastung sogar nur bei 11%. Sie fordern daher, dass die Daten offengelegt werden, damit ein neutraler Gutachter das Ergebnis bestätigen könne.

Das Prüfungskriterium „Erforderlichkeit“ (20%-Kriterium) der Bundesnetzagentur soll sicherstellen, dass eine Maßnahme durch ihre Auslastung einen entsprechenden entlastenden Einfluss auf das (vermaschte) Netz hat. Wird es nicht erfüllt, dient das als Indiz, dass der Transport auch über das Verteilnetz möglich sein könnte. Im Normalfall wird bei der Planung des Übertragungsnetzes die Verteilnetzebene nicht im Detail mit simuliert. Um bei Bedarf bewerten zu können, ob ggf. das Verteilnetz wirklich für den Leistungstransport ausreicht, müssen sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz im Detail betrachtet werden. Ein solcher Datensatz wurde für die Maßnahme M351 von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Ergebnis ist, dass unter den Annahmen des Szenarios B2024 der Übertragungsbedarf auch durch einen umfangreichen Ausbau der 110-kV-Ebene erfolgen könnte. Ein Ausbau auf Höchstspannungsebene erscheint jedoch zukunftsfähiger und ist daher vorzuzugwürdig. Details zur Prüfung finden sich im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“.*

Übermäßiger Ausbau an Windenergie in Schleswig-Holstein / Regionaler Verbrauch

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Prognosen für die Stromerzeugung in Schleswig-Holstein auf 300% und mehr des dortigen Strombedarfes hinaus liefen. Bei Windspitzen würden dabei alle Erzeugungsanlagen gleichzeitig einspeisen. Würde dieser Ausbau auf 150% beschränkt werden, so würde es keinen wesentlichen Netzausbau mehr benötigen und man könnte den an der Ostküste erzeugten Strom südlich von Kiel über die Mitteltrasse leiten. Solange keine bundesweite Einigung bestehe, laufe Schleswig-Holstein Gefahr, dass niemand diesen „überschüssigen“ Strom haben wolle. Die Windkraftanlagen seien heute so leistungsfähig, dass diese auch in anderen Bundesländern, direkt dort, wo Strom benötigt wird, regional installiert werden könnten. Zudem wird von einem Konsultationsteilnehmer gefordert, den in Schleswig-Holstein erzeugten Windstrom vor Ort zu verbrauchen anstatt ihn nach Süden zu schicken.

Nach Ansicht des zuständigen Verteilnetzbetreibers sind die im NEP2024 regionalisierten Einspeiseleistungen in Schleswig-Holstein zu gering. Laut ihrem Anschlusskataster sei eine um ca. 25% höhere Einspeiseleistung für das Jahr 2024 zu erwarten als derzeit im Szenario B2024* angenommen.

In allen Szenarien des Netzentwicklungsplans übersteigt die in Schleswig-Holstein erzeugte Strommenge deutlich den dort erwarteten Strombedarf. Dies folgt aus dem bereits vorhandenen Bestand als auch aus dem Ertragspotenzial an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Szenario B2024 ergibt sich z. B. eine Erzeugung von ca. 34 TWh (Anteil Wind onshore: 14,6 TWh) bei einem Verbrauch von 12,2 TWh. Entscheidender für den Netzausbau als Strommengen sind jedoch die sich bei den Simulationen ergebenden einspeisenden Leistungen die sich in etwa proportional zu den installierten Leistungen verhalten. Im Szenario B2024* wird z.B. in Schleswig-Holstein eine installierte Leistung an Onshore-Wind von 6,3 GW angenommen. Derzeit sind etwa 4,8 GW an Onshore-Windenergieanlagen bereits installiert. Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden dabei der genehmigte Szenariorahmen (Erläuterungen dazu im Abschnitt II A) und die darauf beruhenden Regionalisierungen.*

Im bundesweit geltenden EEG ist keine Regionalkomponente, in der eine regionale Zuweisung von Windkraftanlagen erfolgt, enthalten. Des Weiteren existiert ein bundesweit einheitlicher Strommarkt. Es wird kein Strom speziell nur aus Schleswig-Holstein gehandelt oder verkauft, sondern es wird deutschlandweit der jeweils preiswerteste Strom nachgefragt und entsprechend produziert. Aufgrund der kaum vorhandenen Grenzkosten für aus Windkraft erzeugten Strom würde erst dann keine Nachfrage mehr bestehen, wenn die komplette deutsche Stromnachfrage und sämtliche Handelskapazitäten mit dem europäischen Ausland durch erneuerbare Energien bedient würden. Von daher trifft es nicht zu, dass niemand Strom aus Schleswig-Holstein „haben wolle“ und dieser (in einem negativen Sinn) „überschüssig“ werde.

Verkabelung / Seekabel

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass zumindest in siedlungsnahen Gebieten eine Verkabelung durchgeführt wird. Eine (Teil-)Verkabelung würde die Akzeptanz steigern. Dazu solle eine Aufnahme der Ostküstenleitung mit Option auf die Erprobung der Teilverkabelung in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden. Ebenfalls solle die Verlegung eines Seekabels geprüft werden.

Die Frage der Art und Weise der Realisierung der Maßnahme M351 ist nicht Gegenstand der Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans und ist in den nachfolgenden Verfahrensschritten zu klären.

Stand der Planung

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Planung des Projektes P72 schon weit fortgeschritten sei. Für den Abschnitt von Göhl nach Lübeck laufe der Dialogprozess. Ein Vorzugskorridor werde bald feststehen.

Eine Aktualisierung des Umsetzungsstandes erfolgt im Rahmen der jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans.

Elektrotechnische Prüfung

Die Begründung der Maßnahme M351 kann nicht durch eine Behebung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz erfolgen. Die Maßnahme begründet sich aus Überlastungen des Verteilnetzes (110-kV-Ebene). Die Prüfung der Maßnahme M351 erfolgte daher anhand eines Datensatzes für Schleswig-Holstein, welcher in Zusammenarbeit von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt wurde und sowohl das Übertragungsnetz als auch das Hochspannungsverteilstromnetz in Schleswig-Holstein detailliert abbildet. Sämtliche Einspeiseleistungen in der 110-kV-Ebene wurden dabei so gesetzt, dass sie den Vorgaben des Szenarios B2024* entsprechen.

Der bereitgestellte Datensatz belegt anhand zweier Netznutzungsfälle für die Stunde 846 und für die Stunde 5774 des Jahres 2024, dass ohne die Maßnahme M351 das bestehende Hochspannungsnetz (110-kV-Netz) bereits im (n-0)-Fall auf der Strecke zwischen Göhl, Scharbeutz und Siems stark überlastet sein wird. Bereits im (n-0)-Fall würden Belastungen von über 140% auftreten. Daraus ergibt sich ein Bedarf an Netzausbau für die Region Ostholstein. Beide untersuchten Netznutzungsfälle weisen eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einen Leistungsexport über das „Baltic Cable“, einer HGÜ-Verbindung zwischen Lübeck und Schweden, auf.

Insgesamt wurden von TenneT und HanseWerk drei verschiedene Varianten einer integrierten Netzplanung von 110-kV- und 380-kV-Netz vorgelegt, die auf den Eingangsparametern des Szenariorahmens beruhen. Eine Variante beinhaltet den 380-kV-Netzausbau vom Raum Göhl in den Raum Lübeck (P72 M351). Die zwei

anderen Varianten stellen hingegen den notwendigen Ausbaubedarf in Ostholstein dar, welcher sich durch einen reinen Ausbau der 110-kV-Netzebene ergeben würde. Die beiden 110-kV-Ausbau-Varianten unterscheiden sich dadurch, dass in einer Variante die Leistung aus der Region um Göhl direkt Richtung Lübeck abgeführt wird, während die andere Variante eine Abführung der Leistung von Göhl nach Siems vorsieht. Im Unterschied zu der Variante mit 380-kV-Netzausbau müsste das 110-kV-Netz insbesondere zwischen der Region um Göhl und Cismar in Richtung Scharbeutz um- und ausgebaut werden. Mindestens vier Übertragungssysteme in 110 kV wären notwendig. Je nachdem, ob ein Transport Richtung Lübeck oder Siems erfolgen soll, wäre zudem eine Weiterführung dieser Übertragungssysteme Richtung Lübeck bzw. Siems notwendig.

Sämtliche Varianten lösen die Netzengpässe im 110-kV-Netz in der Region Ostholstein vollständig auf und sind demnach wirksam.

Alle Varianten beinhalten Netzausbau bzw. Netzverstärkungen des 110-kV-Netzes, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. In allen Varianten sind Zubringerleitungen Richtung Göhl aus dem nördlichen Bereich Ostholstein notwendig.

Diejenige Variante, welche die Maßnahme M351 mit einschließt, erweist sich als deutlich zukunftsfähiger. In den untersuchten Netznutzungsfällen beträgt die maximale Auslastung von der Maßnahme M351 11% im (n-0)-Fall und 22% im (n-1)-Fall. Demnach ist eine Übertragung zusätzlicher Leistung aus dem Raum Göhl in Richtung Lübeck möglich. Die Varianten, welche eine Lösung ausschließlich in der 110-kV-Netzebene vorsehen, beinhalten kaum Reserven bezüglich der Übertragungsleistung. So ergeben sich je nach betrachtetem Netznutzungsfall im (n-1)-Fall Auslastungen von 77% (Stunde 846) bzw. 75% (Stunde 5774) zwischen Lübeck und Scharbeutz. Bei einer fortschreitenden Erhöhung der Erzeugungsleistung im Raum Göhl (z. B. durch Ausbau von Onshore-Wind) über das Szenario B2024* hinaus wären umgehend weitere zusätzliche Maßnahmen in der 110-kV-Netzebene zwischen dem Raum Göhl und dem Raum Lübeck notwendig. In der Variante mit einem Leistungstransport nach Siems sind im (n-1)-Fall bereits Auslastungen bis zu 99% (Stunde 846) vorhanden. Auch in dieser Variante wären bei einer fortschreitenden Erhöhung der Erzeugungsleistung im Raum Göhl weitere zusätzliche Maßnahmen in der 110-kV-Netzebene notwendig.

Im Rahmen der Prognosen des NEP2024 erfolgt im Raum Göhl eine Erhöhung der regionalisierten Leistung Onshore-Wind um über 30%, vergleicht man Szenario B2024* mit Szenario B2034. Dies zeigt die Notwendigkeit einer zukunftsfähigen Lösung für den Übertragungstransport von dem Raum Göhl in Richtung Lübeck.

In der beantragten Variante mit Maßnahme M351 wird eine Netztrennung des 110-kV-Netzes zwischen Rogerfelde und Scharbeutz vorgenommen, wodurch die Übertragung der Leistung vom 110-kV-Verteilnetz ins 380-kV-Übertragungsnetz verschoben wird. Dies führt aufgrund der höheren Spannung des Übertragungsnetzes zu geringeren Übertragungsverlusten. In den betrachteten Netznutzungsfällen sind in der Variante mit M351 die Wirkleistungsverluste um bis zu ca. 6 MW geringer als in den beiden Varianten ohne einen Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes.

In einer Kostenabschätzung auf Basis des Szenarios B2024*, die neben den Investitionskosten auch Netzverluste über einen Zeitraum von zehn Jahren einpreist, liegen die Kosten der Variante mit Maßnahme M351 bei ca. 142 Mio. Euro. Bereits für den Zehnjahresausblick liegt die Kostenabschätzung damit nur noch leicht über den beiden Varianten, die eine reine Lösung auf der 110-kV-Netzebene betrachten (ca. 134 Mio.

Euro bzw. ca. 129 Mio. Euro). Auf längere Sicht wird die Variante mit Maßnahme M351 auch kostenmäßig vorteilhafter gegenüber den reinen 110-kV-Lösungen sein. Denn über die für 2024 benötigten 110-kV-Leitungen werden – wie vorstehend dargelegt – bald darauf weitere 110-kV-Leitungen erforderlich. Deren Kosten sind noch nicht in der Kostenabschätzung für die 110-kV-Varianten enthalten, kämen also noch hinzu.

Derzeitiger Stand und Abschätzung der kurzfristigen Entwicklung

Laut Anlagestammdaten (Stand: 31. Dezember 2013) waren in der Postleitzahlenregion 237xx (ausgenommen 23795) im Osten Schleswig-Holsteins 410 MW an Onshore-Windanlagen installiert. Eine Abfrage unter den Verteilnetzbetreibern im Rahmen des Szenariorahmens 2025 ergab, dass die HanseWerk AG einen Ausbau von weiteren etwa 190 MW von 2014 bis Ende 2016 prognostiziert. Dadurch würden sich ca. 600 MW installierte Leistung an Onshore-Wind für das Jahr 2016 ergeben. Demnach würde schon bereits 2016 der regionalisierte Wert im Szenario B2024* für das Jahr 2024 im Raum Göhl von ca. 560 MW überschritten.

Die Daten des Landes Schleswig-Holstein zeigen, dass mit über 455 MW allein im Kreis Ostholstein und in der Hansestadt Lübeck (Stand: 23.04.2015, Quelle: Landesportal Schleswig-Holstein, www.schleswig-holstein.de/DE/Themen/W/windenergie.html) in der Region bereits jetzt ein Großteil der im Szenario B2024* angenommenen Leistung an Onshore-Wind realisiert ist.

Die derzeitigen Ausbautzahlen legen somit nah, dass das Szenario B2024* eine eher konservative Abschätzung bezüglich der in Ostholstein installierten Onshore-Windleistung darstellt.

Bei einer höheren Einspeiseleistung – wie von mehreren Konsultationsteilnehmern unterstellt – steigt der Ausbaubedarf in den Varianten, die einen reinen Ausbau der 110-kV-Netzebene betrachten. Die Wirkleistungsverluste erhöhen sich ebenfalls im Vergleich zu der Variante mit Maßnahme M351. Dies führt dazu, dass die Kostenabschätzungen für die beiden Varianten, die eine reine Lösung auf der 110-kV-Netzebene betrachten (ca. 158 Mio. Euro bzw. ca. 148 Mio. Euro) höher ausfallen. Die Kosten mit der Maßnahme M351 blieben hingegen in etwa gleich (ca. 142 Mio. Euro). Demnach würde sich die Maßnahme M351 noch deutlicher als vorteilhaft erweisen.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

In der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Spitzenkappung verwendet, um den reduzierten Transportbedarf im Übertragungsnetz abzubilden. Eine detaillierte Betrachtung der 110-kV-Ebene erfolgt dabei modellbedingt nicht. Dadurch kann die Gutachter-Marktmodellierung nicht dazu verwendet werden, den Einfluss von Spitzenkappung auch im 110-kV-Netz zu untersuchen.

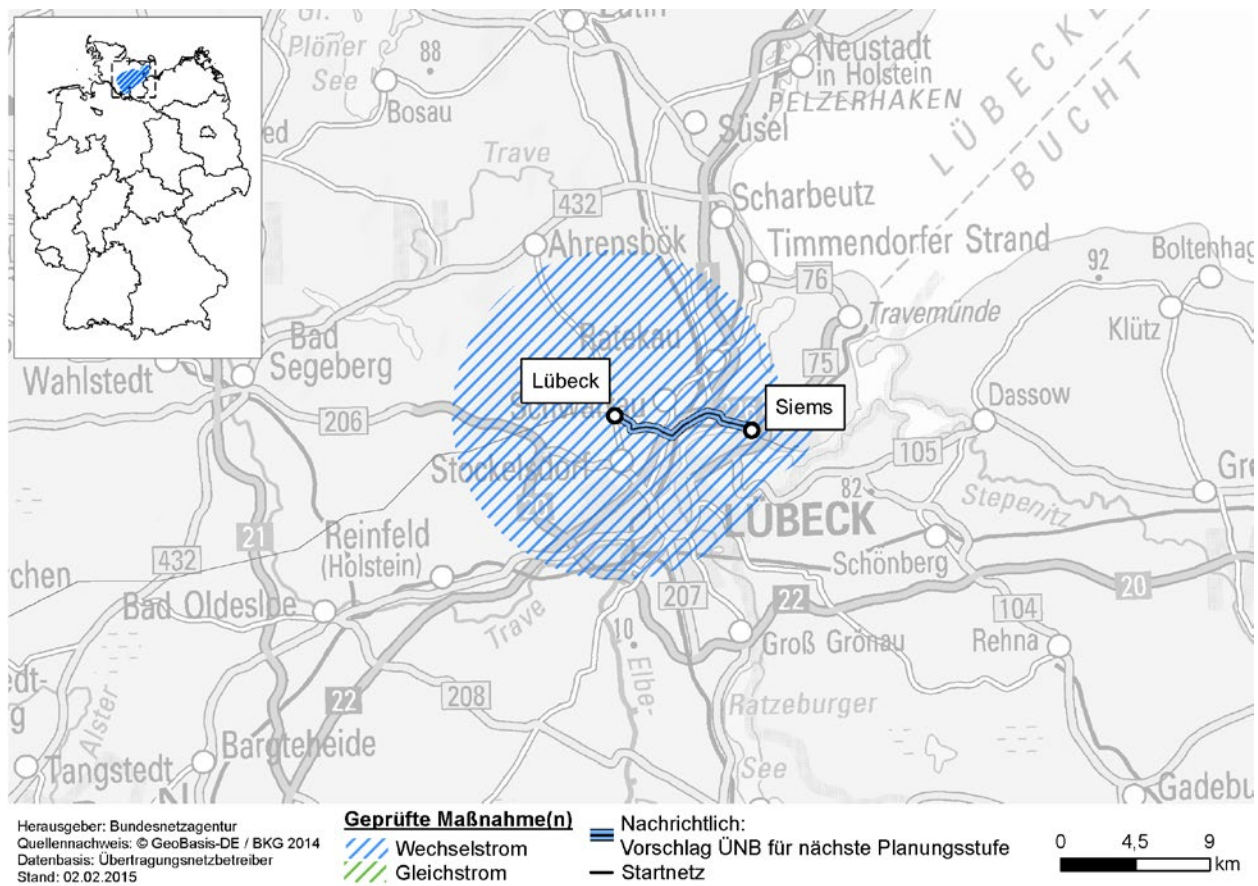
Eine grobe Abschätzung des Einflusses der Spitzenkappung auf den Netzausbaubedarf in der Region Ostholstein ist gleichwohl anhand der im Szenario B2024* hinterlegten Leistungsdauerlinie für Onshore-Wind möglich: Bei einer Abregelung von bis zu 3% der aus Windkraftanlagen an Land erzeugten Energiemenge, wie sie im Grünbuch der Bundesregierung zum „Strommarkt für die Energiewende“ geplant ist, muss im optimalen Fall das Netz ca. 20% weniger Leistung transportieren. Dadurch verzögert sich der Netzausbaubedarf aber nur, entbehrlich wird er nicht. Denn diese Reduzierung der zu transportierenden Leistung wird durch den weiteren stetigen Ausbau an Onshore-Wind wieder kompensiert. An den Überlastungen des bestehenden 110-kV-Netzes im Jahr 2024 ändert auch die Spitzenkappung aller Voraussicht nach nichts.

Ein Einfluss möglicher Leistungsreduktionen offshore ist auszuschließen, da über die Maßnahme M351 keine Anbindung von Offshore-Anlagen erfolgt.

Ergebnis

Zur Lösung der Übertragungsaufgabe vom Raum Göhl in den Raum Lübeck erweist sich ein Ausbau auf 380-kV-Höchstspannungsebene gegenüber einem Ausbau allein der 110-kV-Netzebene als die bessere Lösung. Die Maßnahme M 351 wird daher bestätigt.

Maßnahme M49: Raum Lübeck – Siems



Maßnahme M49 (Raum Lübeck – Siems) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Siems und dem Raum Lübeck vorgesehen. Dafür besteht die Notwendigkeit, die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems mit einer im Raum Lübeck neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Leitung (Neubau in bestehender Trasse) zu verbinden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Erforderlichkeit

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine neue, von einem unabhängigen Gutachter erstellte Prognose für die zu erwartende Auslastungskapazität der Maßnahme, da die prognostizierte Auslastung lediglich bei 21% läge. Zudem wendet ein Konsultationsteilnehmer ein, dass das bestehende 220-kV-Erdkabel, welches vor 20 Jahren als Kompromiss errichtet wurde, bis heute fehlerlos in Betrieb sei.

Das Prüfungskriterium „Erforderlichkeit“ (20%-Kriterium) der Bundesnetzagentur soll sicherstellen, dass eine Maßnahme durch ihre Auslastung einen entsprechenden entlastenden Einfluss auf das (vermaschte) Netz hat. Wird es nicht erfüllt, dient das als Indiz, dass der Transport auch über das Verteilnetz möglich sein könnte. Im Normalfall wird bei der Planung des Übertragungsnetzes die Verteilnetzebene nicht im Detail mit simuliert. Um bewerten zu können, ob ggf. das Verteilnetz wirklich für den Leistungstransport ausreicht, müssen sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz im Detail betrachtet werden. Ein solcher Datensatz wurde für die Maßnahme M49 von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Im Ergebnis reicht weder das 110-kV-Netz noch das vorhandene 220-kV-Erdkabel für einen (n-1)-sicheren Betrieb aus. Details zur Prüfung finden sich im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“.

Baltic Cable

Mehrere Konsultationsteilnehmer wenden ein, dass im Bereich Lübeck-Siems keine erneuerbaren Energien vorhanden seien und über das Baltic-Kabel größtenteils Atomstrom und Strom aus Kohlekraftwerken transportiert würde. Wenn in Schleswig-Holstein zu viel Windstrom erzeugt werde, wäre das Baltic-Kabel überflüssig und müsse stillgelegt werden.

Es ist richtig, dass die Maßnahme M49 auch durch das Baltic Cable begründet ist und dass dadurch nicht ausschließlich regenerativ, sondern auch konventionell erzeugter Strom importiert wird. Dies entspricht jedoch den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und dient der politisch und rechtlich vorgegebenen Stärkung des europäischen Binnenmarktes. In einem Strommarkt mit verschiedenen konkurrierenden Erzeugern und Energiequellen sowie in einem vermaschten Netz ist es nicht möglich, Netzausbau nur zum Abtransport der erneuerbaren Energien zuzulassen. Das Netz muss vielmehr allen Erzeugern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen.

Verkabelung

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die Aufnahme der Ostküstenleitung in die Liste der Pilotprojekte für Erdverkabelung.

Wie die Maßnahme M49 realisiert wird, ist nicht Gegenstand der Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Die Forderung nach einer Verkabelungsoption richtet sich an den Gesetzgeber des Bundesbedarfsplans. Die Bundesnetzagentur kann insoweit allenfalls prüfen, ob im Sinne des NOVA-Prinzips ein Betrieb des vorhandenen 220-kV-Kabels mit einer Spannung von 380 kV ausreichend und möglich wäre. Das ist nicht der Fall.

Elektrotechnische Prüfung

Die Begründung der Maßnahme M49 kann nicht durch eine klassische (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst erfolgen. Überlastungen treten im unterlagerten 110-kV-Netz auf, falls es zu einem Ausfall des vorhandenen 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck kommt. In diesem Fall muss die Leistung des „Baltic Cable“, das nach Schweden führt und am UW Herrenwyk mit dem deutschen Netz verbunden ist, vollständig über das 110-kV-Netz transportiert werden. Da das 110-kV-Netz dafür nicht ausgelegt ist, müsste die Übertragungsleistung des „Baltic Cable“ gedrosselt werden, wie es teilweise bereits heute aufgrund mangelnder Transportkapazitäten der Fall ist. Andere Netzinfrastruktur im Höchstspannungsbereich, welche diese Transportaufgabe übernehmen könnte, ist nicht vorhanden. Durch die Maßnahme M49 hingegen würde der Leistungstransport über den Interkonnektor „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt. Mit der Maßnahme M49 können die Überlastungen im 110-kV-Netz behoben werden. Dies kann anhand eines Datensatzes von TenneT und HanseWerk (vgl. Maßnahme M351), welcher sowohl die 110-kV- als auch die 380-kV-Netzebene umfasst, nachvollzogen werden. Bei Ausfall eines der 380-kV-Systeme der Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 8092 beträgt die Auslastung des verbleibenden Systems 30%. Die Maßnahme ist folglich wirksam. Ohne die Maßnahme M49 wäre beim Ausfall des vorhandenen 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck das 110-kV-Netz zwischen Siems und Herrenwyk bereits im (n-0)-Fall mit 120% belastet.

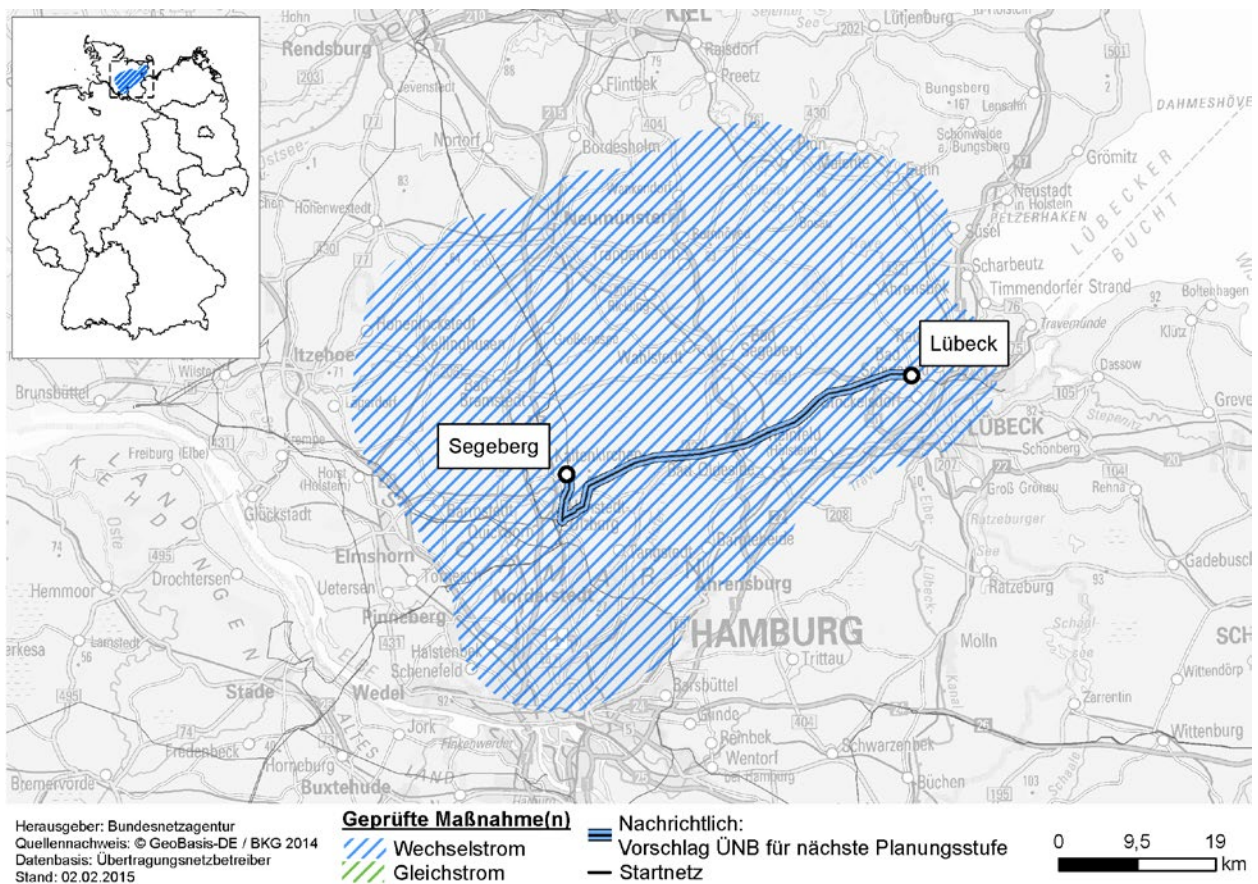
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wird durch die Maßnahme M49 der Leistungstransport über den Interkonnektor „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt. Bei Ausfall eines der 380-kV-Systeme der Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 5412 beträgt die Auslastung des verbleibenden Systems 29%.

Ergebnis

Die Maßnahme M49 wird bestätigt.

Maßnahme M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg



Maßnahme M50 (Raum Lübeck – Kreis Segeberg) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Raum Lübeck und dem Kreis Segeberg notwendig (Netzverstärkung). Im Kreis Segeberg ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass im Abschnitt zwischen Kreis Segeberg und Lübeck bereits ein Vorzugskorridor existiere, dessen Entwicklung durch eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung begleitet worden sei.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M50 behebt im Zielnetz des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M50 ein Stromkreis der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M50 reduziert die Auslastung auf 31%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Maßnahme M50 in 3% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 24% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%. Die Maßnahme ist demnach auch erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

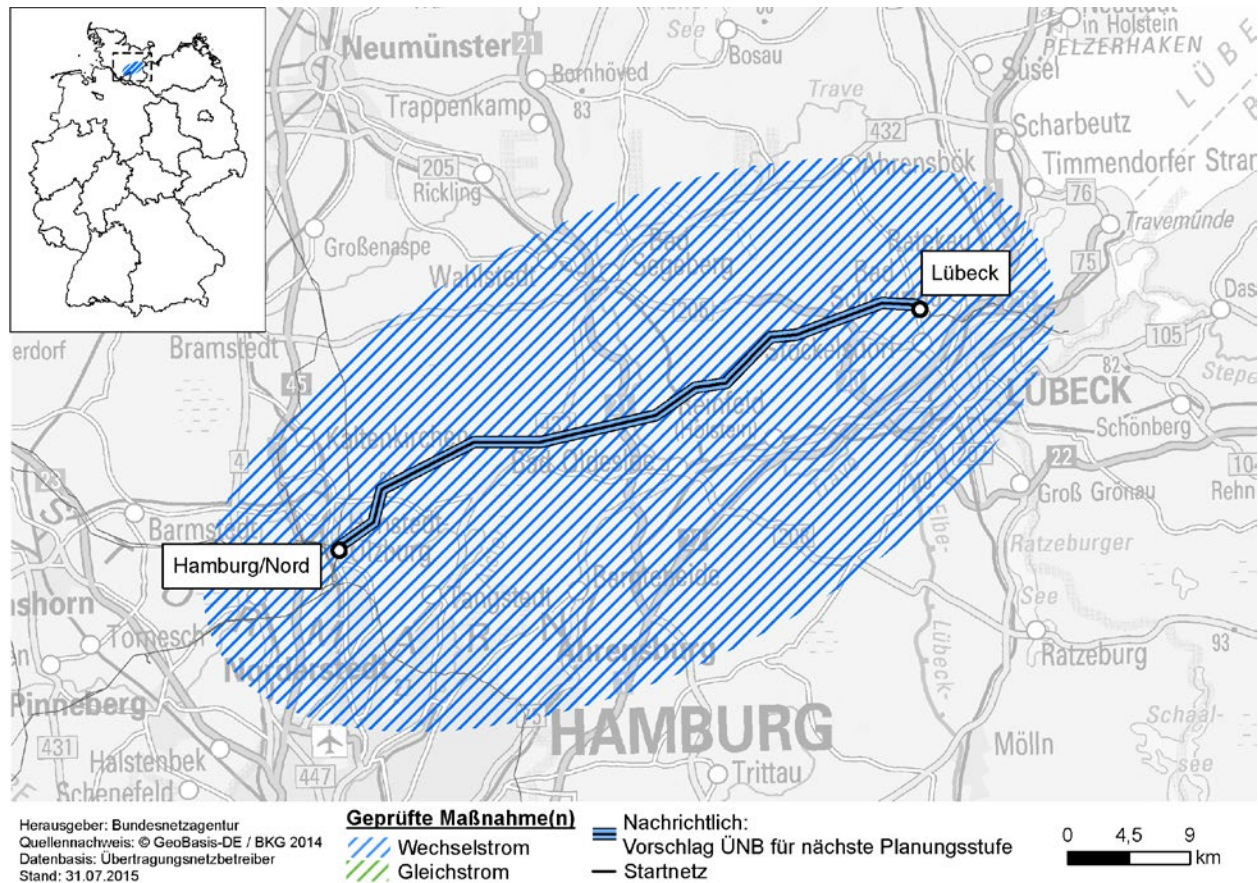
Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen ist im Zielnetz ohne die Maßnahme M50 ein Stromkreis zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M50 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 14%. Die maximale Auslastung im Jahr für die Maßnahme M50 beträgt 21%.

Ergebnis

Die Maßnahme M50 wird bestätigt.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Übertragungsnetzbetreiber deuten an, dass die bestehende 380-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord aus rein netztechnischen Belangen als alternativer Netzverknüpfungspunkt zum bestehenden Höchstspannungsnetz in Betracht käme.



Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass im Abschnitt zwischen Kreis Segeberg und Lübeck bereits ein Vorzugskorridor existiert, dessen Entwicklung durch eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung begleitet wurde.

Wirksamkeit

Die alternative Maßnahme zu M50 behebt im Zielnetz des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Im Zielnetz ist ohne die alternative Maßnahme zu M50 ein Stromkreis der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme zu M50 reduziert die Auslastung auf 31%. Die alternative Maßnahme zu M50 ist folglich wirksam.

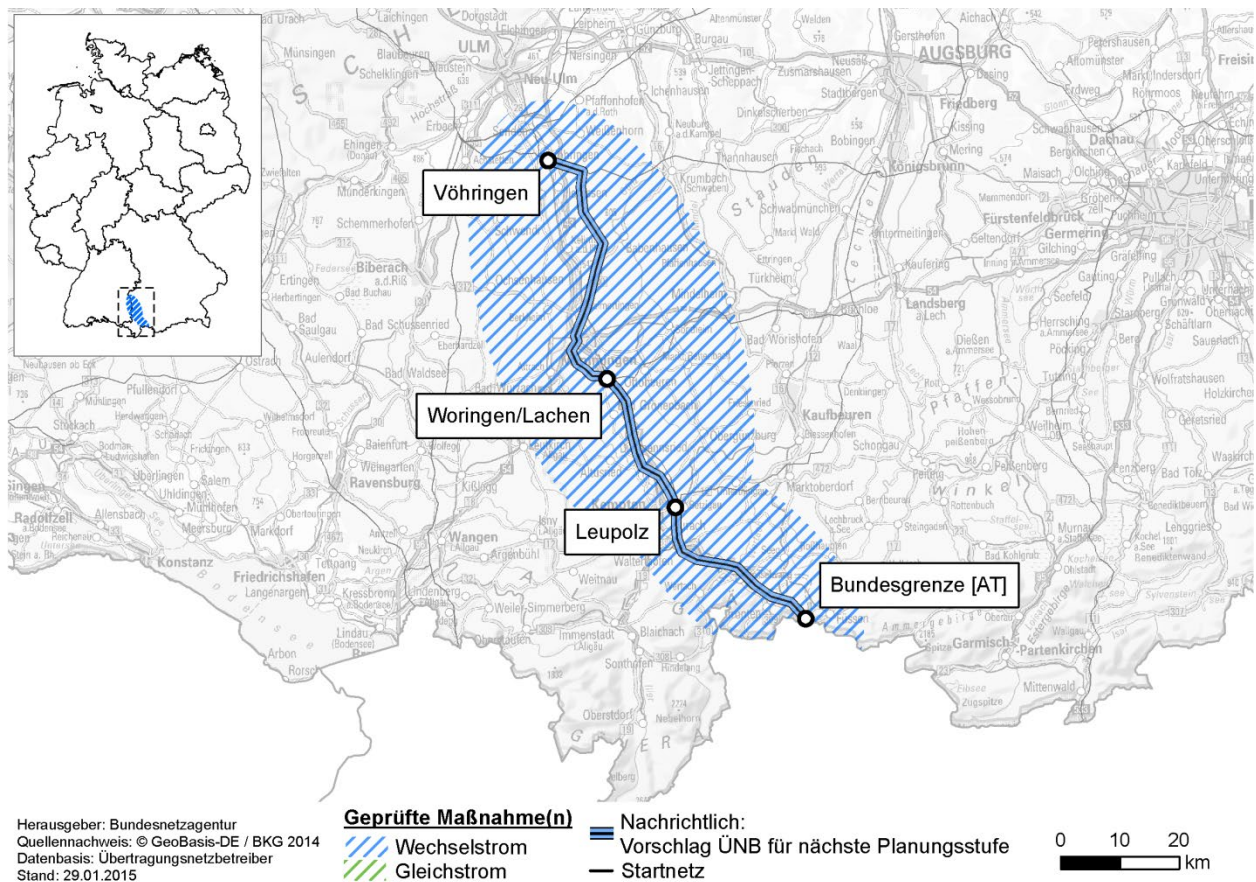
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen ist im Zielnetz ohne die alternative Maßnahme zu M50 ein Stromkreis zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme zu M50 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 14%.

Ergebnis

Die alternative Maßnahme zu M50 wäre technisch wirksam. Sie kommt jedoch angesichts der in Schleswig-Holstein bereits vorangeschrittenen Planungs- und Dialogverfahren realistischer Weise nicht mehr in Betracht.

Projekt P74: Bayerisch Schwaben



Das Projekt P74 mit den Maßnahmen M96 und M97 ist mit dem „Abzweig Woringen – Memmingen“ als Vorhaben Nr. 36 Teil des Bundesbedarfsplans.

Durch die Maßnahmen M96 und M97 werden bestehende 220-kV-Leitungen durch 380-kV- und 110-kV-Leitungen ersetzt. Ein bisher von Vöhringen nach Österreich laufender 220-kV-Stromkreis wird dabei durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt (M96). Das Projekt soll somit die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich erhöhen. Der neue Stromkreis wird dabei durch die Schaltanlage Leupolz geführt, die entsprechend zu verstärken wäre.

Im Zuge des Projekts kommt es zudem zur Auflösung eines 220-kV-Rings, der die Stationen Oberottmarshausen, Vöhringen, Memmingen und Irsingen umfasst. Die 220-kV-Struktur wird dabei durch eine 110-kV-Struktur ersetzt, in der auch die neue 380/110 kV Anlage Woringen/Lachen eingebunden wird (M97), die den Raum Memmingen versorgen soll. In der Gesamtbetrachtung der Umstellung des 220-kV-Netzes ist es sinnvoll, beide Maßnahmen M96 und M97 als Einheit zu prüfen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Maßnahmen M96/M97: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen

Die Maßnahmen M96 und M97 (Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen) werden nicht bestätigt.

Konsultation

Auf der bestehenden Leitung vom Netzknoten Westtirol (AT) nach Memmingen/Leupolz (DE) wird aktuell je ein System mit 220 kV bzw. mit 380 kV betrieben, wobei die Leitung für einen Betrieb von zwei Systemen mit 380 kV ausgelegt ist. Nach Aussage eines Konsultationsteilnehmers könnte durch die Umstellung des zweiten Leitungssystems von 220 kV auf 380 kV die Kapazität der Kuppelleitung und damit die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit mit relativ geringem technischen Aufwand gesteigert werden.

Der künftige Bedarf für eine erhöhte Übertragungskapazität und für eine starke Kopplung der Marktgebiete zwischen Deutschland und Österreich würde durch Marktstudien belegt. Hieraus ergäbe sich insbesondere der Bedarf einer flexiblen Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit den Erzeugern in Deutschland und Europa. Die durch die Umstellung der Spannungsebene erhöhte Übertragungskapazität leiste damit einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Versorgungs- und Betriebssicherheit im betroffenen Netzraum, zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele und zur Förderung des Stromhandels. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität würden durch die höhere Spannungsebene die Übertragungsverluste deutlich reduziert (z.B. bei gleichen Transportmengen auf ca. ein Drittel).

In den Berechnungen der Bundesnetzagentur konnte für die Szenarien B2024 sowie dem Gutachter-Szenario kein erhöhter Übertragungsbedarf nachgewiesen werden. Auf deutscher Seite müssten die Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz verstärkt sowie eine neue Schaltanlage in Woringen/Lachen errichtet werden. Darüber hinaus ist ebenfalls eine Umbeseilung (110 km) sowie 1 km Neubau in bestehender Trasse erforderlich.*

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M96/97 führen zu einer Entlastung einer ansonsten stark belasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen M96/97 ist ein Stromkreis zwischen Leupolz und der Grenze zu Österreich in der Stunde 8077 zu 84% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen reduziert die Auslastung auf 62%. Da die durch die Maßnahmen M96/97 entlastete Leitung jedoch nicht überlastet ist, ist das Kriterium der Wirksamkeit nicht erfüllt.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 27% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 38% liegt. Die Maßnahme wäre damit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1357 zu einer maximalen Auslastung eines Stromkreises zwischen Leupolz und der Grenze zu Österreich. Im BBP Netz ist ohne die Maßnahmen M96/97 einer dieser Stromkreise zu 83% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M96/97 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 62%.

Da es sich bei der durch die Maßnahmen M96/97 entlasteten Leitung jedoch nicht um einen überlasteten Stromkreis (>100%) handelt, ist das Kriterium der Wirksamkeit auch in der Gutachter-Marktmodellierung nicht erfüllt.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 55%.

Szenario A2024

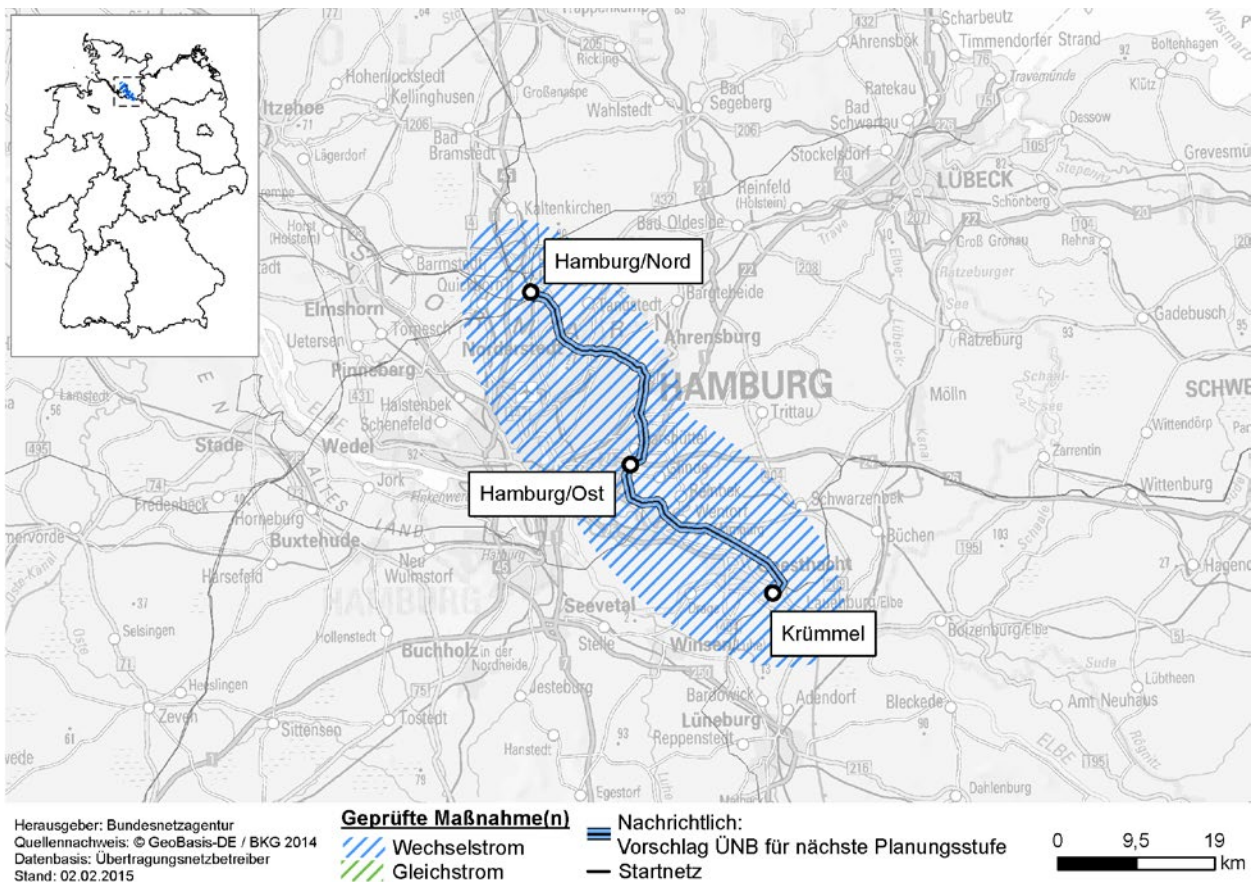
Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen M96/97 sind nicht bestätigungsfähig. Es liegt bei Ausfall benachbarter Leitungen in keiner untersuchten Stunde eine Überlastung einer relevanten Leitung vor.

Dennoch ist festzuhalten, dass durch die Maßnahmen M96/97 die Transportkapazität nach Österreich signifikant erhöht würde. Zudem ginge mit den Maßnahmen eine umfassende Umstrukturierung und Erneuerung der Versorgungsstruktur des unterlagerten Netzes einher. Nach den vorliegenden Informationen würden die neu zu errichtenden Leitungen teilweise bestehende Leitungen aus den Jahren 1929 und 1930 ersetzen, die das allgemein für Freileitungen angenommene durchschnittliche Höchstalter von 80 Jahren erreicht haben.

Projekt P84: Hamburg/Nord – Krümmel



Aus dem Szenario B2024* ergeben sich hauptsächlich wegen des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien für den nördlichen Raum der 50Hertz-Regelzone wachsende Übertragungsaufgaben. Diesen Aufgaben dient das Projekt P84 mit den Maßnahmen M367 und M368. Dies gilt insbesondere für den Ferntransport der zu erwartenden EE-Leistung in die TenneT-Regelzone. Neben der stetig steigenden EE-Erzeugung in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern müssen die Leitungen auch den in Hamburg konventionell erzeugten Strom aufnehmen.

Konsultation

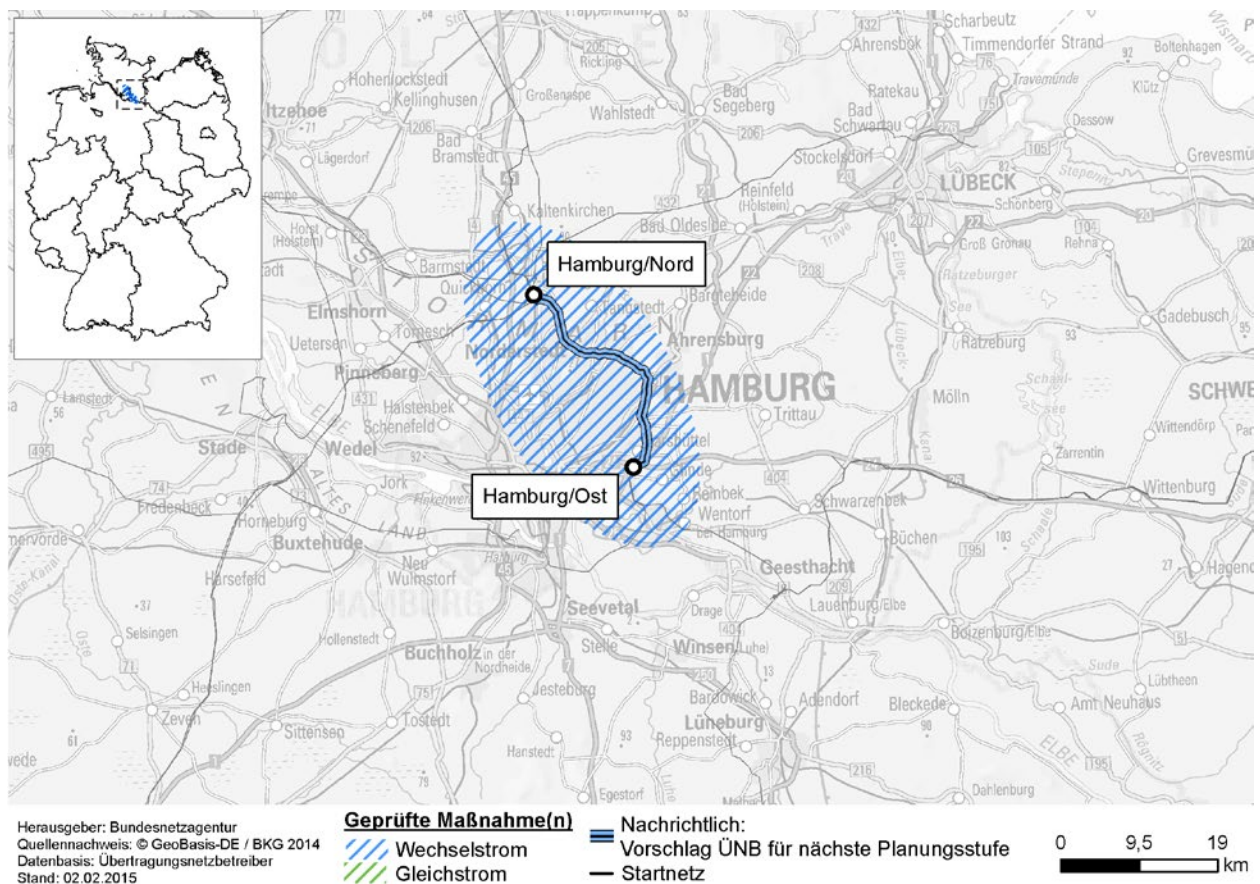
Ein Konsultationsteilnehmer merkt kritisch an, das Projekt P84 nehme den in Hamburg konventionell erzeugten Strom auf, obwohl die Einspeisung aus erneuerbaren Energien Priorität habe.

Energieerzeugung und Markt orientieren sich nicht am Netz, sondern umgekehrt ist der Netzausbau (nur) die logische Folge bestimmter Rahmenbedingungen. Das Netz ist damit nicht ursächlich dafür, dass ein bestimmter Brennstoff günstiger verstromt werden kann als andere. Es bestimmt nicht darüber, ob und welche konventionellen Kraftwerke einspeisen. Vielmehr hat jedes Kraftwerk grundsätzlich ein Recht darauf, an das Netz angeschlossen zu werden, um so am Strommarkt teilnehmen zu können. Das Netz darf auch keine politische Stellschraube zur gezielten Förderung oder Diskriminierung einer bestimmten Erzeugungstechnologie sein,

sondern es muss der Versorgungssicherheit und einem marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätsmarkt dienen.

Welche Erzeugungsanlagen bzw. Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom in das Netz einspeisen, hängt unter anderem von den Grenzkosten für die Stromproduktion ab. Dadurch ist es durchaus möglich, dass auch konventionell erzeugter Strom über die neuen Leitungen der Maßnahmen abtransportiert wird. Allein aus erneuerbaren Energien kann der Strombedarf in Deutschland bisher nicht gedeckt werden. Sie sind noch nicht dazu in der Lage, rund um die Uhr eine gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.

Maßnahme M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost



Maßnahme M367 (Hamburg/Nord – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Als Netzverstärkung von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird auf der bestehenden 380-kV-Leitung eine Umbeseilung in Hochstrombeseilung/HTLS vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahme M367 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M367 ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost in der Stunde 2472 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M367 reduziert die Auslastung dann auf 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 56%, der Mittelwert bei 12%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Szenario

Da die Maßnahme M367 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung des Gutachter-Szenarios erwies sich die Maßnahme M367 in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 3957. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M367 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 85%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Bei der Maßnahme M367 ist zusätzlich zu beachten, dass große Wechselwirkungen zu anderen geplanten Projekten bzw. Maßnahmen bestehen. Insbesondere die geplante, aber noch nicht bestätigte HGÜ-Maßnahme Korridor C C06WDL hätte einen großen Einfluss auf die Belastung der Stromkreise zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost. Mit C06WDL würde die Belastung im oben aufgeführten (n-1)-Fall von 117% auf 81% sinken. Dann wäre die Maßnahme M367 nicht notwendig.

Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 54% ausreichend ausgelastet.

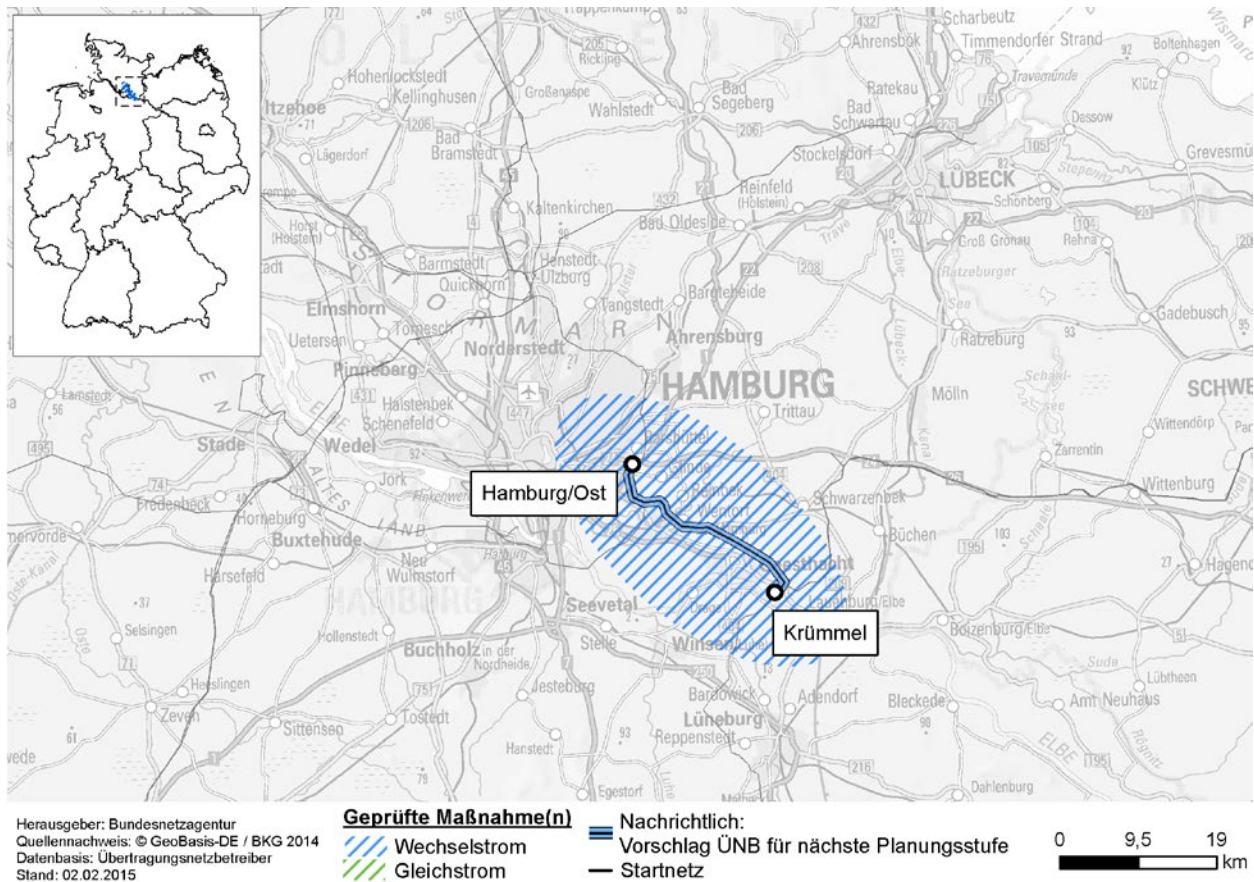
Ergebnis

Durch die Maßnahme M367 kann zwar bei Prüfung auf dem kompletten Zielnetz im Szenario B2024* in der Stunde 2472 eine hohe Auslastung im (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Bei der sequenziellen Prüfung im Gutachter-Szenario kann im (n-1)-Fall zu der Stunde 8424 ebenfalls eine Auslastung größer 100% mit der Maßnahme M367 unter 100% reduziert werden. Über die 8.760 Stunden ist die

Maßnahme in 17% der Stunden über 20% ausgelastet, womit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt würde. Zu der Maßnahme M367 wurde in beiden Szenarien keine sinnvolle Topologieänderung gefunden.

Allerdings könnte bei weiter steigendem Nord-Süd-Transportbedarf perspektivisch eine weitere HGÜ-Maßnahme, die Leistung aus der Region abtransportiert, notwendig werden. Dies hätte entlastende Wirkung auf die Stromkreise zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost, so dass eine Bestätigung der Maßnahme M367 zum jetzigen Zeitpunkt nicht angemessen ist.

Maßnahme M368: Krümmel – Hamburg/Ost



Maßnahme M368 (Krümmel – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Als Netzverstärkung von Krümmel nach Hamburg/Ost wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit 4 Stromkreisen Hochstrombeseilung in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Krümmel und Hamburg/Ost zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahme M368 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M368 ist ein Stromkreis zwischen Krümmel und Hamburg/Ost in der Stunde 8413 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M368 reduziert die Auslastung dann auf 44%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 4% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 37%, der Mittelwert bei 7%. Die Maßnahme wäre also gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Massnahme angemessen wäre.

Gutachter-Szenario

Da die Massnahme M368 keine Massnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung des Gutachter-Szenarios erwies sich die Massnahme M368 in der dritten Iteration als wirksam. Massgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Massnahme ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel zu 130% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Massnahme M368 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 48%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 38%.

Nach alledem wäre die Massnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Analog zur Massnahme M367 ist bei der Massnahme M368 zusätzlich zu beachten, dass große Wechselwirkungen zu anderen geplanten Projekten bzw. Massnahmen existieren. Insbesondere die geplante - im NEP2024 noch nicht bestätigte - HGÜ-Massnahme C06WDL im Korridor C hätte einen großen Einfluss auf die Belastung der Stromkreise zwischen Hamburg/Ost und Krümmel. Mit der Massnahme C06WDL würde die Belastung im oben aufgeführten (n-1)-Fall von 130% auf 102% sinken.

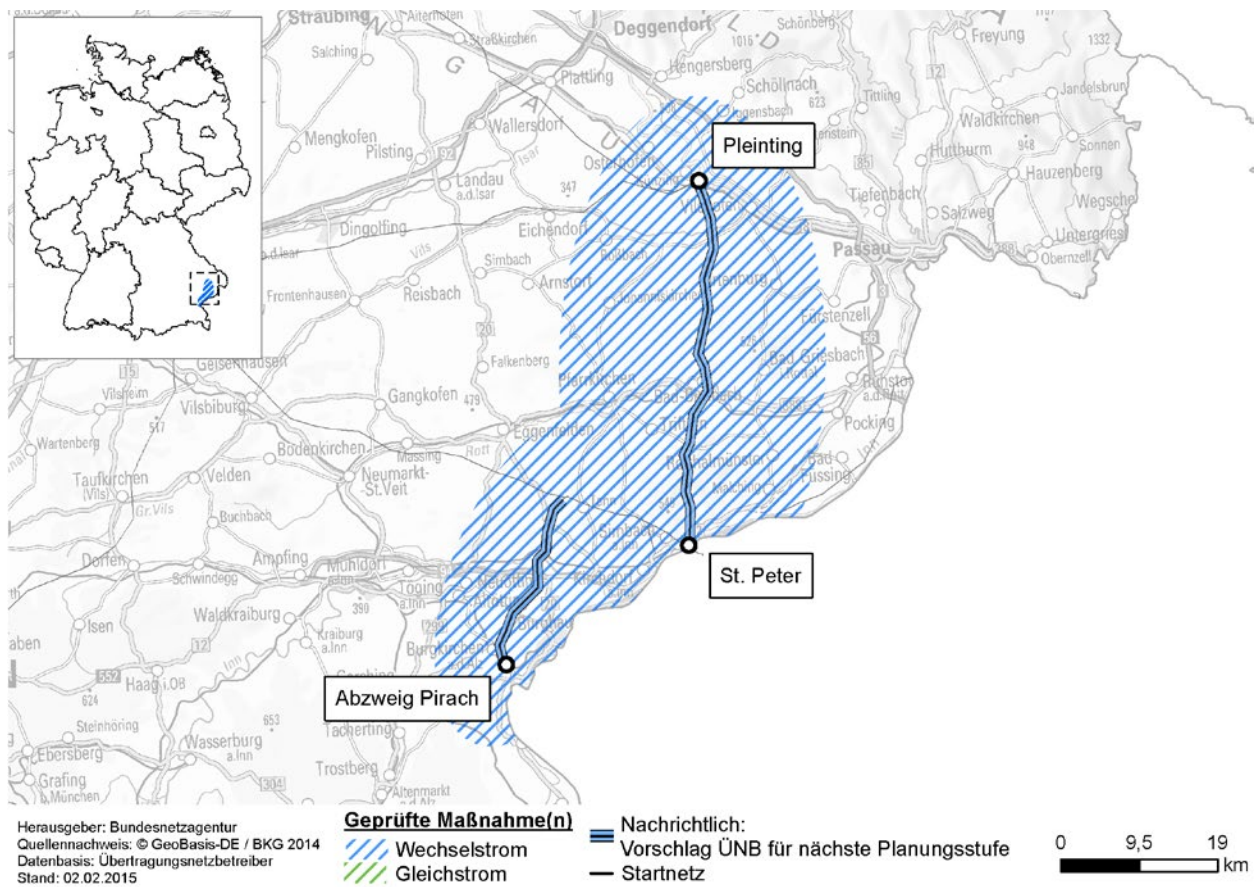
Szenario A2024

Die Massnahme M368 des Projekts P84 wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario A2024 nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Massnahme M368 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. In dem vom Gutachter untersuchten Szenario mit verringerter Einspeisung aus erneuerbaren Energien erwies sich die Massnahme M368 in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich. Allerdings könnte bei weiter steigendem Nord-Süd-Transportbedarf perspektivisch eine weitere HGÜ-Massnahme, die Leistung aus der Region abtransportiert, notwendig werden. Dies hätte unter Umständen wiederum entlastende Wirkung auf die Stromkreise zwischen Hamburg/Ost und Krümmel, so dass eine abschließende Bewertung der Massnahme M368 und ihrer Nachhaltigkeit zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist. Daher wird die Massnahme M368 nicht bestätigt.

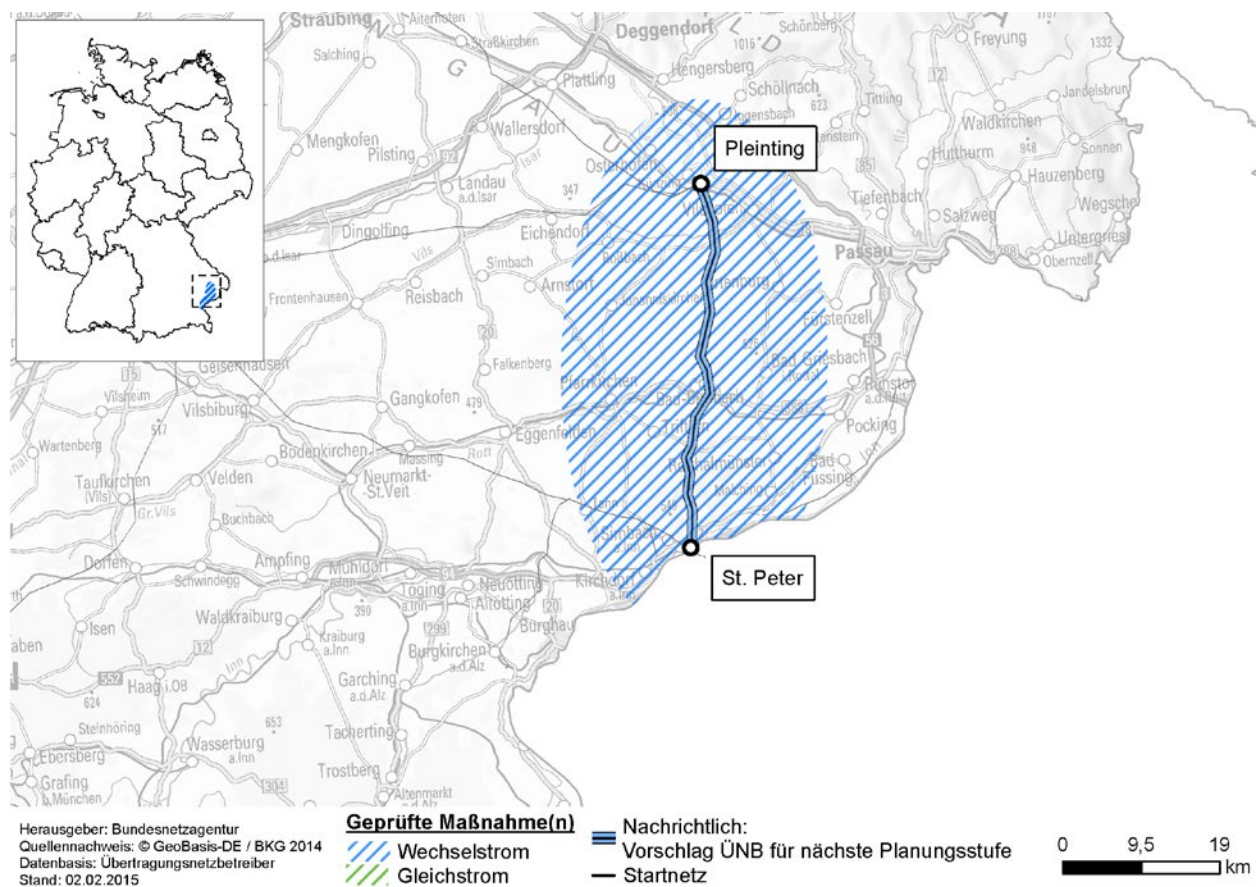
Projekt P112: Pirach – Pleinting – St. Peter



Projekt P112 besteht aus den Maßnahmen M201 und M212. Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte Leistung an Photovoltaik bei zugleich relativ geringem lokalem Stromverbrauch aus. Durch die große PV-Einspeisung muss das vorhandene 220-kV-Netz viel Strom aufnehmen und ist dadurch bereits im Grundlastfall häufig überlastet. Der regenerativ erzeugte Strom muss also auch in das Übertragungsnetz abgeführt werden, wenn die PV-Anlagen nicht abgeregelt werden sollen.

Das Projekt P112 ist gekoppelt mit dem Projekt P67 (von Altheim nach St. Peter), das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll.

Maßnahme M201: Pleinting – St. Peter



Die Maßnahme M201 (Pleinting – St. Peter) wird bestätigt.

Im Zuge der Maßnahme M201 soll die vorhandene Leitung zwischen Pleinting und St. Peter von 220 kV auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. Die 380-kV-Schaltanlage in Pleinting wird mit drei neuen 380/110-kV-Transformatoren ausgestattet (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine transparentere und detailliertere Darstellung der einzelnen Faktoren, die zur elektrotechnischen Notwendigkeit der Maßnahme führen.

Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur fortlaufend weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M201 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten häufig überlasteten Leitung. Im vollständigen Zielnetz ist ohne die Maßnahme M201 bereits im (n-0)-Grundlastfall ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter an über 200 Stunden im Jahr überlastet, beispielsweise in der Stunde 6686 zu 141%. Die Hinzunahme der Maßnahme M201 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 45%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 45%, der Mittelwert bei 15%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M201 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M201 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1357. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter bereits im Grundlastfall zu 159% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M201 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 46%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

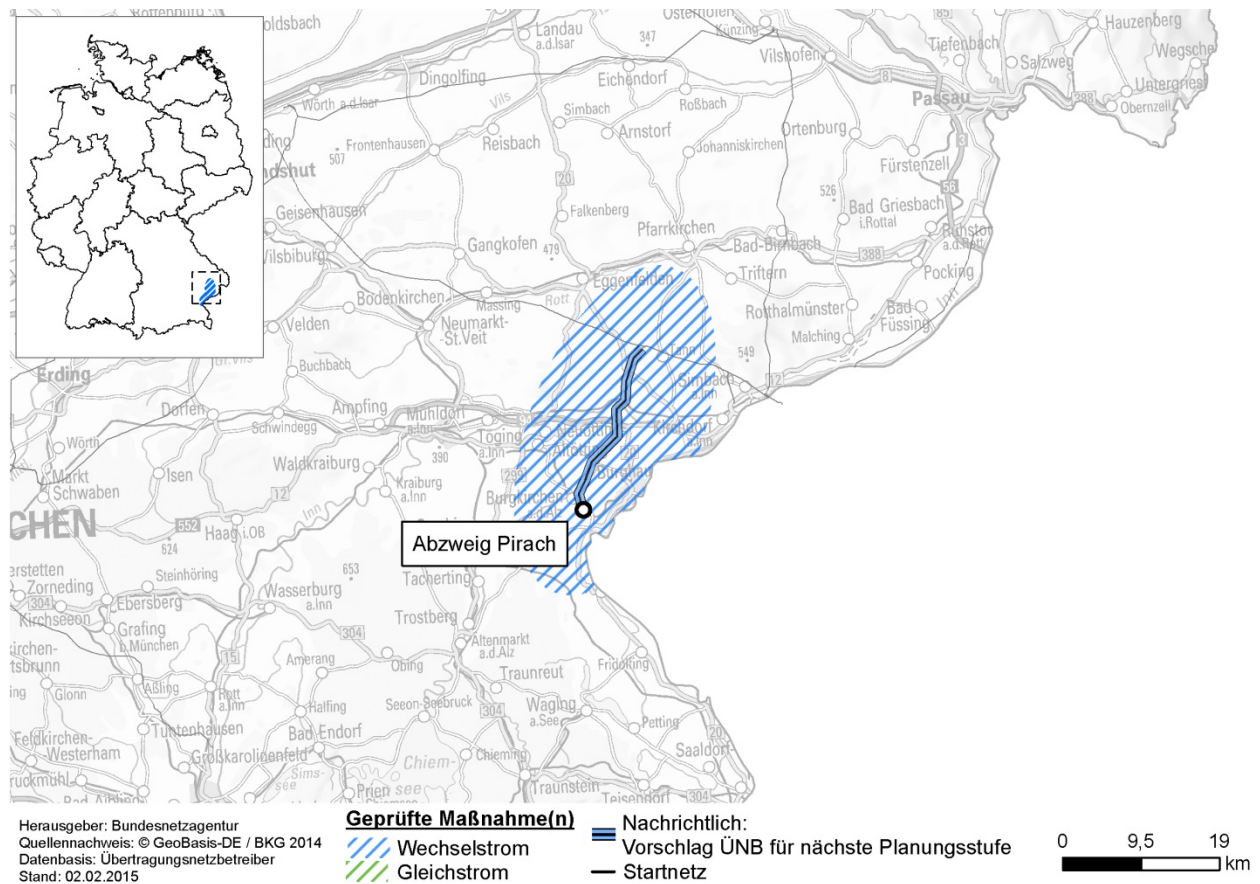
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M201 führt sowohl im vollständigen Zielnetz als auch unter Berücksichtigung der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung zu einer erheblichen Reduzierung der Leitungen im Bereich Pirach, Pleinting und St. Peter, die ohne diese Ertüchtigung auf 380 kV häufig überlastet wären. Die Maßnahme M201 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M212 betrachtet werden und wurde daher anhand eines von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Datensatzes gemeinsam mit dieser geprüft. Der Netzausbau im Bereich der Projekte P67 und P112 und die Ablösung dort bisher bestehender 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen sind als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit dem Projekt P67 ist die Maßnahme M201 zudem geeignet, die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich zu erhöhen. Die Maßnahme M201 wird daher bestätigt.

Maßnahme M212: Abzweig Pirach



Maßnahme M212 (Abzweig Pirach) wird bestätigt.

Das UW Pirach ist über einen Abzweig an die 220-kV-Leitung von Pleinting nach St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Die Anbindung von Pirach an die 220-kV-Leitung entfällt im Rahmen der Maßnahme M201, daher muss die Versorgung auf anderem Wege erfolgen. Im Zuge der Maßnahme M212 soll die 220-kV-Schaltanlage in Pirach auf 380 kV verstärkt und in die Leitung von Isar nach St. Peter eingebunden werden. Zu diesem Zweck muss die bestehende 220-kV-Netzstruktur der Schaltanlage Pirach sowie der Leitung Isar – St. Peter auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Zusätzlich müssen in Pirach neben der 380-kV-Schaltanlage zwei neue 380/110 kV Transformatoren errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M212 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M212 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung. Im vollständigen Zielnetz ist ohne die Maßnahme M212 bereits im Grundlastfall ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter beispielsweise in der Stunde 6686 zu 141% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M212 reduziert die Auslastung dann auf 45%.

Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 14% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 39%, der Mittelwert bei 12%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologemaßnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologemaßnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M212 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M212 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1357. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter bereits im Grundlastfall zu 159% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M212 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 46%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

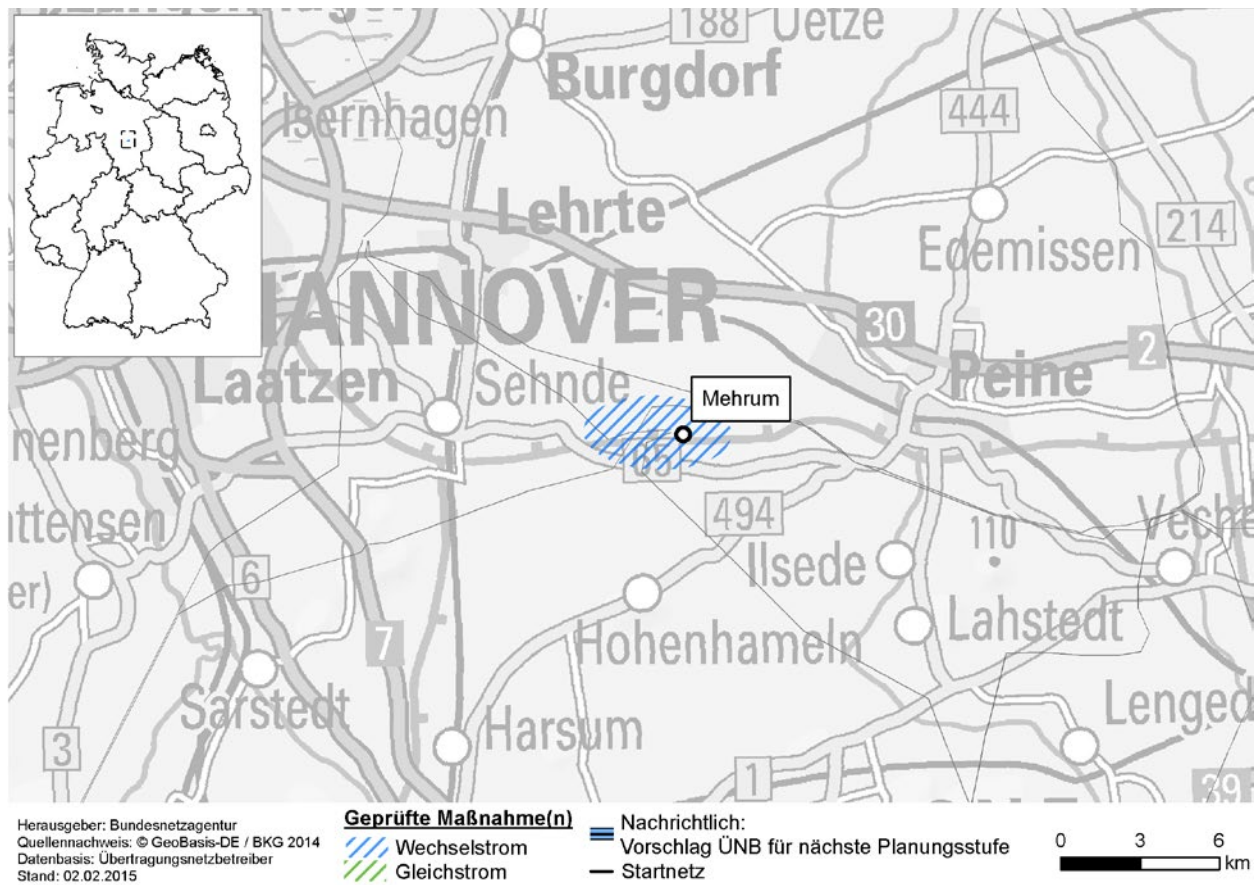
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 33% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M212 führt sowohl im vollständigen Zielnetz als auch unter Berücksichtigung der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Pirach, Pleinting und St. Peter. Die Maßnahme M212 muss in Verbindung mit Maßnahme M201 betrachtet werden, da es sich hierbei um eine Einschleifung in die geplante 380-kV-Leitung von Isar nach St. Peter handelt. Durch die geplante Maßnahme M201 würde bis dato bestehende 220-kV-Anbindung in Pirach wegfallen und somit die hier beschriebene Einschleifung auf der 380-kV-Ebene zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig werden. Dies ist auch der Grund dafür, dass Maßnahme M212 und Maßnahme M201 mit Hilfe eines von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Datensatzes gemeinsam geprüft wurde. In Anbetracht der oben beschriebenen Umstände sind der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV -Leitungen durch 380-kV-Leitungen als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit Projekt P67 dient die Maßnahme dazu, die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich zu erhöhen. Die Maßnahme M212 wird daher bestätigt.

Projekt P115: Bereich Mehrum



Das Projekt P115 besteht aus der Maßnahme M205.

Maßnahme M205: Bereich Mehrum

Maßnahme M205 (Bereich Mehrum) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen des Projekts P115 mit der Maßnahme M205 ist die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Mehrum inklusive der Errichtung eines 380/220-kV-Verbundkupplers vorgesehen. Der bestehende 380-kV-Stromkreis von Grohnde nach Klein Ilsede wird mit einer Stichleitung mit der 380-kV-Schaltanlage in Mehrum verbunden. Hierfür ist Netzausbau auf einer Länge von ca. einem Kilometer notwendig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M205 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M205 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M205 z. B. ein Stromkreis zwischen Mehrum und Hallendorf in der Stunde 8013 zu 122% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M205 reduziert die Auslastung dann auf 97%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz beträgt die maximale Auslastung der Maßnahme nur 14%. Die mittlere Auslastung liegt bei 8%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Hallendorf lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf im (n-1)-Fall von 122% auf 98% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M205 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M205 bei keiner Iteration als wirksam.

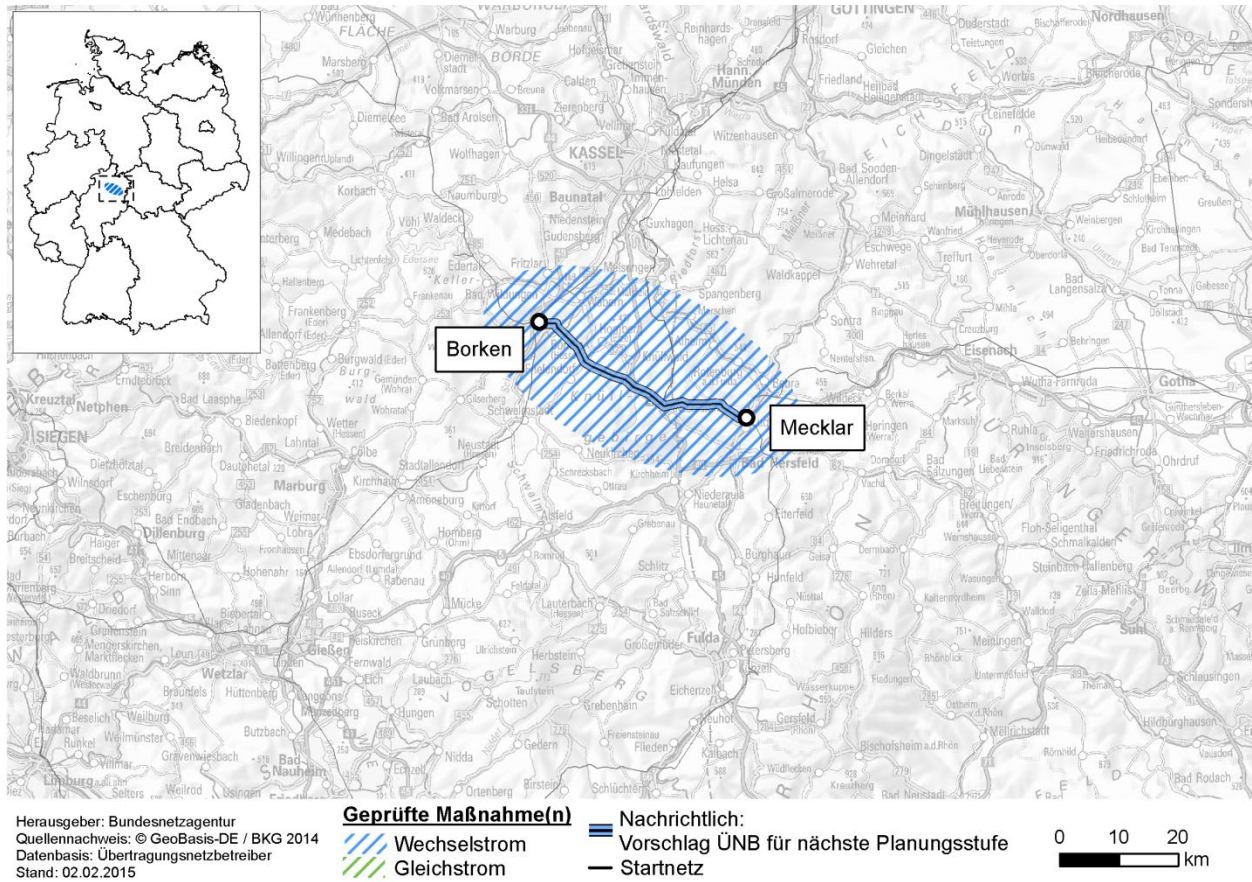
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 17% nicht ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M205 wäre im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* nicht erforderlich. Zudem kann durch eine Topologieänderung in Hallendorf die einschlägige Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf auf unter 100% reduziert werden. In der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme ebenfalls nicht als notwendig. Die Maßnahme M205 wird somit nicht bestätigt.

Projekt P118: Borken – Mecklar



Das Projekt P118 mit der Maßnahme M207 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Borken und Mecklar. An den beiden Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Trassen von Norden in den Süden Hessens. Durch das Projekt P118 würde ein besserer Leistungsausgleich zwischen den beiden Trassen gewährleistet. Das Projekt sorgt mit der geplanten Verstärkung dieser Querverbindung für eine Steigerung der Redundanz für den Fall, dass eine der beiden parallel liegenden Querverbindungen ausfällt. Allgemein trägt es zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. In den Prüfungen der vergangenen Netzentwicklungspläne aus den Jahren 2012 und 2013 war der Netzbereich um Borken häufig von Netzengpässen gekennzeichnet. Diese Netzengpässe sollen mit dem Projekt P115 vermieden werden. Geplant ist, die bisherigen Leiterseile durch neue Leiterseile mit höherer Stromtragfähigkeit zu ersetzen.

Maßnahme M207: Borken – Mecklar

Maßnahme M207 (Borken – Mecklar) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vorgesehen. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittel Hochtemperaturleiterseil möglich ist (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M207 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M207 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M207 z. B. ein Stromkreis zwischen Borken und Mecklar in der Stunde 2222 zu 120% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert die Auslastung auf 87%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 19% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 57%, der Mittelwert bei 13%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M207 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M207 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Borken und Mecklar z. B. zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 93%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60%.

Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

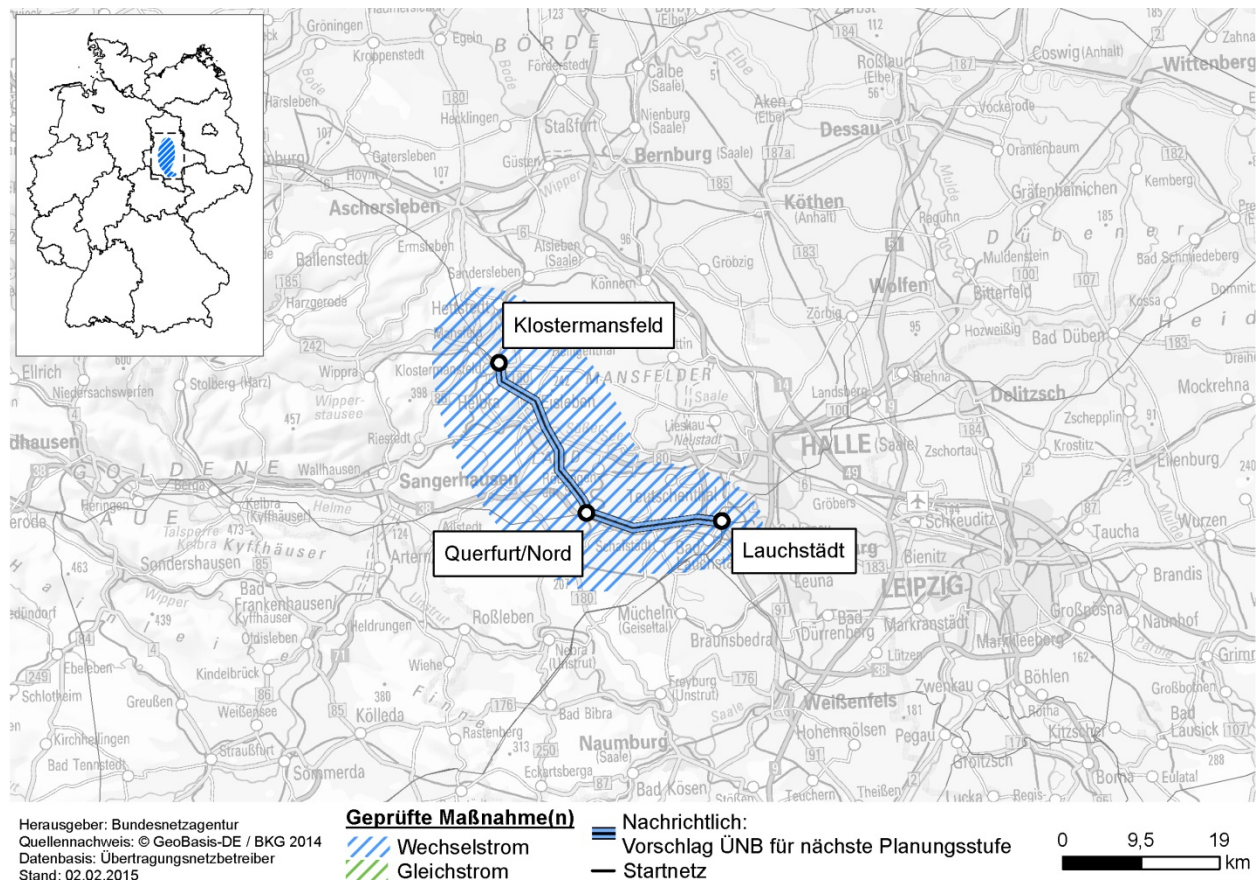
Szenario A2024

Die Maßnahme M207 wurde im Szenario A2024 seitens der Übertragungsnetzbetreiber nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Maßnahme M207 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. Auch auf Grundlage der Gutachter-Marktm modellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sich die Maßnahme in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

Projekt P124: Klostermansfeld – Lauchstädt



Entsprechend Szenario B2024* wäre am UW Klostermansfeld und dem geplanten UW Querfurt/Nord eine zusätzliche EE-Leistung von ca. 1750 MW anzuschließen. Die Übertragungskapazität der bestehenden Leitung Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt ist für diese zu erwartende Übertragungsaufgabe nicht ausreichend und soll deswegen durch einen Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung erhöht werden. Dazu dient das Projekt P124 mit seiner Maßnahme M209b.

Maßnahme M209b: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt

Maßnahme M209b (Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt) wird nicht bestätigt.

Von Klostermansfeld wird über den neuen Standort Querfurt/Nord nach Lauchstädt die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung mit vier Stromkreisen in der bestehenden Trasse verstärkt. Hierzu sind neben dem 380-kV-Neubau Querfurt/Nord die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M209b liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M209b führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M209b ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Querfurt/Nord in der Stunde 8238 zu 119% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M209b reduziert die Auslastung auf 87%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 7% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 40%, der Mittelwert bei 7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologemaßnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Klostermansfeld und Querfurt/Nord lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Lauchstädt und Querfurt/Nord im (n-1)-Fall von 119% auf 95% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M209a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

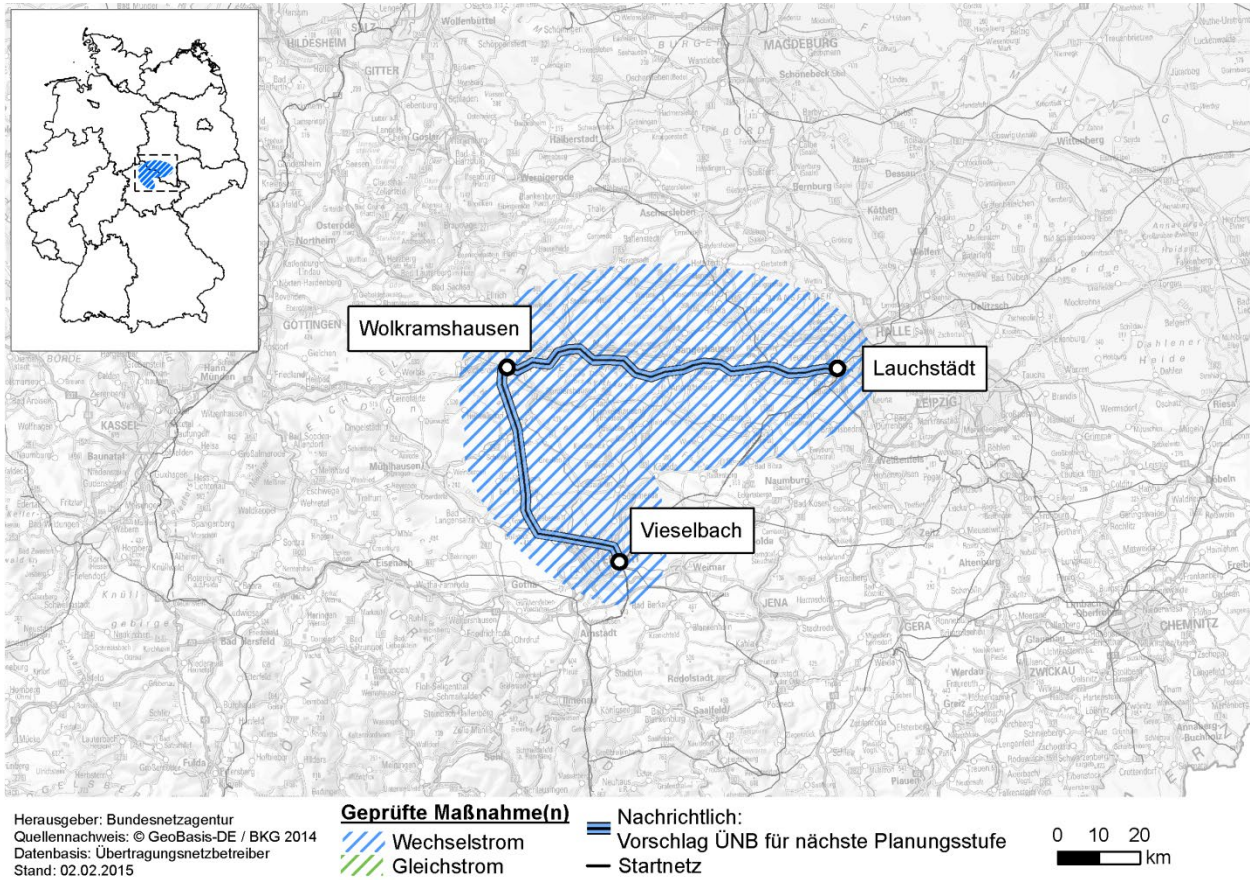
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M209b wäre im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Allerdings kann durch zwei Topologieänderungen in Klostermansfeld und Querfurt/Nord die einschlägige Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf auf unter 100% reduziert werden. Zudem erwies sich die Maßnahme in der sequenziellen Prüfung nicht als wirksam.

Projekt P150: Lauchstädt – Vieselbach



Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Die Übertragungsfähigkeit der bestehenden 220-kV-Leitung Eula – Wolframshausen – Vieselbach besitzt für diesen zukünftig zu erwartenden EE-Ausbau mit zwischen ca. 410 MVA und ca. 710 MVA pro Stromkreis eine zu geringe Übertragungskapazität. Das Projekt P150 mit der Maßnahme M352 leistet insofern einen Beitrag zu der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in der Region Sachsen-Anhalt.

Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach

Maßnahme M352 (Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach) wird bestätigt.

Von Lauchstädt über Wolframshausen und den neuen Standort Ebeleben nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Hierzu sind neben dem Neubau Ebeleben die 380-kV-Anlagen in Lauchstädt und Vieselbach zu erweitern. Weiterhin ist die 220-kV-Anlage Wolframshausen inkl. 220/110-kV-Transformation am Standort mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformation auf 380 kV umzustellen sowie ein 380/220-kV-Netzkuppler in Lauchstädt vorzusehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer meint, aus den Unterlagen sei nicht eindeutig erkennbar, ob es sich bei der Maßnahme um eine Umbeseilung des bestehenden 220-kV-Systems handle oder ob eine neue 380-kV-Trasse geplant werde.

Laut Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz ist eine Umbeseilung der bestehenden 220-kV-Leitungen aufgrund der alten Masten und deren Maststatik nicht möglich. Es müssten neue Masten in der Trasse errichtet werden. Dazu würden die alten Masten zurückgebaut und neue Masten in gleicher Trasse errichtet (vgl. Beschreibung im „Zweiten Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2014“, S. 391 – 393).

Durch die Veränderung des Netzverknüpfungspunkts des Korridors D von Lauchstädt zu Wolmirstedt sei der Bedarf für die Maßnahme M352 nicht mehr gegeben bzw. die Begründung nicht mehr tragfähig. Zudem sei im Jahr 2013 bereits eine 110-kV-Leitung zwischen Greußen und Menteroda errichtet worden, welche direkt in den Netzverknüpfungspunkt Vieselbach eingebunden sei. Der festgestellte Bedarf könne deshalb nur durch das Braunkohlekraftwerk Schkopau, welches in direkter Nähe zum Netzverknüpfungspunkt Lauchstädt liegt, begründet sein.

Während der Prüfung der Maßnahme wurde bereits der Standort Wolmirstedt als nördlicher Netzverknüpfungspunkt des Korridor D verwendet. Die beschriebene 110-kV-Leitung bringt im (n-1)-Fall keine ausreichende Entlastung der 220-kV-Leitung.

Energieerzeugung und Markt orientieren sich nicht am Netz, sondern umgekehrt ist der Netzausbau (nur) die logische Folge bestimmter Rahmenbedingungen. Das Netz ist damit nicht ursächlich dafür, dass ein bestimmter Brennstoff günstiger verstromt werden kann als andere. Es bestimmt nicht darüber, ob und welche konventionellen Kraftwerke einspeisen. Vielmehr hat jedes Kraftwerk grundsätzlich ein Recht darauf, an das Netz angeschlossen zu werden, um so am Strommarkt teilnehmen zu können. Das Netz darf auch keine politische Stellschraube zur gezielten Förderung oder Diskriminierung einer bestimmten Erzeugungstechnologie sein, sondern es muss der Versorgungssicherheit und einem marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätsmarkt dienen. Welche Erzeugungsanlagen bzw. Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom in das Netz einspeisen, hängt unter anderem von den Grenzkosten für die Stromproduktion ab. Dadurch ist es durchaus möglich, dass auch konventionell erzeugter Strom über die neuen Leitungen abtransportiert wird.

Unabhängig davon wurde auf Grund der Stellungnahme eine Untersuchung ohne Einspeisung durch das Braunkohlekraftwerk Schkopau durchgeführt. Sie ergab, dass die 220-kV-Leitung auch ohne Strom aus Schkopau im (n-1)-Fall überlastet wäre.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M352 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M352 ist ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 7920 zu 141% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M352 reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 17% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 43% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M352 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M352 in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2440. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M352 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 81%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 36%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

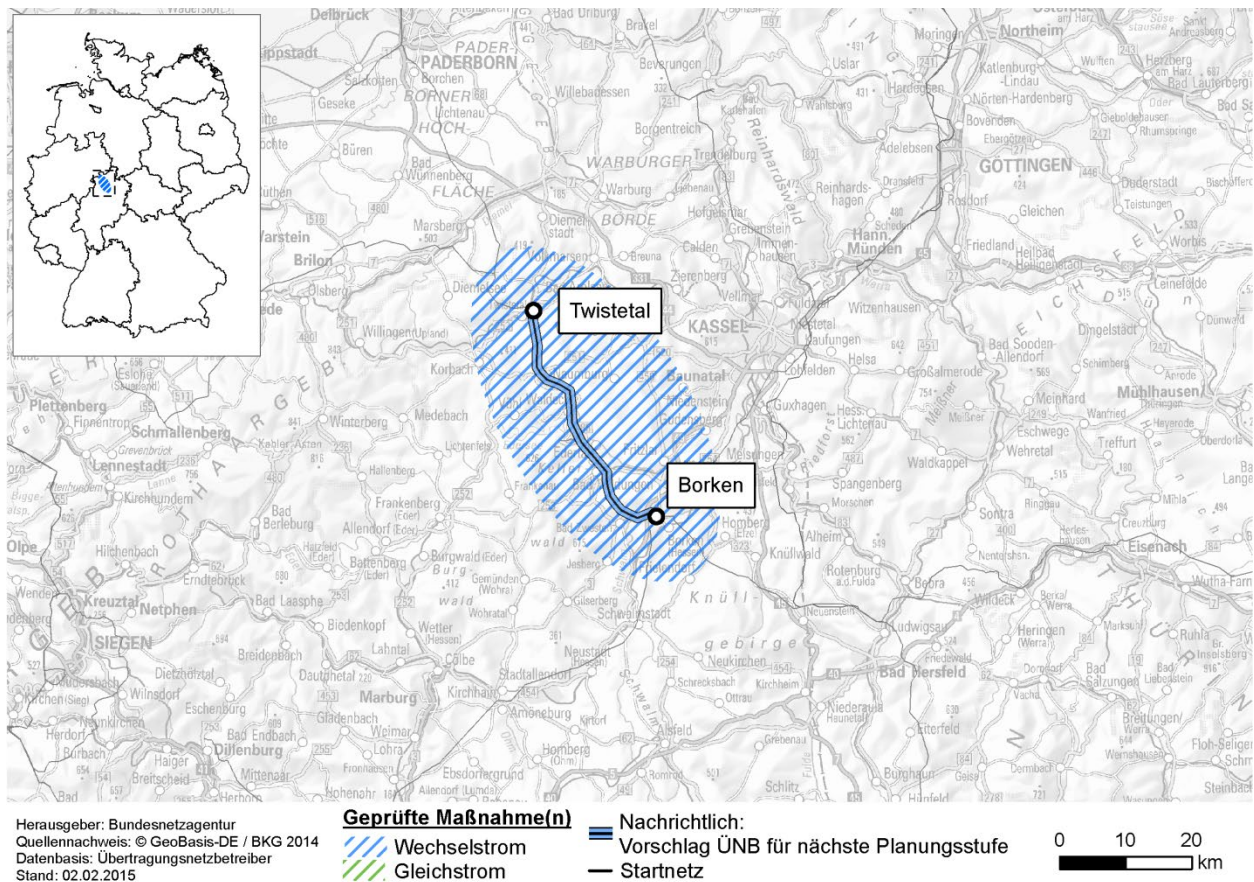
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M352 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024 als wirksam und erforderlich anzusehen. Auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sie sich in der sequenziellen Prüfung ebenfalls als wirksam und erforderlich.

Projekt P151: Borken – Twistetal



Maßnahme M353: Borken – Twistetal

Maßnahme M353 (Borken – Twistetal) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme M353 des Projekts P151 ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Borken und Twistetal vorgesehen. Die Stromtragfähigkeit der Leitungen soll erhöht werden, um dem steigenden Bedarf zu entsprechen. Die bestehende Leitung ist eine wichtige Ost-West-Verbindung und derart hoch ausgelastet, dass keine (n-1)-Sicherheit mehr gewährleistet werden kann. Um die (n-1)-Sicherheit wieder herzustellen sollen die Anlagen sowie die Leitungen ertüchtigt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M353 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M353 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M353 ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal beispielsweise in der Stunde 248 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert die Auslastung dann auf 83%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 16% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 57% liegt. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M353 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Dabei erwies sie sich in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal zu 131% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 97%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 66%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

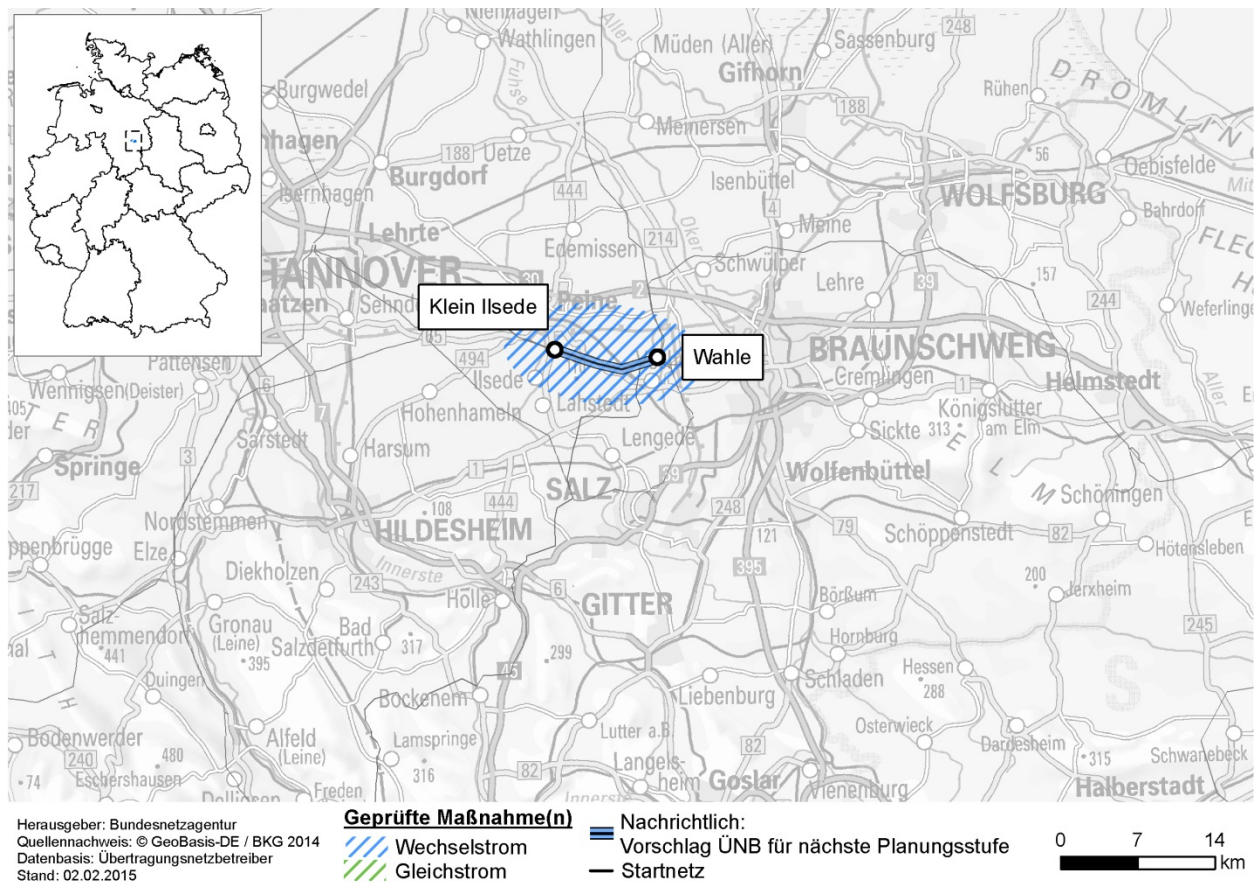
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme M353 mit 54% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M353 wird bestätigt.

Projekt P152: Wahle – Grohnde



Das Projekt P152 soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung erhöhen, die eine wichtige Ost-West-Spanne im Höchstspannungsnetz bildet. Der Projektname „Wahle – Grohnde“ bezieht sich auf die Maßnahme M354 Wahle – Klein Ilsede sowie auf die Maßnahme M370 Klein Ilsede – Grohnde. Die Maßnahme M370 ist jedoch nicht im Szenario B2024* enthalten. Im Szenario B2024* enthält Projekt P152 lediglich die Maßnahme M354.

Maßnahme M354: Wahle – Klein Ilsede

Maßnahme M354 (Wahle – Klein Ilsede) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Klein Ilsede vorgesehen. Die Stromtragfähigkeit der Leitungen soll erhöht werden, um dem steigenden Bedarf zu entsprechen. Dazu sollen die Anlagen sowie die Leitungen ertüchtigt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M354 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M354 führt zu einer Entlastung einer ansonsten hoch ausgelasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M354 ist ein Stromkreis zwischen Wahle und Klein Ilsede beispielsweise in der Stunde 2366 zu 99% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M354 reduziert die Auslastung dann auf 75%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht wirksam, da im (n-1)-Fall keine Überlastung einer bestehenden Leitung ersichtlich ist.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 52% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 62% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 23%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Wahle lässt sich die Auslastung der Leitung zwischen Wahle und Klein Ilsede im (n-1)-Fall von 99% auf 92% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M354 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

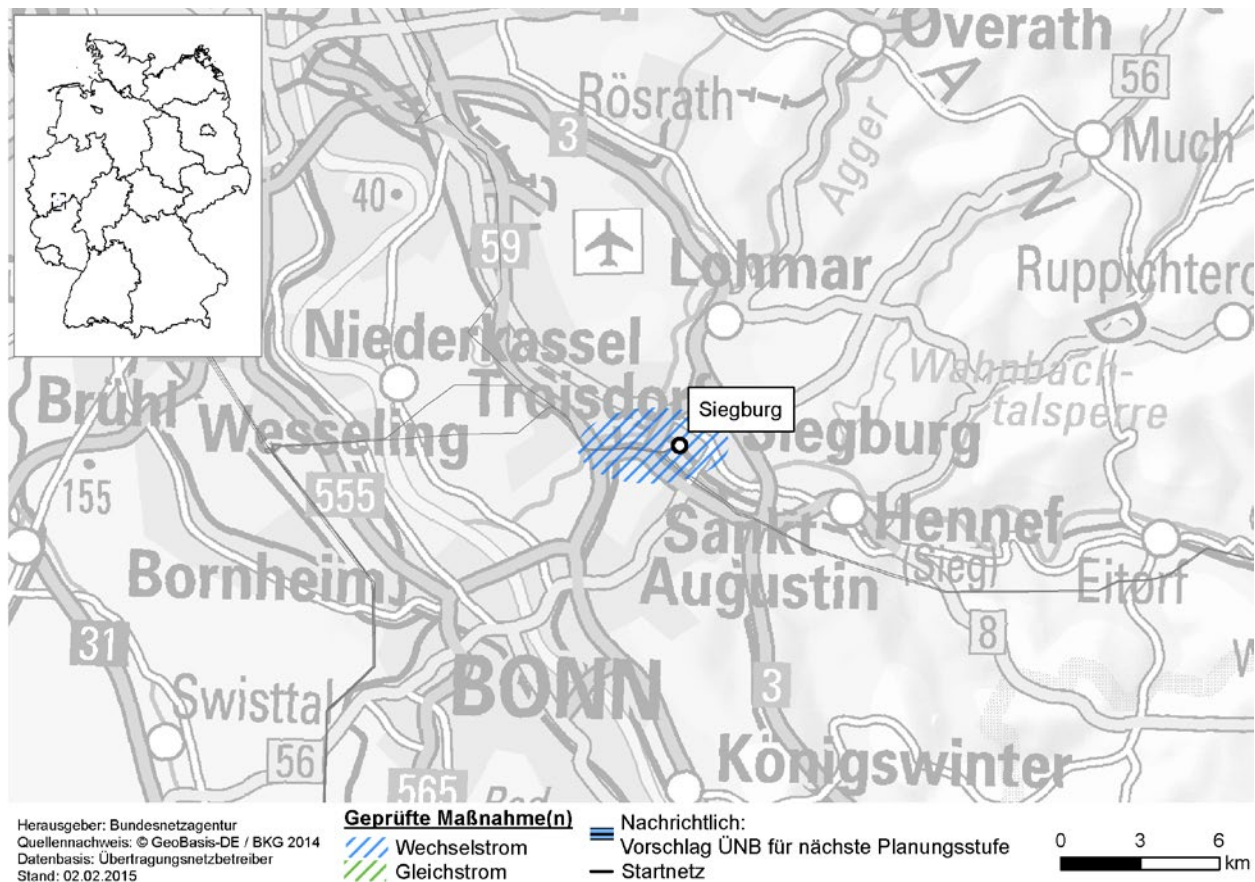
Szenario A2024

Im Szenario A2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme M354 nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Maßnahme M354 ist nach Prüfung auf Grundlage des vollständigen Zielnetzes im Szenario B2024* nicht wirksam. Im (n-1)-Fall ohne Maßnahme wird keine bestehende Leitung überlastet, die Belastung erreicht nur 99%. Außerdem lässt sich diese Auslastung durch eine Schalthandlung (Öffnen der Sammelschienenkupplung in Wahle) auf 92% reduzieren. Auch in der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme M354 nicht als wirksam.

Projekt P154: Köln/Bonn



Das Projekt P154 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Gebiet Köln/Bonn und enthält die Maßnahme M356.

Maßnahme M356: Siegburg

Maßnahme M356 (Siegburg) wird nicht bestätigt.

Die bereits vorhandene 380/220-kV-Schaltanlage in Siegburg soll um einen 380/220-kV-Transformator mit dazugehöriger 380-kV-Zuleitung erweitert werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene Priorisierung der Maßnahme M356 trotz Erläuterung ihrer qualitativen Bedeutung mangels quantifizierter Fakten nicht nachvollziehbar sei. Für eine bessere Plausibilisierung der einzelnen Maßnahmen wären nähere Angaben zu den technischen Eigenschaften erforderlich.

Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur fortlaufend weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M356 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M356 ein Stromkreis zwischen Dünnwald und Gremberg beispielsweise in der Stunde 785 zu 108% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dünnwald und Opladen ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M356 reduziert die Auslastung dann auf 96,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 44%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M356 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

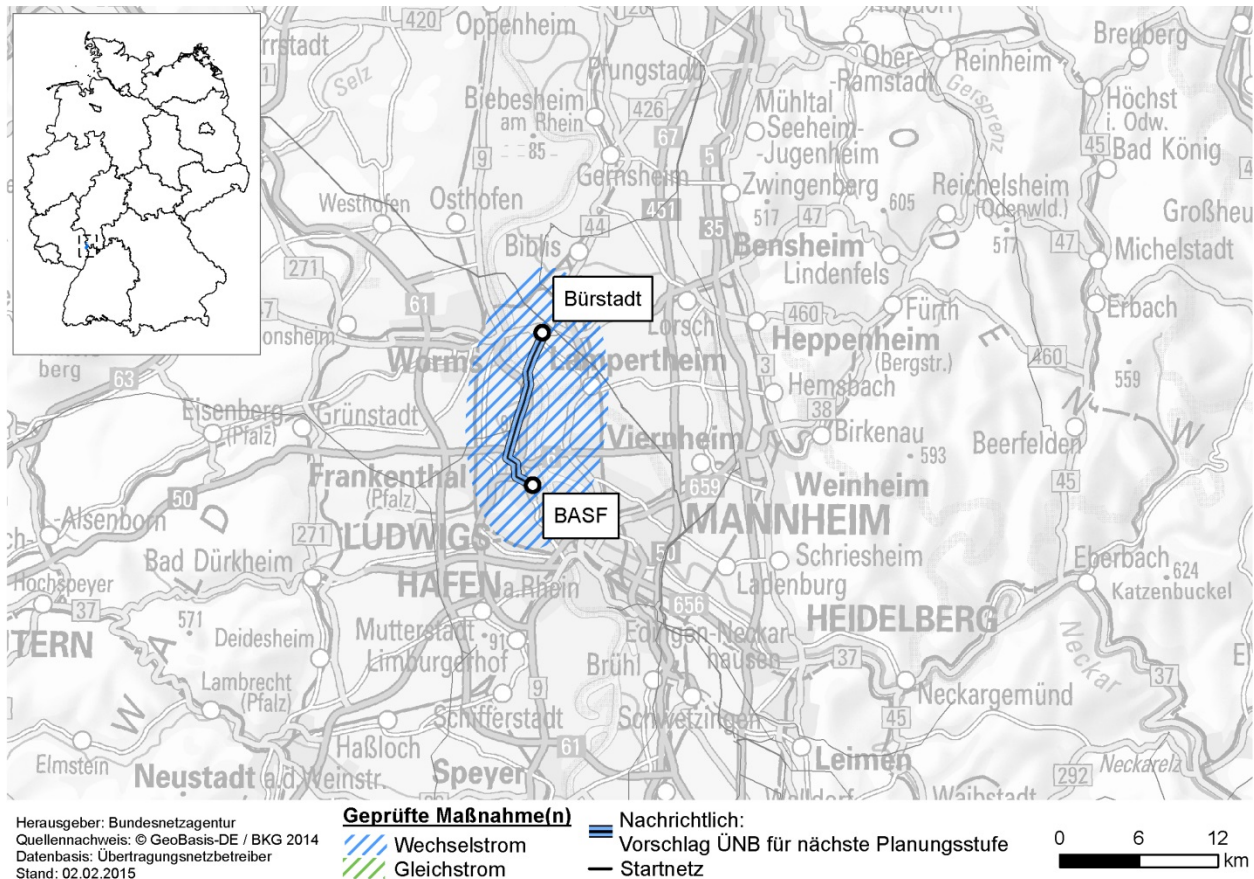
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 31% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme zwar sowohl wirksam als auch erforderlich. In der Gutachter-Marktmodellierung kann die Wirksamkeit jedoch nicht nachgewiesen werden, da bereits ohne die Maßnahme keine Überlastung im (n-1)-Fall vorliegt.

Projekt P159: Bürstadt – BASF – Lambsheim – Daxlanden



Das Projekt P150 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Bürstadt in Richtung Süden (Daxlanden/Baden-Württemberg) und Westen (Uchtelfangen/Saarland). Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahme M62.

Maßnahme M62: Bürstadt – BASF

Maßnahme M62 (Bürstadt – BASF) wird nicht bestätigt.

Zwischen den 220-kV-Anlagen Bürstadt und BASF wird ein Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse erforderlich.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die vorgeschlagene Topologieänderung, bei welcher die Sammelschienen gekuppelt betrieben werden, aus seiner Sicht technisch nicht zulässig sei. Bei einer

gekuppelten Fahrweise des Netzes würden die maximalen Kurzschlussleistungen des 220-kV-Werksnetzes der BASF dauerhaft überschritten. Des Weiteren würde die Verfügbarkeit bei Netzstörungen eingeschränkt, da eine Versorgung aus zwei unabhängigen Netzen nicht mehr gegeben wäre.

Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte in der Prüfung nachgewiesen werden. Das Öffnen einer Sammelschienenkupplung behob die Überlastung im (n-1)-Fall ebenfalls wirksam. Da es sich bei der angesprochenen Sammelschiene um die Übergabestelle zum Werksnetz der BASF handelt, wäre die Topologieänderung jedoch in der Tat nicht zulässig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M62 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M62 ist ein Stromkreis zwischen Bürstadt und BASF in der Stunde 8245 zu 124% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M62 reduziert die Auslastung dann auf 36%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in keiner der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 16%.

Damit wäre die Maßnahme gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht erforderlich.

Topologiemassnahmen

Die in der Prüfung angewandte Topologieänderung des Schließens der Sammelschienenkupplungen in Bürstadt und BASF ist nicht zulässig. Dies ergab die Auswertung der Stellungnahmen zu dieser Maßnahme. Eine weitere angemessene Topologieänderung wurde nicht gefunden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M62 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

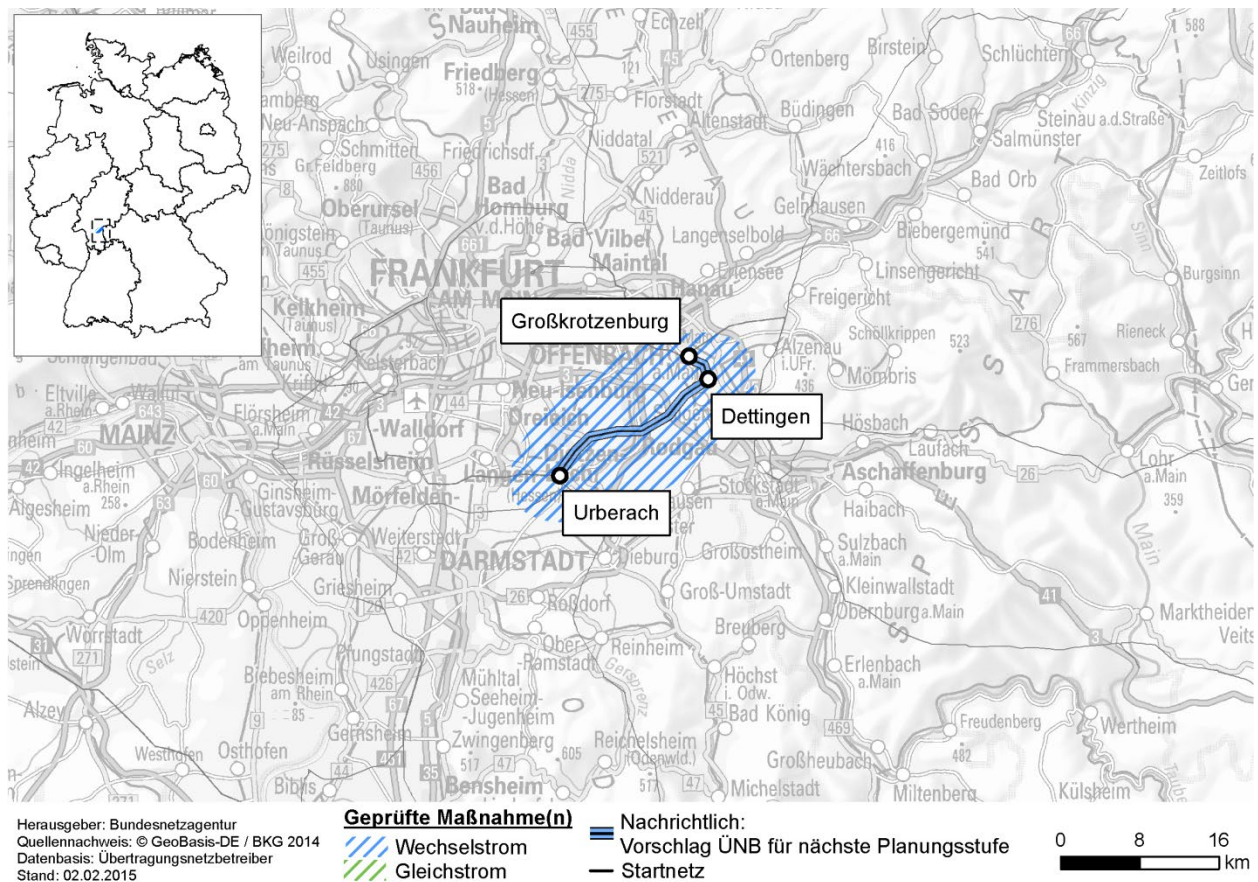
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 16% nicht ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme wirksam. Aufgrund der niedrigen Auslastung ist sie jedoch weder im Szenario B2024* noch unter Berücksichtigung der Gutachter-Marktmodellierung noch im Szenario A2024 erforderlich. Auch die Wirksamkeit kann in der Berechnung der Gutachter-Marktmodellierung nicht nachgewiesen werden.

Projekt P161: Bereich südöstlich von Frankfurt



Das Projekt P161 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus der Region Frankfurt in südwestliche Richtung. Dazu wird das Netz zwischen Großkrotzenburg und Urberach erweitert. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahme M91.

Maßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach

Maßnahme M91 (Großkrotzenburg – Urberach) wird nicht bestätigt.

Zur Kapazitätserhöhung im Raum Frankfurt soll zusätzlich zum Projekt P42 ein Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach erfolgen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M91 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M91 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M91 sind in der Stunde 7920 ein Stromkreis zwischen Dettingen und Urberach zu 96% und die Leitung von Großkrotzenburg nach Dettingen zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M91 reduziert diese Auslastungen dann auf 83% beziehungsweise 90%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 35% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 56%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Urberach können im angegebenen Netznutzungsfall die Belastung der Leitung zwischen Dettingen und Urberach auf 78% und die Belastung zwischen Dettingen und Großkrotzenburg auf 88% gesenkt werden. Durch diese Topologieänderung kann die Überlastung demnach ebenfalls wirksam behoben werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M91 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

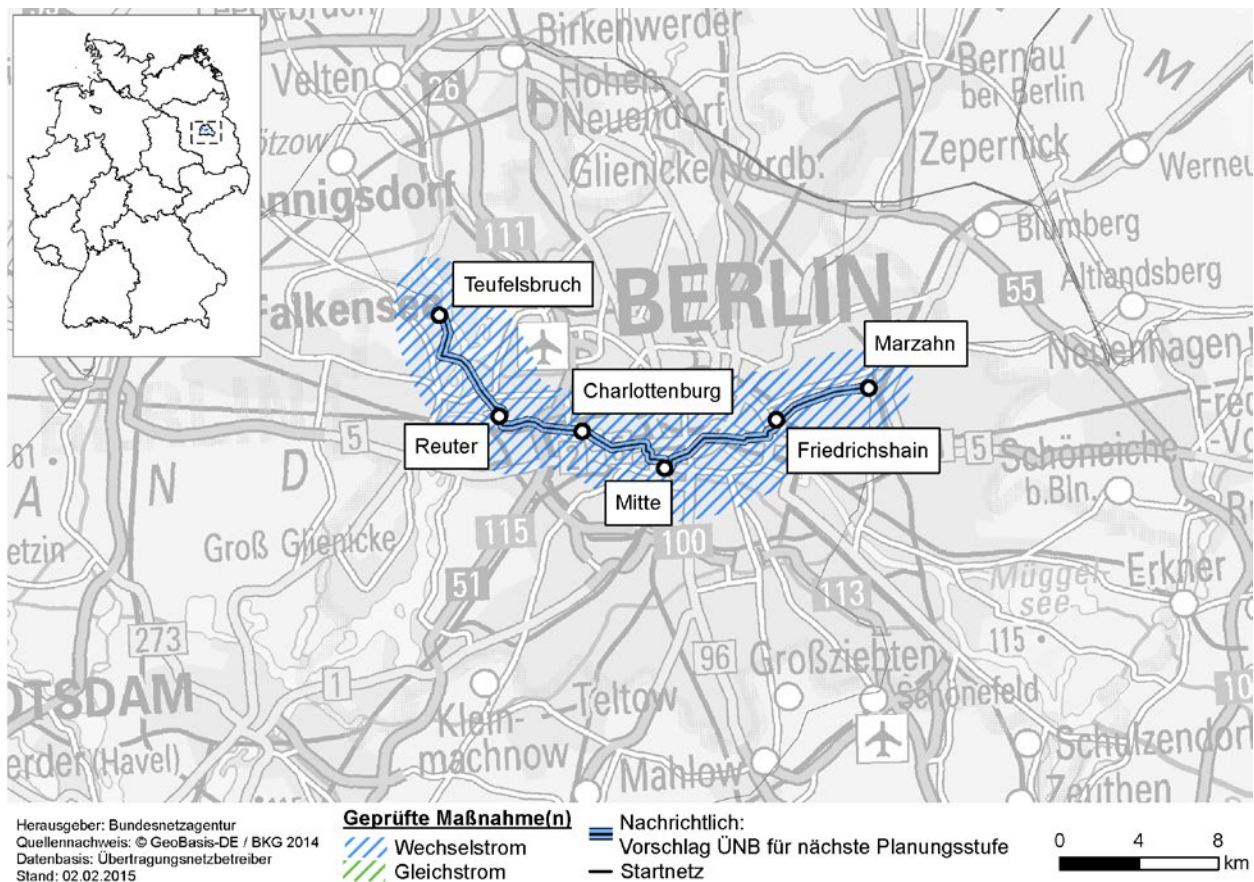
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 61% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme M91 zwar wirksam, eine Topologieänderung behebt die Überlastung jedoch ebenfalls wirksam. Des Weiteren konnte bei der Untersuchung anhand der Gutachter-Marktmodellierung keine Wirksamkeit nachgewiesen werden.

Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch



Das Projekt P180, die sogenannte „Berliner Kabeldiagonale“, dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin. Es sieht aufgeteilt in die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 (im Szenario B2024*) einen Austausch der vorhandenen Kabelstrecken zwischen den UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch vor. Das bestehende Kabel weist mit 1.070 MVA pro Stromkreis eine zu geringe Übertragungskapazität auf und soll gegen ein Kabel mit einer höheren Kapazität von ca. 1.700 MVA pro Stromkreis ausgetauscht werden. Die Kabeldiagonale wird zukünftig neben dem Übertragungsbedarf an konventionell erzeugter Energie auch mit der stetig steigenden Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien belastet, wofür die bisherige Übertragungsfähigkeit der bestehenden Kabel nicht ausreichen wird.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten des Projekts P180 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Maßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain

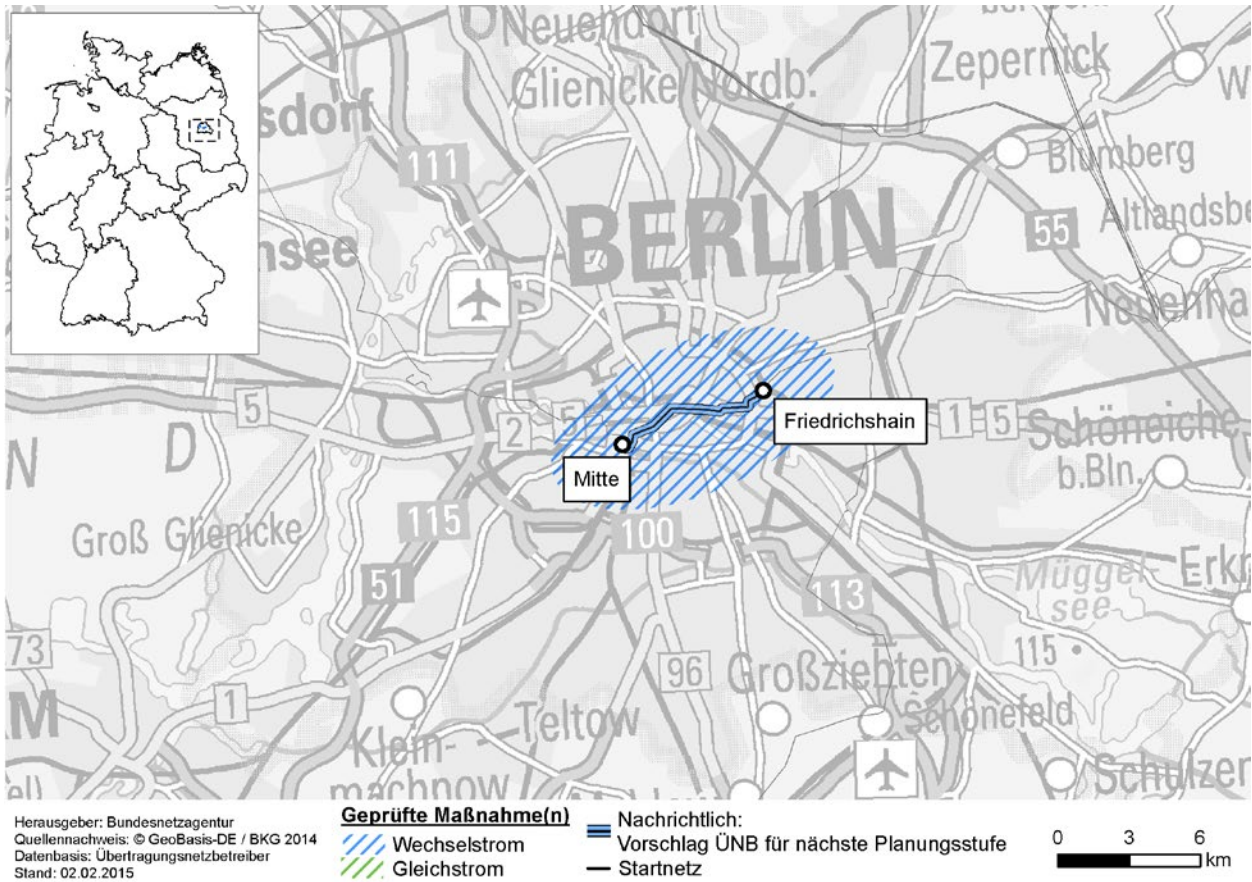


Maßnahme M406 (Marzahn – Friedrichshain) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Marzahn zum UW Berlin-Friedrichshain ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn und Friedrichshain zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M408: Friedrichshain – Mitte

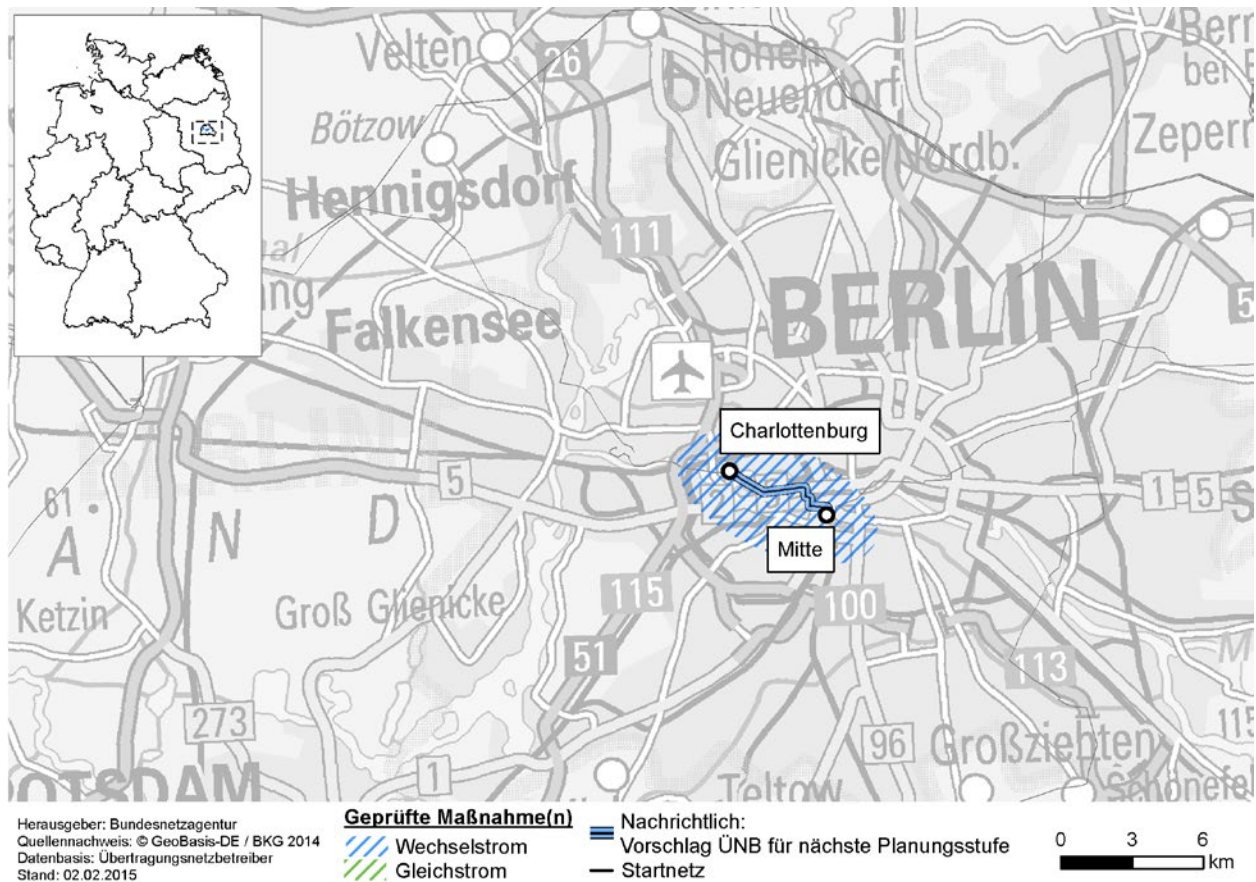


Maßnahme M408 (Friedrichshain – Mitte) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Friedrichshain zum UW Berlin-Mitte ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Friedrichshain und Mitte zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M410: Mitte – Charlottenburg

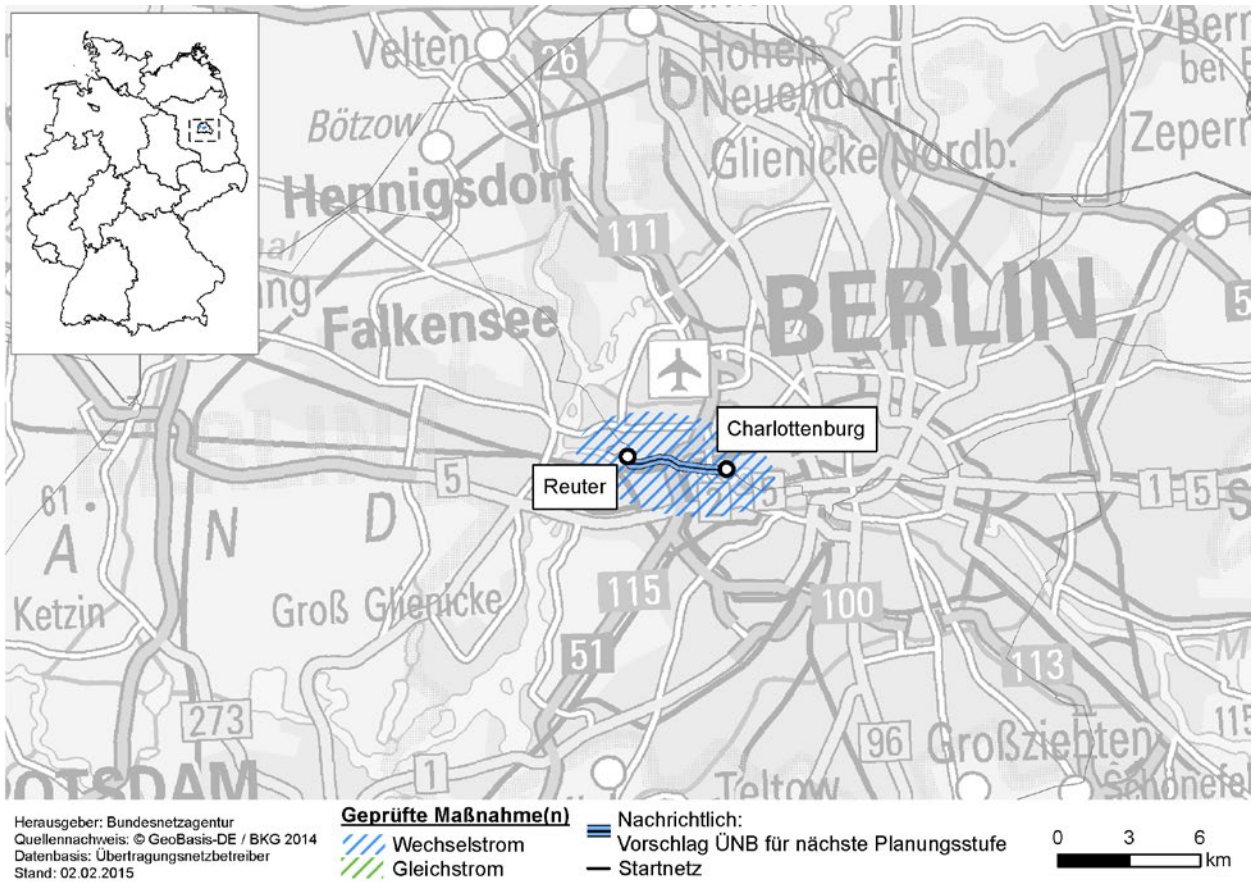


Maßnahme M410 (Mitte – Charlottenburg) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Mitte zum UW Berlin-Charlottenburg ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte zu ertüchtigen bzw. zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M411: Charlottenburg – Reuter

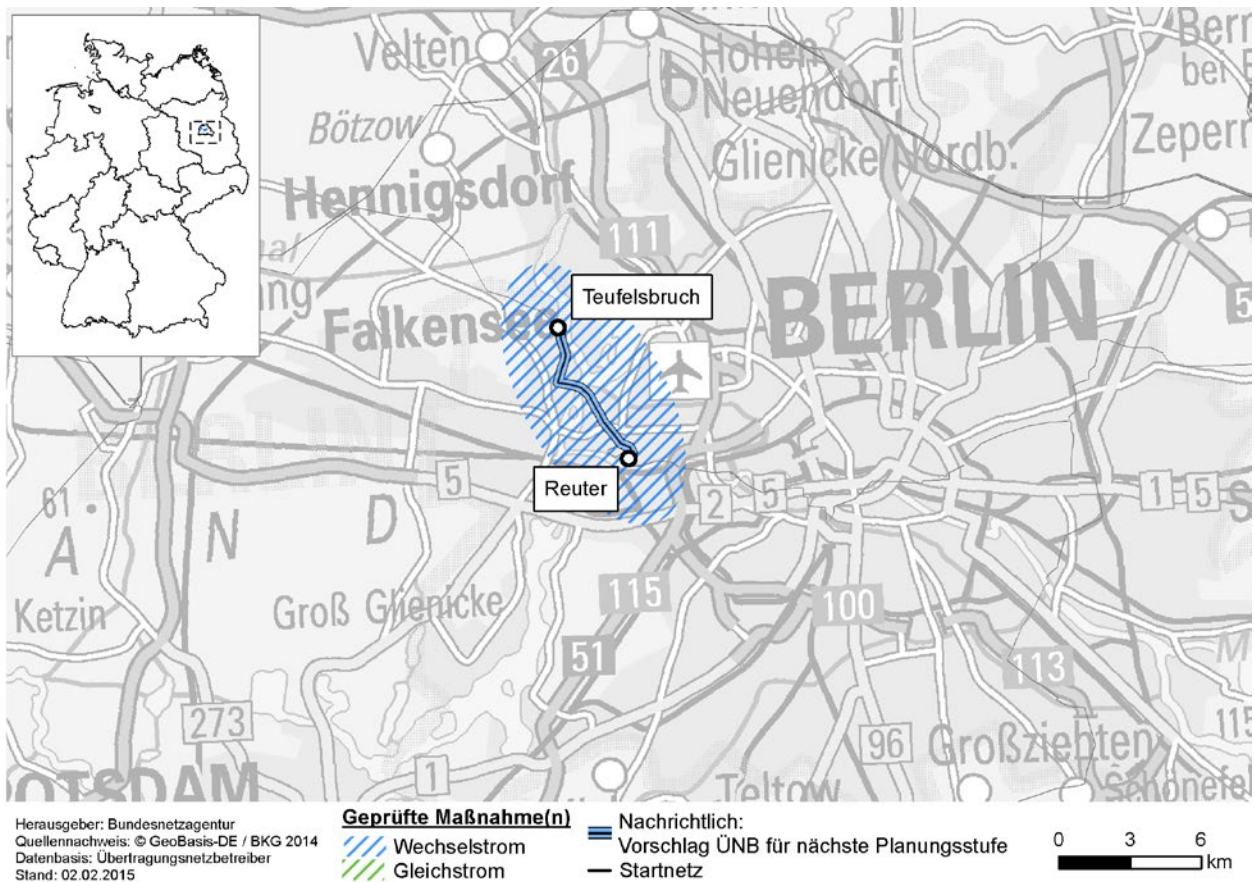


Maßnahme M411 (Charlottenburg – Reuter) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Charlottenburg zum UW Berlin-Reuter ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg zu ertüchtigen bzw. zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M414: Reuter – Teufelsbruch



Maßnahme M414 (Reuter – Teufelsbruch) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Reuter zum UW Berlin-Teufelsbruch ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 beheben auf Grundlage des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Die Maßnahmen wurden getrennt voneinander auf ihre Wirksamkeit untersucht.

Maßnahme M406:

Ohne die Maßnahme M406 ist ein Stromkreis zwischen Marzahn und Friedrichshain in der Stunde 2328 zu 138% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M406 reduziert die Auslastung dann auf 94%. Die Maßnahme M406 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M408:

Ohne die Maßnahme M408 ist ein Stromkreis zwischen Friedrichshain und Mitte in der Stunde 925 zu 134% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M408 reduziert die Auslastung dann auf 91%. Die Maßnahme M408 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M410:

Ohne die Maßnahme M410 ist ein Stromkreis zwischen Berlin-Mitte und Charlottenburg in der Stunde 2328 zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M410 reduziert die Auslastung dann auf 75%. Die Maßnahme M410 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M411:

Ohne die Maßnahme M411 ist ein Stromkreis zwischen Charlottenburg und Reuter in der Stunde 2328 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M411 reduziert sich die Auslastung dann auf 68%. Die Maßnahme M411 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M414:

Ohne die Maßnahme M414 ist ein Stromkreis zwischen Reuter und Teufelsbruch in der Stunde 1539 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M414 reduziert die Auslastung dann auf 69%. Die Maßnahme M414 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 liegen zwischen 35% und 52%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen der einzelnen Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 keine Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan sind, wurden sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Ohne die Maßnahmen M406, M408 und M414 konnten bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung der Gutachter-Marktmodellierung im (n-1)-Fall Überlastungen von 115%, 104% und 109% auf den entsprechenden bisherigen Teilstücken der „Berliner Kabeldiagonale“ festgestellt werden. Diese Überlastungen können mit den Maßnahmen auf 78%, 71% bzw. 74% reduziert werden. Auf den Teilstücken der Maßnahmen M410 und M411 kann bei der Gutachter-Marktmodellierung hingegen auch im (n-1)-Fall keine Auslastung über 100% festgestellt werden.

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 liegen zwischen 28% und 41%. Alle Maßnahmen wären demnach erforderlich.

Szenario A2024

Die Maßnahmen M406, M408 und M414 wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario A2024 nicht aufgeführt. Die Maßnahmen M410 und M411 wären selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 mit maximal 52% und 44% ausreichend ausgelastet.

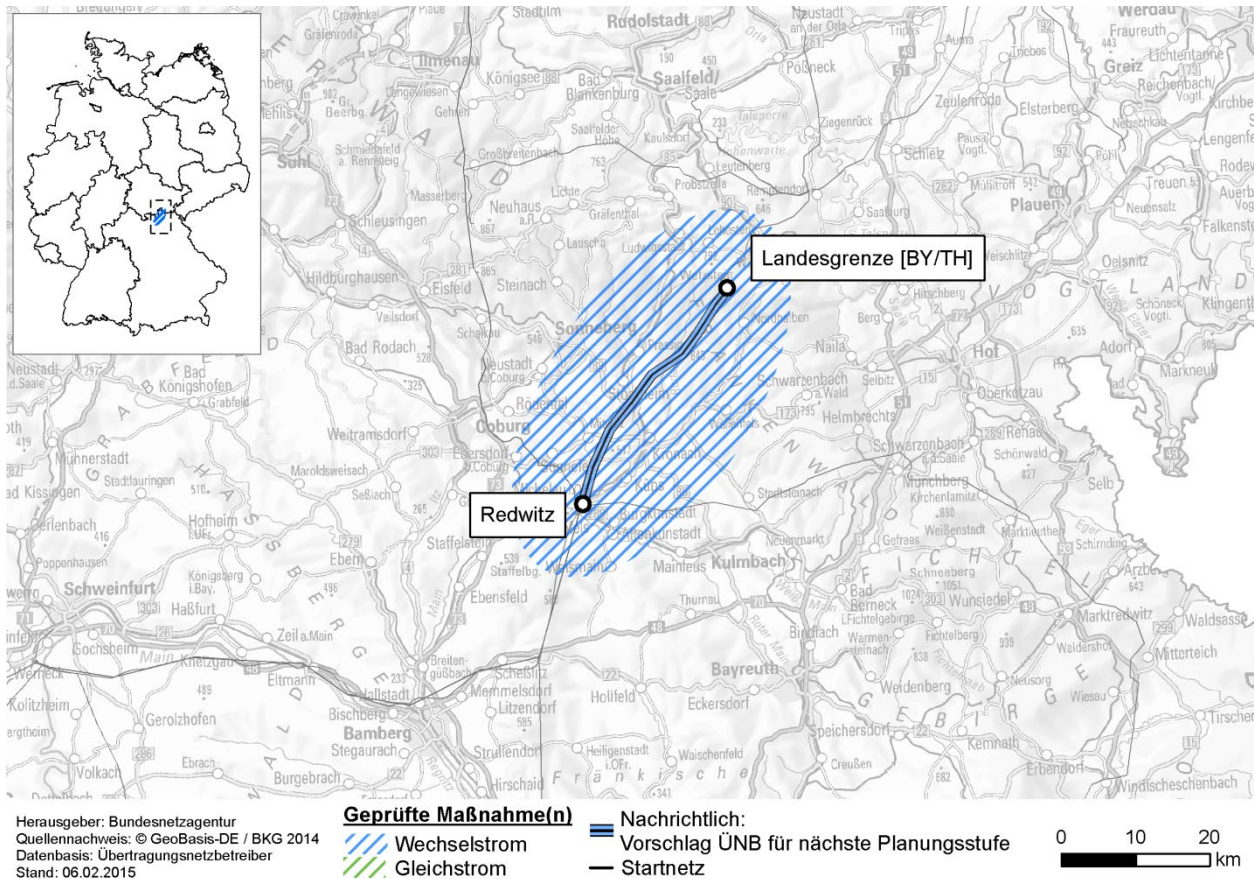
Ergebnis

Im kompletten Zielnetz des Szenarios B2024* reduzieren die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 jeweils eine Überlastung im (n-1)-Fall zwischen den Teilstücken von über 100% auf unter 100%. Hierzu konnten keine sinnvollen alternativen Topologieänderungen gefunden werden. Es lässt sich erkennen, dass die Auslastung in der Hauptflussrichtung von Ost nach West abnimmt und die westlichsten Maßnahmen M411 und M414 im (n-1)-Fall ohne Maßnahme nur noch knapp über 100% ausgelastet sind.

In der Gutachter-Marktmodellierung sind allerdings im (n-1)-Fall nur drei der fünf Maßnahmen über 100% ausgelastet. Diese Auslastungen können durch die jeweilige Maßnahme M406, M408 und M414 unter 100% reduziert werden, eine sinnvolle Topologieänderung gibt es alternativ nicht. Alle Maßnahmen würden das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze

Bayern/Thüringen



Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh im Jahr 2024.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine wesentliche Maßnahme zum Transport der zuvor benannten Energiemengen über Thüringen nach Bayern ist das Projekt P185. Es besteht aus der Maßnahme M420.

Maßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)

Maßnahme M420 (Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme M420 ist eine Verstärkung der 380-kV-Leitung von Redwitz zur Landesgrenze Bayern/Thüringen vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und der Landesgrenze auf 3.600 Ampere erhöht werden. Die weiterführende 380-kV-Leitung von der Landesgrenze Richtung Norden nach Remptendorf besitzt bereits eine Stromtragfähigkeit von 3.600 Ampere.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bisher nicht angegeben, in welchem Jahr sie die Inbetriebnahme der Maßnahme anstreben. Dies sollte im Laufe der Konsultation nachgeholt werden.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M420 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im vollständigen Zielnetz, das sämtliche für das Szenario B2024* unterstellte Maßnahmen enthält, behebt die Maßnahme M420 (n-1)-Verletzungen an vielen Stunden des Jahres. Beispielsweise ist in der Stunde 7920 ohne die Maßnahme ein Stromkreis zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M420 reduziert die Auslastung dann auf 93%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 59% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 70% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 25%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen einer Sammelschiene in Remptendorf kann in dem oben untersuchten (n-1)-Fall ohne die Maßnahme M420 die Belastung in Stunde 7920 auf 93% gesenkt werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M420 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M420 bereits in der ersten Iteration (in der das Projekt P44 noch nicht als realisiert unterstellt war) als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 860. Ohne die Maßnahme M420 ist der bestehende Stromkreis zwischen Redwitz und der Landesgrenze zu 131% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M420 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 102%. Sinnvolle alternative Topologiemassnahmen konnten für den untersuchten Netznutzungsfall nicht gefunden werden. Vergleichbare Überlastungssituationen treten an vielen Hundert Stunden im Jahr auf (siehe Untersuchungen zu Korridor D).

Die maximale Auslastung der Maßnahme M420 beträgt 76%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 69% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Selbst bei Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen ist sie wirksam. Auch die Erforderlichkeit der Maßnahme konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Modellierung nachgewiesen werden. Da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt, die im nördlichen Teil zwischen der Landesgrenze Bayern/Thüringen und Remptendorf bereits erfolgt ist, und Topologiemassnahmen sich nur bei einer Unterstellung des vollständigem Zielnetz, welches in vollständiger Form von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt wird, als wirksam erwiesen, ist die Maßnahme der Topologieänderung vorzuziehen.

Die Untersuchungen zu P185 setzen die Realisierung aller BBP-Massnahmen in der Region (Korridor D „Wolmirstedt – Gundremmingen“, Korridor C „Wilster – Grafenrheinfeld“ und P 43 „Mecklar – Grafenrheinfeld“) voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz der genannten BBP-Massnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über diese BBP-Massnahmen hinaus noch weitere Massnahmen erforderlich sind.

P44 alleine ist nicht ausreichend, um die verbleibenden Netzengpässe zu beheben. Auch unter Voraussetzung des Projekts P44 verbleiben an vielen Stunden des Jahres Netzengpässe, die durch P185 behoben werden können.

VI Punktmaßnahmen

Projekt P100: M216 Transformator Walsum

Die bestehende 380/220-kV-Schaltanlage Walsum soll um einen 380/220 kV Transformator erweitert werden. Sie behebt eine Überlastung im 380-kV- und 220-kV-Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung im 220-kV-Netz des westlichen Ruhrgebiets.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 5604 der Ausfall des 380/220 kV Transformators in Niederrhein zu einer Auslastung des 380/220-kV-Transformators in Büscherhof von 104%. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 92% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 100 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P101: M217 Stromkreiseinführung Oberzier

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV-Übertragungsnetz von Amprion im Raum zwischen Köln und Düren verhindern. Dazu sollen der Stromkreis Rommerskirchen – Maasbracht (NL) in die 380-kV-Anlage Oberzier eingeführt und die Anlage erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 7137 der Ausfall der Leitung von Ohligs nach Hüllen zu einer Auslastung des Dreibeins Punkt Mettmann/Reisholz/Eiberg von 100%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 98% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 101 ist schlüssig.

Projekt P102: M218 Erbach

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Erbach notwendig.

Die Begründung des Projekts 102 ist schlüssig.

Projekt P103: M219 Gusenburg

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Gusenburg notwendig.

Die Begründung des Projekts 103 ist schlüssig.

Projekt P104: M220 Kottigerhook

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Kottigerhook notwendig.

Die Begründung des Projekts 104 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P105: M221 Niederstedem

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Niederstedem um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 105 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P106: M222 Öchtel

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Öchtel notwendig.

Die Begründung des Projekts 106 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P108: M223 Lastverlagerung Uerdingen

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV- Übertragungsnetz im Raum Krefeld verhindern. Dazu soll die Anlage Uerdingen um vier 380 kV/MS- Transformator erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 785 der Ausfall der HGÜ-Verbindung von Emden/Ost nach Osterath zu einer Auslastung der Leitung von Uerdingen nach Mündelheim von 102%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 99,8% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 108 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P109: M224 Prüm

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Prüm notwendig.

Die Begründung des Projekts 109 ist schlüssig.

Projekt P110: M225 Transformator Sechtem

Das Projekt soll eine Überlastung im Übertragungsnetz im Raum Köln/Bonn verhindern und der Spannungsstützung dienen. Hierzu soll die Anlage Sechtem um einen 380/220-kV-Transformator erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 785 der Ausfall der Leitung von Opladen nach Dünnwald zu einer Auslastung der Leitung von Dünnwald nach Gremberghoven von 104%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 97% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 110 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P111: M226 Wadern

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Wadern notwendig.

Die Begründung des Projekts 111 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P121: M229 Würgau

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die Spannungsebene der bestehende Anlage Würgau auf 380 kV angehoben und um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 121 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M314 Nr. 01 Bentwisch

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Bentwisch um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 1 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P127: M314 Nr. 02 Freiberg/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Zusätzlich kommt es aufgrund der Stilllegung der Anlage Niederwiesa zu einer Lastverlagerung nach Freiberg/Nord. In diesem Zusammenhang ist die Errichtung eines 380/110-kV-Transformator am Standort Freiberg/Nord erforderlich.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 2 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2022

Projekt P127: M314 Nr. 03 Görries

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Görries um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 3 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022.

Projekt P127: M314 Nr. 04 Ragow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Ragow um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 4 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P127: M314 Nr. 05 Schönewalde

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Schönewalde um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 5 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2017

Projekt P127: M314 Nr. 06 Vieselbach

Um das zulässige Spannungsband einhalten zu können, sollen am Standort Vieselbach zwei 380/220 kV Netzkoppeltransformatoren aufgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 474 der Ausfall der Leitung von Wolframshausen nach Eula zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Wolframshausen mit 205 kV und Ebeleben mit 204 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband an den Standorten mit jeweils 235 kV eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 6 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M301 Nr. 07 Altentreptow/Süd

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Altentreptow/Süd notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 7 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M311 Nr. 08 Beetzsee/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Beetzsee/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 8 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2019

Projekt P127: M302 Nr. 09 Ebeleben

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ebeleben notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 9 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M303 Nr. 10 Ebenheim

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ebenheim notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 10 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M307 Nr. 11 Gransee

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Gransee notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 11 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M306 Nr. 12 Heinersdorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Heinersdorf notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 12 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P127: M305 Nr. 13 Jessen/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit drei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Jessen/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 13 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2017

Projekt P127: M309 Nr. 14 Pasewalk/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Pasewalk/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M304 Nr. 15 Putlitz/Süd

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Putlitz/Süd notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr.15 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2016

Projekt P127: M304a Nr. 16 Freyenstein

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Ein sogenanntes Einsammelnetz bildet für die zukünftige Übertragungskapazität der EE-Anlagen in der Region eine direkte Verbindung zum Höchstspannungsnetz. Geplant ist der Neubau eines Umspannwerks mit anschlussnehmereigenen 380/110 kV Transformatoren.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 16 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M310 Nr. 17 Querfurt/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Querfurt/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 17 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M312 Nr. 18 Schalkau

Die Maßnahme ist im gemeinsamen Netzausbauplan des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz und der 110-kV-Verteilnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone als Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und dem Verteilnetz aufgeführt.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 18 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Im Rahmen der Konsultation wurde der Bedarf für die Maßnahme von verschiedenen Seiten in Frage gestellt, da er lediglich bei einem Zuwachs an Stromnachfrage durch die Südthüringische Industrie gegeben sei. Zudem gebe es vom zuständigen Verteilnetzbetreiber noch keinen Antrag, die Anbindungsleistung zu erhöhen.

Aufgrund neuerer Erkenntnisse sieht auch die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit der Maßnahme infrage gestellt. Am 01. Juli 2015 teilte der zuständige Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze GmbH im Rahmen einer Anhörung im Thüringer Landtag mit, dass 2017 eine erneute Untersuchung zur Notwendigkeit der Maßnahme stattfinden solle. Bis zur Vorlage der Ergebnisse oder anderer neuer begründender Unterlagen ist die Maßnahme daher als nicht schlüssig zu bewerten.

Projekt P127: M393 Nr. 19 Lubmin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist die Anlage um einen 380/110-kV-Transformators zu erweitern. Am Standort Lubmin soll zusätzlich ein 380/220 kV Netzkoppeltransformator aufgestellt werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 19 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M320 Nr. 20 Jördenstorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Jördenstorf notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 20 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Projekt P127: M321 Nr. 21 Grüntal

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Grüntal notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 21 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Projekt P127: M322 Nr. 22 Ossendorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Ossendorf notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 22 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M323 Nr. 23 Seddin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Seddin notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 23 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Projekt P127: M314 Nr. 24 Eisenach

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Eisenach um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 24 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P127: M314 Nr. 25 Großschwabhausen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Großschwabhausen um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 25 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M314 Nr. 26 Klostermansfeld

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Klostermansfeld um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 26 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P127: M314 Nr. 27 Marke

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Marke um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 27 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P127: M314 Nr. 28 Großräschen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Großräschen notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 28 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M390 Nr. 29 Thyrow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Thyrow um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 29 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M391 Nr. 30 Güstrow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Güstrow um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 30 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M394 Nr. 32 Marzahn

Für den Bereich Marzahn liegt dem 110 kV Verteilnetzbetreiber ein Antrag für ein neu zu errichtendes Heizkraftwerk vor. Überdies plant der Verteilnetzbetreiber einen weiteren Zubau von Heizkraftwerken im Bereich Berlin. Schon das Gaskraftwerk Ahrensfelde führt dazu, dass die am UW Marzahn für den (n-1)-sicheren Betrieb noch zur Verfügung stehende Aufnahmekapazität überschritten wird.

Geplant ist die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Transformators.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 32 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M313 Nr. 33 Wustermark

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wustermark um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 33 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M396 Nr. 34 Preilack

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Preilack um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 34 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Projekt P127: M397 Nr. 35 Röhrsdorf

Am Standort Röhrsdorf sollen zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren neu errichtet werden, um die horizontale Übertragungsfähigkeit in Sachsen weiterhin zu gewährleisten.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Im Netznutzungsfall der Stunde 787 führt der Ausfall der Leitung von Röhrsdorf nach Crossen zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Crossen mit 197 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband mit 221 kV eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 35 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2024

Projekt P127: M398 Nr. 36 Schwanebeck

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Schwanebeck notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 36 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M399 Nr. 37 Stendal/West

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Stendal/West um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 37 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M401 Nr. 38 Wolmirstedt

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wolmirstedt um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 38 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M402 Nr. 39 Zeitz

Seitens des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz wurde mitgeteilt, dass die Punktmaßnahme Zeitz im Szenario B2024* benötigt wird. Die Maßnahme ist auch im gemeinsamen Netzausbauplan des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz und der 110 kV Verteilnetzbetreiber der 50Hertz Regelzone aufgeführt. Der Neubau eines Umspannwerkes im Raum Zeitz mit einem 380/110 kV Transformator soll der Aufnahme von EE-Leistung aus dem Verteilnetz dienen. Es wurden jedoch keine weiteren begründenden Unterlagen eingereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 39 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M403 Nr. 40 Zerbst

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Zerbst notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 40 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M400 Nr. 41 Wessin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wessin um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 41 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M412 Nr. 42 Lüdershagen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Lüdershagen um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 42 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P150: M352 Wolkramshausen (Lauchstädt)

Die Maßnahme M352 ist Teil des Projekts P150, das die Übertragungskapazität vom südlichen Sachsen-Anhalt nach Thüringen erhöhen soll. Am Standort Lauchstädt soll ein 380/220 kV Netzkoppeltransformator aufgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Im Netznutzungsfall der Stunde 824 führt der Ausfall des 380/220 kV Netzkoppeltransformators in Eula zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Eula mit 209 kV und Taucha mit 208 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband mit 219 kV in Eula und 218 kV in Taucha eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 150 M352 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P153: M355 Alfstedt

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Alfstedt um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 153 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P155: M357 Elsfleth/West

Diese Maßnahme besteht aus dem Neubau einer 380-kV-Schaltanlage, die als Elsfleth/West bezeichnet wird. In dieser Schaltanlage sollen die drei bestehenden 380-kV-Stromkreise von Unterweser nach Ganderkese, von Unterweser nach Dollern und von Dollern nach Niedervieland aufgetrennt werden. Dadurch entstehen drei Doppelleitungen von der Schaltanlage Elsfleth/West aus nach Unterweser, Dollern und Niedervieland. Die Maßnahme wird unter anderem damit begründet, gleichmäßigere Leistungsflüsse zu ermöglichen.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz zur Verfügung. Im Zielnetz des Szenarios B2024* ist ohne die Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 927 die Leitung von Unterweser nach Ganderkese bis zu 3% ausgelastet, während die von Unterweser nach Dollern führende Leitung zu 45% ausgelastet ist. Im vollständigen Zielnetz sind die beiden von Unterweser nach Elsfleth/West verlaufenden Leitungen jeweils zu 25% ausgelastet.

Kommt es im Zielnetz des Szenarios B2024* ohne die Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 927 zum Ausfall der Leitung von Unterweser nach Alfstedt, welche weiter nach Dollern verläuft, so kommt es zu einer Auslastung von bis zu 134% auf der Leitung von Niedervieland nach Ganderkese. Im Zielnetz mit der Maßnahme ist die ausgefallene Leitung in Elsfleth/West aufgetrennt. Fällt die im Grundfall zu 41% ausgelastete Leitung von Elsfleth/West nach Alfstedt aus, so wird die Leitung von Niedervieland nach Ganderkese bis zu 59% ausgelastet.

Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 155 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass laut Netzentwicklungsplan „in die neue Schaltanlage Elsfleth/West drei 380-kV-Stromkreise und eine Hochspannungsgleichstrom Übertragungsleitung (HGÜL) von Offshore-Windparks in der Nordsee eingeführt werden sollen“. Hierzu wendet er ein, dass die TenneT Offshore GmbH den Netzverknüpfungspunkt Elsfleth/West nicht weiter verfolgen würde. Somit handele es

sich nicht mehr um die Errichtung eines Umspannwerks mit Konverterstation, sondern um eine reine Schaltanlage. Ein anderer Konsultationsteilnehmer wendet ein, dass durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser Leitungskapazität frei würde, was die Errichtung eines Umspannwerks Elsfleth/West obsolet mache.

Die Maßnahme M357 umfasst nur die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage. Sie ist unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig. Da der Netzentwicklungsplan den vollständigen Ausstieg aus der Kernkraft unterstellt, ist auch das heute bereits abgeschaltete Kernkraftwerk Unterweser nicht in den Berechnungen enthalten, welche dem NEP2024 zugrunde liegen. Im Übrigen ist auch die bestätigte Maßnahme P23 M20 zur Einbindung in die Schaltanlage Elsfleth/West vorgesehen.

Projekt P156: M358 Ohlensehlen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ohlensehlen notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 156 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2016

Projekt P157: M359 Conneforde

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Conneforde um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 157 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P177: M388 Höpfingen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Höpfingen um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 177 M388 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P177: M389 Kupferzell

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Kupferzell um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 177 M389 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P179: M405 Heidelberg – Nord

Die Notwendigkeit für eine neue 380-kV-Anlage ist auf den zu erwarteten Lastzuwachs des Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Heidelberg im Regelzonengebiet der TransnetBW zurückzuführen. Bezüglich des erwarteten Lastzuwachses zeigen Berechnungen, dass die heutige Einspeisung in Heidelberg-Süd überlastet wird, wenn einer der beiden Transformatoren ausfällt.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 179 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

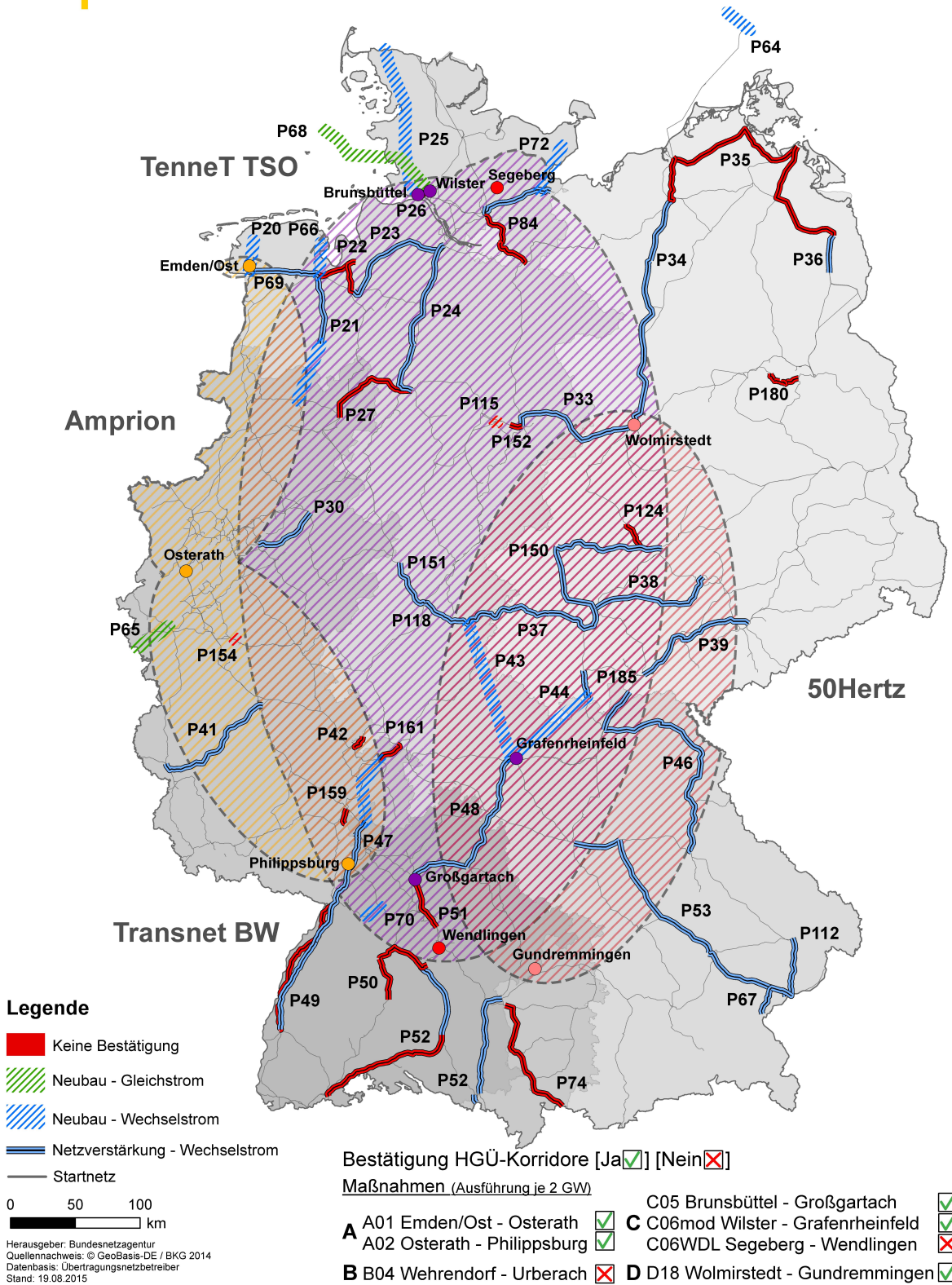
Jochen Homann

Präsident

Karten

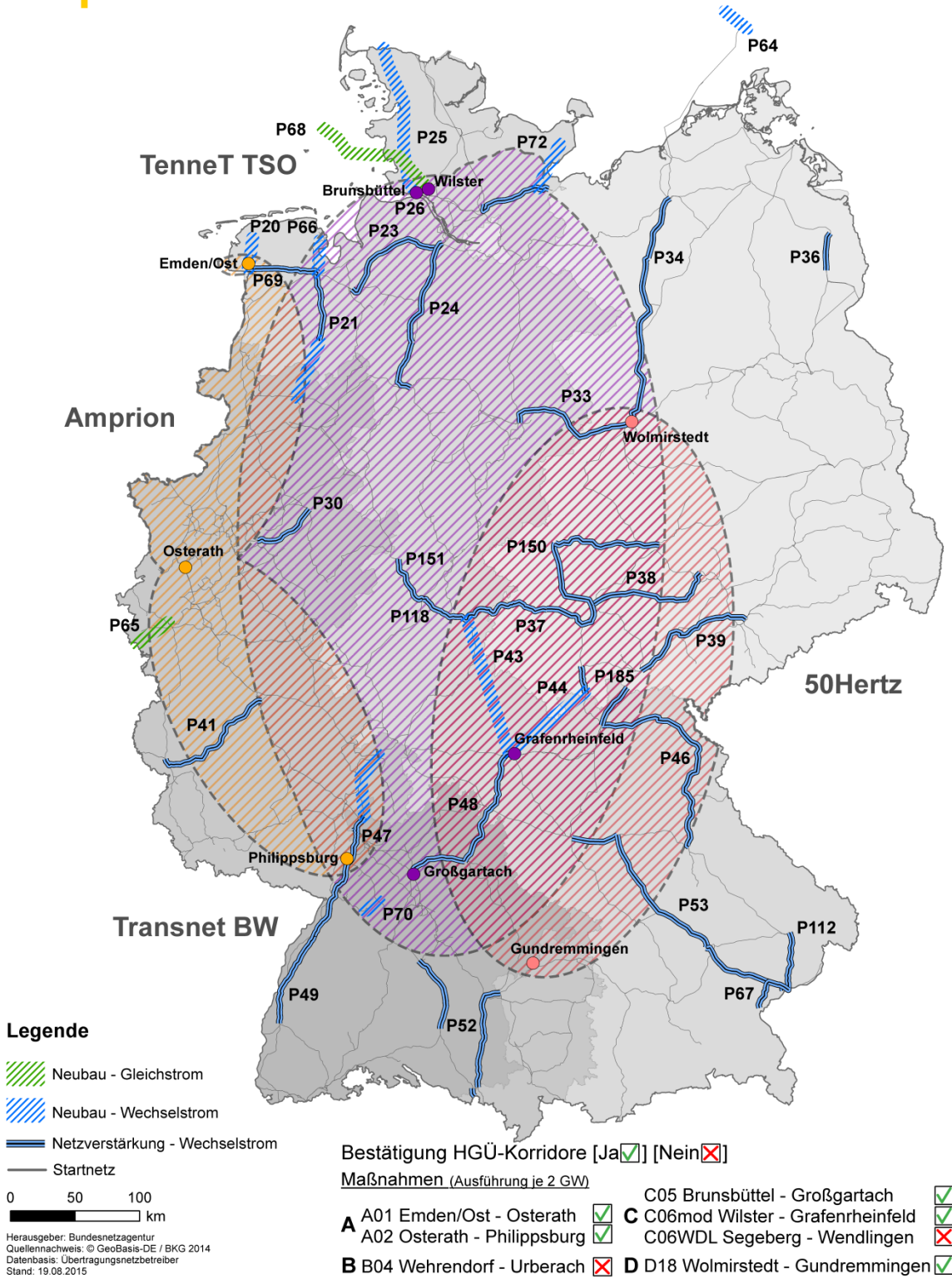


Netzentwicklungsplan Strom 2024: Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur - Szenario B 2024* -





Netzentwicklungsplan Strom 2024: Bestätigte Maßnahmen - Szenario B 2024* -



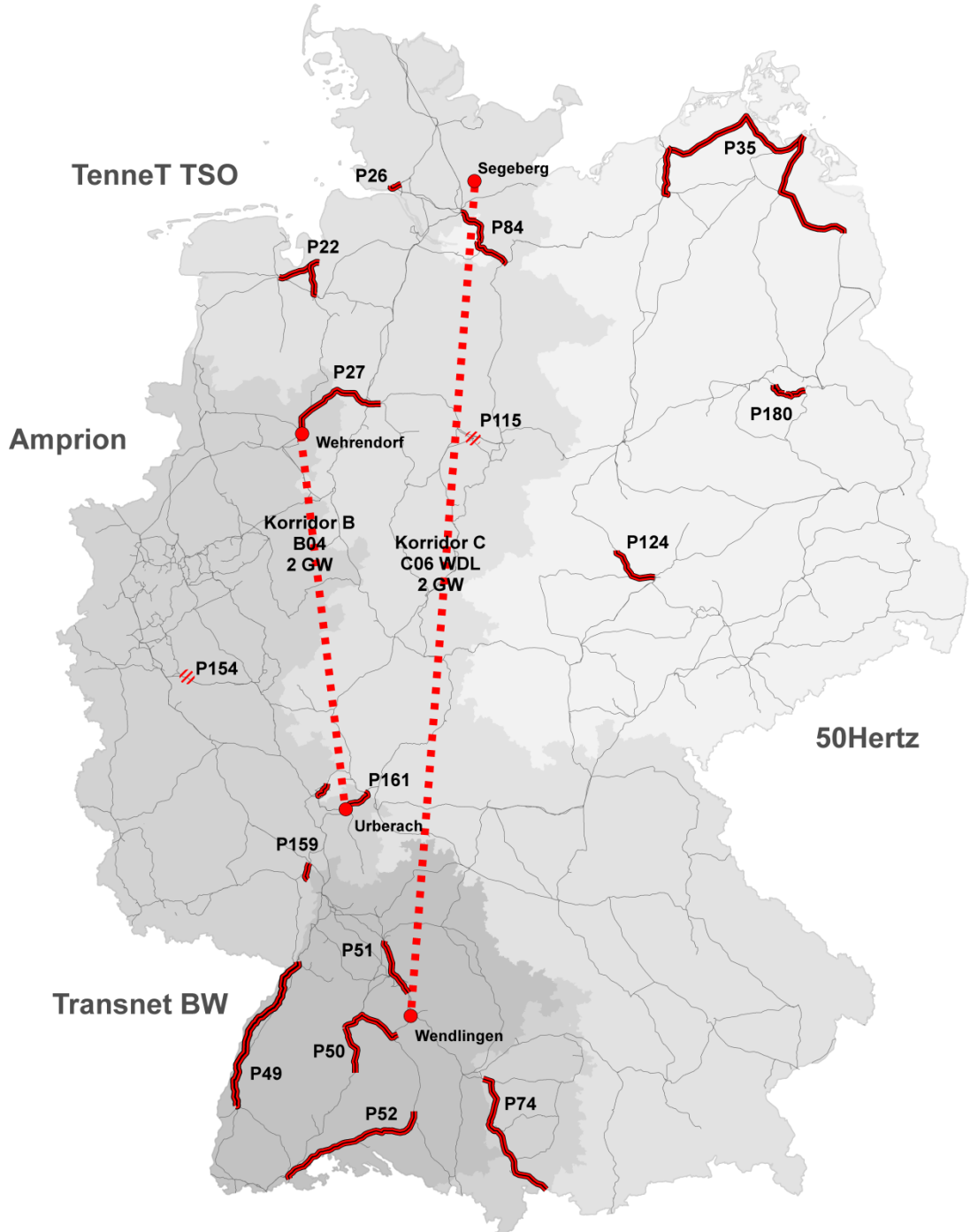
Bestätigung HGÜ-Korridore [Ja] [Nein

Maßnahmen (Ausführung je 2 GW)

- | | |
|--|--|
| A A01 Emden/Ost - Osterath <input checked="" type="checkbox"/> | C C05 Brunshüttel - Großgartach <input checked="" type="checkbox"/> |
| A02 Osterath - Philippsburg <input checked="" type="checkbox"/> | C06mod Wilster - Grafenheinfeld <input checked="" type="checkbox"/> |
| B B04 Wehrendorf - Urberach <input type="checkbox"/> | C06WDL Segeberg - Wendlingen <input type="checkbox"/> |
| D D18 Wolmirstedt - Gundremmingen <input checked="" type="checkbox"/> | |

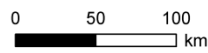


Netzentwicklungsplan Strom 2024: Nicht bestätigte Maßnahmen - Szenario B 2024* -



Legende

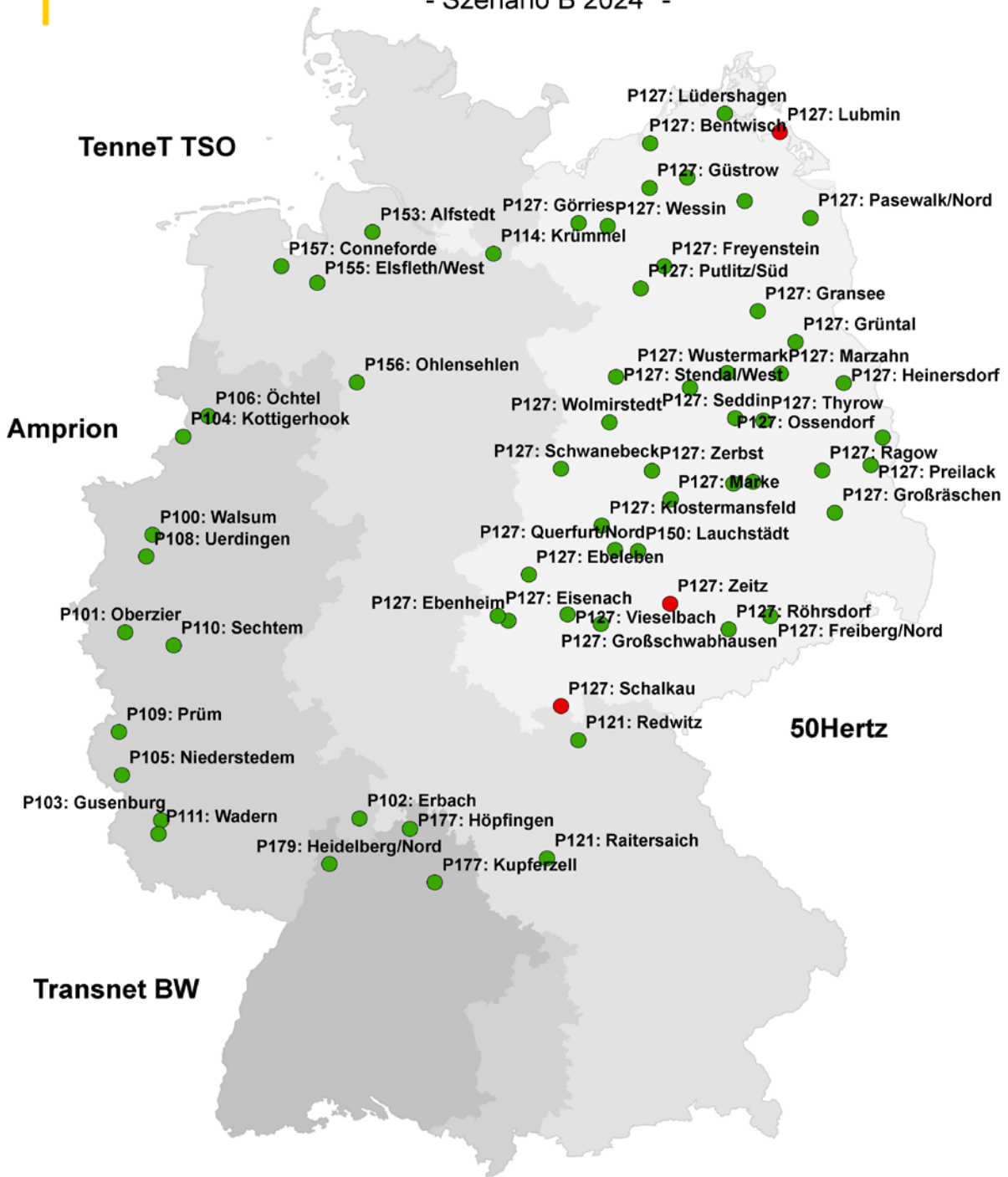
- Keine Bestätigung
- Startnetz



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 19.06.2015



Netzentwicklungsplan Strom 2024: Punktmaßnahmen - Szenario B 2024* -



- Legende**
- Nicht schlüssig
 - Schlüssig

Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 23.07.2015

Statistik

Aus den bestätigten Streckenmaßnahmen des NEP2024 ergeben sich folgende Zahlen:

Übersicht Kilometer

	NEP 2024 2. Entwurf (ÜNB)	NEP 2024 bestätigt	NEP 2024 nicht bestätigt	NEP2023 bestätigt	BBPlG 2013
AC-Neubau	650 km	648 km	2 km*	600 km	650 km
DC-Korridore	2.300 km	1.750 km**	550 km	1.600 km	1.600 km
DC-Neubau Interkonnektoren	350 km***	350 km***	-	450 km	450 km
AC- Netzverstärkung	3.700 km	2.750 km	950 km	2.500 km	2.000 km
AC/DC- Umstellung	300 km	300 km	-	300 km	300 km
gesamt	7.300 km	5.798 km	1.502 km	5.450 km	5.000 km

* Es handelt sich um die Maßnahmen P115 M205 und P154 M356 mit jeweils 1 km AC-Neubau.

** Aufgrund von Änderungen im Korridor D kommt es zu einer Differenz von 150 km im Vergleich zum Vorjahr.

*** Aufgrund von Änderungen im Projekt P64 kommt es zu einer Differenz von 100 km im Vergleich zum Vorjahr.

Übersicht Maßnahmenanzahl

	gesamt	bestätigt	nicht bestätigt
NEP 2024	92	63	29
davon BBPlG	48	43	5

Ins Bundesbedarfsplangesetz wurden 51 Maßnahmen des NEP2022 in 36 Vorhaben überführt. Die Differenz zur hier angegebenen Anzahl (48) ergibt sich wie folgt: Die Maßnahmen P21 M51 (Vorhaben Nr. 6) und P37 M25 (Vorhaben Nr. 12) wurden jeweils in zwei Maßnahmen aufgeteilt. Die Maßnahmen P59 M75 (Vorhaben Nr. 26), P60 M99 (Vorhaben Nr. 27) und P61 M100 (Vorhaben Nr. 28) wurden ins Startnetz überführt. Die Maßnahme P47 M64 ist in P42 M53 enthalten. Die Maßnahme P67 M104 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nicht im Szenario B2024* identifiziert.

Glossar

(n-0)	Mit dem (n-0)-Fall oder Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben, in dem keine Komponente ausgefallen oder abgeschaltet ist.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt: Etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.
Anlagen (Energieanlagen)	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG

Beteiligte	Bürger sowie kollektive Akteure wie Vereine, Verbände, Interessenvertretungen und ggf. Kommunen, die in unterschiedlichem Umfang und zu verschiedenen Zeitpunkten und Themen bzw. Fragen in den Planungs- und Entscheidungsprozess der Vorhabenentwicklung einbezogen werden.
Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie \rightarrow Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.
Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch nach EU Richtlinie 2009/28/EG errechnet sich aus dem Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und den Verlusten in den Erzeugungsanlagen und beim Transport.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Es enthält eine Liste der notwendigen Höchstspannungsleitungen, die ausgebaut werden müssen.
Bundesbedarfsplan-Netz	Das Übertragungsnetz, das sich aus dem Startnetz und zusätzlich den Vorhaben des Bundesbedarfsplans ergibt.
Bürgerbeteiligung	Teilhabe der Bürger an einem Planungs- und Entscheidungsprozess durch Information, Konsultation oder Kooperation. Neben den gesetzlich vorgeschriebenen sind auch darüber hinausgehende informelle Beteiligungsformen möglich. Das schließt auch die Repräsentation von Bürgern durch Interessenvertretungen, Verbände, Projektbeiräte usw. ein.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe \rightarrow Wechselstrom
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus erneuerbaren Energiequellen entstehen.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen, Schall usw.) in die Umwelt
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).
erneuerbare Energien (EE)	erneuerbare Energien - auch regenerative oder alternative Energien genannt - sind Energieträger und -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.
Freileitung	Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leitenseile) und Isolatoren, jeweils mit Zubehörteilen.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1.000 kV). Oft findet sich dafür auch das Kürzel „DC“, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.
HGÜ-Korridor	Als HGÜ-Korridor wird ein Trassenraum für Leitungen in Gleichstromtechnik bezeichnet. Ein solcher Korridor kann mehrere Gleichstromleitungen enthalten.

Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110 kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind auch größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochstrombeseilung	Unter Hochstrombeseilung versteht man die Verwendung von Leiterseilen mit deutlich größeren Leiterquerschnitten. Dadurch ist die Strombelastbarkeit höher als bei klassischen Leiterseilen und es kann mehr Strom übertragen werden. Außerdem sind die entstehenden Netzverluste geringer. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Hochtemperaturleiterseile	Leiterseile, die gegenüber konventionellen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind und damit mehr Strom übertragen können. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.
Iteration	Prüfungsdurchgang im Rahmen der sequenziellen Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.
Kilowattstunde	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1.000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konsultation	Überbegriff für die Beteiligung von Gruppen, Behörden, Bürgern an Entscheidungsprozessen jeder Art. Eine Konsultation stellt ein Verfahren dar, in welchem Informationen, Erfahrungen und andere Rückmeldungen Betroffener, Beteiligter und Experten zu geplanten Vorhaben, vor einer Entscheidung in verschiedensten Formen eingeholt werden. Eingesetzte Methoden sind z.B. Stellungnahmen, schriftliche und mündliche Befragungen sowie Bürgerversammlungen.

Konverter(station)	Ein Konverter bzw. eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Koronaentladungen	Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Hochspannungsleitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen
Kraft-Wärme-Kopplung	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und dabei auch die entstehende Abwärme mit zu nutzen. In vielen konventionellen Kraftwerken verpufft diese Abwärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch Sammelschienen).
Kurzschlussleistung	Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Ein Leistungsschalter muss dabei über eine der Kurzschlussleistung liegende Ausschaltleistung verfügen, um im Kurzschlussfall sicher und ohne Schäden am Schalter den Stromfluss trennen zu können.
Last	Die Last, gemessen Watt, ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzknoten. Der Begriff Grundlast beschreibt einen Energiebedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht. Dieser gleichbleibende Bedarf wird von den Kraftwerken gedeckt. Die Mittellast wird täglich nur stundenweise zusätzlich zur Grundlast benötigt. Kurzfristige Bedarfsspitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt.

Lastflussberechnung	Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt.
Laststeuerung / Lastmanagement	Unter Laststeuerung bzw. -management, auch bezeichnet als Demand Side Management oder Demand Side Response, ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Energiebereich zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel ein (Groß-)Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung	Die Leistung gibt an wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) - gemessen in Volt (V) - und Strom (I) - gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden unterschieden: à Wirkleistung, à Blindleistung und à Scheinleistung.
Leiteseile	Leiteseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Metallseile
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Mast	Teil der Stützpunkte einer Freileitung, der aus Mastschaft, Erdseilstütze(n) und Querträger(n) besteht
Mittelspannung	Die Mittelspannung dient der Energieübertragung im regionalen Bereich. Ihr Spannungsbereich liegt zwischen 1.000 Volt (1 kV) und 60.000 Volt (60 kV).
Modellierung	Abstrakte Darstellung eines realen Systems
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz	<p>Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. Letzteres dient dann der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.</p>
Netzanschluss	<p>Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.</p>
Netzbetreiber	<p>Ein Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.</p>
Netzentgelt	<p>Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.</p>
Netzentwicklungsplan	<p>Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem Zeitraum von zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.</p>
Netzknoten	<p>Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.</p>

Netznutzungsfall	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.
Netzverluste	Bei der Übertragung geht immer ein kleiner Teil der transportierten Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. Beispielsweise sind bei einer Spannung von 380 kV die Verluste kleiner als bei 220 kV. Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie durch das Umwandeln von Gleichstrom in Wechselstrom geht ebenfalls ein Teil der Energie verloren.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Diese haben den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Offshore-Netzentwicklungsplan	Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Anbindungsleitungen zu den Offshore-Windparks.
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.
Photovoltaik	Durch Photovoltaik (PV) wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt (Solarenergie). Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pumpspeicher	Pumpspeicher (PSW) sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberfluss (bzw. niedrigen Strompreisen) Strom verbrauchen, um Wasser von einem niedriger gelegenen Becken in ein höher gelegenes Becken pumpen, und in Zeiten mit hohen Strompreisen das Wasser durch Fallrohre herunterfallen lassen und so elektrische Energie erzeugen bzw. zurückgewinnen.

Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, werden die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.
Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z. B. Trenner, Leistungsschalter) - oder: Schalten eines Elements im Netz.
Scheinleistung	Der Begriff bezeichnet die Gesamtleistung aus \rightarrow Wirkleistung und \rightarrow Blindleistung, die in einem Wechselstromsystem bereitgestellt werden muss. Die Scheinleistung wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben. Da in einem Gleichstromsystem keine Blindleistung entsteht, gibt es auch dort auch keine Scheinleistung. Daher wird die Leistung eines Gleichstromsystems in Watt (W) angegeben.
Spannungsebene	Hier unterscheidet man Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung.
Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder ab zugeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei erneuerbaren Energie auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.

Stakeholder	Als Stakeholder (engl. für „ökonomischer Teilhaber“) wird eine Person oder Gruppe bezeichnet, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projekts hat.
Startnetz	Das Startnetz ist das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegte Netz. Es besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den bereits in Umsetzung befindlichen Maßnahmen, bei denen der energie-wirtschaftliche Bedarf (z. B. durch das Energieleitungsausbaugesetz oder durch einen Planfeststellungsbeschluss) bereits festgestellt ist.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen (Ausfällen / Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.
Topologieänderungen	Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammengeschaltet werden oder aber getrennt betrieben werden. Daher wird durch eine solche Schalthandlung die Topologie des Netzes verändert. Dadurch ist es möglich, den Stromfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Solche Topologieänderungen können jedoch großflächige Auswirkungen auf das Netz haben, so dass insbesondere darauf geachtet werden muss, dass dadurch nicht an anderer Stelle neue Probleme im Netz entstehen. Weiterhin dürfen beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschiene danach nicht wieder geschlossen werden kann. Daneben dürfen bei der Planung des Netzes nicht zu viele Topologieänderungen angewendet werden, da sich hier zwar unter Umständen theoretisch eine Überlastung auch mit der Anwendung einer Vielzahl von Schalthandlungen beheben lässt, dies jedoch im täglichen Betrieb nicht realistisch möglich ist. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass

	<p>komplexe Schalthandlungen im Betrieb kurzfristig einerseits gefunden werden und andererseits auch die Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können. Daher werden bei der Prüfung von Streckenmaßnahmen mögliche Topologieänderungen an denjenigen Sammelschienen untersucht, an denen eine überlastete Leitung direkt angeschlossen ist.</p>
Transformatoren	<p>Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.</p>
Übertragungsnetz	<p>Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als "Verbundnetz" (s.u.) bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).</p>
Übertragungsnetzbetreiber	<p>Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.</p>
Umrichter	<p>Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.</p>
Umspannwerk	<p>Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.</p>
Verbundnetz	<p>Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen insbesondere dem überregionalen inländischen und grenzüberschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung verbessern.</p>
Vermaschung	<p>Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Dadurch steigt die Sicherheit, dass bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes die entsprechenden Regionen trotzdem noch versorgt werden können und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden kann.</p>

Verteilnetz	Das Verteilnetz dient der regionalen Verteilung der Energie (daher auch der Name), aber zunehmend auch dem "Einsammeln" von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.
Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom oder Drehstrom Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zielnetz	Das Zielnetz ist die Summe aller Maßnahmen aus dem Startnetz und einem bestimmten Zubaunetz.
Zubaunetz	Als Zubaunetz werden meist die im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben sowie die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen (Zubau-)Maßnahmen bezeichnet. Je nachdem, welche Zubaumaßnahmen betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für Szenario B2024* oder einem für Wechselstrom differenzieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Bundesnetzagentur	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CO ₂	Kohlendioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EMF	Elektromagnetisches Feld
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit

EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde(n)
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HTLS	Hochtemperaturleiterseil
HVDC	high-voltage direct current, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung)
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTC	"Net Transfer Capacities", Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
OWP	Offshore-Windpark
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PE-Kabel	Polyethylen-Kabel
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan des ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPE-Kabel	Vernetztes Polyethylen-Kabel
VSC	Voltage Source Converter

Inhaltsverzeichnis

BESTÄTIGUNG	5
GRÜNDE	15
I VERFAHRENSGESCHICHTE	17
II PRÜFPROZESS UND VORGEHENSWEISE	19
A Szenariorahmen	21
Konsultation	23
B Regionalisierung	39
Konsultation	39
C Marktmodellierung	45
Konsultation (mit Exkurs: Strommarkt).....	53
D Netzplanung anhand von Lastflussberechnungen	59
1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung im Prüfprozess	59
2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung	62
E Praktische Umsetzung	65
1. Übertragungsnetzbetreiber	65
2. Bundesnetzagentur.....	65
3. Besonderheiten im Planungsdurchgang 2014/2015	66
F Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Prüfung	69
1. Grundsätzliche Vorgehensweise bei Streckenmaßnahmen	69
2. Prüfung von Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan	75
3. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen	76
4. Plausibilität von Punktmaßnahmen.....	79
III ALLGEMEINE GESETZLICHE ANFORDERUNGEN AN DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM	81
1. Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand.....	82
2. Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen	82
3. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen	82
4. Modellierung des Übertragungsnetzes	82
5. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans	83
6. Berücksichtigung von Offshore-Planungen.....	83
7. Berücksichtigung der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber	84
8. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten	84

IV	BEHÖRDEN- UND ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG	87
A	Gesamtplanbetrachtung	88
	1. Gleichstromübertragung (HGÜ)	88
	2. Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung	90
	3. Flexibilitätsoptionen.....	92
B	Verfahrens- und Beteiligungsfragen.....	95
C	Erdkabel.....	100
D	Kosten.....	102
V	STRECKENMAßNAHMEN	103
	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	105
	Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath	107
	Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg	112
	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen.....	115
	Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach	116
	Korridor C: HGÜ-Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg – Bayern („SuedLink“).....	119
	Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach	125
	Maßnahme C06mod: Wilster – Grafenrheinfeld.....	129
	Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen	134
	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen-Anhalt – Bayern.....	138
	Maßnahme D18: Wolmirstedt – Gundremmingen.....	139
	Projekt P20: Emden – Halbmond	154
	Maßnahme M69: Emden/Ost – Raum Halbmond.....	154
	Projekt P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen.....	159
	Maßnahme M51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen.....	160
	Projekt P22: Conneforde – Ganderkesee	164
	Maßnahme M82: Conneforde – Unterweser.....	165
	Maßnahme M87: Unterweser – Elsfleth/West	167
	Projekt P23: Dollern – Elsfleth/West	169
	Maßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West.....	169
	Projekt P24: Stade – Landesbergen	171
	Maßnahme M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum	172
	Maßnahme M72: Sottrum – Wechold.....	174
	Maßnahme M73: Wechold – Landesbergen	176

Projekt P25: Brunsbüttel – dänische Grenze	178
Maßnahme M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide	179
Maßnahme M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)	180
Maßnahme M43: Heide – Husum	181
Maßnahme M44: Husum – Niebüll	182
Maßnahme M45: Niebüll – Grenze Dänemark.....	183
Projekt P26: Büttel – Wilster.....	186
Maßnahme M76: Büttel – Wilster	186
Projekt P27: Landesbergen – Wehrendorf	188
Maßnahme M52: Landesbergen – Wehrendorf	188
Projekt P30: Westfalen.....	190
Maßnahme M61: Hamm/Uentrop – Kruckel.....	190
Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle	194
Maßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle	195
Maßnahme M24b: Wolmirstedt – Walle.....	197
Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt	201
Maßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	202
Maßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg.....	204
Maßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd	206
Projekt P35: Güstrow – Lubmin – Pasewalk.....	209
Maßnahme M78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow	210
Maßnahme M84: Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	213
Projekt P36: Bertikow – Pasewalk.....	216
Maßnahme M21: Bertikow – Pasewalk.....	217
Projekt P37: Vieselbach – Mecklar.....	219
Maßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn).....	220
Maßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	223
Projekt P38: Pulgar – Vieselbach.....	228
Maßnahme M27: Pulgar – Vieselbach	229
Projekt P39: Röhrsdorf – Remptendorf.....	232
Maßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf.....	233
Projekt P41: Region Koblenz und Trier	238
Maßnahme M57: Punkt Metternich – Niederstedem.....	239
Projekt P42: Raum Frankfurt	242
Maßnahme M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	243

Projekt P43: Mecklar – Grafenrheinfeld	245
Maßnahme M74: Mecklar – Grafenrheinfeld.....	245
Projekt P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld	248
Maßnahme M28a: Altenfeld – Schalkau.....	249
Maßnahme M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld.....	253
Projekt P46: Redwitz – Schwandorf	258
Maßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf.....	259
Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe	261
Maßnahme M31: Weinheim – Daxlanden	263
Maßnahme M32: Weinheim – G380	263
Maßnahme M33: G380 – Altlußheim	263
Maßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden	263
Maßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim.....	266
Maßnahme M64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd.....	268
Projekt P48: Nordosten von Baden-Württemberg – Bayern	269
Maßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell.....	270
Maßnahme M39: Kupferzell – Großgartach	273
Projekt P49: Badische Rheinschiene	275
Maßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten.....	276
Maßnahme M90: Daxlanden – Eichstetten.....	278
Projekt P50: Schwäbische Alb	279
Maßnahme M40: Metzingen – Oberjettingen.....	280
Maßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt	282
Projekt P51: Mittlerer Neckarraum	284
Maßnahme M37: Großgartach – Endersbach	284
Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg	286
Maßnahme M59: Herberlingen – Tiengen.....	287
Maßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herberlingen	290
Maßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT) und Wullenstetten – Punkt Niederwangen	293
Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim	295
Maßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim.....	296
Maßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim.....	298
Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)	301
Maßnahme M107: Combined Grid Solution	301

Projekt P65: Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Aachen/Düren und Belgien, Lixhe.....	304
Maßnahme M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	305
Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde.....	309
Maßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde.....	309
Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich	313
Maßnahme M102: Abzweig Simbach.....	314
Maßnahme M103: Altheim – Bundesgrenze (AT)	316
Projekt P68: Deutschland – Norwegen („NordLink“).....	318
Maßnahme M108: Deutschland – Norwegen.....	319
Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde	321
Maßnahme M105: Emden/Ost – Conneforde.....	322
Projekt P70: Ausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und Anschluss an das 380-kV-Netz	324
Maßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A.....	324
Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl	327
Maßnahme M351: Raum Göhl – Raum Lübeck	328
Maßnahme M49: Raum Lübeck – Siems	334
Maßnahme M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg	337
Projekt P74: Bayerisch Schwaben.....	341
Maßnahmen M96/M97: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen.....	342
Projekt P84: Hamburg/Nord – Krümmel	344
Maßnahme M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	345
Maßnahme M368: Krümmel – Hamburg/Ost	348
Projekt P112: Pirach – Pleinting – St. Peter.....	350
Maßnahme M201: Pleinting – St. Peter.....	351
Maßnahme M212: Abzweig Pirach	353
Projekt P115: Bereich Mehrum.....	356
Maßnahme M205: Bereich Mehrum	356
Projekt P118: Borken – Mecklar	358
Maßnahme M207: Borken – Mecklar	359
Projekt P124: Klostermansfeld – Lauchstädt.....	361
Maßnahme M209b: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt.....	361
Projekt P150: Lauchstädt – Vieselbach	363
Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach	364
Projekt P151: Borken – Twistetal.....	366
Maßnahme M353: Borken – Twistetal	366

Projekt P152: Wahle – Grohnde	368
Maßnahme M354: Wahle – Klein Ilsede	368
Projekt P154: Köln/Bonn	370
Maßnahme M356: Siegburg	370
Projekt P159: Bürstadt – BASF – Lamsheim – Daxlanden	372
Maßnahme M62: Bürstadt – BASF	372
Projekt P161: Bereich südöstlich von Frankfurt	374
Maßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach	374
Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch	376
Maßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain	377
Maßnahme M408: Friedrichshain – Mitte	378
Maßnahme M410: Mitte – Charlottenburg	379
Maßnahme M411: Charlottenburg – Reuter	380
Maßnahme M414: Reuter – Teufelsbruch	381
Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen	384
Maßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	385
VI PUNKTMAßNAHMEN	387
RECHTSMITTELBELEHRUNG	409
KARTEN	411
STATISTIK	417
GLOSSAR	419
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	431
INHALTSVERZEICHNIS	435
IMPRESSUM	443

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
nep2024-ub@bundesnetzagentur.de

Stand

September 2015

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613



Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025

Genehmigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-
Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

- Übertragungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

- Übertragungsnetzbetreiber zu 2) -

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

- Übertragungsnetzbetreiber zu 3) -

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart

- Übertragungsnetzbetreiber zu 4) -

im Folgenden: die Übertragungsnetzbetreiber

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,
Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 19. Dezember 2014

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2025 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Installierte Erzeugungsleistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2035	Szenario B2 2025	Szenario B2 2035	Szenario C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Summe konv. Erzeugung	101,1	79,6	77,3	77,5	77,3	77,5	67,4
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8	1,2	0,5
Summe reg. Erzeugung	81,1	126,8	141,4	181,0	141,4	181,0	134,4
Summe Erzeugung	182,2	206,4	218,7	258,5	218,7	258,5	201,8
Nettostromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch ¹	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]							
Jahreshöchstlast ²	82,8	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	79,8
Marktmodellierung							
Vorgaben zur Marktmodellierung					Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 187 Mio. t in 2025	Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 134 Mio. t in 2035	Einhaltung einer maximalen CO ₂ -Emission von 187 Mio. t in 2025

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung

¹ Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

² Inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz.

-
2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Szenarien B2 2025 und C 2025 zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 187 Mio. t CO₂ emittiert. Für das Szenario B2 2035 ist zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2035 maximal 134 Mio. t CO₂ emittiert.
 3. Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen. Die Reduzierung der Einspeisung („Spitzenkappung“) darf je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen. Für die an unterlagerten Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen soll eine aus Sicht der unterlagerten Verteilnetze kostenoptimale Reduzierung der Einspeisung erfolgen. Für die am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen ist ebenfalls eine Reduzierung von jeweils bis zu 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge anzuwenden.
 4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung, die wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung insgesamt und aufgeschlüsselt nach Energieträgern zu ermitteln und zu untersuchen, ob das energiepolitische Ziel der Bundesregierung der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 % erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.
 5. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, ob das Ziel des Gesetzgebers nach § 1 Abs. 2 EEG hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40-45 % und bis 2035 auf 55-60 % erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.
 6. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:
 - Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 % und bis 2030 um 55%
 - Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 %

Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.

7. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

II.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	IX
Tabellenverzeichnis.....	X
I Sachverhalt.....	1
A Vorlage des Szenariorahmens	1
B Öffentlichkeitsbeteiligung	2
1 Konsultationsteilnehmer.....	2
2 Zusammenfassung der Stellungnahmen.....	6
2.1 Zusammenfassung der Stellungnahmen bzgl. der Fragestellungen des Begleitdokuments.....	7
2.1.1 Breite des Szenariotrichters	7
2.1.2 Anzahl der Variablen in den Szenarien.....	9
2.1.3 Agora/BET-Studie	11
2.1.4 Sensitivitäten.....	12
2.1.5 Regenerative Erzeugung.....	15
2.1.5.1 Wind Onshore.....	17
2.1.5.2 Wind Offshore.....	18
2.1.5.3 Photovoltaik	19
2.1.5.4 Biomasse.....	19
2.1.5.5 Wasserkraft	20
2.1.6 Konventionelle Erzeugung.....	20
2.1.6.1 Konventionelle Erzeugung ohne Braunkohle	21
2.1.6.2 Konventionelle Erzeugung Braunkohle	22
2.1.7 Verbrauch und Jahreshöchstlast	24
2.1.8 Regionalisierung Erneuerbarer Energien.....	25
2.1.9 Kappung der Einspeisespitzen	34
2.2 Zusammenfassung der über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden Stellungnahmen	35

2.2.1	Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung.....	35
2.2.2	Einpassung in den europäischen Rahmen	37
2.2.3	Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien	38
2.2.3.1	Szenario A 2025	39
2.2.3.2	Szenario B 2025	39
2.2.3.3	Szenario B 2035	40
2.2.3.4	Szenario C 2025	40
2.2.4	Berücksichtigung Verteilnetzbetreiber	44
2.2.5	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	45
2.2.6	Speicher	46
2.2.7	Marktmodell/Marktdesign	47
2.2.8	Sonstige Einwände.....	49
C	Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber	52
II	Entscheidungsgründe	54
A	Formelle Voraussetzungen der Genehmigung	54
B	Materielle Voraussetzungen der Genehmigung.....	54
1	Gemeinsamer Szenariorahmen	54
2	Entwicklungspfade (Szenarien).....	54
3	Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen	56
3.1	Grundcharakteristik	56
3.2	Methodik zur Einhaltung der CO ₂ -Reduktion	58
3.3	Methodik zur Spitzenkappung	59
3.3.1	Rechtslage	59
3.3.2	Gründe für ein Hinausgehen über die noch gegebene Rechtslage.....	59
3.3.3	Spitzenkappung in den bisherigen Untersuchungen zum NEP 2023 und 2024	62
3.3.4	Vorgabe für eine Spitzenkappung im NEP 2025.....	63
3.4	Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung	64
3.4.1	Regenerative Erzeugung.....	64
3.4.2	Konventionelle Erzeugung.....	66

3.4.2.1 Lebensdauer der Kraftwerke im Allgemeinen.....	66
3.4.2.2 Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken.....	67
3.4.2.3 Kraftwerke in Planung.....	68
3.4.2.4 Stilllegung von Kraftwerken	68
3.4.2.5 Produktionskosten	69
3.4.3 Speicher.....	70
3.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung.....	71
3.4.5 Verbrauchснаhe Erzeugung.....	73
4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung	75
4.1 Nettostromverbrauch.....	75
4.2 Jahreshöchstlast.....	78
4.2.1 Referenzwerte für das Jahr 2013	79
4.2.2 Prognosewerte für das Jahr 2025/2035.....	81
4.3 Erzeugung.....	83
4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2013	83
4.3.1.1 Regenerative Erzeugung	84
4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung	85
4.3.2 Szenario A 2025.....	87
4.3.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	87
4.3.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	89
4.3.3 Szenario B1 2025 & B2 2025	92
4.3.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	92
4.3.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	95
4.3.4 Szenario B1 2035 & B2 2035	99
4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	99
4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	100
4.3.5 Szenario C 2025	104
4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	104
4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	105

5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung	109
5.1 Einhaltung der CO ₂ -Ziele	109
5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch	110
5.3 Weitere Ziele.....	112
6 Europäischer Rahmen	112
C Regionalisierung	116
1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	116
2 Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen	117
D Abfragen der BNetzA	126
1 Abfrage der Verteilnetzbetreiber	126
2 Abfrage der regionalen Planungsverbände (Raumordnungsabfrage).....	129
E Begründung der Nebenbestimmungen.....	132
1 Kraft-Wärme-Kopplung	132
2 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch.....	132
3 Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch	132
F Hinweise zu den Kosten.....	133
G Hinweise zu den Fristen.....	133
Anhang.....	135
A-1 Kraftwerkliste	135
A-2 Ausgewiesene Windflächen in Deutschland.....	171
A-3 Ergebnis der Verteilnetzbetreiber-Abfrage	172
A-4 Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik.....	173
A-5 Methodik zur Berechnung der Jahreshöchstlast für 2013.....	174

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern	72
Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen	73
Abbildung 3: Konventioneller Kraftwerkspark 2013.....	86
Abbildung 4: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2025.....	91
Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2025 & B2 2025	98
Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2035 & B2 2035	103
Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark Szenario C 2025	108
Abbildung 8: Prozentuale Verteilung der tatsächlich vorhandenen Windenergieanlagen in Abhängigkeit der modellierten Hangneigung.....	122

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung	II
Tabelle 2: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten	70
Tabelle 3: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2013.....	84
Tabelle 4: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2013	85
Tabelle 5: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2025	88
Tabelle 6: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2025	89
Tabelle 7: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2025	90
Tabelle 8: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025.....	95
Tabelle 9: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2025 & B2 2025	95
Tabelle 10: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025.....	97
Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	100
Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	100
Tabelle 13: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	101
Tabelle 14: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2025	105
Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2025	105
Tabelle 16: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2025	107
Tabelle 17: Prognose des Bruttostromverbrauchs zur Ermittlung der EE-Anteile	110
Tabelle 18: Volllastbetriebsstunden der erneuerbaren Erzeugungsanlagen	111
Tabelle 19: Übertragungskapazitäten [MW] zw. DE und den angrenzenden Marktgebieten	114
Tabelle 20: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	116
Tabelle 21: Auswertung der Regionalverbände	171
Tabelle 22: Ergebnis VNB-Abfrage.....	172

I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für den Netzentwicklungsplan 2025 und für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Aufgrund der Erhöhung der Zahl der zu modellierenden Szenarien und der im Vergleich zum Vorjahr deutlich späteren Genehmigung des Szenariorahmens geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Frist des § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG nicht einhalten können. Die Bundesnetzagentur erwartet, Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei.

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit den energiepolitischen Zielen abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses vom 3. Dezember 2014 finalisiert. Diese Verzögerung kommt der Qualität der Szenarien zu Gute, macht aber eine Streckung des Zeitplans unausweichlich. Die Bundesnetzagentur erwartet daher, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens am 15. Juli 2015 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2025 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 zur Bestätigung vorlegen.

A Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 30. April 2014 den Entwurf des Szenariorahmens vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 12. Mai 2014 auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) bekannt. In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur zu den Themen „Methodik zur Bestimmung der Szenarien“ (z. B. Bestimmung des Szenariotrichters, Berücksichtigung weiterer Eingangsvariablen) und „Konkrete Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen“ (z.B. konventionelle und regenerative Erzeugung, Verbrauch und Jahreshöchstlast, Regionalisierung und Kappung der Einspeisespitzen der Erneuerbaren Energien, Sensitivitäten) um Kommentare und Meinungsäußerungen. Dabei gab die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 13. Juni 2014 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationsprozesses richtete die Bundesnetzagentur am 28. Mai 2014 einen öffentlichen „Workshop“ in Berlin aus, in dessen Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

B Öffentlichkeitsbeteiligung

1 Konsultationsteilnehmer

Im Rahmen der Konsultation gaben folgende Konsultationsteilnehmer Stellungnahmen ab:

Agora Energiewende

Amt für Raumordnung und Landesplanung Vorpommern

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie

Bundesamt für Naturschutz

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V.

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

Bürger gegen Strommonstertrasse (Bereich Schwaben)

Bürgerinitiative "Pfahldorf gegen Gleichstromtrasse"

Bürgerinitiative „Trassenstopp Ingolstadt West“

Bürgerinitiative 380 kV Wäschenbeuren

Bürgerinitiative Adelschlag

Bürgerinitiative Börtlinger Weitsicht

Bürgerinitiative Walting „Bürger gegen Strommonstertrasse“

Bürgerinitiative Buxheim-Tauberfeld (gegen die Gleichstrompassage Süd-Ost)

Bürgerinitiative Creußen gegen den Bau der Gleichstromtrasse Süd/Ost Nr. 5

Bürgerinitiative Hüttlingen unter Höchstspannung

Bürgerinitiative Jeinsen

Bürgerinitiative „Kulmain sagt "NEIN"...

Bürgerinitiative Lenting NEIN-zur Stromtrasse, JA-zur Energiewende

Bürgerinitiative Marxheim "JA zur Energiewende, NEIN zur Gleichstrompassage Süd-Ost"

Bürgerinitiative Megatrasse-Lech Niederschönenfeld-Feldheim

Bürgerinitiative NEIN zu 380 kV Wäschenbeuren

Bürgerinitiative Rieden

Bürgerinitiative Speichersdorf sagt "NEIN" zur Monstertrasse

Bürgerinitiative Steinwald sagt NEIN zur Monstertrasse

Bürgerinitiative-Trassenstopp-Rennertshofen

Bürgermeister des Markt Kaisheim

Bürgermeisteramt Börtlingen

Deutsche Energie-Agentur

Deutsche Umwelthilfe

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.

E.ON SE

Energie Baden-Württemberg AG

Energiebündel Kreis Eichstätt e.V.

Fichtelgebirgsverein e.V.

Fraktion der Bürgerliste im Gemeinderat der Gemeinde Hüttlingen

Gemeinde Adelschlag

Gemeinde Berggau

Gemeinde Buxheim

Gemeinde Ebnath

Gemeinde Eitensheim

Gemeinde Eschach

Gemeinde Haag

Gemeinde Höchstädt i. Fichtelgebirge

Gemeinde Hüttlingen

Gemeinde Kastl

Gemeinde Kulmain

Gemeinde Marxheim

Gemeinde Mühlhausen

Gemeinde Neuenstein

Gemeinde Niederschönenfeld

Gemeinde Oberhausen

Gemeinde Plüderhausen

Gemeinde Pollenfeld

Gemeinde Prebitz

Gemeinde Ruppertshofen

Gemeinde Speichersdorf

Gemeinde Walting

Gemeinde Wäschenbeuren

Gemeinde Wettstetten

Germanwatch e.V.

Greenpeace e.V.

GRÜNE Fraktion im Landtag Bayern

GRÜNE Kreisverband Wunsiedel

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Imtron GmbH

Kreisheimatpfleger im Landkreis Bayreuth

Landesregierung Nordrhein-Westfalen

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landkreis Donau-Ries

Landkreis Eichstätt

Landkreis Hof

Landkreis Kulmbach

Landkreis Neuburg-Schrobenhausen

Landkreis Neumarkt

Landkreis Wunsiedel i. Fichtelgebirge

Landratsamt Bayreuth

Landratsamt Fürth

Landratsamt Saale-Orla-Kreis

Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der TU Berlin & DIW Berlin

Markt Burgheim

Markt Kinding

Markt Mörnshiem

Markt Plech

Markt Postbauer-Heng

Markt Schnabelwaid

Markt Stambach Landkreis Hof

Markt Thalmässing

Markt Thiersheim

Markt Titting

Marktgemeinde Nassenfels

MdB Ralph Lenkert

MdB Sabine Dittmar

MdL Bayern Eva Gottstein

MdL Bayern Tanja Schorer-Dremel

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesplanung Mecklenburg-Vorpommern

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg

Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie des Freistaats Thüringen

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz

Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

MVV Energie AG

Naturpark Fichtelgebirge e. V.

Naturschutzbund Deutschland e.V.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Öko-Institut e.V.

Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Stadt Betzenstein

Stadt Eichstätt

Stadt Erbendorf

Stadt Greding

Stadt Kemnath

Stadt Kirchenlamitz

Stadt Marktredwitz

Stadt Pegnitz

Stadt Schauenstein

Stadt Schwäbisch Gmünd

Stadt Schwarzenbach a. d. Saale

Stadt Wunsiedel

STEAG GmbH

Stiftung Offshore-Windenergie

STRABAG OW EVS GmbH

Vattenfall Europe Generation AG

Vattenfall Europe Windkraft GmbH

Verwaltungsgemeinschaft Creußen

Windland Energieerzeugungs GmbH

Welt-Naturstiftung Deutschland (WWF Deutschland)

Zentrum Innovative Energien im Landkreis Fürstfeldbruck e.V. (ZIEL 21)

Darüber hinaus gingen 1985 Einwendungen von Privatpersonen zum Entwurf des Szenariorahmens ein.

2 Zusammenfassung der Stellungnahmen

In den Jahren 2011 bis 2013 stellte die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen jeweils unkommentiert zur Konsultation. Angesichts der in der EEG-Novellierung enthaltenen Ausbauziele für Erneuerbare Energien sowie konkreter Vor-

schläge der Übertragungsnetzbetreiber zur Weiterentwicklung der Methodik der Erstellung des Szenariorahmens hielt es die Bundesnetzagentur für angezeigt, die Konsultation zum Szenariorahmen um die Diskussion über eine Neuausrichtung bzw. Neuausgestaltung der Szenarien zu erweitern. Die Bundesnetzagentur trat daher zu Beginn des Konsultationsprozesses mit konkreten Fragen, die aus Sicht der Bundesnetzagentur maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2025 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung haben können, an die Konsultationsteilnehmer heran. Die Bundesnetzagentur führte diesen Diskussionsprozess mit Hilfe eines Begleitdokuments durch.

Nachfolgend werden im ersten Teil der Zusammenfassung der Stellungnahmen die Fragen und Themen des Begleitdokuments dargestellt. Anschließend werden in einem zweiten Teil darüber hinausgehende Konsultationsbeiträge zusammenfassend dargestellt.

Dabei werden nur die Stellungnahmen wiedergegeben, die sich ausreichend konkret auf den Verfahrensgegenstand des Szenariorahmens beziehen.

2.1 Zusammenfassung der Stellungnahmen bzgl. der Fragestellungen des Begleitdokuments

Die im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahmen zu den Fragestellungen des Begleitdokuments beinhalten im Wesentlichen:

2.1.1 Breite des Szenariotrichters

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens einen wesentlich „engeren“ Szenariotrichter vorgeschlagen als in den Jahren zuvor. Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer in ihrem Begleitdokument um Stellungnahme zu der anzustrebenden Spreizung der Szenarien bzw. der „Breite“ des Szenario-Trichters. Zahlreiche Stellungnahmen thematisieren die neue Ausführung des Szenariotrichters sowohl kritisch wie auch befürwortend.

Einige Konsultationsteilnehmer befürchten, eine restriktive Auslegung des Szenariotrichters erhöhe die Wahrscheinlichkeit, dass sich die tatsächliche Entwicklung zu weit von der erwarteten Entwicklung entferne. Bei der Szenariotechnik handele es sich nicht um ein Instrument zur genauen Prognose, sondern um ein Instrument, welches einen möglichen Lösungsraum abbilde. Ein enger Trichter widerspreche damit der Logik der Szenariotechnik, alle realistisch möglichen Szenarien darzustellen. Das aus den Szenarien resultierende Netz sei dann nicht für alle realistisch möglichen und benötigten Transportaufgaben der Zukunft ausgelegt und daher nicht robust.

Darüber hinaus könne ein zu enger Trichter die in der Realität häufig stattfindenden Trendwenden nicht zur Genüge darstellen. Die Erfahrung zeige, dass politische Richtungswechsel turnusgemäß mit der Wahlperiode eintreten oder durch externe Schockmomente herbeigeführt würden. Auch unerwartete ökonomische oder technologische Innovationen würden so nicht berücksichtigt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern angestrebte Verengung des Trichters suggeriere, auch diese zukünftigen Umbrüche und Zäsuren mit Einfluss auf das Stromsystem mit nur geringer Unsicherheit vorhersagen zu können. Der Netzausbau werde mit einem engen Trichter in eine eindimensionale Pfadabhängigkeit gezwungen, die zu anfällig für starke externe Einflüsse sei.

Darum komme der enge Szenariotrichter, nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers, den gesetzlichen Vorgaben des §12 EnWG nicht nach, dem gemäß im Szenariorahmen mindestens drei Entwicklungspfade aufzuzeigen seien. Die Szenarien seien sich jedoch derart ähnlich, dass sie nunmehr keine unterschiedlichen Entwicklungen darstellten. Vielmehr sollten solche Annahmen getroffen werden, die im Ergebnis eine deutlich unterscheidbare Auswirkung auf den Netzausbau hätten.

Die Wahl eines schmalen Trichters mit einem im Vergleich zu den letzten Jahren weniger ambitionierten EE-Ausbauziel werde die zukünftige Entwicklung des EE-Ausbaus aus netztechnischer Seite begrenzen. Mit Verweis auf die kalkulierten Netzkapazitäten ergäbe sich ein Trend hin zu einem weniger starken EE-Ausbau. Die Möglichkeiten der Erneuerbaren Energien würden so durch den in der Vergangenheit gewählten wenig ambitionierten Pfad des Netzausbaus beschränkt. Daher sollte der Szenariotrichter durch ein ökologisches Szenario mit hohem EE-Ausbau nach oben weiter gespreizt werden.

Es wurde weiterhin darauf hingewiesen, dass es zu kurzfristig sei, den Szenariotrichter nach oben mit dem EEG-Ausbaupfad zu begrenzen. Dies impliziere, dass der EE-Zubau auch langfristig primär durch die EE-Förderung angeregt werde. Da sich der EE-Ausbau aber auch von der Förderung entkoppeln solle, müsse der Trichter bei den EE-Zahlen breiter gefasst werden. Nur so könne die mögliche Existenz eines subventionsunabhängigen EE-Parks berücksichtigt werden.

Als Hauptargument für den engen Szenariotrichter wird die Ausrichtung der Szenarien an den EEG-Ausbauzahlen angeführt. Das EEG gebe den zu erwartenden Ausbau vor, daher sei es richtig, das Ausbauspektrum auf die Szenarien zu verteilen. Hingegen würde ein Abweichen von diesem Korridor – insbesondere nach oben – einen überdimensionierten Netzausbau bedeuten. Aus diesem Grund sei es auch richtig, mit der Verengung des Trichters, die überambitionierten und fachlich nicht ausreichend untermauerten Ausbauziele der Bundesländer nicht weiter zu berücksichtigen.

Da der Szenariorahmen/NEP Prozess jährlich durchgeführt werde, sei die Verschlinkung des Trichters zielführend. Das Modell werde jährlich und damit praktisch in Echtzeit an neue Rah-

menbedingungen angepasst und berücksichtige so selbst extreme Veränderungen der Umwelt. Es sei daher nicht notwendig, einen breiten Trichter aufzuspannen, der alle heute vorstellbaren Entwicklungen der kommenden zehn oder zwanzig Jahre abdecke.

Einige Befürworter der engen Trichterausführung warfen die Frage auf, ob in Anbetracht der engen Zielvorgabe der EEG-Novelle bis zum Jahre 2025 das Szenario B als Leitszenario nicht am ehesten geeignet sei, eine plausible Entwicklung abzubilden. Das Einbeziehen der Verteilnetzbetreiber und die neue Regionalisierungsmethodik machten eine exakte Wachstums- und Verteilungsprognose der Erneuerbaren Energien möglich. Es dränge sich die Frage auf, ob nicht ein Szenario zur Abbildung der Zukunft ausreiche und ob die Szenarien A und C in diesem Zusammenhang überhaupt noch eine Rolle spielen.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Verengung des Szenariotrichters. Mit der Verringerung der Spreizung der Szenarien sei es nun möglich, ein neues Robustheitskriterium anzuwenden, nach dem die Vereinigungsmenge aller in den Szenarien identifizierten Maßnahmen umgesetzt werden könnte. So werde der Netzausbau nicht mehr an einem schmalen Entwicklungspfad eines Leitszenarios ausgelegt, wodurch ein wesentlich höheres Maß an Ungewissheit im Netzentwicklungsprozess berücksichtigt werde. Bei einem breiten Trichter könne lediglich die Schnittmenge der Maßnahmen aus den einzelnen Szenarien umgesetzt werden. Werde auch hier die Vereinigungsmenge betrachtet, sei der Netzausbaubedarf wegen der erheblichen Unterschiede in den Szenarien viel zu groß.

2.1.2 Anzahl der Variablen in den Szenarien

Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zur zukünftigen Ausgestaltung der Szenarien, insbesondere im Hinblick auf die Variation weiterer Eingangsgrößen über die Erzeugungskapazitäten hinaus.

Einige Konsultationsteilnehmer lehnen eine Variation weiterer Eingangsgrößen ab, da durch die Variation vieler Parameter der Einfluss des Ausbaus der Erneuerbaren Energieträger als eigentliche Führungsgröße des Netzausbaus nicht mehr eindeutig identifizierbar sei. Auch die Vergleichbarkeit der jährlichen Prozesse sei durch die Ergänzung weiterer Variablen im diesjährigen Szenariorahmen nicht mehr möglich. Die Komplexität des Prozesses werde mit jeder weiteren Variablen steigen und ein hohes Maß an Intransparenz erzeugen. Für die breite Öffentlichkeit werde der Gesamtprozess so immer schwerer nachvollziehbar, womit Akzeptanzprobleme einhergingen.

Es wurde darauf hingewiesen, dass es nicht zielführend sei, mehr Variablen als bisher anzunehmen, da alle zur Ermittlung des zukünftigen Transportbedarfs relevanten Größen bereits abgebildet seien. Es gehe darum, ein Netz zu entwickeln, das in Zukunft zu jeder Zeit Bedarf und Erzeugung zum Ausgleich bringen könne und nicht, den Szenariorahmen und Netzentwick-

lungsplan mit politischen und ideologischen Agenden zu überfrachten und den Prozess für Partikularinteressen zu instrumentalisieren.

Die Implementierung zusätzlicher Variablen in den Szenariorahmen führe laut einigen Konsultationsteilnehmern zu keinem Erkenntnisgewinn. Die Auswirkungen einiger geänderter Parameter auf den Netzausbau, wie eine Kappung der Einspeisespitzen und eine Reduktion des Nettostromverbrauchs, seien von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von Sensitivitäten als nicht signifikant bewertet worden und daher nicht in den Szenariorahmen zu übernehmen. Weitere Faktoren, die von einer breiten Masse als zusätzliche Variable gefordert würden, seien vorab durch eine Sensitivität auf ihren Einfluss auf den Netzausbau zu überprüfen.

Andere Konsultationsteilnehmer hingegen waren der Meinung, der aktuelle Szenariorahmen sei eindimensional, da nur der Kraftwerkspark - gegliedert nach konventioneller und erneuerbarer Erzeugung - die einzelnen Szenarien unterscheidet. Weiterhin sei der Szenariorahmen zu starr, da sich lediglich die genannten Variablen mit der Zeit verändern. Die Beschränkung auf wenige Variablen mache den Szenariorahmen anfällig für eine abweichend eintreffende Zukunft. Ein so entwickeltes Netz sei mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht angemessen für die Transportaufgaben der Zukunft dimensioniert.

Darum begrüßten viele Konsultationsteilnehmer die Idee, weitere Variablen im Szenariorahmen zu berücksichtigen. Es sei wichtig, alle den Netzausbau beeinflussenden Größen in die Szenarien einfließen zu lassen. Nur auf diese Weise könne ein robustes Netz entwickelt werden, welches realistisch den Raum der zukünftigen Entwicklung abbilde. Jedoch müsse das Verhältnis der Variablenrelevanz für den Netzausbau und der zusätzliche Arbeits- bzw. Rechenaufwand gewahrt bleiben.

Als mögliche weitere Variablen wurden folgende Eingangsgrößen vorgeschlagen: Demand Side Management, CO₂-Reduktion, Power to Heat, netzdienliche Standortwahl neuer Kraftwerke, Einbeziehen der Verteilnetze, innovative Betriebsmittel, Klimaschutzziele der Bundesregierung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast, Brennstoffpreise, Flexibilisierung von KWK und Biogasanlagen, unterschiedliche Speicherentwicklung (viel/wenig, zentral/dezentral), Effizienzgrade, unterschiedliche Regionalisierungsmethoden. Diese Variablen sollten unabhängig vom Aufwand, wie Arbeits- oder Rechenzeit, im Szenariorahmen berücksichtigt werden, sofern sie auch nur bedingt auf den Netzausbau einwirkten. Die Netzausbauplanung sei zu wichtig, als dass an ihr gespart werden könne, da bei einer Fehl- oder Überplanung unabsehbar viele Kosten anfallen würden. Daher sei es sinnvoll, den Prozessrhythmus auf zwei Jahre zu verlängern.

Um einen unnötigen überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden, sei es unerlässlich, schon am Anfang des Prozesses alle ökonomisch vernünftigen und den Netzausbau minimierenden Variablen in den Szenariorahmen einfließen zu lassen. Dies sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer davon unabhängig, ob getroffene Annahmen mit der aktuellen Gesetzeslage in Einklang stünden. Andere wiesen hingegen darauf hin, dass nur jene Maßnahmen zu überneh-

men seien, die mit den gesetzlichen und marktspezifischen Rahmenbedingungen übereinstimmen, da sich der Planungsprozess am aktuell geltenden Recht zu orientieren habe.

Viele Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass insbesondere die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in Form von Eingangsparametern zu berücksichtigen seien. Einige Teilnehmer sahen diese Vorgaben als verbindliche Zielgrößen für alle Szenarien. Andere sahen mögliche Konflikte zwischen den geltenden Marktmechanismen und den politischen Zielen der Regierung und fordern daher, die Zielerreichung zumindest in einem Szenario anzunehmen. Der Vergleich mit einem Szenario, in dem die Ziele nicht erreicht würden, zeige dann, inwieweit die Ziele der Regierung einen Einfluss auf den Netzausbau hätten.

2.1.3 Agora/BET-Studie

Auf die im Begleitdokument vorgestellte Agora/BET (Büros für Energiewirtschaft und technische Planung) -Studie nahmen viele Konsultationsteilnehmer Bezug.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten das Konzept der Agora/BET als eine Verbesserung des gegenwärtigen Gestaltungsprozesses der Szenarien. Der Methodenvorschlag schaffe die Grundlage für eine Kombination vieler wichtiger Faktoren und ermögliche das Erstellen einer vernünftigen Bandbreite möglicher in sich konsistenter Szenarien. Diese Szenarien seien auf Grund des iterativen Ansatzes aus Expertenbewertung und Computeranalyse weitaus neutraler gestaltet als die bisher bekannten Szenarien, die mit ihrer Ausprägung als "grünes" oder "industrielles" Leitszenario thematisch vordefiniert seien. Gleichzeitig sei es möglich, das gesamte, breite Szenariospektrum in einer Marktsimulation zu verarbeiten und so ein Zielnetz abzuleiten, welches den Transportaufgaben aller Szenarien gerecht werde. Darüber hinaus werde durch die Methode des zeitlichen "Rückrechnens" eine Priorisierung von Einzelmaßnahmen ermöglicht. Dazu sei allerdings ein großer Zeit- und Rechenaufwand notwendig, was dem momentan engen, jährlichen Erstellungsrhythmus des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans nicht entgegenkomme.

Kritisch wurde von einigen Konsultationsteilnehmern die intransparente Identifikation und Bewertung der Deskriptoren durch einen Expertenkreis bewertet. Sofern der Agora-Ansatz für den Szenariorahmen angewandt werde, sei es wichtig, dass die Auswahl der Eingangsgrößen in einem transparenten und partizipativen Verfahren stattfinde. Weiterhin bestehe die Befürchtung, dass sich durch die im Agora-Ansatz durchgeführte Bestätigung aller in den Szenarien identifizierten Maßnahmen ein im Vergleich zum Netzentwicklungsplan erhöhter Netzausbaubedarf ergäbe.

2.1.4 Sensitivitäten

Die Bundesnetzagentur bat in ihrem Begleitdokument um Hinweise, falls weitere Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2025 für sinnvoll erachtet werden. Infolgedessen gingen zahlreiche Konsultationsbeiträge ein, die auf die Untersuchung von Sensitivitäten abzielen. Es wurden sowohl neue Untersuchungen vorgeschlagen als auch Verbesserungsvorschläge der bisher erzielten Ergebnisse unterbreitet.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer begrüßten die Aufforderung der Bundesnetzagentur, weitere Sensitivitäten vorzuschlagen. Dadurch werde der Netzentwicklungsprozess methodisch dahingehend weiterentwickelt, dass die Einbeziehung einer ausreichend robusten Anzahl unabdingbarer Sensitivitäten für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung vereinfacht werde.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass die Berechnungen der Sensitivitäten allein von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt würden. Deren Berechnungen würden nicht von der Bundesnetzagentur geprüft, wie dies bei den übrigen Netzberechnungen im NEP der Fall sei. Sensitivitäten müssten für alle Szenarien gerechnet und von der Bundesnetzagentur oder einem von ihr beauftragten unabhängigen Institut geprüft werden.

Ein Szenariorahmen 2025, der von einer auch zukünftig hohen Braunkohleverstromung ausgehe, werde mit großer Wahrscheinlichkeit eine dynamische Entwicklung der Erneuerbaren Energien, eine strukturelle Reform des ETS sowie flankierende ordnungspolitische Maßnahmen zur Eindämmung von CO₂-Emissionen systematisch unterschätzen.

Vor diesem Hintergrund schlugen einige Konsultationsteilnehmer vor, die Sensitivitätsberechnungen für den Szenariorahmen 2025 um die Sensitivität eines zügigen Auslaufens der (Braun-) Kohleverstromung zu ergänzen. Ebenfalls solle die Sensitivität eines selektiven Kapazitätsmechanismus untersucht werden, der den Anforderungen der klima- und energiepolitischen Ziele hinsichtlich einer flexiblen und emissionsarmen Erzeugungskapazität genügt.

Im Rahmen der Konsultation wurden ebenso Sensitivitäten vorgeschlagen, die der Überprüfung einzelner Maßnahmen dienen. Die Bundesnetzagentur solle untersuchen, in welchem Maße die Windenergienutzung einerseits und die Braunkohleförderung andererseits für den im NEP 2025 vorgesehenen Netzausbau zwischen den Neuen Bundesländern und Bayern verantwortlich seien. Konkret wurde angeregt, eine Sensitivitätsprüfung vorzunehmen, in der es für die Energiekosten der Braunkohleförderung keine Befreiung von der EEG-Umlage gebe, sowie eine weitere Sensitivitätsprüfung, in der der Preis für die CO₂-Zertifikate angehoben werde. Mit dem Entwurf zum neuen EEG und dem daraus bereits abgeleiteten Entwurf des Szenariorahmens 2025 entstehe die Befürchtung, dass zukünftig noch mehr klimaschädlich gewonnener Strom aus Braunkohle durch die dann im NEP 2025 vorgesehenen neu zu bauenden oder zu verstärkenden Leitungen fließen werde. Es sei für die Akzeptanz in der Bevölkerung von großer Bedeutung, dass

auch an dieser Stelle Transparenz geschaffen und aufgezeigt werde, in welchem Maße der Netzausbau durch die Braunkohlenutzung induziert werde. Die einzelnen Maßnahmen müssten sowohl gebündelt, als auch einzeln in ihrer Wirksamkeit überprüft werden, so dass für den Gesetzgeber Anhaltspunkte entstünden, inwieweit er mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss nehmen könne.

Einzelne Konsultationsteilnehmer schlugen vor, eine Sensitivität mit einem integrierten Strom-, Wärme- und Mobilitätsmarkt zu berechnen, welche einerseits einen deutlich ambitionierteren Ausbaupfad Erneuerbarer Energien zu Grunde lege und andererseits mehr Variablen zur Netzentlastung und Netzoptimierung berücksichtige. Selbst wenn die Auswirkungen einer immer stärkeren Verzahnung des Strom-, Wärme- und Mobilitätssektors im Jahr 2025 noch gering seien, könne der Blick auf ein langfristiges Zielnetz helfen, Fehlinvestitionen zu vermeiden und Ausbauprioritäten festzulegen.

Außerdem müsse Gegenstand einer Sensitivitätsanalyse werden, ob Lastmanagement und lastorientierte Tarife bei Großverbrauchern zur Netzentlastung beitragen könnten. Auch eine unterschiedliche Regionalisierung der EE-Leistungen über Sensitivitätsberechnungen sei sehr sinnvoll. Die Fortentwicklung von Umrichter-, Gleichrichter-, Transport-, Gleichstrom-, KWK- und weiteren Technologien sollte als Potential entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsabschätzung Eingang in eine Sensitivitätsbetrachtung finden. In diesem Zusammenhang erachteten Konsultationsteilnehmer zwar die Annahme eines konstanten Nettostromverbrauchs aufgrund gegenläufiger Faktoren für plausibel. Die Lastverlagerung könne aber zu einer Änderung der Jahreshöchstlast führen und dies sei in Kombination mit einem flexiblen Verbrauch zu betrachten.

Ferner solle geprüft werden, inwieweit der Netzausbaubedarf auch bei ausgeglichenem Saldo bzw. einer Beschränkung des Strom-Imports und Strom-Exports bestünde, um dem Eindruck zu begegnen, das Stromnetz werde zum Teil für den Export dimensioniert. Auch die Auswirkungen der Anbindung internationaler Speicher nach Österreich, in die Schweiz und nach Norwegen sollten geprüft werden. Auch seien Auswirkungen aus zusätzlichem Handel mit Skandinavien zu betrachten. Durch die gegenwärtige Kostenwälzung im Übertragungsnetz würden Transportverluste in der jeweiligen Regelzone, in der sie entstünden, auf die Verbraucher umgelegt. Diese Kosten würden durch vermehrten Stromtransport weiter steigen. Diese Entwicklung sei für Verbraucherinnen und Verbraucher inakzeptabel. Man müsse sich deshalb die Frage stellen, welcher Netzausbaubedarf allein für reinen Stromtransit ermittelt werde und mit welchen Investitionssummen dieser zu Buche schlage. Konkret könne bei einer Sensitivität, die den Austausch mit Nachbarländern untersucht, die Größenordnung der zusätzlich aufzunehmenden Transitleistung variiert werden.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass der Szenariorahmen nach dem Erreichen des 52-GW-Deckels für PV im Jahr 2019 einen nur noch sehr langsamen PV-Ausbau von 500 MW

pro Jahr vorsehe. Demgegenüber stünden die aktuellen Marktentwicklungen in der Photovoltaik, die weitere Kostensenkungen sehr plausibel erscheinen ließen. Aktuell laufende Forschungsarbeiten deuteten darauf hin, dass die vergangene Kostendegression (80 % in den letzten 5 Jahren) im Bereich der Photovoltaik auch langfristig weitergeführt werden könne. Dies hätte einen technologischen Durchbruch der Photovoltaik weit jenseits der bisher modellierten PV-Mengen zur Folge. Gerade mit Blick auf die längerfristige Perspektive (2035) sei es daher ratsam, eine Sensitivität hinsichtlich eines signifikant durch Strom aus Photovoltaik geprägten Stromversorgungssystems in Deutschland zu untersuchen. Ziel sei es zu klären, welche Effekte eine solche PV-Battery-Breakthrough-Sensitivität, die auch entsprechende dezentrale Batteriesysteme mit modellieren würde, auf das Stromnetz habe.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer regte Sensitivitäten an, die eine fortentwickelte Spitzenkappung für Onshore- und Offshore-Windkraft sowie für Biogas abbilden sollten. Diese sollten für alle Szenarien durchgerechnet werden, um aus dem Vergleich der unterschiedlichen EE-Anteile an der Stromproduktion Erkenntnisse zu ziehen. Während für die Windkraft nur Regeln der Übertragungsnetzbetreiber für die Abregelung in bestimmten Situationen nötig seien, müsse für Biogas außerdem ein Anreizsystem zur netzdienlichen Einspeisung für das Marktmodell entwickelt werden. Sinnvoll sei auch eine Sensitivitätsuntersuchung mit einem ambitionierten Ziel zur Einsparung von elektrischer Energie.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer könne die Biomasse, ohne ihren Anteil an der Stromerzeugung zu erhöhen, in Spitzenlastzeiten erheblich mehr zur Systemstabilisierung beitragen. Dafür müssten vermehrt Erzeugungsanlagen für Biomassestrom errichtet werden, die zusammen mit derselben Strommenge wie heute und mit begrenzten Volllaststunden gezielt im Bereich der Regelernergie eingesetzt werden. Sinnvoll erscheine eine entsprechende Betrachtung mit der Begrenzung der Volllaststunden auf 1.000 h pro Jahr in einer Sensitivitätsbetrachtung. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer regte in diesem Zusammenhang an, die bestehenden Biogasanlagen mit einer zusätzlichen Gasmotor-/Generatoreinheit zu erweitern, um nicht nur die Spitzenlast zu erhöhen, sondern auch die Redundanz des gesamten Stromnetzes deutlich zu stärken.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einerseits für die Energiewende unabdingbar sei und andererseits auch einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten könne. Damit werde auch die KWK zu einem Instrument, mit dem Netzausbau vermieden werden könne. Eine Sensitivität solle eine netzdienliche Standortwahl untersuchen (z. B. Gaskraftwerke am Standort der stillgelegten AKWs). Ebenso solle in der Untersuchung eine netzdienliche Verortung der EE Berücksichtigung finden.

Verschiedene Beiträge zielten auf die Ergebnisse aus dem Sensitivitätenbericht 2014 der Übertragungsnetzbetreiber ab. Einige Konsultationsteilnehmer kritisierten die bisherigen Sensitivitätsberechnungen als zu wenig nachvollziehbar, um sie verwenden zu können. Mehrere Konsul-

tationsteilnehmer hielten die bisherigen Sensitivitätsbetrachtungen für ausreichend und regten demzufolge keine weiteren Überlegungen an. Gemäß einem Konsultationsteilnehmer stelle der Sensitivitätenbericht 2014 der Übertragungsnetzbetreiber nur unzureichend das wirkliche Potenzial der Kappung von EE-Einspeisespitzen dar. Er schlug in diesem Zusammenhang eine erneute Betrachtung unter Berücksichtigung einer erhöhten Jahresenergiemenge (>3 %) von alten Anlagen (auch vor 2015) und zusätzlich von Anlagen im Verteilnetz vor.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer schlug für die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 vor, eine optimierte Spitzenkappung sowohl für konventionelle als auch erneuerbare Energieträger zu berücksichtigen. In diesem Sinne solle die Bundesnetzagentur die am 14. Juli 2014 veröffentlichte Sensitivität der Übertragungsnetzbetreiber zu ambitionierten CO₂-Zertifikatspreisen prüfen. Ob die Sensitivitäten zum erhofften Erkenntnisgewinn führten, hänge maßgeblich davon ab, ob die CO₂-Sensitivität ein wirksames Instrument sei, das zur Reduktion bestehender fossiler Must-run-Kapazitäten und zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks beitrage.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung, die Offshore-Sensitivität weitergehend zu untersuchen. Folgende Fragen sollten untersucht werden: Auf welches Niveau müsste die installierte Leistung Wind Offshore abgesenkt werden, um eine der geplanten HGÜ-Verbindungen einzusparen? Mit der aktuell angewendeten geringfügigen Absenkung der installierten Leistung könne leider nicht ausgeschlossen werden, dass durch eine marginale zusätzliche Absenkung die Kosten einer ganzen HGÜ-Verbindung eingespart werden könnten. Dies sei aber genau die Zielfrage der Sensitivitätsanalyse: Gebe es ein deutlich kosteneffizienteres Niveau von Wind Offshore-Ausbau und eine dafür notwendige Anzahl von HGÜ-Verbindungen?

2.1.5 Regenerative Erzeugung

Die Bundesnetzagentur stellte in ihrem Begleitdokument die Frage, inwieweit die Konsultationsteilnehmer die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 % (Szenario A) über 45 % (Szenario B) bis 47 % (Szenario C) auf die Szenarien des Szenariorahmens für angemessen halten. Ferner stellte die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument die Frage, inwieweit die Konsultationsteilnehmer die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber beurteilen, die bisher im C-Szenario sehr hohen Ausbauziele der einzelnen Bundesländer (insbesondere bei Wind Onshore) nun nicht mehr unmittelbar zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Konsultation wurde in Bezug auf die Erneuerbaren Energien zunächst vorgebracht, dass auch die Ausgestaltung des künftig einzuführenden Ausschreibungsmodells für den EE-Ausbau in einer Art und Weise erfolgen müsse, dass die seitens der Bundesregierung angestrebte EE-Ausbaugeschwindigkeit erreicht werden könne. Schließlich würden in den Ausbaupfaden entsprechend der EEG-Novelle zu wenige Bestandsanlagen berücksichtigt, die ab 2021

sukzessive aus der EEG-Förderung herausfielen. Sofern die Anlagen noch betriebsbereit seien, was für einen Teil der Anlagen gelten dürfe, könnten diese am Strommarkt im Rahmen einer Quasi-Direktvermarktung noch Deckungsbeiträge erzielen. Gegebenenfalls sei zu unterstellen, dass diese Anlagen nicht mehr die ursprünglich installierte Einspeiseleistung erreichen können (z.B. Degradation bei Photovoltaikanlagen). Reichen diese Deckungsbeiträge nicht aus, um den laufenden Betriebs- und Instandhaltungsaufwand zu decken, würden diese Anlagen beschleunigt stillgelegt werden. Durch die Berücksichtigung von Zubaupfaden sei lediglich der Neubau mit ggf. Repowering von Anlagen erfasst, nicht aber die komplette Stilllegung, die letztlich die wirtschaftlichen Aspekte der erzielbaren Marktpreise reflektiere.

Die zukünftige Bedeutung des Einsatzes Erneuerbarer Energien (insbesondere der Photovoltaik) für den Eigenverbrauch sowie eines Zubaus Erneuerbarer Energien außerhalb des EEG sei zum heutigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen. Es sei daher für die Aufstellung der Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 sinnvoll davon auszugehen, dass diese Entwicklungen bei zukünftigen Anpassungen des Rechtsrahmens entsprechend im Szenariorahmen berücksichtigt würden und somit keine vom geplanten EE-Ausbaukorridor abweichenden Annahmen zu treffen seien. Es sei somit grundsätzlich sachgerecht, den durch den Gesetzgeber angelegten Ausbaukorridor auch als Basis für den Szenariotrichter 2025 zu verwenden, da der EE-Ausbau ein wesentlicher Treiber des Netzentwicklungsbedarfs und zugleich vorrangig durch die Setzung der politischen Rahmenbedingungen bestimmt sei. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund eines anstehenden Bundesbedarfsplangesetzes nachvollziehbar.

Allerdings widersprachen auch mehrere Stellungnahmen dieser These zumindest teilweise. Demnach solle zumindest ein Szenario mit einem deutlich stärkeren Ausbaupfad Erneuerbarer Energien genehmigt werden, da aufgrund der Erfahrungen mit dem dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Vergangenheit und der enormen Kostendegression erneuerbarer Erzeugungstechnologien ein erhöhter Leistungsanstieg erwartet werden könne. Zudem bestünden aufgrund der absehbaren Verfehlung der nationalen Klimaschutz- und Effizienzziele (Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990) auf Basis der bisher angesetzten Ausbaukorridore der Bundesregierung Unsicherheiten. Die Konsultationsteilnehmer führten weiter aus, dass die Ausbauziele von 40 % bzw. 45 % bis zum Jahre 2025 wenig ambitioniert seien. Dies werde insbesondere an den konkret veranschlagten Ausbauwerten für die einzelnen Energieträger deutlich. So lägen sowohl in Szenario A (1.600 MW) als auch in Szenario B (2.200 MW) die veranschlagten Zubauwerte für die Onshore-Windenergie z.T. deutlich unter dem im EEG-Kabinettsentwurf definierten atmenden Deckel von 2.500 MW pro Jahr. Dies gelte ebenso für die Energieträger Photovoltaik und Biomasse. Nur in Szenario C werde mit einem identischen Nettozubau für die Windenergie gerechnet. Des Weiteren sollten die Erneuerbaren Energien nicht nur im Stromsektor zur Substitution von fossilen Primärenergieträgern benötigt

werden, sondern auch, um Fortschritte in der CO₂-Reduktion im Wärme- und Mobilitätsmarkt zu erzielen.

Im Rahmen der Konsultation wurde außerdem die ausschließliche Orientierung der Ausbaupfade an den Beschlüssen der Bundesregierung und das vollständige Ignorieren der Ausbauziele der Bundesländer als wenig dienlich erachtet. Aus Sicht der Konsultationsteilnehmer wäre es zumindest hilfreich, einen Mittelweg zwischen den in der Summe sehr ambitionierten Ausbauzielen der Länder und den Beschlüssen der Bundesregierung zu betrachten.

Ein Konsultationsteilnehmer hinterfragte die grundsätzliche Erzeugungsstruktur der Erneuerbaren Energien, nach der insbesondere Windenergie im Norden eingespeist und in die Verbrauchszentren im Süden abtransportiert werden muss. Dies gehe zwangsläufig mit erhöhtem Netzausbaubedarf einher. Ein Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden trage zur Systemsicherheit bei, auch wenn durch die Verortung an weniger wirtschaftlichen Standorten Mehrkosten entstünden. Vorteil sei demnach eine Stabilisierung des Systems auf Verteilnetzebene und ein Beitrag zur Akzeptanzsteigerung, da im Norden bereits zahlreiche Windenergieanlagen stünden.

2.1.5.1 Wind Onshore

Im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens wurde in Bezug auf die Windenergie an Land vorgebracht, dass der vorgesehene Zubaukorridor nach dem neuen EEG in Höhe von 2.400 bis 2.600 MW in diesem und dem nächsten Jahr noch nicht greife und Branchenprognosen für das Jahr 2014 von einem Zubau von ca. 3.500 MW und mehr ausgingen. Vergleichbare Werte wie für 2014 seien demnach durchaus auch für 2015 zu erwarten. Insofern dürfte in der Langfristbetrachtung 1.000 bis 2.000 MW Windenergieleistung Onshore fehlen. Eine weitere Stellungnahme bezog sich auf den angenommenen Netto-Zubau von 2.200 MW im Szenario B 2025. Dieser Wert sei vor dem Hintergrund des neuen Zubaukorridors zu gering.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer sah einen deutlich zunehmenden Leistungsanstieg der Windenergie an Land. Demnach solle im Szenario C für das Jahr 2016 der Wert angenommen werden, der im historisch stärksten Zubaujahr gesehen wurde. Dieser Wert sollte außerdem in den Folgejahren um je 10 % zunehmen. Parallel dazu bezog sich eine weitere Stellungnahme auf die sich annähernden Ausbaupfade der Szenarien B und C. Die Wind-Zubauraten aus dem letztjährigen Szenario C 2024 (Prognosen der Bundesländer) seien demnach realistischer und sinnvoller als die nun abgeschwächten Werte des Szenarios C für das Jahr 2025. Bei Anwendung der damaligen Zubauraten im Szenario C habe sich ein wesentlich breiterer Szenariotrichter ergeben, mit dem mehrere mögliche Ausbaupfade in Bezug auf das Netzausbauvolumen untersucht würden.

In Bezug auf die Technik von Windkraftanlagen wurde vorgebracht, dass zum einen neuere Entwicklungen wie die 10 H Regelung der Bayerischen Staatsregierung (spezielle Abstandsregelung) noch nicht Teil dieser Planung seien. Zum anderen sei die verwendete Windgeschwindigkeitskarte, die die potenziellen Windvolllaststunden in 80 m Höhe darstellt, aufgrund der Vereinheitlichung Deutschlands für die Regionalisierung ungeeignet. Das Modell müsse die große Variabilität der verschiedenen Windkraftanlagen (Stark- und Schwachwindanlagen) berücksichtigen. In Schwachwindanlagen bestehe demnach noch viel Potenzial, insbesondere zur Stützung der Grundlast im Netz aufgrund der höheren Volllaststunden.

In Bezug auf den Ausschluss von Flächen mit einer Hangneigung von 5 % aufgrund zu hoher Erschließungskosten wurde vorgebracht, dass manche Regionen trotz dieser vorherrschenden Bedingungen bereits jetzt durch schwerlastbefahrbare Flur- und Waldwege erschlossen seien. Zudem werde angezweifelt, ob das dem Regionalisierungsansatz der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde liegende grobe Geländeaster von 200 m das Kriterium der Hangneigung sinnvoll abbilde.

2.1.5.2 Wind Offshore

Zu den Ausbaupfaden bei Wind Offshore ergaben die Stellungnahmen ein heterogenes Bild.

Einige Konsultationsteilnehmer hielten den angenommenen Ausbaupfad für zu hoch. Als Gründe wurden angeführt, dass Offshore-Windenergie zu teuer sei, politische Rahmenbedingungen nicht optimal ausgestaltet seien oder die Akzeptanz fehle. Außerdem erfordere der Ausbau von Offshore-Windenergie große Netzausbaumaßnahmen und sei deshalb grundsätzlich abzulehnen und eine dezentrale Energieerzeugung vorzugswürdig. Aufgrund der reduzierten Ausbauziele im Gesetzesentwurf zum EEG 2.0 müsse auch der Netzausbau neu geprüft werden. Andere Konsultationsteilnehmer sahen den Ausbaupfad allerdings als zu niedrig an.

Dritte Konsultationsteilnehmer lehnten einen starren Deckel grundsätzlich ab. Durch die enge Ausrichtung an den Ausbaupfaden des EEG 2.0 fehle die nötige Flexibilität, um einen gleichmäßigen Ausbau der Offshore Windenergie zu ermöglichen. Dieser sei aber erforderlich, um Kostensenkungen zu realisieren. Gegen einen zu starren Ausbaupfad spreche auch schon der im Gesetz vorgesehene Puffer von 1,2 GW bis 2017. Weiterhin wurde angeführt, dass ein Zubau von 800 MW nicht dem technischen Standard von 900 MW pro Anbindungsleitung im Bundesfachplan Offshore Nordsee entspreche. Dieser sollte auf 1000 MW erhöht werden, sobald es technisch möglich sei. Zusätzlich wurde vorgeschlagen, den jährlichen Zubaupfad auf 2,1 GW zu erhöhen. Gegen eine zu enge Ausrichtung an den EEG-Ausbaupfaden spreche auch, dass aufgrund der zu erwartenden Kostensenkungen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung eine politische Neubewertung der Offshore-Windenergie zu erwarten sei. Daher müsse der Szenariorahmen mit einem breiten Trichter flexibel genug ausgestaltet sein.

Ein Konsultationsteilnehmer führte an, dass einige Offshore-Windparks, bei denen eine Realisierung zu erwarten sei, nicht berücksichtigt seien. Im Zusammenhang mit einem reduzierten Ausbaupfad wurde die Frage aufgeworfen, welchen Einfluss dies auf die zeitliche Realisierung des Offshore-Zubaunetzes habe und wie negative Effekte für die betroffenen Windparks vermieden werden könnten.

2.1.5.3 Photovoltaik

Mehrere Stellungnahmen bezogen sich auf den prognostizierten Ausbau von 500 MW pro Jahr Photovoltaikleistung nach der Erreichung der Fördergrenze in Höhe von 52 GW. Dieser Ansatz sei völlig unrealistisch, vielmehr sei bis dahin die Eigenstromnutzung aus Photovoltaik aufgrund steigender Strompreise bei fallenden Systempreisen auch ohne Förderung so rentabel, dass der Zubau eher noch in erheblichem Umfang zunehmen werde. Im Gegensatz dazu wurde vorgebracht, dass diese Entwicklung nur aufgehalten werden könne, wenn höhere Strafzölle für Photovoltaik-Module eingeführt, hohe Abgaben für den eigengenutzten Strom (Sonnensteuer) verordnet oder der Aufbau solcher Anlagen untersagt würden.

Eine weitere Stellungnahme zu dieser Thematik zielte auf die Politik ab. Es wurde vorgetragen, dass es unverständlich sei, nach dem Auslaufen eines Markteinführungszeitraums davon auszugehen, dass es anschließend praktisch keinen Markt mehr für Photovoltaikanlagen gebe. Dies konterkariere die eigentliche Absicht der Markteinführung dieses Energieträgers. Aus diesen Gründen dürfe die minimalistische Zubaurate von 500 MW auf keinen Fall als Grundlage für den Szenariorahmen herangezogen werden, insbesondere nicht in allen drei Szenarien.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fügte in seiner Stellungnahme hinzu, dass der Entwurf des neuen EEG bereits deutlich mache, dass es nach Ausschöpfen des Ausbaudeckels eine Anschlussregelung geben werde. Die Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächen in § 53 EEG (Entwurf) sei nicht auf eine bestimmte Leistungsobergrenze beschränkt.

2.1.5.4 Biomasse

Im Rahmen der Konsultation wurde in Bezug auf den Energieträger Biomasse vorgebracht, dass die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und Photovoltaik technisch umsetzbar sei und zu einer Erhöhung der installierten Leistung der Bestandsanlagen führe. Erweitere man beispielsweise bestehende Biogasanlagen mit einem zusätzlichen Gasmotor/ bzw. einer zusätzlichen Generatoreinheit, könne nicht nur die Spitzenlast erhöht werden, sondern dies stärke auch deutlich die Redundanz des gesamten Stromnetzes. Jedoch bestehe unter den aktuellen förderpolitischen Rahmenbedingungen noch kein signifikanter Anreiz für die Umrüstung von Bestandsanlagen zu einer solchen Flexibilisierung.

Ein Konsultationsteilnehmer sah in der Biomasse ein enormes Potenzial. Die Flexibilisierung der Biogasanlagen sei eine verhältnismäßig kleine Investition mit enormem Potenzial, gerade für die südlichen Bundesländer. Außerdem sei die Technologie bereits vollständig entwickelt und auf dem Markt verfügbar.

Des Weiteren wurde in einer Stellungnahme kritisiert, dass bei Energie aus Biogas kaum eine Steigerung der Effizienz Berücksichtigung finde. Dabei stehe die technische Entwicklung der Biogasanlagen noch relativ am Anfang und Biomasse sei eine der wenigen Erneuerbaren Energien, die weitestgehend wetterunabhängig und gesichert Energie erzeugen, und in erheblichem Umfang Regelenergie anbieten könne. Es sei selbst ohne Flächensteigerung mit einem höheren Energieertrag durch Effizienzsteigerung und weiteren technischen Entwicklungen zu rechnen. Mehrere Biogasbetreiber schlossen sich dieser Aussage im Rahmen der Konsultation an.

Ein Konsultationsteilnehmer führte aus, dass allein die Steigerung der Leistung durch laufend besser angepasste Bakterienstämme im Verlauf des Betriebes einer Biogasanlage deutlich zu beobachten sei. Der Szenariorahmen solle deshalb, selbst bei der Annahme, dass keine neuen Flächen für den Betrieb weiterer Biogasanlagen zur Verfügung stehen, von einer moderaten Steigerung der Gesamtleistung ausgehen. Weitere Potenziale lägen insbesondere in der energetischen Nutzung des Koppelproduktes Stroh, durch die weitere Erschließung von Holzreserven, die verstärkte Nutzung der anfallenden Wirtschaftsdünger sowie von Energiepflanzen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

2.1.5.5 Wasserkraft

In den Szenarien fänden laut einem Konsultationsteilnehmer lediglich Wasserkraftwerke mit einer Leistung oberhalb von 1 MW Berücksichtigung. Dabei könne insbesondere das Potenzial kleiner Anlagen bei der dezentralen Versorgung und als Puffer von Energiespitzen einen großen Beitrag leisten. Daher müssten auch Anlagen kleiner als 1 MW Eingang in die Planung finden.

2.1.6 Konventionelle Erzeugung

Die Bundesnetzagentur stellte in Ihrem Begleitdokument hinsichtlich der konventionellen Erzeugung folgende Fragen: Soll an der bisherigen Methodik der Ermittlung der konventionellen Kraftwerksleistung festgehalten werden? Wie beurteilen Sie die neuen Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber? Wie stehen Sie zu der Neugestaltung des Szenarios C 2025 als Szenario mit voraussichtlich erhöhtem Importbedarf aufgrund eines kürzer laufenden bzw. unrentableren konventionellen Kraftwerksparks? Wie beurteilen Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, die Lebensdauer der Braunkohlewerke an die Genehmigungsdauer des Tagebaus zu koppeln?

2.1.6.1 Konventionelle Erzeugung ohne Braunkohle

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer zielten auf die Änderungen der Annahmen an die Lebensdauer konventioneller Kraftwerke ab. In diesem Zusammenhang lehnten viele Teilnehmer die Verkürzung der Lebensdauer um 5 Jahre ab. Insbesondere Kraftwerke, die sich evtl. erst in der Planung befänden, könnten ohnehin nicht in ihrer Lebensdauer um 5 Jahre reduziert werden, da diese Kraftwerke auf dem neuesten Stand der Technik seien. Bei jenen Kraftwerken sei eher von einer erhöhten Lebensdauer auszugehen. Die Auswirkungen einer Verringerung der Lebensdauer konventioneller Kraftwerke auf den Strompreis seien darzulegen.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern neu vorgeschlagene Herausnahme einzelner Kraftwerke aus Gründen der Unwirtschaftlichkeit bewerteten mehrere Konsultationsteilnehmer als nicht sachgerecht. Die Vorgehensweise gehe eindeutig zu Lasten von flexiblen Gaskraftwerken und berücksichtige nicht die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von politischen und gesetzlichen Vorgaben, z. B. im Falle einer Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise.

Die Stilllegung flexibler Gaskraftwerke sei von der Bundesnetzagentur solange zu unterbinden, bis die unflexibleren Atom- und Braunkohlekraftwerke vom Netz gingen. Selbst wenn Braunkohlekraftwerke als flexibel gelten würden, gehe die Flexibilität mit erheblich schlechteren Wirkungsgraden und deutlich höherem Verschleiß einher. Aus wirtschaftlichen Gründen werde die Flexibilität jedoch in kurzen Lastsenken nicht genutzt und die Kraftwerke speisten fortlaufend ein. Dies führe zu anwachsenden Erzeugungsüberschüssen, fallenden Börsenpreisen und zunehmenden Netzengpässen. Daher solle der Sockel an "Grundlaststrom" reduziert und dem künftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien angepasst werden. Der Ausbau der Gaskraftwerke sei am schnellsten und mit dem geringsten Investitionsaufwand zu erreichen. Zudem führe die Berücksichtigung neuer, effizienter Kraftwerke zu einer CO₂-Reduktion.

In Gebieten mit wegfallender Kernkraftwerksleistung (wie z. B. in Bayern) sei ein höherer Anteil flexibler Gaskraftwerksleistung als weitere Variable heranzuziehen. Ein Konsultationsteilnehmer legte Wert darauf, die in Bayern auftretende Spitzenlast weitestgehend durch gesicherte Kraftwerksleistung in Bayern decken zu können. Dafür sei der Neubau von gesicherten Kraftwerkskapazitäten i. H. v. 3.000 bis 4.000 MW bis 2022 erforderlich.

KWK-Kraftwerke seien ein Instrumentarium zur Vermeidung von Netzausbau. Einerseits sei der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Energiewende unabdingbar, andererseits könne er auch einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Kleine KWK-Kraftwerke sowie weitere Flexibilitätsoptionen seien zum Ausgleich der schwankenden Einspeisungen von Wind- und PV-Anlagen stärker zu berücksichtigen. Technologieentwicklungen seien dabei zu unterstellen.

Ein Konsultationsteilnehmer unterbreitete den Vorschlag, den nicht radioaktiv betroffenen Dampfturbinenteil stillgelegter Kernkraftwerke mit einer Gas- oder Ölbefeuerng zu nutzen. Dies

sei mit relativ geringen Kosten verbunden und zumindest für eine relativ kleine Anzahl an Jahresvolllaststunden zur Deckung der Spitzenlast wirtschaftlich. Die Vorgehensweise der Politik einer Stilllegung sämtlicher Kernkraftwerke sei in diesem Zusammenhang zu hinterfragen.

Einzelne Anmerkungen zielten auf die Kraftwerksliste ab, in der die Annahmen über die Entwicklung der konventionellen Erzeugung in Deutschland blockscharf abgebildet sind. Innerhalb der Kraftwerksliste fehlten ausführliche Begründungen hinsichtlich der angenommenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den jeweiligen Kraftwerksbetrieb. Eine detaillierte Konsultation mit den Kraftwerksbetreibern sei weiterhin notwendig. Von anderer Seite wurde vorgetragen, dass Kapazitäten in Bayern zu berücksichtigen seien, deren Realisierung zur Sicherstellung der Grundlast das erklärte Ziel der bayerischen Staatsregierung sei (z. B. Grafenrheinfeld).

2.1.6.2 Konventionelle Erzeugung Braunkohle

Die Kopplung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken an die Genehmigung der dazugehörigen Tagebauten wurde von vielen Konsultationsteilnehmern abgelehnt. Oft wurde genannt, dass mit einer höheren installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung verfehlt würden. Stattdessen sei ein sukzessiver Ausstieg aus der Braunkohle anzustreben, um den Ausstoß von CO₂ zu reduzieren und einen Umstieg auf Erneuerbare Energie zu erreichen. So wurde unter anderem das Klimaschutzgesetz des Bundeslandes NRW angesprochen, dessen Ziel nicht mit den angenommenen Braunkohlekapazitäten erreicht werden könne.

Neben den Gesichtspunkten des Klimaschutzes wurde auch die Akzeptanz für den Netzausbau als Argument gegen eine höhere Annahme der installierten Braunkohleleistung angeführt. So stehe die Bevölkerung zwar zu großen Teilen hinter der Energiewende und dem erforderlichen Netzausbau, dies werde aber durch eine rechnerische Laufzeitverlängerung der Braunkohle aufs Spiel gesetzt. Ebenso seien Braunkohlekraftwerke unflexibel und passten damit nicht zu einem Ausbau der erneuerbaren Energieträger. Damit seien sie auch für einen überdimensionierten Netzausbau verantwortlich.

Grundsätzlich bemängelten einige Konsultationsteilnehmer, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methode im Entwurf des Szenariorahmens, die installierten Leistungen an den Braunkohletagebau zu koppeln, intransparent und nicht nachvollziehbar sei. Auch sei der Status der Tagebaue nicht immer eindeutig und auch mögliche Stilllegungen seien nicht auszuschließen.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde geäußert, dass unter ökonomischen Gesichtspunkten ein Neubau bzw. Retrofitmaßnahmen nicht realistisch seien. Vor allem alte Anlagen hätten unter steigendem Investitionsbedarf zu leiden. Weiterhin wurde angeführt, dass der zunehmende Teillastbetrieb die Alterung beschleunige. Es wurde zwar angemerkt, dass derzeitige Braun-

kohlekraftwerke gerade noch wirtschaftlich betrieben werden könnten, diese Tatsache jedoch nicht für Retrofitmaßnahmen ausreiche.

Mehrere Konsultationsteilnehmer führten an, dass steigende CO₂ Preise die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke in Zukunft noch stärker belasteten. Insgesamt führe das dazu, dass die Lebensdauer der Braunkohle niedriger sein könnte als die Genehmigungsdauer des Tagebaus. Daher solle jeweils der frühere Termin zu Grunde gelegt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer erachtete die Kopplung an die Tagebaue in Szenario A für angemessen, während in Szenario B eine Einschränkung der Braunkohlekapazitäten anzustreben sei. Dies könne unter anderem zwar durch eine Laufzeitverlängerung einerseits, aber einen Verzicht auf Ersatzneubauten andererseits erreicht werden. Für Szenario C sei eine deutlich ambitioniertere CO₂-Reduktion sinnvoll.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßten dagegen die Kopplung der Laufzeiten von Braunkohlekraftwerken an die Tagebaue. So sei die Planung der Kraftwerke und Tagebaue ein integrierter Prozess, der sich nicht unabhängig voneinander betrachten lasse. Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde jedoch eine transparentere Darstellung der Kopplung des Tagebaus mit der installierten Leistung Braunkohle gefordert. Für eine weiterhin hohe installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken spreche auch die hohe Rentabilität der derzeit laufenden Kraftwerke. So eigneten sich Braunkohlekraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung und preiswertem Strom, deren Bedeutung in Zukunft im Vergleich zu Steinkohle-, Gas-, und Ölkraftwerken noch zunehmen werde. Außerdem investierten die Betreiber massiv in die Flexibilisierung der Kraftwerke. Weiterhin wurde angemerkt, dass die Annahmen im Szenariorahmen nur der Input für das Marktmodell seien, der genaue Kraftwerkseinsatz aber dementsprechend erst im NEP bestimmt werde.

Einige Konsultationsteilnehmer führten an, dass die Emissionsminderungen bereits im europäischen CO₂ Zertifikate-Handel berücksichtigt seien und dementsprechend kein Argument gegen die angenommenen Braunkohlekraftwerke darstellten. So seien die Annahmen für die Braunkohlereviere in der Lausitz bzw. im mitteldeutschen Revier sachgerecht, im rheinischen Revier sei allerdings das Kraftwerkserneuerungsprogramm nicht angemessen berücksichtigt. So werde zwar von der Stilllegung der alten 300 MW Blöcke in Niederaußem ausgegangen, jedoch der geplante Ersatz u.a. durch BoA+ nur in Szenario A angenommen bzw. in B 2035 gar nicht berücksichtigt. Es wurde weiterhin angeführt, dass es erklärter politischer Wille des Freistaates Sachsen sei, die Rahmenbedingungen zur Nutzung der Braunkohle langfristig zu gewährleisten. Außerdem wurde vorgeschlagen, nicht die Genehmigung der Tagebaue zu Grunde zu legen, sondern den Braunkohlevorrat in den entsprechenden Tagebauen.

2.1.7 Verbrauch und Jahreshöchstlast

Die Bundesnetzagentur stellte in ihrem Begleitdokument fest, dass bisher in allen Szenarien ein konstanter Verlauf des Nettostromverbrauchs und der Jahreshöchstlast angenommen wurde. Die Bundesnetzagentur stellte den Konsultationsteilnehmern nun die Frage, ob diese Konstanzannahme auch in Zukunft beibehalten werden oder verbrauchssteigernde bzw. -senkende Prognosen zu Grunde gelegt werden sollten.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer befürworteten den Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber, für den Nettostromverbrauch der Zukunft den heutigen Wert anzusetzen. Die Annahme, dass sich verbrauchssteigernde und verbrauchssenkende Einflussfaktoren zu einem konstanten Verlauf des Verbrauchs überlagerten, sei stichhaltig. Zudem seien die Entwicklungen der einzelnen steigernden und senkenden Einflussfaktoren kaum abschätzbar, weshalb eine belastbare Aussage für den zukünftigen Wert des Nettostromverbrauchs kaum möglich sei. Schon zum Zweck der Vergleichbarkeit müsse der Nettostromverbrauch konstant gehalten werden, weil auf diese Weise der Einfluss des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den benötigten Netzausbau besser dargestellt werden könne.

Weiterhin sei von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen einer Sensitivität der Einfluss einer 10%igen Senkung des Nettostromverbrauchs untersucht und als kaum relevant für den Netzausbau eingestuft worden. Von einer Variation des Nettostromverbrauchs innerhalb der Szenarien sowie im Zeitverlauf sei wegen der oben genannten Gründe abzusehen.

Für einen steigenden Nettostromverbrauch spreche nach Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer, dass der Strom in einigen Anwendungsfeldern in Zukunft die Primärenergieträger Öl, Gas und Kohle ersetzen werde (Elektromobilität, Power-to-Heat, Wärmepumpen). Auch der demographische Wandel sei kein Argument für einen sinkenden Nettostromverbrauch, da die oft prognostizierte Schrumpfung durch Zuwanderung kompensiert werde. Bei gleichbleibender Bevölkerungszahl könne der Nettostromverbrauch durch die Elektrifizierung weiterer häuslicher Anwendungen sogar steigen. Auch Energieeffizienzmaßnahmen würden durch einen „Rebound-Effekt“ aufgehoben. Eine elektrische Anwendung werde bei gesteigerter Effizienz attraktiver für die Nutzer und daher häufiger nachgefragt, wodurch sogar eine Steigerung des Nettostromverbrauchs möglich werde. Zumindest in einem Szenario solle darum ein gesteigerter Nettostromverbrauch angesetzt werden.

Andere Beiträge prognostizierten eine gegenläufige Entwicklung mit sinkendem Nettostromverbrauch. Eine sinkende Bevölkerungszahl, eine Steigerung der Energieeffizienz und ein Umweltbewusstsein in breiten Schichten der Bevölkerung würden in Zukunft zu einem Sinken des Nettostromverbrauchs führen. Dabei wurde häufig auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung hingewiesen, die bis 2020 einen 10%igen Verbrauchsrückgang vorsehen. Diese Ziele seien

durch einen konstanten Verlauf des Nettostromverbrauchs nicht berücksichtigt und müssten zumindest in einem „Klimaschutzszenario“ abgebildet werden.

Andere Konsultationsteilnehmer forderten, einen reduzierten Verbrauch in allen Szenarien anzunehmen, da die Klimaschutzziele der Bundesregierung und die europäische Energieeffizienzrichtlinie für den gesamten Szenariorahmen eine verbindliche Richtgröße seien. In diesem Zusammenhang wurde auch die gegenüber der letztjährigen Genehmigung erhöhte Annahme des Nettostromverbrauchs in Frage gestellt. Es sei weiterhin nicht richtig, einen konstanten oder steigenden Verbrauch anzunehmen, da es nicht sein könne, dass der Bundesgesetzgeber einen Bundesbedarfsplan verabschiede, der die Klimaschutzziele der Bundesregierung gänzlich unberücksichtigt lasse.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer widersprachen der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, die Jahreshöchstlast im Vergleich zur letztjährigen Genehmigung um 2 GW anzuheben. Die Erhöhung sei unzureichend begründet und nur wenig oder nicht nachvollziehbar hergeleitet.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisierten, die Jahreshöchstlast als zeitlich konstant einzuschätzen. Auf Grund von Energieeffizienzmaßnahmen, politischen Anstrengungen und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung sowie einem steigenden Umweltbewusstsein der Bevölkerung werde es in Zukunft zu einer Absenkung des heutigen Lastprofils kommen. Weiterhin werde durch technologischen Fortschritt, Flexibilisierung der privaten und industriellen Nachfrage (Demand-Side-Management) und intensivere Speichernutzung (auch durch Nutzung von E-Cars als Speicher) eine Verschiebung der Stromnachfrage in bis dato nachfrageschwache Zeiten ermöglicht, wodurch eine Absenkung der Jahreshöchstlast in der Zukunft ermöglicht werde. Die oben angeführten Entwicklungen müssten wenigstens in einem „Effizienzscenario“ abgebildet werden, in dem eine sinkende Jahreshöchstlast angenommen werde.

Einige Konsultationsteilnehmer gingen auf Grund der schon beim Nettostromverbrauch angeführten Überlagerungsannahme von einem konstanten Verlauf der Jahreshöchstlast aus.

Andere Konsultationsteilnehmer gingen davon aus, dass die verbrauchssteigernden Faktoren dominieren werden und dass in den kommenden Jahren besonders auf dem privaten Sektor kaum eine signifikante Flexibilisierung der Stromnachfrage eintreten werde. Daher sei neben einer konstanten Entwicklung der Jahreshöchstlast auch eine Steigerung denkbar. Um alle Eventualitäten abzubilden, müsse eine Steigerung der Jahreshöchstlast in einem Szenario angenommen oder zumindest in einer Sensitivität simuliert werden.

2.1.8 Regionalisierung Erneuerbarer Energien

Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer in ihrem Begleitdokument ausdrücklich um Stellungnahmen, wie die im Entwurf des Szenariorahmens 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene neue Regionalisierungsmethodik der Erneuerbaren Energien zu be-

werten sei. Darüber hinaus bat die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument um Vorschläge zu einer alternativen Regionalisierungsmethodik.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßten, dass die Übertragungsnetzbetreiber zur regionalen Zuordnung der regenerativen Erzeugungsanlagen zwei Gutachten in Auftrag gegeben haben und besonders, dass die Faktoren für die Regionalisierung in einem Stakeholderdialog erarbeitet wurden. Dieses Vorgehen trage dazu bei, die Methodik einerseits transparenter zu machen und andererseits auf eine breite Datengrundlage zu stützen. Grundsätzlich positiv sei auch der Bezug zur Flächenverfügbarkeit von Vorrang- und Eignungsflächen für Windkraftanlagen Onshore.

Gemäß der Meinung vieler Konsultationsteilnehmer sei die neue Regionalisierungsmethodik von Erneuerbaren Energien eine wissenschaftlich fundierte Erweiterung und Verbesserung der alten Methodik. Die detaillierte Potenzialanalyse und die Berücksichtigung der historischen Ausbaudynamik seien grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Darstellung der Auswirkungen von regionalem EE-Ausbau in Abhängigkeit von verfügbaren Flächen und ihren Auswirkungen auf die Planung und Dimensionierung des Netzausbaus sei auch für die Diskussion in den Regionen und Bundesländern relevant, ob oder inwieweit der regionale Ausbau von dezentraler, regenerativer Erzeugung den Transport- und damit Netzausbaubedarf im Rahmen der Energiewende ersetzen oder verringern könne. Da die Qualität der Regionalisierungsergebnisse abhängig von der Güte der verwendeten Inputdaten sei, müsse im Weiteren geprüft werden, wie für die jährliche Erstellung des Netzentwicklungsplans ein sich regelmäßig wiederholender Prozess für eine möglichst konsistente und vergleichbare Datenbereitstellung durch die Bundesländer etabliert werden könne. Für die Inputdaten sollten auch die neue Abstandsflächenregelung zu Windenergieanlagen (10 H Regelung) und die Beeinträchtigung der Drehfunkanlagen durch Windenergieanlagen berücksichtigt werden.

Es wurde weiterhin angeregt, die Ergebnisse der Regionalisierung nochmals zur Diskussion zu stellen. Das Detailwissen aller Akteure könne und solle genutzt werden, um weitere Anpassungen vorzunehmen und so die Belastbarkeit der Regionalisierung weiter zu erhöhen. Zukünftig sei ebenfalls eine verbesserte Abstimmung der Grundlagen zur Entwicklung des Netzausbaus auf der Hoch- und der Höchstspannungsebene anzustreben. Basis für die Netzplanung sei die bei den Verteilnetzbetreibern vorhandene Kenntnis aller bestehenden und angemeldeten Kunden und deren Last sowie die Erzeugungsdaten (97 % aller EE-Anlagen seien im Verteilnetz angeschlossen). Ergänzt werde diese Kenntnis der bestehenden Situation durch die Erstellung von Prognosen zur zukünftigen Entwicklung. Die Verteilnetzbetreiber (insbesondere die Flächennetzbetreiber) seien zwingend einzubinden, um ein vollumfängliches Bild vorhandener und zukünftiger Lasten und Einspeisungen in ihren Netzen zu entwickeln. Aktuell würden diese im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens teilweise an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet, fänden aber bei den Übertragungsnetzbetreibern oder in der späteren Konsultation mit der Bundesnetzagentur und der Politik nicht zwingend Berücksichtigung. Somit sei eine Regio-

nalisation der aus den Konsultationen abgeleiteten Szenarien auf die Verteilnetzebene nicht immer möglich. Teilweise entstünden hier Widersprüche zwischen der beobachteten Ist-Situation und den offiziellen Szenarien.

Ferner zeige der Methodenvergleich zur Regionalisierung der Erneuerbaren Energien die starken Unterschiede im Ergebnis, je nach angewandter Methode. Es sei daher entscheidend, den methodischen Ansatz zu objektivieren. Unabhängige Experten (beispielsweise bei der Beurteilung der Beeinträchtigung der Luftverkehrssicherheit bei sog. Drehfunkfeuern) müssten hinzugezogen werden. Eine Möglichkeit sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer die Erstellung einer empirischen Datengrundlage bspw. durch Befragung der Verteilnetzbetreiber zu den geplanten regenerativen Anlagen in ihrem Netzbereich. So werde zukünftig sichergestellt, dass die Szenarien auf Verteilnetzebene und auf Übertragungsnetzebene übereinstimmen und dass Abweichungen schon vor der Konsultation gemeinsam diskutiert und nicht im Rahmen der Planung zu Widersprüchen führten. Zu kritisieren sei, dass im Entwurf des Szenariorahmens die Methodik der Regionalisierung zwar grundsätzlich dargestellt werde, aber die einzelnen Werte nicht nachvollziehbar seien. Insbesondere sei nicht erkennbar welche von den Ländern zur Verfügung gestellten Daten verwendet wurden und wie sie eingeflossen seien.

Im Sinne einer Offenheit des Netzes für unterschiedliche Entwicklungen wäre es auch sinnvoll gewesen, die unterschiedlichen Szenarien mit unterschiedlichen Regionalisierungsausprägungen zu versehen, da hierzu keinerlei bundesgesetzlicher Rahmen vorgesehen sei. Insofern könnten unterschiedliche Landespolitiken den Ausschlag für die Verteilung der EE-Anlagen geben. Hier müsse insbesondere die von Bayern forcierte Abstandsregelung zu den Windenergieanlagen (10 H Regelung) berücksichtigt werden. Letztlich müsse das Stromnetz in der Lage sein, den Strom aus EE-Anlagen aufzunehmen und zu verteilen und zwar unabhängig davon, ob der konkret von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen 2025 verwendete Ansatz in der Realität eintreffe oder sich eine andere regionale Verteilung ergebe.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer solle im Szenariorahmen der Wert genannt werden, den die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung der Windenergienutzung als sog. Mindestertrag andeuteten. Es solle weiterhin in einer Deutschland-Karte dargestellt werden, welche Gebiete allein auf der Basis dieses Kriteriums überhaupt in Frage kämen bzw. von vornherein aus der Betrachtung herausfielen. Der bei der Regionalisierung der Windenergienutzung angesetzte Mindestertrag entscheide in hohem Maße darüber, wie viel Fläche überhaupt für eine weitere Betrachtung zur Verfügung stehe. Die Veröffentlichung dieses Wertes trage aus diesem Grund maßgeblich zur Transparenz bei, genauso wie die kartographische Darstellung der sich daraus ergebenden Flächenpotenziale. Ferner solle bei der Regionalisierung der Windenergienutzung in denjenigen Bundesländern, in denen Eignungsgebiete oder Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten ausgewiesen werden, als Mindestertrag derjenige Wert ange-

setzt werden, unterhalb dessen es gemäß dem novellierten Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien keinen Ausgleich mehr für den Standortnachteil gebe.

Die Varianz der bisherigen bundeslandscharfen Regionalisierung deute darauf hin, dass es noch einen erheblichen Weiterentwicklungsbedarf der Regionalisierungsmodelle gebe. Bei der Weiterentwicklung der Modelle sollten Länderziele, geeignete Flächen, aber auch Prognosen über die Lastentwicklung in den Regionen berücksichtigt werden. Ferner sollten auch aktuelle Landes- und Regionalpläne, die sich derzeit „in Aufstellung“ befänden, und die neue 10 H Regelung in dem Szenariorahmen berücksichtigt werden. Eine weitere Möglichkeit, ein genaueres Bild zur aktuellen Ausbaudynamik in den Kommunen zu erhalten, sei beispielsweise, eine Befragung aller Kommunen in Deutschland zur erwarteten Ausweisungspraxis für die Windenergie in den nächsten Jahren durchzuführen. Außerdem bleibe zu beachten, dass eine differenziertere Regionalisierung zu einer Erhöhung der knotenspezifischen Fehler führen werde, da eine statistische Glättung der Fehler unterbleibe. Die möglichen Auswirkungen dieses Sachverhaltes sollten zumindest abgeschätzt werden.

Die Ausweisung von Eignungsgebieten bzw. Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung gemäß § 8 Abs. 7 ROG sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer ein sehr komplexes Unterfangen, für das die umfangreiche Rechtsprechung der vergangenen Jahre zahlreiche, teilweise sehr konkrete Vorgaben gemacht habe. Der Grund dafür liege u.a. darin, dass mit diesen beiden Instrumenten eine außergebietliche Ausschlusswirkung verbunden sei. Das bedeute, dass außerhalb der ausgewiesenen Eignungsgebiete bzw. Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten keine raumbedeutsamen Windenergieanlagen errichtet werden dürften. Das bedeute auch, dass die Planungsträger eine gewisse Menge an Fläche für die Windenergienutzung bereitstellen müssten. Wieviel Fläche mindestens erforderlich sei, lasse sich aus den naturräumlichen und sonstigen Voraussetzungen der Planungsregion ableiten. Ein wichtiges Augenmerk müsse der Planungsträger jedenfalls darauf richten, dass die ausgewiesenen Flächen am Ende auch tatsächlich für die Errichtung von Windenergieanlagen nutzbar seien und sich nicht ein Teil als nicht umsetzbar erweise. In diesem Zusammenhang sei besonders die potenzielle Beeinträchtigung von Drehfunkanlagen zu betrachten.

Zudem sollten auch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Windenergienutzung in den einzelnen Bundesländern beachtet werden. So wirkten beispielsweise die verwendeten Restriktionen „Landschaftsschutzgebiet“ und „Wald“, sofern sie nicht vollständig in die Potentialbetrachtungen einfließen, äußerst hart und führten gerade bei einer nicht länderspezifischen Betrachtung der jeweiligen rechtlichen Rahmenbedingungen zu übertriebenen und vorschnellen Einschränkungen. Landschaftsschutzgebiete seien rechtlich keineswegs von der Nutzung der Windenergie ausgeschlossen. Bezogen auf die Waldnutzung habe beispielsweise die nordrhein-westfälische Landesregierung im Frühjahr 2012 einen Leitfaden „Windenergie im Wald“ vorge-

legt, der die Nutzung der Windenergie auf ökologisch weniger bedeutsamen Waldflächen ausdrücklich fördere und befürworte. Zugleich würden in anderen Bundesländern, wie z. B. in Bayern oder Sachsen, mit dem Einsatz der dortigen Landesregierungen für eine Länderöffnungsklausel und damit unverhältnismäßig hohen Abständen der Windenergie zur Wohnbebauung große Hürden für den weiteren Ausbau der Windenergie angestrebt, während in NRW in einem Beschluss des Landtags vom 28. März 2014 klargestellt worden sei, künftig nicht von der Länderöffnungsklausel Gebrauch machen zu wollen.

Zum Aspekt der Nutzbarkeit der Flächen gehöre nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers auch, dass sichergestellt sein müsse, dass Windenergieanlagen dort auch wirtschaftlich betrieben werden könnten. Da es sich bei der Regionalplanung um eine Angebotsplanung handele, könne der Träger der Regionalplanung nicht mit Sicherheit wissen, welcher Investor später mit welchem Windparkdesign die einzelne Fläche bebauen werde. Aus diesem Grund könne der Planungsträger auch nicht annäherungsweise die Haupt- und Nebeninvestitionskosten kennen. Er könne und müsse sich deswegen auf das Kriterium der Windhöflichkeit beschränken, das im Übrigen der unumstritten wichtigste Aspekt bei der Frage der Wirtschaftlichkeit von Windparkprojekten sei. Der Planungsträger dürfe also nur solche Flächen für die Windenergienutzung ausweisen, bei denen die Windverhältnisse im Normalfall für einen wirtschaftlichen Betrieb der Windenergienutzung ausreichen. Zu diesem Zweck definiere der Planungsträger für die gesamte Region einen pauschalen Wert als Untergrenze für die Windhöflichkeitsgebietsteile. Ginge man davon aus, dass das neue EEG nicht zur Überförderung an Standorten mit 80 % des Referenzertrages und höher führe, werde deutlich, dass an Standorten mit einem Ertrag unterhalb von 80 % des Referenzertrages im Normalfall keine Wirtschaftlichkeit gegeben sei. In Bundesländern mit Eignungsgebieten bzw. Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten könnten also Standorte, die unterhalb eines solchermaßen bestimmten Mindestwertes für die Windhöflichkeit liegen, von den Planungsträgern gar nicht in ihre Überlegungen zur Ausweisung von Windstandorten einbezogen werden. Es sei damit auch nicht sachgerecht, wenn bei der Regionalisierung der Windenergienutzung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung anders vorgegangen werde.

Nach Ansicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers war es richtig, die bisherige Regionalisierungsmethodik für Erneuerbare Energien zu verwerfen und diese konsequent neu auszurichten. Es solle dabei allerdings auch geprüft werden, inwiefern die Ziele der einzelnen Bundesländer für den Ausbau der Erneuerbaren Energien auch weiterhin Berücksichtigung in der Netzplanung finden könnten. Voraussetzung hierfür sei eine wissenschaftlich fundierte Vergleichbarkeit der landesspezifischen Ausbauziele. Die Aggregation der länderspezifischen Ausbaudaten solle daher auf einer nachvollziehbaren und einheitlichen Methodologie beruhen und nicht, wie bis dato, auf einer sehr heterogenen Datenlage, die tatsächlich geplante Anlagen, Potenzialanalysen und gewünschte Ausbauziele umfasse. Die im Szenariorahmen 2025 dargelegte Regionali-

sierungsmethodik für Erneuerbare Energien sei ein Schritt in die richtige Richtung. So werde für die regionale Verteilung von Onshore-Windenergieanlagen zu Recht die Verfügbarkeit von ausgewiesenen Vorrangs- und Eignungsflächen herangezogen und die noch im NEP 2014 verwendete Unterscheidung nach Windhöflichkeit verworfen.

Im Gegensatz dazu seien die Methoden zur Regionalisierung, insbesondere der Onshore-Windenergie, aus Sicht einzelner Konsultationsteilnehmer grundsätzlich zu kritisieren. Die bisherige Regionalisierungsmethodik für Wind Onshore und PV solle aus Gründen der Vergleichbarkeit vorerst beibehalten werden.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer würden für NRW zum Teil falsche Annahmen getroffen, wie beispielsweise der Umgang mit Waldflächen und Landschaftsschutzgebieten. Auch sei eine Interpretation der bisherigen Festlegungen in den Regionalplanungen nur für eines der sechs Planungsgebiete in NRW möglich. Zudem sei beim Repowering nicht klar, ab welcher Lebensdauer Anlagen einbezogen würden. Auch werde gerade im Zusammenhang mit Repowering bzw. neuen Anlagen die Frage gestellt, warum die potenziellen Windenergie-Volllaststunden gerade auf Basis der Höhe von 80 m ermittelt würden. Vieles spreche für eine modernere Referenzanlage. Im Hinblick auf die neue Länderöffnungsklausel im BauGB zu Abständen von Windenergieanlagen (10 H Regelung) werde im Übrigen darauf hingewiesen, dass der Landtag NRW am 28.03.2014 beschlossen habe, diese nicht zu nutzen. Auch dies spreche dafür, die Ausbauziele des Landes NRW bei der Regionalisierung nicht nur zu 2/3, sondern in einem größeren Umfang zu berücksichtigen. Bezogen auf die angegebenen Prognosewerte für die installierte Leistung von Windenergieanlagen Onshore müsse hinterfragt werden, wie sich die erheblichen Zuwachsraten in Bayern und Baden-Württemberg im Vergleich zu NRW vor dem Hintergrund der neuen Vergütungsstruktur des EEG begründen.

Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass sich der Anteil des Gesamtzubaus im 10-Jahreszeitraum für Rheinland-Pfalz seit dem Szenariorahmen 2024 positiv entwickelt habe. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die Teilfortschreibung des LEP IV, seit dem Inkrafttreten am 11.05.2013, die Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz neu gesetzt habe. Die Planungsregionen hätten, gerechnet vom Zeitpunkt des Inkrafttretens der Teilfortschreibung des LEP IV, 18 Monate Zeit, um ihre Regionalpläne anzupassen. Die Kommunen könnten parallel hierzu auf der Grundlage der Teilfortschreibung des LEP IV ihre Flächennutzungspläne aufstellen bzw. fortschreiben. Von daher sei abzusehen, dass sich der Umfang der ausgewiesenen Flächen für das Land Rheinland-Pfalz erheblich ausweiten werde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies auf den in Sachsen im vergangenen Jahr in Kraft getretenen Landesentwicklungsplan 2013 hin und die erst noch vorzunehmende Umsetzung in Regionalpläne. Deswegen seien dort gegenwärtig noch keine konkreten Aussagen zur künftigen Lage von Vorrang- und Eignungsflächen zur Windkraftnutzung möglich.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass Ende 2013 in Schleswig-Holstein bereits 3,9 GW Onshore-Wind installiert worden seien. Im Jahr 2013 seien 299 Anlagen und in den ersten vier Monaten von 2014 199 Anlagen immissionsschutzrechtlich neu genehmigt worden. Ende April 2014 seien etwa 400 Anlagen im Genehmigungsverfahren gewesen. Vor diesem Hintergrund sei damit zu rechnen, dass 2015 Onshore-Windkraftanlagen mit etwa 6 GW in Schleswig-Holstein installiert sein würden. Regionalisierungen im Entwurf des Szenariorahmens, die für Schleswig-Holstein im Jahre 2025 auf lediglich 7 bis 8 GW kämen, wären somit nicht plausibel.

Der für das Szenario C im Entwurf des Szenariorahmens enthaltene Wert Wind Onshore für das Land Brandenburg sei zwar wesentlich höher als die nach der ersten Methodik der Regionalisierung ermittelten Werte, liege aber nach wie vor unterhalb der Landesziele Brandenburgs. Hier wäre eine transparentere Darlegung der ermittelten Werte wünschenswert. So würden Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber fehlen, wie die Einbeziehung der bei den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Daten in den Prozess der Regionalisierung erfolgt sei. Seitens des Landes Brandenburg sei dies wiederholt vorgeschlagen worden. Bislang sei diesbezüglich kein Fortschritt zu erkennen. So hätten beispielsweise die 110-kV-Flächennetzbetreiber in der 50-Hertz-Regelzone einen gemeinsamen Netzausbauplan erarbeitet, in dem die von diesen Netzbetreibern erwartete Entwicklung der EE-Leistung ausgewiesen sei. Es solle von der Bundesnetzagentur geprüft werden, inwieweit diese Angaben genutzt werden könnten.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer betrage die zum 31.12.2013 installierte Leistung bei der Windenergienutzung 1,1 GW in Thüringen. Selbst im Szenario A 2024 solle dieser Wert bereits auf 2,0 GW steigen. Als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung sei das zu hoch: Das Flächenpotenzial in Thüringen, das einerseits ein Windpotenzial von mindestens 80 % des Referenzertrages aufweise und andererseits nicht mit sonstigen Restriktionen behaftet sei (Schutzgebiete, Neigung, etc.), könne damit geringer sein als ggf. erhofft. Denn die genaue Ermittlung sog. Potentialflächen und ihr Einfluss auf das für jeden Energieträger definierte Ausbaupotential seien intransparent. Insofern könnten auch die von den Übertragungsnetzbetreibern für Thüringen errechneten Ausbauziele für Onshore-Wind, Photovoltaik und Biomasse, die teils deutlich hinter den von Thüringen auf Basis des „Potentialatlas Erneuerbare Energien“ ermittelten und gemeldeten Werten zurückblieben, nicht zur Gänze nachvollzogen werden. Für eine abschließende Beurteilung der thüringenspezifischen Ausbauziele bedürfe es daher zwingend ergänzender Darlegungen im Szenariorahmen.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers sei aufgrund der Umbruchsituation im Zuge der Änderung des Landesplanungsgesetzes die Bezugnahme des Netzentwicklungsplanes auf „bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen“ ungeeignet, um die Entwicklungen in Baden-Württemberg realitätsnah abzubilden. So würden sich in Baden-Württemberg derzeit sämtliche Regionalverbände mit den Windplanungen befassen und infolge der Änderung des

Landesplanungsgesetzes bestünden mit Ausnahme der grenzübergreifenden Regionalverbände (Rhein-Neckar und Donau-Iller) derzeit keine rechtsgültigen Vorranggebiete für die Windenergienutzung. Nur ein Regionalverband (Ostwürttemberg) habe im Rahmen einer Teilfortschreibung Erneuerbare Energien bisher Vorranggebiete für Windenergieanlagen beschlossen. Aus dem gleichen Grund (Umbruchsituation und laufende Planverfahren) sei auch die Berücksichtigung „historischer Zubauraten“ untauglich. Ferner sei zu bedenken, dass bei der im vorliegenden Entwurf getroffenen Bezugnahme auf Vorranggebiete die kommunalplanerischen Konzentrationszonen komplett unberücksichtigt blieben, was ebenfalls zu einem schiefen Bild der bestehenden Entwicklungsperspektiven führe. Außerdem bleibe unklar, wie genau die „Potenzialflächen“ ergänzend hinzugezogen würden und welcher „Mindestertrag“ für das wirtschaftliche Potenzial definiert werde. Aus der Sicht des Konsultationsteilnehmers wäre eine Orientierung an den Landeszielen (ggf. mit einer räumlichen Verteilung anhand des Potenzialatlasses) zielführender und würde angesichts der verschiedenen planungsrechtlichen Möglichkeiten (Regionalplanung, Bauleitplanung und Außenbereichsprivilegierung) sowie der planungsrechtlichen Unterschiede zwischen den Ländern die Realitäten besser abbilden. Bei den Zielzahlen zur Photovoltaik empfahl der Konsultationsteilnehmer, auf die im baden-württembergischen Potenzialatlas ermittelten Ergebnisse aufzubauen, die auf einem landesweiten Solardachkataster beruhen würden. Denn dieses fuße auf einer sehr umfangreichen Datengrundlage (z. B. Flächengröße, Ausrichtung, Neigung und Abschattungseffekte).

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass die Potentialanalyse in Südbayern genauso viele Nutzungsflächen ausweise wie in Sachsen-Anhalt. Für ihn stelle sich die dann Frage, wie der Korridor D zu begründen sei, der doch nur wegen Windstrom von Nord nach Süd erforderlich sei.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer störte sich an der Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° als für Windenergie nicht geeignete Flächen auszuschließen. Die in Rheinland-Pfalz errichteten Windenergieanlagen lägen heute zu rd. 23 % oberhalb der 5°-Grenze (teilweise über 10°). Bei diesen 23 % handele es sich bis auf wenige Ausnahmen um Standorte in besonders windhöffigen Bereichen. Wenn aufgrund der landesplanerischen Vorgaben, des technischen Fortschritts und der steigenden Erfahrung tendenziell schwerer erschließbare Gebiete einbezogen werden müssten, sei zu erwarten, dass in Zukunft deutlich mehr Anlagen als die ermittelten 23 % des Bestandes in Arealen jenseits der 5°-Grenzen geplant und errichtet würden. Insgesamt sei davon auszugehen, dass die zu bewältigende Hangneigung, als einer von unterschiedlichen Einflüssen, ihren Stellenwert im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Anlagenplanung habe und insoweit kein Ausschlusskriterium darstelle.

Aufgrund der teilweise schwierigen Datenlage betreffend der „ausgewiesenen Vorrangs- und Eignungsflächen“ dürfe die daraus abgeleitete regionale Verteilung mit gewisser Vorsicht zu

behandeln sein. Darauf wies ein Konsultationsteilnehmer mit Blick auf Niedersachsen hin. So seien in mehreren Landkreisen in Niedersachsen Raumordnungspläne in der Fortschreibung und damit neue Vorrangs- und Eignungsflächen in der Ausweisung begriffen. Diese Flächen würden in der Regionalisierungsprognose nicht berücksichtigt. Des Weiteren sei die Flächenausweisung oftmals nicht mit einer Ausschlusswirkung für den übrigen Planungsraum verbunden, so dass die in der Prognose als verfügbar betrachteten Flächen in solchen Planungsräumen unterschätzt würden. Unberücksichtigt blieben bei der Methode ferner die Ergebnisse der Bauleitplanung auf Städte- und Gemeindeebene, die eine Reduzierung der letztendlich nutzbaren Flächen gegenüber den regionalplanerisch ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen zur Folge haben könnten. Gegenüber dem Regionalisierungsansatz des letzten Szenariorahmens, der sowohl auf die historische Entwicklung als auch die Windpotenziale/Windhöffigkeit abstelle, entfalle nach der neuen Methode ein geringerer Anteil des erwarteten Onshore-Windzubaus auf Niedersachsen. Die Ergebnisse einer von der Bundesnetzagentur durchgeführten Befragung der regionalen Planungsträger zu den ausgewiesenen Flächen für Windenergienutzung sollten zur Verifizierung der Daten berücksichtigt werden. Auf der Karte des Entwurfs des Szenariorahmens (Abb. 27 - Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland) gebe es die Kategorie „uneingeschränkt geeignete Fläche“. Dieser Begriff sei irreführend, da es sich lediglich um die Flächen handele, die auf Basis einer ersten Grobanalyse nicht von vornherein einem (potenziellen) Ausschluss unterlägen. Es werde vorgeschlagen, stattdessen den Begriff „potenziell geeignete Fläche“ oder den Begriff „Potenzialfläche“ zu verwenden.

Die Aufteilung der gesamtdeutschen Prognosezahlen auf Netzknoten (Regionalisierung) habe entscheidenden Einfluss auf die Ermittlung und Bewertung von Maßnahmen im Höchstspannungsnetz mit Rückwirkungen auf das 110-kV-Netz. Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten vor diesem Hintergrund das Bestreben der Übertragungsnetzbetreiber, die Regionalisierung der EE-Mantelzahlen des Netzentwicklungsplans auf ein neues Fundament zu stellen. Das vorgestellte Modell sei ein vielversprechender und konsensfähiger Ansatz für ein transparentes und nachvollziehbares Vorgehen bei der Regionalisierung. Eine jährliche Diskussion der Prämissen der Regionalisierung im Rahmen der Entwicklung des Szenariorahmens im geeigneten Teilnehmerkreis könne einem belastbaren Szenario nur zuträglich sein.

Demgegenüber seien die energiepolitischen Ziele der Bundesländer derzeit nicht geeignet, den zu erwartenden jährlichen Zubau unter den Ländern aufzuteilen, da die Summe der Ausbauziele der Länder den zu erwartenden Ausbaukorridor gemäß der EEG-Novelle übersteige. Die vorgestellte Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber, bei der das ermittelte technisch erschließbare Potenzial mit den Bundeslandzielen abgeglichen werde, führe zu einem Ungleichgewicht zu Ungunsten jener Länder, die für Ihre Ausbauziele weniger optimistische Ansätze gewählt hätten.

Keine angemessene Beachtung fänden die vielfach bereits umgesetzten Pläne der Bundesländer zur regionalen Ausschöpfung ihrer Energiepotenziale. Bisher erfolgte Anstrengungen vieler Kommunen zur dezentralen Energiegewinnung würden dadurch zunichte gemacht.

2.1.9 Kappung der Einspeisespitzen

Die Bundesnetzagentur fragte in ihrem Begleitdokument die Konsultationsteilnehmer ob sie bereits in der Genehmigung des diesjährigen Szenariorahmens eine Kappung der Einspeisespitzen von Onshore-Windenergieanlagen berücksichtigen sollte. Darüber hinaus bat die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument um die Einschätzung, inwieweit dann die Annahmen der bereits durchgeführten Sensitivitätsbetrachtung der Übertragungsnetzbetreiber übernommen werden sollten.

Grundsätzlich wurde von vielen Konsultationsteilnehmern eine Spitzenkappung als sinnvoll angesehen, um das Netz nicht für die letzte Kilowattstunde ausbauen zu müssen.

Sehr unterschiedlicher Auffassung waren die Konsultationsteilnehmer jedoch bezüglich der Frage, zu welchem Zeitpunkt eine Spitzenkappung berücksichtigt werden sollte. Während einige Konsultationsteilnehmer eine Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung bereits im vorliegenden Szenariorahmen für sinnvoll hielten, waren andere der Auffassung, dass es bei dem derzeitigen Anteil an EE-Einspeisung noch zu früh für eine Berücksichtigung sei. Angemessen sei die Berücksichtigung z. B. erst, wenn der Netzausbau und die Energiewende nahezu abgeschlossen seien. Dementsprechend sei die Spitzenkappung als Sensitivität weiterhin besser. Dies wurde auch vor dem Hintergrund gefordert, dass es derzeit noch keine rechtliche Grundlage gebe und diese auf jeden Fall noch abgewartet werden müsse, bevor eine Spitzenkappung in die reguläre Netzplanung mit aufgenommen werde.

Weiterhin wurde von einigen Konsultationsteilnehmern angeführt, dass eine Berücksichtigung der Spitzenkappung nur sinnvoll sei, wenn auch eine Spitzenkappung von konventionellen Kraftwerken berücksichtigt werde. Die Spitzenkappung sei allerdings auch auf PV-Anlagen auszuweiten.

Daneben wurde auch vorgeschlagen, eine Spitzenkappung nur in einem Szenario zu berücksichtigen. Wieder andere Konsultationsteilnehmer hielten eine Berücksichtigung der Spitzenkappung nur dann für sinnvoll, wenn eine moderate Kappung einen signifikant niedrigeren Netzausbau bedeuten würde. Außerdem wurde mit Blick auf die Spitzenkappung eine sachgerechte Prüfung bei den Einzelmaßnahmen gefordert.

Bei der Auswirkung einer Spitzenkappung waren die Konsultationsteilnehmer unterschiedlicher Auffassung. Während einige ein großes Potential zur Vermeidung von Netzausbau sahen, waren andere der Auffassung, dass die Spitzenkappung, vor allem im Hinblick auf die auch über

den 10 Jahres Horizont hinaus steigenden EE-Zahlen, nur zu einer Verzögerung des Netzausbaus führe, sich jedoch grundsätzlich am langfristigen Bedarf wenig ändern würde.

Einige Konsultationsteilnehmer äußerten sich auch zu der von den Übertragungsnetzbetreibern im Sensitivitätsbericht angewandten Methodik. So wurde unter anderem die Aufteilung der im Koalitionsvertrag vorgesehenen 5 % der Jahresenergie-Menge in je 2,5 % im Verteilnetz und im Übertragungsnetz als nicht nachvollziehbar bzw. zu gering im Übertragungsnetz kritisiert. Weiterhin wurde geäußert, dass die 5 % als minimaler Wert anzusehen seien, der in Zukunft auch vom Gesetzgeber erhöht werden könne. Außerdem wurde geäußert, dass eine bereits erfolgte Abregelung im Verteilnetz auch das Übertragungsnetz entlasten würde, so dass dies ebenfalls berücksichtigt werden sollte. Daneben wurde auch die Beschränkung auf Neuanlagen kritisiert und eine Berücksichtigung aller Anlagen gefordert. Einige Konsultationsteilnehmer waren der Auffassung, dass die Spitzenkappung zur größten Minimierung des Netzausbaus berücksichtigt werden solle. Daneben wurde angemerkt, dass bei der Spitzenkappung kein statischer Wert vorgegeben werden solle, sondern die aktuelle Marktsituation berücksichtigt werden müsse.

2.2 Zusammenfassung der über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden Stellungnahmen

Die im Rahmen der Konsultation zu den über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden eingegangenen Stellungnahmen beinhalteten im Wesentlichen:

2.2.1 Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Netzentwicklungsplan ein Instrument sei, um energiepolitische Ziele umzusetzen. Im Koalitionsvertrag unterstreiche die Bundesregierung die gleichrangige Bedeutung des energiepolitischen Zieldreiecks Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die europäische Ebene rücke dabei zunehmend in den Fokus, da auf dieser Ebene die Rahmenbedingungen für den Strombinnenmarkt und (beispielsweise) den CO₂-Zertifikatehandel gesetzt würden.

Viele Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass im NEP 2014 sowohl das Szenario A als auch das Szenario B die Klimaschutzziele der Bundesregierung verfehle. Bei der Erstellung des neuen Szenariorahmens 2025 müsse darauf geachtet werden, dass die Klimaschutzziele auf nationaler und europäischer Ebene eine entsprechende Berücksichtigung fänden. Es sei nicht nachvollziehbar und akzeptabel, dass bei der Erstellung des Szenariorahmens 2025 zwar die Beschlüsse zum Ausbaupfad bei den Erneuerbaren Energien und bei KWK-Anteilen an der Stromerzeugung berücksichtigt würden, jedoch nicht die klimapolitischen Festlegungen. Daher müsse mindestens eine weitere Betrachtung durchgeführt werden, die die Einhaltung der Klimaschutzziele zur Grundlage habe und dabei entweder die entsprechenden Kapazitäten bei den Erneuerbaren Energien variere oder den fossilen Kraftwerkspark mit dem Ergebnis eines deut-

lich höheren Anteils an Gaskraftwerken und eines deutlich geringeren Anteils an Braunkohlekraftwerken modelliere.

Nach Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer sei nicht vermittelbar, dass die Bundesregierung zwar einerseits klima- und energiepolitische Ziele verfolge, andererseits aber ein Netz plane, das ein Verfehlen dieser Ziele in den Annahmen zu Grunde lege. Alle Eingangsgrößen der Szenarien, die der bundespolitischen Steuerung unterlägen, sollten daher konsistent mit den formulierten energie- und klimapolitischen Zielgrößen sein. Falls das Netz auf ein Verfehlen der Zielgrößen ausgelegt werden sollte (z. B. im Bereich Energieeffizienz) sei dies begründungspflichtig.

Sowohl die bisherige Methodik bei der Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten als auch die neuen Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber im aktuellen Entwurf des Szenario Rahmens 2025 sind nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers unvereinbar mit den Zielen des Energiekonzeptes von 2010/11 und einer Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors bis 2050. Folglich bestünden bei allen Szenarien in Hinsicht auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit der zu Grunde gelegten Daten erhebliche Mängel. Es bleibe weiterhin nicht nachvollziehbar und unzureichend begründet, auf welcher Basis die Annahmen für eine Laufzeit von 50 Jahren für Kohlekraftwerke (gemäß der alten Methodik) für die aktuellen Entwürfe der Szenarien A 2025 und B 2025 beibehalten würden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass die Klimaschutzziele der Bundesländer, welche teilweise in direktem Widerspruch zur prognostizierten Kohleverstromung stünden, nur eine untergeordnete Rolle in der Szenarienbildung einnehmen. Gerade diese ambitionierten Ziele der Bundesländer seien aber Voraussetzung für eine zeitnahe Umsetzung der Energiewende.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, bei der Einbeziehung von nationalen Klimaschutzziele zu berücksichtigen, dass Klimaschutzziele in den ETS-Sektoren EU-seitig gesteuert würden und lediglich die Kompetenzen für die Erreichung der Klimaschutzziele in den non-ETS-Sektoren noch bei den Mitgliedstaaten lägen.

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers werde Deutschland wegen der neuen (geringeren) Zielkorridore für die Erneuerbaren Energien sein Klimaziel für 2020 verfehlen. Nun sollten zwar in anderen Sektoren auch erhöhte Anstrengungen zur CO₂-Reduktion unternommen werden, diese seien aber schwieriger zu bewerkstelligen als im Stromsektor. Falls die Folgen des Klimawandels in den nächsten Jahren noch deutlicher zu Tage träten, sei es nicht unwahrscheinlich, dass die Bundesregierung die Zielkorridore für die Erneuerbaren Energien wieder durch eine Untergrenze ersetze und den Zubau forcieren statt bremse.

2.2.2 Einpassung in den europäischen Rahmen

Einige Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass mögliche europäische Entwicklungen nur unzureichend Einzug in den Szenariorahmen 2025 fänden. Nach wie vor fehle eine gesamteuropäische Betrachtung von Szenarien, d. h. wo zu welchem Zeitpunkt wie viel Energie entstehe und über welche vorhandenen Netze man diese transportieren könne. Die Szenarien aus dem SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) seien mit starken Unsicherheiten belastet und nationale Szenarien, wie das vierte Szenario „Nouveau mix“ aus dem französischen Netzentwicklungsplan mit 40 GW Wind, 30 GW Photovoltaik und lediglich 40 GW Kernkraft, würden nur ungenügend im deutschen Szenariorahmen berücksichtigt. Dementsprechend reiche die alleinige Berücksichtigung der europäischen Szenarien aus dem SO&AF nicht aus, um mögliche Entwicklungen in unseren Nachbarländern abzubilden. Diesbezüglich wurde empfohlen, auch nationale Trendszenarien der Nachbarländer Deutschlands stärker in die Szenarien der Netzentwicklung einzuarbeiten.

Wichtig sei aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers, dass bei der Modellierung der Szenarien die sich aus dem europäischen Binnenmarkt und aus der europäischen Umweltgesetzgebung ergebenden Einflüsse in Zukunft zu berücksichtigen. Das Stichwort Binnenmarkt stehe für einen wettbewerblichen, technologieoffenen und im Wesentlichen durch privatwirtschaftliches Handeln geprägten Strommarkt. Dieser europäische Binnenmarkt für Strom habe hohe Priorität in allen Mitgliedstaaten. Langfristig leite sich daraus die Anforderung ab, die Förderregime für Erneuerbare Energien marktnah und möglichst auf europäischer Ebene zu gestalten. Der europäische Binnenmarkt für Strom könne nur funktionieren, wenn ein Level-playing-field durch europäische Rechtsetzung hergestellt werde, insbesondere auch im Umweltbereich. Stichworte für die Stromerzeugung seien Anforderungen, die aus der IED-Richtlinie und dem europäischen System zum Emissionsrechtehandel resultierten. Da die CO₂-Emissionen des Stromerzeugungssektors umfassend durch das EU-ETS reguliert würden, seien die im Rahmen der Rechnungen ermittelten Aussagen zu CO₂-Emissionen der Stromerzeugung als nachrichtliche Information einzuordnen. Die Netzentwicklungspläne sollten in keinem Fall mit der Aufgabe überfrachtet werden, die CO₂-Emissionen im Stromerzeugungssektor zu lenken oder zu beeinflussen. Klimaschutzziele für die ETS-Sektoren würden nämlich auf europäischer Ebene gesetzt.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass die Verbraucher den Strom nicht dort einkaufen könnten, wo er am günstigsten sei. Deutschland habe in Europa die höchsten Strompreise. Andererseits planten die Netzbetreiber ein neues Stromnetz für den europäischen Stromhandel. Der europäische Stromhandel sei nicht auf einen vertretbaren Netzausbau begrenzt, sondern erhöhe den erforderlichen Netzbedarf weit über den reinen Versorgungsauftrag Deutschlands hinaus. Die Verbraucher kämen dafür auf, hätten aber keinen Nutzen davon. Nutzen und Schaden des europäischen Stromhandels für die Allgemeinheit seien daher einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung zu unterziehen.

2.2.3 Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien

Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer leiden die vorgelegten Szenarien weiterhin daran, dass hinsichtlich der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien lediglich der Ausbaupfad im Zusammenhang mit der EEG-Novellierung 2014 zu Grunde gelegt werde. Es sei aber davon auszugehen, dass es in den kommenden 10 Jahren einen Ausbau der Erneuerbaren Energien auch außerhalb des gesetzlichen Rahmens des EEG geben werde. Auch wenn dessen Umfang schwer abzuschätzen sei, solle er in die Szenarien mit einfließen. Zudem sei darauf zu achten, dass die ambitionierten Klimaschutzziele auf nationaler, aber auch auf europäischer Ebene bei der Ermittlung der einzelnen Szenarien ausreichend berücksichtigt würden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass sämtliche Szenarien von verbrauchsfernen, zentralen Großkraftwerken ausgingen, die einen erhöhten Netzbedarf zur Folge hätten. Diese Konsultationsteilnehmer verstehen unter Energiewende, Strom regenerativ und dezentral zu produzieren, ohne die Umwelt durch umweltschädlichen Kohlestrom sowie überdimensionierte Stromtrassen zu belasten. Eine dezentrale Stromerzeugung mache auch lange Stromtrassen, die lediglich dem Transport dienen, überflüssig. Dadurch werde eine dezentrale und verbrauchsnahe Energiewende erschwert und — erneut — ein überdimensionierter Netzausbau gefördert. Folglich gebe es einen erheblichen Zielkonflikt zwischen der zentralen und dezentralen Energieversorgung.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber auf, weitere Szenarien zu entwickeln, die anhand möglicher politischer Entscheidungen und Änderungen der Marktbedingungen den Netzbedarf genauer prognostizierten. Darauf basierend solle ein Szenario als Referenz so ausgelegt werden, dass dargestellt werde, unter welchen Marktbedingungen - unter Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung - gar kein bzw. der geringstnötige Netzneubau möglich sei. Die einzelnen Maßnahmen müssten sowohl gebündelt, als auch einzeln in ihrer Wirksamkeit überprüft werden, so dass für den Gesetzgeber Anhaltspunkte entstünden, inwieweit er mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss nehmen könne. Ein derartiges Szenario wäre Ausgangspunkt für die Versachlichung der Debatten um konkrete Leitungsprojekte, insbesondere gegenüber den Anwohnern der zukünftigen Trassen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer trug die Idee vor, dass für die (Genehmigungs-)Planung von Netzausbaumaßnahmen das jeweilige „höchste“ Szenario C maßgeblich sein solle (insbesondere, soweit die sich ergebenden Maßnahmen 10 Jahre später, also 2035, ohnehin benötigt würden). Die tatsächliche Realisierung von Netzausbaumaßnahmen richte sich natürlich nach der aktuellen „mittleren“ Schätzung, hier also nach Szenario B.

2.2.3.1 Szenario A 2025

Das Szenario A 2025 solle nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers durch ein Szenario ersetzt werden, in dem eine wesentlich stärkere Substitution des Erdgaseinsatzes zu Heizzwecken angenommen werde. Dieses Szenario könne u.a. als Reaktion auf eine Invasion Russlands in der restlichen Ukraine und anschließender Sanktionen gegen Russland (Einschränkung des Erdgasimports) eintreten. Eine Analyse dieses Szenarios sei auch ein deutliches Zeichen an Russland, auf weitere aggressive Handlungen gegenüber der Ukraine (und ggf. weiteren ehemaligen Sowjetrepubliken) zu verzichten und sei somit friedensstiftend in Europa.

Ein Konsultationsteilnehmer regte an, dass das Szenario A 2025, das den Bau sämtlicher geplanter Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtige, und auch das Szenario B 2025, gerade aufgrund seiner wichtigen Funktion als Leitszenario, auf die Kompatibilität mit den nationalen Klimaschutzzielen hin überprüft werden solle.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der im Szenario A 2025 angesetzte Ausbaupfad mit 20 MW bei der Biomasse erheblich unter dem im EEG-Kabinettsentwurf angesetzten Ausbaudeckel von 100 MW liege.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisierte den jährlichen Zubau von PV in Höhe von 2.000 MW im Szenario A, da bereits der EEG-Kabinettsentwurf einen Ausbaukorridor von 2.500 MW vorsehe.

2.2.3.2 Szenario B 2025

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass die installierte Leistung von PV-Anlagen im Szenario B 2025 gegenüber dem Szenario B 2024 reduziert worden sei. Dies sei ein Widerspruch zur Energiewende, da der Zubau von PV-Anlagen nicht reduziert, sondern erhöht werden müsse (u.a. durch die Förderung von PV-Eigenstromerzeugung).

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ging davon aus, dass der Druck auf die konventionellen Kraftwerke auch im Szenario B 2025 zunehmen werde. Folglich regte er an, dass eine reduzierte Lebensdauer auch für die konventionellen Kraftwerke im Szenario B 2025 zu berücksichtigen sei, insbesondere, da es sich hier um das Leitszenario handele. Es müsse die Kompatibilität mit den nationalen Klimaschutzzielen sichergestellt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer stellte fest, dass im Leitszenario B 2025, welches sich auf den oberen Rand des EE-Ausbaukorridors beziehe, ein jährlicher Netto-Zubau bei Wind Onshore von circa 2.200 MW angenommen werde. Der im EEG-Gesetzentwurf mit dem atmenden Deckel angestrebte Netto-Zubau von 2.500 MW jährlich werde allerdings erst im Szenario C unterstellt. Dies sei insofern fraglich, da eine solche Differenzierung zwischen den Szenarien B und C bei der Photovoltaik nicht erfolge. Gemäß dem atmendem Deckel des EEG-Gesetzentwurfs werde

dort in beiden Szenarien von 2.500 MW ausgegangen. Auf diesen Wertungswiderspruch müsse die Bundesnetzagentur bei der Genehmigung des Szenariorahmens näher eingehen.

2.2.3.3 Szenario B 2035

Ein Konsultationsteilnehmer bat um eine fundierte Begründung der Annahme einer installierten Leistung an Windenergie in der Ostsee von 5.000 MW im Szenario B 2035.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass im Szenario B 2035 das Niveau der konventionellen Kraftwerke kaum abnehme (-0,9 GW im Vergleich zu B 2025). Auch hier bleibe unklar, unter welchem Marktdesign diese Annahme getroffen werde. Im Vergleich zu den Annahmen im Szenario B 2024 sei die installierte Leistung im Szenario B 2035 sogar 1,6 GW höher. Es sei nicht nachvollziehbar, woher dieser Zuwachs im Vergleich zum letzten Jahr komme, da der wirtschaftliche Druck auf die Kraftwerke weiter zugenommen habe.

2.2.3.4 Szenario C 2025

Als neues Szenario C sei nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers eine Entwicklung mit wesentlich stärkerem Zubau Erneuerbarer Energien als in Szenario B und ebenfalls eintretender Substitution von Wärmenutzungen zu untersuchen. Nach wie vor bestehe die Zielstellung und Hoffnung, dass 2015 ein internationales Klimaschutzabkommen verabschiedet werde. Sollte dies gelingen, werde es sicherlich zu wesentlich stärkeren Reduzierungen der CO₂-Emissionen in Deutschland kommen, als bislang angedacht und infolgedessen zu einer deutlichen Erhöhung des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Da der Netzausbau langfristige Investitionen mit hoher Lebensdauer bedeute, solle unbedingt sichergestellt werden, dass in Szenario C ein deutlich höherer Zubau berücksichtigt werde und so auch Vorkehrungen für diesen Fall getroffen würden.

Auch der unterstellte starke Rückgang bei den Gaskraftwerken sei klimapolitisch und wirtschaftlich zu hinterfragen. Angesichts der kürzer werdenden Einsatzzeiten fossiler Kraftwerke sei es auf mittlere Sicht wirtschaftlicher, erdgasbasierte Kraftwerke stärker als Back-up für den notwendigen Ausgleich aus regenerativen Quellen zu nutzen. Diesbezüglich müssten im Rahmen der Kapazitätsmechanismen geeignete Anreize diskutiert werden. Es sei daher ebenso richtig und konsequent, einen Leistungspreis gemäß einem Kapazitätsmechanismus im Szenario C 2025 abzubilden bzw. als Sensitivität in die Netzplanung einzubeziehen. Analog zu einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte das Szenario C ebenso einen mit den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung kompatiblen konventionellen Kraftwerkspark mit entsprechenden Lastmanagementoptionen abbilden, der emissionsarm und flexibel sei und eine vermehrt volatile Residuallast bedienen könne.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßten ausdrücklich die Neudefinition des Szenarios C, da dessen bisherige Zusammensetzung aus den Bundesländer-Zielen ein eher akademisches Szenario dargestellt habe. Bund und Länder hätten sich bei einem Spitzentreffen zur EEG-Reform am 01.04.2014 über den anzustrebenden Ausbaukorridor für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geeinigt. Daher sei es angemessen - anders als in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen - das Szenario C nicht mehr als Summe der Bundesländerziele anzunehmen, sondern vielmehr den Ausbaupfad, der sich als Maximalzubau im Rahmen des geplanten Förderregimes ergebe.

Demgegenüber kritisierte eine nicht unbeachtliche Anzahl an Konsultationsteilnehmern, dass in diesem Jahr in das Szenario C nicht die von den Bundesländern gemeldeten Zahlen zu den individuell angestrebten Ausbauzielen eingeflossen, sondern deutlich niedrigere Annahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien angenommen worden seien. So hätten sich die Bundesländer mit den Ausbauwerten klare Zielmarken gesetzt, die zum Teil bereits Eingang in die Landesgesetzgebung und weitere rechtliche Grundlagen (z.B. Landesentwicklungspläne) gefunden hätten. Die Länder hätten jeweils unterschiedliche geographische, klimatische und strukturelle Gegebenheiten, die eigene energiepolitische Planungen und Zielvorstellungen als geboten erscheinen ließen. Das Szenario C ändere leider insgesamt seinen Charakter von einem vormals starken und ambitionierten EE-Szenario hin zu einem unattraktiven Szenario mit erhöhtem Import- und Ausgleichsbedarf mit kürzeren Lebenszeiten der Gas- und Steinkohlekraftwerke. Es gebe damit im gesamten Szenariorahmen kein progressives Szenario mehr, das, bezogen auf den Ausbau Erneuerbarer Energien, in Summe deutlich über die Ausbaukorridore der Bundesregierung hinausgehe. Bislang sei völlig offen, wie sich der Ausbau Erneuerbarer Energien im neuen Förderrahmen entwickeln werde. Zudem sei ungeklärt, ob und in welcher Form sich Erneuerbare Energien außerhalb von Fördersystemen (z.B. Eigenverbrauch) wirtschaftlich betreiben ließen. Diese Unsicherheiten seien in der Netzplanung zu berücksichtigen, sodass ein ambitioniertes EE-Szenario (also Szenario C) zwingend durchgerechnet werden sollte.

Der EE-Ausbaukorridor nach dem EEG sei nach Ansicht dieser Konsultationsteilnehmer insgesamt nicht ausreichend, um die Energiewende zeitnah umzusetzen. Die Landkreise und Länder seien der Motor der Energiewende, die durch die Akzeptanz und das Engagement der Bürger vor Ort vorangetrieben werden könne. Gerade im Bereich von Windvorranggebieten sei ein großer Einfluss der regionalen Planungsbehörden auf den tatsächlichen Zubau von Windkraftanlagen vorhanden. Zudem böten die Länderziele eine breitere Basis zur Beurteilung des politischen Willens zur Umsetzung der Energiewende als die Pläne der Bundesregierung. Bei der Korrektur des Ausbaupfades für das Szenario C böte sich demzufolge entweder eine Rückführung auf aktualisierte EE-Ausbauziele der einzelnen Bundesländer oder die Annahme eines deutlich steigenden Stromverbrauchs mit dann ebenfalls, bei gleichbleibenden prozentualen Anteilen, absolut zunehmenden Kapazitäten regenerativer Energieträger in den nächsten Jahren an.

Die Neubewertung des Szenario C müsse gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer unter einem anderen Gesichtspunkt überdacht werden, als dies im Entwurf des Szenariorahmens geschehen sei. Nicht nur die energiepolitischen Ziele der Bundesländer müssten weiterhin in Betracht bleiben, sondern vor allem eine zweckmäßige Allokation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Der Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden würde einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Auch wenn dann durch die geringere Wertschöpfung der Energieformen an den ungünstigeren Standorten Mehrkosten entstünden, böte das wichtige Vorteile: Das Stromsystem würde auf regionaler Ebene stabilisiert und die Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen könnte erhöht werden, nicht zuletzt deshalb, weil in einigen Regionen Deutschlands die Anzahl der Windkraftanlagen an exponierten Standorten aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger bereits eine kritische Grenze erreicht habe.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisierten den Importbedarf in Szenario C. Ein wesentliches energiepolitisches Ziel sei die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität, die nur durch ausreichende gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland und ergänzt durch Speicher erreicht werden könne. Durch die bestehende Reservekraftwerksverordnung und die Ankündigungen der Bundesregierung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus sei kurz- und mittelfristig keine deutliche Verlagerung der Absicherung ins Ausland zu erwarten, wie dies im Szenario C 2025 des vorliegenden Entwurfs des Szenariorahmens vorgesehen sei. Demgegenüber konnte ein anderer Konsultationsteilnehmer die Vorstellung eines kürzer laufenden konventionellen Kraftwerksparks im Szenario C 2025 gut nachvollziehen. Nur müsse dies nicht automatisch zu einem erhöhten Import an elektrischer Energie führen. Diese Annahme sei eine sehr einseitige Betrachtung möglicher Lösungen zur inländischen Deckung der Nachfrage. So böte die Offshore Windenergie eine verlässliche Möglichkeit, einen bedeutenden Anteil der Sicherstellung der Energieversorgung Deutschlands zu leisten. Eine Kombination aus ambitioniertem EE-Ausbau und Abschaltungen konventioneller Kraftwerke wegen mangelnder Rentabilität sei eher sinnvoll.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßten hingegen die künftige Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten anhand von deren Wirtschaftlichkeit im gegenwärtigen Marktdesign im Szenariorahmen entsprechend abzubilden. Konkret sei die aus heutiger Sicht fehlende Rentabilität einzelner konventioneller Erzeugungsanlagen im Szenario C 2025 zu Recht abgebildet und absolut realistisch, da der wirtschaftliche Druck in den letzten Jahren zugenommen habe und in Zukunft weiter zunehmen werde. Allerdings sei in diesem Szenario insbesondere die technische Lebensdauer der Steinkohle- und Erdgaskraftwerke pauschal um 5 Jahre verringert worden, ohne dies näher zu erläutern. Dies kritisierte auch ein weiterer Konsultationsteilnehmer, nach dessen Ansicht für die pauschale Kürzung der Laufzeiten in Szenario C für alle konventionellen Kraftwerke keine brauchbare wissenschaftliche Quelle geliefert und der Eindruck vermit-

telt werde, dass auf diese Weise einfach ein Minimum an Spreizung zwischen den Szenarien hergestellt werden solle.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer begrüßte im Szenario C ausdrücklich die Notwendigkeit von Investitionen in neue Kraftwerke mit gesicherter Leistung. Deutschland dürfe sich nicht darauf verlassen, in Zukunft fehlende gesicherte Leistung in immer größerem Umfang aus dem Ausland nutzen zu können. Deutschland solle sich seiner Schlüsselrolle für die Fortentwicklung des europäischen Binnenmarkts für Strom und eines funktionsfähigen europäischen Stromsystems bewusst werden und dieser Tatsache u. a. dadurch Rechnung tragen, dass ein angemessener Netzausbau erfolge. Die Braunkohlekraftwerke stünden unmittelbar in Wettbewerb zu Steinkohle- und Gaskraftwerken in Deutschland, aber auch jenseits der Landesgrenzen. Aufgrund der günstigen Gestehungskosten für die Rohkohle respektive der Preise für Importkohle bzw. Erdgas, sei die Wettbewerbsposition der Braunkohle unter plausiblen Annahmen, wie im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt, stabil. Im Zeithorizont 2025 seien Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken weit weniger wahrscheinlich als Stilllegungen im Bereich Steinkohle oder Erdgas.

Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass das Szenario C 2025 in dieser Form nicht genehmigungsfähig sei. Auch im europäischen Binnenmarkt könne es nach seiner Auffassung immer wieder zu Situationen kommen, die es erforderlich machten, die in Deutschland auftretende Spitzenlast durch gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland decken zu können. Dafür sei der Neubau umweltfreundlicher, gesicherter Kraftwerkskapazitäten erforderlich. Gleichwohl sei die Darstellung des Szenarios C 2025 im Entwurf des Szenariorahmens wertvoll, da damit nochmals der dringende Bedarf für die Einführung von Kapazitätsmechanismen dargelegt werde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisierte in den Annahmen des Szenario C, dass im Jahr 2025 nur noch 71,6 GW konventionelle Kraftwerke am Netz seien, während gleichzeitig die Jahreshöchstlast auf 86 GW gesteigert werde. Dies sei entweder inkonsistent, da so konstant von Blackouts durch Unterdeckung ausgegangen werden müsse oder impliziere im Rahmen des Marktdesign-Prozesses eine politische Entscheidung zugunsten des Aufbaus einer strategischen Reserve außerhalb des Strommarkts in Höhe von ca. 15-20 GW zur Sicherung der Jahreshöchstlast. Eine solche strategische Reserve im Jahr 2025 sei dann keine Übergangslösung für den Zeitraum bis 2020, wie sie von Teilen der Energiewirtschaft vorgeschlagen werde, sondern eine dauerhafte Maßnahme. Diese Annahme sei jedoch nicht plausibel, da eine strategische Reserve in dieser Größenordnung verbunden mit den damit zu erwartenden Preis-Peaks am deutschen Strommarkt in Engpass-Situationen, ineffizient sei und von der Bundesregierung wohl kaum beschlossen werde. Vielmehr sei zu erwarten, dass ein Kapazitätsinstrument gefunden werde, das eine Finanzierung mindestens für die von der Abschaltung bedrohten fossilen Kraftwerke ermögliche, die zur Sicherung der Jahreshöchstlast in Deutschland notwendig seien.

Das Szenario C solle daher in seinem Kraftwerkspark den Szenarien A und B angepasst werden.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hielt die Annahmen für das Szenario C 2025 aus ähnlichen Gründen für hoch problematisch. Richtig sei zwar, dass die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke, insbesondere von Steinkohle- und Gaskraftwerken gesunken sei und weiter sinke, sowie Anreize für Neuinvestitionen fehlten. Daher sei es auch durchaus sinnvoll, die Methodik zur Ermittlung der konventionellen Kraftwerksleistung zu ändern. Die neue Methodik müsse allerdings ein politisches Instrumentarium zugrunde legen, das den Umbau des Residuallastkraftwerksparks zu einem emissionsarmen fossilen Kraftwerkspark für die Transformationsphase wirksam steuere und mit dem von der Bundesregierung in der Koalitionsvereinbarung und nun im Klimaschutzaktionsplan angekündigten 40 %-CO₂-Reduktionsziel bis 2020 korrespondiere. Aktuelle Untersuchungen zeigten, dass der heutige fossile Kraftwerkspark in Deutschland diesen Anforderungen nicht genüge. Derzeit existierten 10 % mehr Kapazitäten an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken als für einen CO₂- und kostenoptimierten Kraftwerkspark erforderlich seien. Im Jahr 2017 würden es demnach bereits 30 % Kohlekapazität sein, die unter Klimaschutzgesichtspunkten nicht optimal seien. Es bestehe daher ein enormer Anpassungsbedarf bei den heutigen fossilen Kraftwerken. Dieser Anpassungsbedarf solle mit einem ambitionierten EE-Ausbau-Flexibilitäts-Szenario abgebildet werden, das wirksame Steuerungs- und Anreizmechanismen für den Umbau des Residuallastkraftwerksparks voraussetze. Der Umbau solle auf den schrittweisen Ausstieg zunächst aus der besonders CO₂-intensiven Braunkohle und danach aus der Steinkohleverstromung abzielen. Weiterhin solle er mit Annahmen für wirksame Marktanreize für Investitionen in den Neubau flexibler Gaskraftwerke kombiniert werden.

2.2.4 Berücksichtigung Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiberabfrageprozess der Übertragungsnetzbetreiber sei nicht ausreichend transparent dargestellt. Die Gründe für die geringen Rücklaufzahlen der Verteilnetzbetreiber seien zu ermitteln und offenzulegen. Auch sei zu ermitteln, warum einige Verteilnetzbetreiber keine Zahlen hätten angeben können. Es sei weiterhin darauf zu achten, dass den Verteilnetzbetreibern genug Zeit zur Datenerhebung eingeräumt werde. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten weiterhin die Aufgabe genau nachzuweisen, wie die erhobenen Daten im Entwurf verarbeitet wurden.

Einige Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass in allen Szenarien die Verknüpfung mit den unteren Netzebenen fehle. Weder im Szenariorahmen, noch im NEP würden die Interdependenzen zwischen den Netzebenen berücksichtigt. Der aktuelle Prozess liefere keine Auskünfte darüber, ob eine Optimierung oder ein Aus- bzw. Umbau der Mittel- und Niederspannungsebene den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz verringern könnte. Ein verbesserter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf den unteren Spannungsebenen könnte so einer Über-

tragung über die Hoch- und Höchstspannung über lange Distanzen vorbeugen. Dazu seien die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber zu analysieren und deren Daten in den Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan-Prozess zu integrieren. Der bevorzugte Ausbau der Mittel- und Niederspannung sei einem Ausbau des Übertragungsnetzes vorzuziehen, da hier eine Erdverkabelung mittlerweile Standard sei und mehr Akzeptanz schaffe, als der Neubau großer Stromtrassen.

Ein Konsultationsteilnehmer schlug vor, die spezifischen regionalen Kenntnisse der Verteilnetzbetreiber zur Lastverteilung und EE-Regionalisierung für den Szenariorahmen fruchtbar zu machen. Da der Großteil der EE-Anlagen am Verteilnetz angeschlossen sei, seien die Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber zu Bestandsanlagen aber auch Prognosen der zukünftigen Entwicklung maßgeblich für die Belastbarkeit der SR-Szenarien. Weiterhin hätten die Übertragungsnetzbetreiber keinen Kontakt zu Planungsämtern und es lägen ihnen keine Geodaten der einzelnen Anlagen vor; diese seien bei den Verteilnetzbetreibern zu finden. Da gerade für die Regionalisierung eben diese Daten elementar seien, müssten die Verteilnetzbetreiber hier einbezogen werden. Die Verteilnetzbetreiber seien damit die einzigen Partner in der Energiewirtschaft, die ein vollumfängliches Bild zu vorhandenen und zukünftigen Lasten sowie Einspeisungen in ihren Netzen entwickeln könnten. In diesem Zusammenhang sei es auch nicht nachvollziehbar, warum der Netzausbauplan der Verteilnetzbetreiber losgelöst vom NEP erstellt werde. Nach einer verzahnten Erstellung beider Pläne, würden deren Ergebnisse anders ausfallen, als bei einer Einzelbetrachtung.

2.2.5 Brennstoff- und CO₂-Preise

Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, dass die zugrunde gelegten CO₂-Zertifikatspreise von 21 €/t CO₂ im Jahr 2025 und 31 €/t CO₂ im Jahr 2035 zu niedrig seien. Die Annahmen würden der Debatte über eine Reform des EU-Handelssystems nicht gerecht werden. Angesichts der maßgeblichen Auswirkungen der Annahmen über CO₂-Zertifikatspreise auf die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke im Verhältnis zu den Erneuerbaren Energien, sei ein stärkerer Anstieg der Zertifikatspreise in den nächsten Jahrzehnten zu unterstellen. Zur Erfüllung der Klimaziele müssten am CO₂-Zertifikatssystem Änderungen vorgenommen werden, die im Szenariorahmen in Form von höheren CO₂-Preisen abzubilden seien.

Von anderer Seite wurde die Absenkung der CO₂-Zertifikatspreise gegenüber den Annahmen aus den letzten Szenariorahmen befürwortet. Weitere Konsultationsteilnehmer erachteten die Absenkung sogar für zu gering, da der derzeitige Preis bei 3-6 €/t CO₂ liege und derzeitige Marktentwicklungen keine gegenteilige Tendenz zeigten.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte, dass der Szenariorahmen CO₂-Mengenbeschränkungen statt CO₂-Zertifikatspreise berücksichtigen müsse, da die Preisentwicklung der Zertifikate willkürlich erschiene.

Von anderer Seite wurde bei der Angabe der Brennstoffpreise die Berücksichtigung der Transportkosten sowie Folgekosten der einzelnen Brennstoffe gefordert.

2.2.6 Speicher

Eine Reihe von Konsultationsteilnehmern sah das Potential von Pumpspeicherkraftwerken im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber noch nicht im richtigen Umfang bewertet.

Durch den weiteren Ausbau volatiler Erneuerbarer Energien werde sich eine verbesserte wirtschaftliche und rechtliche Situation für Pumpspeicherkraftwerke einstellen, die einen Zubau von Pumpspeichern über das im Szenariorahmen angenommene Maß hinaus begünstigen werde. Weiterhin seien Pumpspeicherkraftwerke ein elementarer Baustein einer erfolgreichen Energiewende, da sie in absehbarer Zeit die einzigen wirtschaftlichen Großspeicher seien. Kein anderes Medium könne starke Schwankungen im Stromnetz auffangen und so für die nötige Systemstabilität sorgen. Pumpspeicherkraftwerke seien daher als der natürliche Partner der volatilen regenerativen Erzeuger zu verstehen. Die Rolle von Pumpspeicherkraftwerken werde durch die vorstellbare Einführung eines Kapazitätsmarktes an Relevanz für das Gesamtsystem gewinnen, sofern sie diskriminierungsfrei berücksichtigt würden. Hierdurch werde ihre Attraktivität auf Grund einer erheblich gesteigerten Wirtschaftlichkeit weiter zunehmen.

Wegen der oben angeführten Gründe sei die Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken in höherem Umfang in den Szenarien zu berücksichtigen als von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen. In den Szenarien müssten zumindest alle existierenden und beantragten Anlagen als realisiert angesehen werden. Besonders in Szenario C, das durch einen hohen EE-Anteil charakterisiert sei, sollten zusätzliche Speicherkapazitäten angenommen werden.

Anderen Konsultationsteilnehmern erschien es auf Grund von Widerständen aus Politik und Gesellschaft sowie einer wirtschaftlichen Unrentabilität als unwahrscheinlich, von einer problemlosen Umsetzung der geplanten Pumpspeichervorhaben auszugehen. Sie sahen die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Zahlen daher als überdimensioniert an.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sahen auch einen technologischen Fortschritt im Speicherbereich in den Zahlen der Übertragungsnetzbetreiber nicht zur Genüge dargestellt. Neben den Pumpspeichern gäbe es in jüngster Zeit innovative Entwicklungen auf dem Speichermarkt, die in Zukunft ein erhebliches Anwachsen der Speicherkapazität versprechen (Fortschritt in der Batterietechnologie, Power to Gas, Druckluftspeicher, Wärmespeicher).

Besonders die zu erwartende Wirtschaftlichkeit von Kleinspeichern ermögliche eine Dezentralisierung der Speicherstruktur, weg von den bisher eingesetzten Großspeichern. Ein massiver Einsatz von lokaler Kleinspeichernutzung würde die heute bekannten Nachfragespitzen auf Zeiten geringer Nachfrage verteilen und so den maximalen Stromtransportbedarf in Spitzenlastzeiten reduzieren. Weiterhin werde weniger Strom über das Übertragungsnetz transportiert, da eine

Dezentralisierung von Erzeugungs- und Speicherstruktur schon im Mittel- und Niederspannungsnetz einen Ausgleich von Bedarf und Angebot begünstige. Hierbei werde besonders der Trend zu kleinen, dezentralen Energiespeichern in Wohnhäusern unterschätzt. Würden genügend Förderanreize geschaffen, könnten moderne Wohnhäuser Energieautark ausgelegt werden, wodurch ein Transport von Strom gänzlich überflüssig werde.

Großes Potenzial sahen einige Konsultationsteilnehmer im deutschen Gasnetz. Eine Hauptgasleitung könne das Vielfache an Energie einer Stromleitung transportieren. Das Gasnetz in Deutschland habe eine sehr hohe Speicherkapazität, die den Bedarf mehrere Monate decken könne. Der überschüssige Strom könne in Gas umgewandelt werden und im Gasnetz transportiert und gespeichert werden. Die notwendige Infrastruktur sei bereits vorhanden und könne kostengünstig nach Bedarf erweitert werden. Die auf Gas basierende Technologie sei fortgeschritten und ausreichend erprobt.

Weiterhin stellte ein Konsultationsteilnehmer die Frage, unter welchem unterstellten Marktdesign der zukünftige Speicherzubau ermittelt werde. Es sei nicht richtig, dass ein Übertragungsnetzausbau unter der Prämisse eines massiven grenzüberschreitenden Stromhandels stattfinde. Es sei daher besser, die Speicherstrukturen auszubauen, um den momentan überschüssigen Strom nicht weiterleiten und billig verkaufen zu müssen. Stattdessen könne die gespeicherte Energie dann bei Bedarf abgerufen werden, wodurch unnötiger Leitungsbau verhindert werde. In diesem Zusammenhang forderten einige Konsultationsteilnehmer darzustellen, welche benötigte Entwicklung der Speicherleistung einen substanziellen Beitrag zur Netzentwicklung leisten werde.

2.2.7 Marktmodell/Marktdesign

Nach Ansicht zahlreicher Konsultationsteilnehmer sei der gegenwärtige Szenariorahmen zu statisch. Bezüglich der Annahmen an die gesetzlichen Rahmenbedingungen sprachen sich zahlreiche Konsultationsteilnehmer aufgrund von Prognoseunsicherheiten, mit denen die Szenarienbildung einhergeht, für eine Berücksichtigung alternativer Marktbedingungen aus. Die geltenden Marktbedingungen hingen unmittelbar mit rechtlichen Vorgaben an den Strommarkt zusammen, die dem Wandel unterlägen. Angesichts des breiten Widerstandes innerhalb der Bevölkerung sei die Politik zu einem Umdenken hinsichtlich der Regelungen zum Stromsektor angehalten, welches letztlich auch absehbar sei. Aktuelle politische Entwicklungen sowie Fortschritte bei der Energieeffizienz, der Steuerungstechnologie, der Speicherung von Strom und der Gleichstromtechnik müssten stärker berücksichtigt werden. Ebenso sei die Verknüpfung der verschiedenen Spannungsebenen in die Betrachtung mit aufzunehmen.

Die gegenwärtigen Entwicklungen im Strommarkt führten aufgrund der geringen CO₂-Zertifikatskosten zu erhöhtem Einsatz der Kohleverstromung. Das gegenwärtige Marktdesign benachteilige somit klimafreundliche, flexible Gaskraftwerke. Nach derzeitigen Marktbedingun-

gen sei es für Kohlekraftwerke wirtschaftlicher, in Zeiten kurzer Lastsenken, anstelle des Herunterfahrens des Kraftwerks, Defizite in Kauf zu nehmen. Dies führe zu häufigen Situationen mit Überschussstrom, der die Netze zusätzlich belaste. Bestehende Kraftwerke würden verdrängt und falsche Investitionssignale gesetzt.

Es sei ein Referenzszenario zu entwickeln, das sämtliche netzminimierende Maßnahmen berücksichtigen solle. Politische, wirtschaftliche und technologische Variablen müssten dabei betrachtet werden. Die einzelnen Instrumente und Stellschrauben seien gegeneinander und miteinander in ihrer Wirksamkeit zu vergleichen und zu bewerten. Erst auf dieser Grundlage werde es möglich sein, im Vergleich mit den bestehenden Leitszenarien die volkswirtschaftlich sinnvollste und sozialverträglichste Lösung zu finden. Dies schaffe nicht nur Akzeptanz für etwaigen ermittelten Netzausbaubedarf, sondern es Sorge auch für eine grundsätzliche Qualifizierung der Netzentwicklungspläne.

Nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer solle der Szenariorahmen dem Gesetzgeber Vorschläge unterbreiten. Die Vorschläge sollten geeignete Kraftwerksstandorte für dezentrale und verbrauchsnahe Erzeugung mit minimalem Leitungsbau thematisieren.

Von anderer Seite wurde vorgeschlagen, ein Referenzszenario zu entwickeln, das darstellt, unter welchen Marktbedingungen bei Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung der Netzausbau minimiert werden könne. Die Politik könne daraus Erkenntnisse gewinnen, inwieweit mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss genommen werden kann.

Ein Kapazitätsmechanismus sei zur Erfüllung der Klimaziele der Bundesregierung ein nützliches Instrumentarium, das Eingang in die Szenarienbildung finden solle. Dieser stelle zum einen den Betrieb vorhandener Kraftwerke sicher, zum anderen werde auch der Neubau von Kraftwerken beeinflusst. Der Neubau finde zumindest teilweise an neuen Standorten statt, was wiederum Einfluss auf den Netzausbaubedarf habe.

Des Weiteren wurde die Betrachtung einer zweckmäßigen Allokation einer Abschalthierarchie des fossilen Kraftwerksparks in einem Referenzszenario gefordert. Nördliche Kohlekraftwerke seien gegenüber südlichen Kraftwerksstandorten wirtschaftlicher, da südliche Kohlekraftwerke aufgrund von Transportkosten für Brennstoffe höhere variable Kosten aufwiesen. Nach gegenwärtiger Marktlogik führe dies bei südlichen Kraftwerken früher zur Unwirtschaftlichkeit und damit einhergehend zur Abschaltung. Gleichzeitig vergrößere sich aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien das Nord-Süd-Gefälle. Dies erfordere zusätzlichen Netzausbau. Um der unterschiedlichen Lastenverteilung innerhalb Deutschlands entgegenzuwirken bedürfe es daher einer zweckmäßigen Allokation der Abschalthierarchie des fossilen Kraftwerksparks. Von anderer Seite wurde zur Beschränkung des Nord-Süd-Gefälles eine Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen gefordert, die eine netzdienliche Standortwahl von Großkraftwerken sicherstellen solle.

Der Szenariorahmen solle laut einem Konsultationsteilnehmer sämtliche den Netzausbau wirtschaftlich minimierenden Maßnahmen enthalten, selbst wenn die Maßnahmen noch nicht gesetzlich verankert seien. Nur dann könnten derartige Maßnahmen von Anfang an von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt werden. Als Maßnahmen zur Senkung des Netzausbaus wurden der Einsatz innovativer Betriebsmittel, wie z.B. die Umbeseilung bestehender Wechselstrom-Leitungen auf Gleichstromkabel, eine optimale Kappung von Einspeisespitzen aus Erneuerbaren Energien sowie ein optimales Niveau an Redispatch-Maßnahmen auch im dynamischen Kontext, die sich an Netzengpässen orientierende Lokalisierung von neuen fossilen Kraftwerken und EE-Anlagen aufgeführt.

2.2.8 Sonstige Einwände

Im Rahmen der Konsultation wurde zur Thematik Transparenz begrüßt, dass die Bundesnetzagentur im Gegenteil zu den vergangenen Jahren erstmals den vorgelegten Szenariorahmen um ein Begleitdokument erweitert und zur Konsultation gestellt habe. Hierdurch werde die Diskussion für eine Neuausrichtung bzw. Neuausgestaltung der Szenarien belebt.

Des Weiteren wurde in Bezug auf die Konsultation vorgetragen, dass die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025, wie bereits bei der Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan 2024, dadurch erschwert worden sein, dass die Bundesnetzagentur die Konsultation und den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber lediglich auf ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt habe, jedoch weder in regionalen noch überregionalen Tageszeitungen Hinweise auf das laufende Anhörungsverfahren veröffentliche. Des Weiteren erfolge keine direkte Information an die betroffenen Gemeinden, Landkreise und Bürger. Nur durch eine konsequente Beteiligung der Öffentlichkeit sei aber eine gesellschaftliche Akzeptanz möglich. Erschwert werde dies darüber hinaus durch die technische Komplexität (u.a. Voraussetzung Internet) sowie den Umfang der Unterlagen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisierten die Ausgestaltung des Szenariorahmens dahingehend, dass dieser in der vorliegenden Form nicht konsultiert werden dürfe, da die Übertragungsnetzbetreiber wirtschaftlich orientierte Unternehmen seien und somit das wirtschaftliche Interesse (garantierte Eigenkapitalrendite unabhängig von der Auslastung einer Leitung) im Vordergrund stehe. Mit der Planung ihrer eigenen Wunschvorhaben dürften diese nicht beauftragt sein. Vielmehr müssten der Bundestag und die ausführenden Organe, wie beispielsweise die Bundesnetzagentur, in Zusammenarbeit mit der Wissenschaft und Unternehmen, die kein finanzielles Interesse an der Ausgestaltung des Szenariorahmens hätten, eine demokratische, unabhängige und volkswirtschaftlich optimale Grundlage für den Netzausbau schaffen. Einige Konsultationsteilnehmer fügten hinzu, dass die Übertragungsnetzbetreiber das Datenmaterial des Szenariorahmens und das Modell, auf dem das Netz dimensioniert werde, als ihr Eigentum an-

sähen und es deshalb nicht veröffentlichen müssten. Dies sei so nicht hinnehmbar, da niemand die Grundlagen genau überprüfen und bewerten könne.

Gleichwohl werde der Aufwand für eine gleichzeitige Betrachtung und Berechnung mehrerer Variablen bei der derzeitigen jährlichen Erstellung des Szenariorahmens aber kaum umsetzbar sein, da parallel zur Konsultation des Szenariorahmens zum NEP 2015 noch die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP und O-NEP 2014 konsultiert und überarbeitet würden. Zudem führten die Überschneidungen der Prozesse zu einer erheblichen Verwirrung und einem enormen Zeitdruck bei allen Beteiligten und dienten außerdem nicht dem Ziel der Planungssicherheit. Die Lösung dieses Problems sei die wiederholt von den Stakeholdern aufgestellte Forderung nach einer Anpassung des Erstellungsrhythmus für Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan auf zwei Jahre. Die zweijährige Iteration ließe sich darüber hinaus gut mit dem ebenfalls zweijährlich zu erstellenden europäischen Netzentwicklungsplan (TYNDP) des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) kombinieren und die Berücksichtigung europäischer Infrastrukturmaßnahmen im Netzplanungsmodell ohne weiteres als zusätzliche Prämisse oder Deskriptor implementieren. Die Komplexität der Weiterentwicklung des Netzplanungsprozesses solle anschließend plausibel aus den Dokumenten hervorgehen.

Für einen Konsultationsteilnehmer war fraglich, in welchem Umfang die Leistung des gesamten Kraftwerksparks sowie der einzelnen Kraftwerkstypen in Deutschland gegenwärtig und zukünftig gesichert sei, gerade im Hinblick auf den zusätzlichen Zubau von Erneuerbaren Energien. Dem Thema gesicherte Leistung bei aufwachsenden Erneuerbaren Energien sei große energiewirtschaftliche Bedeutung beizumessen, deshalb wurde darum gebeten eine offizielle Berechnungsgrundlage für die gesicherte Leistung in den Szenariorahmen zu integrieren.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sah die Versorgungssicherheit durch den Ausbau der dezentralen regenerativen Energien und der tatsächlichen Schaffung von Speichermöglichkeiten sowie den Ausbau bzw. der Modernisierung der nach der Abschaltung der Atomkraftwerke frei werdenden bestehenden Leitungsnetze in Deutschland als gewährleistet an. Eine zusätzliche Reduktion des Leitungsbedarfs würde darüber hinaus durch den Ausbau von Biomassekraftwerken, der konsequenten Förderung und Nutzung von dezentral erzeugten Energien wie Sonnen- und Windenergie sowie der Zuschaltung von schnell regulierbaren Gaskraftwerken erreicht werden.

Nach der Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers seien die im Szenariorahmen dargestellten Eingangsüberlegungen sowie die Darstellung der Kraftwerkskapazitäten, der Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher, der Annahmen zu Erneuerbaren Energien und zum europäischen Rahmen grundsätzlich zu befürworten.

Eine Reihe von Konsultationsteilnehmern sprach auch Themen an, die nicht primär dem Szenariorahmen zuzuordnen sind, sondern dem nachgelagerten Netzentwicklungsplan 2025. Schwerpunkt waren hierbei die Maßnahmen C06 von Kreis Segeberg nach Goldshöfe und D09 von

Lauchstädt noch Meitingen. Diese Maßnahmen wurden vor allem mit Hinweis auf gesundheitliche Bedenken gegenüber der HGÜ-Technik, dem großen Eingriff in Landschaft und Natur sowie dem Nutzen für die Braunkohle abgelehnt. Daneben wurde auch von einigen Konsultationsteilnehmern das EnLAG-Vorhaben Nr. 24 aus dem Startnetz abgelehnt.

Einige Konsultationsteilnehmer sprachen sich dafür aus, dass die Bundesnetzagentur Empfehlungen an den Gesetzgeber aussprechen solle, sofern Einsprüche berechtigt scheinen, aber mit der aktuellen Gesetzeslage in Widerspruch stehen. Darüber hinaus wurde mehr Gestaltungsfreiheit für die Bundesnetzagentur als kontrollierende Behörde gefordert.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer befürworteten die größere Transparenz des diesjährigen Szenariorahmens. Hervorzuheben sei, dass eine Teilnahme am Konsultationsverfahren durch das Begleitdokument erleichtert worden sei. Die darin erfolgte Erläuterung grundlegender Annahmen sowie die Stellung konkreter Fragen seien zu begrüßen. Gleichzeitig werde der Stakeholderkreis erweitert und eine größere Akzeptanz für den Netzausbau geschaffen. Auch die Veranstaltung von Workshops biete ein zusätzliches, aufschlussreiches Element zur gemeinsamen Ausgestaltung des Szenariorahmens. Diese neuen Maßnahmen erleichterten zum einen das Verständnis von Grundüberlegungen für die Stromnetzplanung im frühen Planungsstadium für ein breiteres Publikum, zum anderen würden Konfliktpunkte frühzeitig herausgearbeitet und explizit öffentlich zur Diskussion gestellt.

C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber

Mit E-Mail vom 08.12.2014 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens mit Frist bis zum 12.12.2014 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 12.12.2014 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Vorlage des Genehmigungsentwurfs des Szenariorahmens 2025 durch die Bundesnetzagentur als wichtigen Schritt im Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP und O-NEP). Positiv sei hervorzuheben, dass die Bundesnetzagentur die Regionalisierungsmethode der Übertragungsnetzbetreiber als angemessene Eingangsprämisse für die Marktmodellierung ansehe.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass Vorschläge für energie- bzw. klimapolitische Werkzeuge, wie in der Genehmigung des Szenariorahmens implizit aufgeführt, nicht von ihnen selbst geliefert werden können. Die Umsetzung der Vorgaben des Szenariorahmens im Rahmen des Netzentwicklungsplans erfolge folglich rein modelltechnisch bzw. mithilfe mathematischer Nebenbedingungen.

Im Szenario C 2025 werde – wie auch schon im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber - von einer geringeren installierten konventionellen Leistung ausgegangen. In Bezug auf die Erneuerbaren Energien seien die installierten Leistungen gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vermindert worden. Somit sei der Rand des Szenarientrichters grundsätzlich neu definiert worden. Die Übertragungsnetzbetreiber wiesen darauf hin, dass das nunmehrige Szenario C nicht mehr mit den bisherigen Szenarien C vergleichbar sei.

Auf Grund von aktuellen Erkenntnissen sehen die Übertragungsnetzbetreiber eine Anpassung des NTC-Wertes zwischen DE-CH im Szenario B 2035 als sachgerecht an. Da der bisherige im Entwurf des Szenariorahmens ausgewiesene Wert von 6.000 MW (in beide Richtungen) aktuell nicht durch konkrete Projekte bestätigt werden könne, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber folgende mit dem schweizerischen Übertragungsnetzbetreiber abgestimmten Werte für das Jahr 2035 vor: DE -> CH: 4400 MW, CH -> DE: 5000 MW

Die in Szenario C 2025 angenommene Reduzierung des Nettostrombedarfs sei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu erwarten. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Höchstlast wurden im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen auf den Seiten 58 und 59 dargelegt und ergaben eine andere Jahreshöchstlast als von der Bundesnetzagentur vorgegeben.

Zusätzlich übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber Anmerkungen zu der dem Szenariorahmen als Anlage beiliegenden Kraftwerkliste. Die Bundesnetzagentur ist den Hinweisen der Übertragungsnetzbetreiber nachgegangen und hat die angehängte Kraftwerkliste daraufhin aktualisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei. Hauptgründe dafür seien die im Genehmigungsentwurf enthaltenen sechs Szenarien, einschließlich der Berücksichtigung von Einspeisemanagement in allen Szenarien, sowie der expliziten CO₂-Vorgaben in drei Szenarien. Dieses Arbeitspensum sei nur unter erheblichen Anstrengungen bis zum 15. Juli 2015 leistbar.

Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber (siehe Kapitel II G).

II Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens ist § 12a Abs. 3 EnWG.

A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG, die Zuständigkeit der Abteilung aus § 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens gem. § 12a Abs. 2 Satz 1 EnWG beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit gem. § 12a Abs. 2 Satz 2 EnWG. Sie machte den Entwurf des Szenariorahmens auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenariorahmens erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gem. § 12a Abs. 3 EnWG.

B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der genehmigte Szenariorahmen erfüllt die folgenden tatbestandlichen Voraussetzungen des § 12a Abs. 1 EnWG:

Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen (dazu 1), der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre (dazu 2) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen (dazu 3) im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (dazu 5) abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen (dazu 2). Für den Szenariorahmen legen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom (dazu 4) sowie dessen Austausch mit anderen Ländern zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur (dazu 6).

1 Gemeinsamer Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG haben den Entwurf des Szenariorahmens gemeinsam erarbeitet.

2 Entwicklungspfade (Szenarien)

Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt. Da der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025

gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG der Bundesnetzagentur vorzulegen ist, stellen vier Entwicklungspfade das Zieljahr 2025 – Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, C 2025 – und zwei weitere Entwicklungspfade das Zieljahr 2035 – Szenarien B1 2035, B2 2035 – dar. Die Bundesnetzagentur überschreitet damit in diesem Jahr erstmalig die im Gesetz vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien. Die Gründe hierfür werden in Kapitel II B 3.1 detailliert erörtert.

Das Szenario A 2025 orientiert sich an dem Szenario A des Szenariorahmens 2024 und an dem Vorschlag im Entwurf des Szenariorahmens 2025 der Übertragungsnetzbetreiber. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien befindet sich an der unteren Grenze des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Prognose zur konventionellen installierten Erzeugerleistung basiert auf denselben Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der Kraftwerke wie im Vorjahr. Das Szenario A 2025 zeigt daher einen konventionellen Kraftwerkspark, der im Vergleich zum Vorjahr um ein Jahr fortgeschrieben wurde. Der Nettostromverbrauch liegt auf dem gleichen Niveau des Referenzjahres 2013. Die Jahreshöchstlast liegt auf einem höheren Niveau als 2013. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario A 2025 voraussichtlich nicht vollständig erreicht.

Szenario B1 2025 geht von einem Ausbau der Erneuerbaren Energien am oberen Rand des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG aus. Die technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zur bisher angenommenen Lebensdauer in den Vorjahren und in Szenario A 2025 um fünf Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast entsprechen den Werten aus Szenario A 2025. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario B1 2025 voraussichtlich nicht vollständig erreicht.

In Szenario B2 2025 wird hinsichtlich der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen von den gleichen Leistungswerten wie im Szenario B1 2025 ausgegangen. Allerdings müssen die Übertragungsnetzbetreiber den Einsatz der Erzeugungsanlagen in B2 2025 so modellieren, dass die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung erreicht werden. Die Zahlenangaben hinsichtlich der CO₂-Reduktionsziele beruhen auf einer linearen Interpolation zwischen den Minderungszielen von 40 % für das Jahr 2020 und 55 % für das Jahr 2030 bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 für die Zieljahre 2025 bzw. 2035. Damit wird sichergestellt, dass der Analyse des Transportbedarfs und des dafür nötigen Netzes diejenigen Werte zu Grunde gelegt werden, die eine Minderung der CO₂-Emissionen gewährleisten, ohne dass die Bundesnetzagentur dafür direkte Eingriffe in den bestehenden Kraftwerkspark vornehmen müsste. Die Annahmen und prognostizierten Werte zur Jahreshöchstlast und zum Nettostromverbrauch sind identisch mit denen des Szenario B1 2025.

Im Szenario B1 2035 werden die Annahmen für das Szenario B1 2025 im Wesentlichen um zehn Jahre fortgeschrieben. Der im § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG angestrebte obere Rand des Ausbaukorridors der Erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 wird erreicht und der konventionelle Zu-

baupfad mit einer zum Vorjahr um fünf Jahre verkürzten Lebensdauer des Kraftwerkspark um zehn Jahre fortgeschrieben. Das Verbrauchsniveau und die Jahreshöchstlast basieren auf den in Szenario B1 2025 getroffenen Annahmen. Die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen wird im Szenario B1 2035 voraussichtlich nicht vollständig umgesetzt.

Das Szenario B2 2035 unterscheidet sich zum „Spiegelszenario“ B1 2035 nur darin, dass die Ziele der Bundesregierung zur Treibhausgasreduktion vollständig erfüllt werden. Dies wird in 2035 wie bei den im Szenario B1 2025 getroffenen Annahmen zur installierten Leistung der erneuerbaren und konventionellen Erzeuger, zum Verbrauchsniveau und zur Jahreshöchstlast durch eine entsprechende Vorgabe zur Marktmodellierung erreicht.

Im Szenario C 2025 wird ebenfalls ein Erreichen der Ziele der Bundesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen vorgegeben. Auch der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG-Korridors. Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zum Vorjahr um zehn Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast werden im Vergleich zu den anderen Szenarien um fünf Prozent gesenkt.

In allen Szenarien des Szenariorahmens 2025 wird erstmalig eine Spitzenkappung bei Wind Onshore- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt.

Aller Voraussicht nach wird die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks in sämtlichen Szenarien die jeweilige prognostizierte Jahreshöchstlast unterschreiten.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien wird im Grundsatz als geeignet bestätigt.

3 Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

Die genehmigten Szenarien müssen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen abdecken.

3.1 Grundcharakteristik

Ein Szenario ist als wahrscheinlich zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist und somit das zu entwickelnde Stromnetz in der Zukunft den Anforderungen dieses Szenarios mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss.

Bei der Ermittlung der Szenarien ist grundsätzlich von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen, da die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2025 bzw. 2035 ebenso wenig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur dann Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und bspw. der Konsens in Politik,

Fachwelt und Gesellschaft so groß ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

Ergänzend dazu soll der Szenariorahmen 2025 nach § 12a EnWG zugleich die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen in Bezug auf die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Die vorgegebene Ausgestaltung der Szenarien wird diesen Anforderung gerecht.

Die gegenwärtige energiepolitische Situation ist geprägt von einem nach wie vor starken Wachstum der Erneuerbaren Energien, von beabsichtigten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke auf Grund nicht ausreichender Wirtschaftlichkeit, von einer Zurückhaltung bei Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke und dem Ziel der Bundesregierung, die gesteckten Klimaschutzziele, insbesondere die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40 % bis 2020 gegenüber 1990, zu erreichen.

Die Klimaschutzziele wurden jüngst durch das am 31.10.2014 veröffentlichte Grünbuch des BMWi: „Ein Strommarkt für die Energiewende“ und zuletzt durch das am 03.12.2014 vom Bundeskabinett beschlossene „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ nochmals bekräftigt. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Bundesregierung auch zukünftig den Klimaschutzzielen eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur gebietet dieses bekräftigte Bekenntnis zum Klimaschutz erstmalig Szenarien im Szenariorahmen 2025 vorzugeben, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen danach gab, eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele zumindest für eine Teilmenge der Szenarien anzunehmen. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird daher für die Hälfte der diesjährigen Szenarien, nämlich in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 angenommen.

Da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele nicht in vollem Umfang erreicht werden, sind auch Szenarien vorzugeben, in denen ein nicht vollständiges Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt wird. Die Steigerung der CO₂-Emissionen des Stromsektors in den letzten Jahren verdeutlicht, dass eine solche Entwicklung nicht ausgeschlossen werden kann. Das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele wird daher in den Szenarien A 2025, B1 2025 und B1 2035 abgebildet. Mit der grundlegenden Aufteilung der Szenarien in zwei mögliche Entwicklungspfade deckt der Szenariorahmen ein hohes Maß an Prognoseunsicherheit ab, da er sowohl das Erreichen, als auch das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele berücksichtigt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich im Szenariorahmen 2025 eng am Willen des Bundesgesetzgebers.

Die Szenarien berücksichtigen zum einen die konkreten Ausbaupfade des § 3 EEG und orientieren sich zum anderen an den prozentualen Ausbauzielen des § 1 EEG. Aufgrund der gesetzlichen Verankerung der Erneuerbaren Energien-Ausbauziele sowie der Steuerung des Zubaus durch Anpassung der Vergütungshöhe gemäß § 37 ff. EEG ist von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit der Einhaltung des Zubaupfades auszugehen. Die Einbettung der Szenarien in den gesetzlich vorgeschriebenen EEG-Rahmen wurde auch in vielen Konsultationsbeiträgen mit einem Verweis auf das Überschreiten des Ausbaukorridors im Szenario C 2024 des Netzentwicklungsplans 2024 gefordert.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung wurde in Szenario C 2025 ergänzend eine Effizienzsteigerung angenommen, die sich in einer Reduktion um 5 % im Vergleich zum Verbrauchsniveau des Jahres 2013 niederschlägt. Dass Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine größere Rolle spielen werden, geht deutlich aus der im Aktionsprogramm Klimaschutz vorgestellten Förderung für energetische Gebäudesanierung hervor.

3.2 Methodik zur Einhaltung der CO₂-Reduktion

In den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2035 wird ein Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt. Dies bezieht sich konkret auf die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung. Für die genannten Szenarien wird ein Maximalwert für den jährlichen CO₂-Ausstoß vorgegeben. Die konkreten Werte für die Zieljahre (187 Mio.t für 2025 und 134 Mio. t für 2035) werden ausgehend vom Energiekonzept der Bundesregierung ermittelt, in dem ein Reduktionspfad der Treibhausgasemissionen angenommen wird.

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen sektorübergreifenden Entwicklungspfad bei der Minderung der Treibhausgasemission um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 % bis 95 % bis 2050 vor. Es wird davon ausgegangen, dass der emissionsintensive Stromsektor die oben genannten Ziele anteilig zu erfüllen hat. Für den Stromsektor ermittelte das Umweltbundesamt für das Referenzjahr 1990 CO₂-Emissionen in Höhe von 357 Mio. t. Unter Annahme eines linearen Verlaufes der CO₂-Reduktion zwischen den einzelnen Stützjahren (minus 40 % bis 2020, minus 55 % bis 2030, minus 70% bis 2040) kann für das Jahr 2025 ein Reduktionsziel von 47,5 % und für das Jahr 2035 ein Reduktionsziel von 62,5 % hergeleitet werden. Der angestrebte maximale CO₂-Ausstoß beträgt damit für das Jahr 2025 187 Mio. t und für das Jahr 2035 134 Mio. t.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen durch die Implementierung einer Nebenbedingung in der Marktmodellierung gewährleisten, dass die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in den Szenarien B2 2025 und C 2025 nicht die Obergrenze von 187 Mio. t und in Szenario B2 2035 nicht die Obergrenze von 134 Mio. t überschreiten.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich die CO₂-Obergrenzen als Nebenbedingung in der Marktsimulation nicht auf die installierten Erzeugerleistungen im Szenariorahmen 2025 auswirken. Aus diesem Grund unterstellen die Szenarien B1 2025 und B2 2025 auch denselben konventionellen Kraftwerkspark. Die Nebenbedingung wird aber aller Voraussicht nach eine erhebliche Wirkung auf den Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks haben. In Szenario B2 ist die Nutzung des konventionellen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung durch die CO₂-Obergrenze gedeckelt, während in Szenario B1 die installierte Erzeugerleistung genutzt werden kann, ohne Emissionsobergrenzen zu berücksichtigen. Der Betrieb der konventionellen Kraftwerke unterliegt somit in Szenario B2 2025 schärferen Restriktionen als in Szenario B1 2025. Der Einfluss der CO₂-Obergrenze auf die konventionellen Kraftwerke kann nach der Marktsimulation im direkten Vergleich aus den Volllaststunden des konventionellen Kraftwerksparks aus Szenario B1 2025 und B2 2025 sowie B1 2035 und B2 2035 abgelesen werden.

Der Szenariorahmen 2025 berücksichtigt damit auch die Ergebnisse des Aktionsprogramms Klimaschutz vom 03.12.2014. Das dort formulierte Ziel, bei den konventionellen Kraftwerken zwischen 2016 und 2020 zusätzliche 22 Mio. t CO₂ einzusparen, ist in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 abgebildet. Da die Emissionen des Stromsektors 2016 nach Prognose der Bundesregierung über dem gewünschten Zielpfad liegen, ist die geforderte CO₂-Einsparung von 22 Mio. t als Korrektur zur Rückkehr auf den Zielpfad zu verstehen. Im in der Genehmigung des Szenariorahmens betrachteten Jahr 2025 wird unterstellt, dass die Zusatzreduktion des CO₂-Ausstoßes die Rückkehr auf den interpolierten Zielpfad bewirkt hat.

3.3 Methodik zur Spitzenkappung

Die Annahme einer Kappung von Einspeisespitzen (im Folgenden Spitzenkappung genannt) von Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfes ist sinnvoll und geboten.

3.3.1 Rechtslage

Aktuell lässt sich aus §§ 8, 11 und 12 EEG ableiten, dass die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, ihre Netze so zu dimensionieren und auszubauen, dass die Netze jederzeit den gesamten Strom aus regenerativer Erzeugung aufnehmen und transportieren können. Auch die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber orientieren sich an dieser Verpflichtung.

3.3.2 Gründe für ein Hinausgehen über die noch gegebene Rechtslage

Seit geraumer Zeit hat sich jedoch die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur mittlerweile ein breiter öffentlicher Kon-

sens. Zahlreiche Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer und das von der Bundesnetzagentur wahrgenommene Meinungsbild in Fachöffentlichkeit und Wissenschaft teilen übereinstimmend die Auffassung, den Ausbau der Stromnetze künftig nicht mehr zwingend für „die letzte – aus Erneuerbaren Energien erzeugte – Kilowattstunde“ zu forcieren. Auch die von der Bundesnetzagentur zum Wissenschaftsdialog vom 25/26.09.2014 eingeladenen Experten äußerten zum Thema Spitzenkappung diese Meinung. Diese Auffassung wird durch die Ergebnisse der BMWi Verteilernetzstudie gestützt, in der es heißt:

„Bereits ein geringes Maß an abgeregelter Energie von Windkraft- und PV-Anlagen reicht zur signifikanten Reduktion des Netzausbaus aus.“

Im Übrigen enthält auch der Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14.12.2013 eine entsprechende Aussage:

„Spitzenlast kann bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als fünf Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden.“

Auch das jüngst veröffentlichte Grünbuch der Bundesregierung vom 31.10.2014 schließt sich dieser Meinung an:

„Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ auszubauen.“

Zentrale neue Erkenntnisse hat dabei die kürzlich veröffentlichte BMWi Verteilernetzstudie hervorgebracht. Zur Ermittlung eines volkswirtschaftlich optimalen Werts für die Spitzenkappung auf Verteilnetzebene stellte die Studie den Einsparungen durch Netzausbau u. a. die Kosten für den Aufbau einer – für die Regelung der Anlagen notwendigen – Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und die Kosten der Beschaffung von Ersatzenergie durch zusätzliche EE-Anlagen gegenüber. Im Ergebnis ermittelt die Studie einen Wert von maximal 3 % der Jahresenergie von Wind- und Photovoltaikanlagen als volkswirtschaftlich optimalen Wert für die Berücksichtigung einer Spitzenkappung in der Verteilnetzplanung. Weitere Erkenntnisse der Studie waren:

- *Eine Beschränkung der Spitzenkappung auf Windkraft- und PV-Anlagen in der Ausbauplanung ist sinnvoll. Eine Abregelung von Biomasseanlagen würde – sofern die abgeregelte Energie mit den Kosten von EE-Anlagen bewertet würde – zu erhöhten Kosten führen.*
- *Die Begrenzung der abzuregelnden Energie von Windkraft- und PV-Anlagen in der Ausbauplanung auf max. 3 % der Jahresenergie je Anlage gibt den Netzbetreibern ausreichend Spielraum, die Netze kostenoptimal auszubauen.*

- *Die durchschnittlichen, jährlich aufgrund des Netzausbaus in den Verteilnetzen anfallenden zusätzlichen Kosten bis 2032 können um bis zu 15 % gesenkt werden. Dabei kann der Bedarf an zusätzlicher Leitungslänge in den Verteilnetzen insgesamt knapp halbiert und in der Niederspannungsebene sogar um bis zu 58 % gesenkt werden.*
- *Durch die Spitzenkappung werden vor allem die zusätzlichen Netzausbaukosten in den besonders stark betroffenen Verteilnetzen im Norden und Osten reduziert. Sie trägt damit zu einer Vergleichmäßigung des Netzausbaus bei.*

Durch diese Studie liegen damit erstmals fundierte wissenschaftliche Erkenntnisse vor, die nicht nur die grundsätzlichen Auswirkungen einer Spitzenkappung in der Netzplanung feststellt, sondern auch den gesamtwirtschaftlichen Nutzen quantifiziert.

Die vorliegenden Erkenntnisse zur Spitzenkappung sind mittlerweile soweit gefestigt, dass laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14.12.2013 bzw. Grünbuch der Bundesregierung vom 31.10.2014 noch in dieser Legislaturperiode ein Vorhaben zur Gesetzesänderung auf den Weg gebracht werden soll, wodurch es Netzbetreibern ermöglicht werden soll, die Spitzenkappung in ihren Netzausbauplanungen zu berücksichtigen.

Aus diesem breiten wissenschaftlichen, politischen wie öffentlichen Konsens ergibt sich aus Sicht der Bundesnetzagentur die notwendige Rechtfertigung, die Spitzenkappung bereits bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs für den Netzentwicklungsplan 2025 zu Grunde zu legen.

Die Bundesnetzagentur hält die Forderungen einiger Konsultationsteilnehmer für unberechtigt, eine Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung bei dem derzeitigen Anteil an EE-Einspeisung noch zu ignorieren, da eine Berücksichtigung erst zu einem Zeitpunkt angemessen sei, zu dem der Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit die Energiewende als nahezu abgeschlossen anzusehen ist. Die Bundesnetzagentur kam bei dem von ihr veranstalteten Wissenschaftsdialog am 25./26.09.2014 zu dem Ergebnis, dass bereits im heutigen Planungsprozess des Netzausbaus die Spitzenkappung berücksichtigt werden soll, da es bereits jetzt gilt, etwaige Fehlentwicklungen oder Überdimensionierungen bei der Netzausbauplanung durch unbeschränkte Einspeisung jeder erzeugten Kilowattstunde zu vermeiden. Insoweit dient eine Berücksichtigung der Spitzenkappung bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt dazu, die Robustheit der Planung gegenüber den denkbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen sicherzustellen. Als robust im Sinne der Netzentwicklungsplanung wird eine Maßnahme bezeichnet, die unempfindlich gegenüber Veränderungen der Planungsgrundlage ist, z. B. aufgrund von Prognoseänderungen oder des technischen Fortschritts. Eine fehlende Berücksichtigung der Spitzenkappung würde letztlich die Gefahr begründen, bereits heute ein überdimensioniertes Netz zu planen und möglicherweise sogar zu verwirklichen.

Aufgrund der weitgehenden Übereinstimmung in (Fach-)Öffentlichkeit, Wissenschaft und Politik ist davon auszugehen, dass die Spitzenkappung zukünftig ein integraler Bestandteil sämtlicher

Netzplanungen sein wird. Eine Anwendung nur auf einen Teil der Szenarien würde diesem Umstand nicht gerecht. Als Instrument zur Netzplanung ist eine inhaltliche Kopplung an einzelne, verschiedene energiewirtschaftliche Entwicklungen beschreibende Szenarien nicht zu begründen. Die Spitzenkappung ist daher auf alle Szenarien anzuwenden.

Die Spitzenkappung ist nur auf Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen anzuwenden. Aufgrund der stark wetterabhängigen Einspeisecharakteristik wird die maximal mögliche Einspeisung dieser Erzeuger nur in wenigen Stunden eines Jahres erreicht. Eine Kappung der Einspeiseleistung in diesen Stunden würde die für die Ausbauplanung relevante Spitzenleistung signifikant reduzieren, die produzierte Jahresenergiemenge jedoch nur geringfügig absenken. Bei Biomasseanlagen oder anderen wetterunabhängigen Erzeugern ist das Einspeiseprofil wesentlich flacher. Hier müsste, um einen für die Netzausbauplanung gleichen Effekt zu erreichen, eine wesentlich größere Energiemenge abgeregelt werden. Dies liefe jedoch dem Ziel der Steigerung des EE-Anteils an der Bruttostromerzeugung zu wider.

Spitzenkappung ist sowohl auf Bestands- als auch auf Neuanlagen anzuwenden. Die netzausbaumindernde Wirkung der Spitzenkappung gilt gleichermaßen für Neu- und Bestandsanlagen. Nur so kann der Netzausbau senkende Effekt in vollem Umfang genutzt werden. Schon heute werden in einigen Verteilnetzen Windenergieanlagen aufgrund von Netzüberlastungen abgeregelt. Ein Grund für eine Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen ist der Bundesnetzagentur nicht ersichtlich.

3.3.3 Spitzenkappung in den bisherigen Untersuchungen zum NEP 2023 und 2024

Die Auswirkungen einer Kappung der Einspeisespitzen auf den Netzausbau wurden von den Übertragungsnetzbetreibern bereits in zwei Untersuchungen thematisiert. In der Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2023 wurde den Übertragungsnetzbetreibern aufgetragen, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Kappung der Erzeugungsspitzen bei Onshore Windenergieanlagen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Sensitivität sah eine pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung Wind Onshore auf 80 % aller je Bundesland installierten Wind Onshore Leistung in Szenario B 2023 vor. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben eine Mindernutzung des aus Onshore Windkraftanlagen produzierten Stroms von 1.100 GWh. Dies brachte einen verringerten Transportbedarf mit sich, welcher maßnahmenscharf zu einem Wegfall von neun Maßnahmen führte. Hierbei war allerdings zu beachten, dass es sich bei der Sensitivitätsbetrachtung um einen stark verallgemeinerten, „pauschalen“ Ansatz handelte. Die Ergebnisse haben gleichwohl gezeigt, dass die Auswirkungen einer Kappung der eingespeisten Leistung aus Windenergie auf den Netzausbaubedarf grundsätzlich untersuchungswürdig und zu vertiefen waren.

In der Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2024 wurde den Übertragungsnetzbetreibern eine weitere Sensitivitätsbetrachtung zum Thema Spitzenkappung auferlegt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten ein Konzept für eine sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierende Spitzenkappung von Onshore Windenergieanlagen entwickeln, um gezielt das Übertragungsnetz zu entlasten. Die Spitzenkappung der hauptsächlich in den Verteilnetzen angeschlossenen Windenergieanlagen sollte somit gezielt zur Reduzierung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz genutzt werden. Hierdurch sollte der im Vorjahr verwendete Ansatz einer pauschalen Kappung weiterentwickelt werden. Insgesamt sollten bis zu 2,5 % der Jahresenergiemenge aller ab 2015 neu installierten Onshore Windenergieanlagen abgeregelt werden dürfen. Diese Untersuchung führte zu einer Reduktion der Einspeisung aus Onshore Windenergieanlagen in 1.050 Stunden des Jahres. Hierbei wurden insgesamt 287 GWh an verfügbarer Energie nicht genutzt, was ca. 1,15 % der Jahresarbeit aller ab 2015 neu errichteten Anlagen entsprach. In der Spitze wurden 2,2 GW von insgesamt 13 GW der ab 2015 neu installierten Onshore Leistung abgeregelt. Durch die Berücksichtigung der Spitzenkappung hielten die ÜNB – bereinigt um eine bereits durchgeführte Absenkung der installierten Offshore-Leistung auf 8,4 GW – 11 Streckenmaßnahmen des Szenarios A 2024 nicht mehr für erforderlich.

Die maximal zu reduzierende Jahresenergiemenge von 2,5 % je Anlage beruhte mangels Existenz fundierter wissenschaftlicher Analysen auf der pauschalen Annahme, die im Koalitionsvertrag ausgewiesene, der Kappung zugängliche Jahresarbeitsmenge von 5 % jeweils hälftig dem Verteilnetz und dem Übertragungsnetz zuzuweisen. Bis heute gibt es laut Kenntnis der Bundesnetzagentur keine Studie, die eine gesamtwirtschaftlich optimale Kappungsmenge für das Übertragungsnetz berechnet hat. Daher empfiehlt die Bundesnetzagentur die Spitzenkappung gemäß Kapitel II B 3.3.4 anzuwenden.

3.3.4 Vorgabe für eine Spitzenkappung im NEP 2025

Angesichts der Tatsache, dass 98 % der Onshore Windkraftanlagen und 100 % der Photovoltaikanlagen an die Verteilnetze angeschlossen sind und der weitere Zubau an Anlagen voraussichtlich ebenfalls dort stattfinden wird, geht die Bundesnetzagentur gegenwärtig davon aus, dass die Spitzenkappung vor allem den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen reduzieren wird. Die Spitzenkappung wirkt sich demnach unmittelbar und voraussichtlich auch am effektivsten auf der Ebene der Verteilnetze aus und mittelbar auf der Ebene der Übertragungsnetze.

Es ist davon auszugehen, dass Verteilnetzbetreiber dieses Werkzeug zukünftig nutzen werden, um das Netz aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll auszubauen. Für die Übertragungsnetzbetreiber bedeutet dies, dass sie eine reduzierte Einspeisung von EE-Anlagen aus den Verteilnetzen erwarten können, die aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze zum Abtransport „gedrückt“ wird. Die Verteilernetzstudie des BMWi weist eine Energiemenge von 3 % der Jahresarbeit als maximal zu kappende Einspeisung aus. Ein pauschaler Wert von 3 % nicht eingespeis-

ter Energie ist aber nicht in jedem Fall als die optimale zu kappende Energiemenge an jedem einzelnen Netzknoten zu sehen. Nicht in allen Netzen des Verteilnetzes besteht Ausbaubedarf. Auch wird nicht in allen Netzen eine Berücksichtigung von bis zu 3 % abregelbarer Energie den Netzausbau verhindern, da in vielen Netzen das Kontingent von 3 % je Anlage nicht ausreichend sein wird, ein größerer Prozentwert aber nicht volkswirtschaftlich ist.

Für eine realistische Modellierung empfiehlt es sich somit, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst modellhafte Annahmen zur Spitzenkappung treffen, die die geänderte Einspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz antizipieren. Anzustreben ist dabei, das über alle Verteilnetze gebildete Optimum von maximal 3 % netzknotenscharf, d. h. entsprechend dem unterschiedlichen Nutzen der Spitzenkappung in den unterlagerten Verteilnetzen, anzupassen.

Zudem soll auch bei Windenergieanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie berücksichtigt werden. Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, wirken unmittelbarer auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz als die in den Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen. Sie haben damit punktuell möglicherweise sogar einen größeren Einfluss als im unterlagerten Verteilnetz angeschlossene Anlagen. Daher sind auch die ans Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen trotz ihres geringen Anteils zu berücksichtigen.

3.4 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung

3.4.1 Regenerative Erzeugung

Das vorliegende Kapitel erläutert die Bestimmungsmethodik der installierten regenerativen Erzeugung, die für alle nachfolgenden Szenarien gilt.

Die Grundlage der gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 modifizierten Annahmen stellt die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in 2014 dar, in dem erstmals konkrete Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien festgelegt wurden. Hierdurch verfolgt der Gesetzgeber ausdrücklich das Ziel, den Ausbau der Erneuerbaren Energien besser steuern zu können und planbarer werden zu lassen.

Die Ausbauziele beziffern sich gemäß § 1 EEG wie folgt:

„(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffi-

zient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Hierzu soll dieser Anteil betragen:

1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und

2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035.

(3) [...]“

Zudem wurden in § 3 EEG für die maßgeblichen Erneuerbaren Energien konkrete jährliche Ausbaupfade definiert:

„Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 sollen erreicht werden durch

1. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land um 2 500 Megawatt pro Jahr (netto),

2. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und 15 000 Megawatt im Jahr 2030,

3. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie um 2 500 Megawatt pro Jahr (brutto) und

4. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse um bis zu 100 Megawatt pro Jahr (brutto).“

Die Vorgaben des Gesetzgebers hinsichtlich des angenommenen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch i. H. v. 40 % bis 45 % hat letztlich zur Folge, dass sich im Endeffekt die Bandbreite der zu prognostizierenden installierten Leistung Erneuerbarer Energien im Zieljahr 2025 gegenüber den im letzten Jahr getätigten Annahmen verengt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kommt demnach nur noch ein angemessener Prognosekorridor in Frage, der einen Ausbau der installierten Leistung Erneuerbarer Energie vorsieht, der in 2025 zwischen 40 % EE-Anteil und 45 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegen wird. In 2035 ergibt sich ein EE-Anteil der leicht über 60 % des Bruttostromverbrauchs liegt.

Diese Annahme ist grundsätzlich gerechtfertigt, da künftige eine Steuerung der Zubaupfade Windenergie an Land und Biomasse auch über den Mechanismus des sog. „atmenden Deckels“ erfolgt, der bereits vor der EEG-Novellierung bei der Photovoltaik angewandt wurde. Dieses Instrument ermöglicht über die automatische Anpassung der Fördersätze eine Zubausteuering. Demnach werden die Fördersätze bei Unterschreitung des Ausbaukorridors angehoben und bei Überschreitung des Ausbaukorridors abgesenkt. Bei der Windenergie auf See gibt es einen festen Mengendeckel, bei den Energieträgern Geothermie und Wasserkraft sollen aufgrund der Marktentwicklung gegenwärtig keine Maßnahmen zur Mengensteuerung ergriffen werden.

3.4.2 Konventionelle Erzeugung

Das vorliegende Kapitel erläutert die Bestimmungsmethodik der installierten konventionellen Erzeugung, die für alle nachfolgenden Szenarien gilt.

Die installierte Kraftwerksleistung basiert auf der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 29.10.2014), sowie geplanten Kraftwerksprojekten, über deren Planung ein Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise auf Grund eines Netzanschlussbegehrens nach KraftNAV, Kenntnis hat oder für deren Zugang zu Gaskapazitäten Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV bei einem Fernleitungsnetzbetreiber gestellt wurden bzw. interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers vorliegen. Es wird zwischen den Kategorien „in Betrieb“, „in Bau“, „in Planung“ und „vorläufig“ bzw. „endgültig stillgelegt“ unterschieden. Die Annahme einzelner Kraftwerke in den verschiedenen Szenarien erfolgt bei „in Betrieb“ befindlichen Kraftwerken auf Basis der wirtschaftlich-technischen Lebensdauer und bei in Planung befindlichen Kraftwerken auf Basis unterschiedlicher Kriterien (siehe Kapitel II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2). „In Bau“ befindliche Kraftwerke werden in allen Szenarien angenommen.

3.4.2.1 Lebensdauer der Kraftwerke im Allgemeinen

Mit der Annahme einer zwischen den Szenarien unterschiedlichen technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der Kraftwerke weicht die Methodik zur Modellierung des Kraftwerksrückbaus von der Vorgehensweise in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 ab. Allerdings werden weiterhin energieträgerspezifisch pauschale technisch-wirtschaftliche Lebensdauern unterstellt. Die Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken ist nicht trivial. Nicht in jedem Fall werden Kraftwerke nach Ende der ursprünglich geplanten technischen Lebensdauer stillgelegt. Die Lebensdauer der Kraftwerke kann auf der einen Seite durch Retrofit verlängert werden. Auf der anderen Seite können erschwerte wirtschaftliche Bedingungen zur frühzeitigen Stilllegung von Kraftwerken führen. Die exakten Auswirkungen der sich ändernden Marktgegebenheiten auf die wirtschaftliche Situation einzelner Kraftwerke lassen sich nicht ausreichend abschätzen. Eine Variation der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer in den verschiedenen Szenarien bildet die Unsicherheit über die Auswirkungen zukünftiger Marktgegebenheiten auf die konventionellen Kraftwerke näherungsweise ab. Zudem variieren die technisch-wirtschaftlichen Lebensdauern zwischen den Energieträgern. Die Investitionskosten eines Kohlekraftwerks sind z. B. im Vergleich zu den Investitionskosten eines Gaskraftwerks verhältnismäßig hoch. Retrofitmaßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer eines Kohlekraftwerks rechnen sich daher eher als bei Gaskraftwerken.

Die Bundesnetzagentur ist durch die Annahme einer pauschalen energieträgerspezifischen technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer bei der Bestimmung des Kraftwerksrückbaus der Forde-

Die Forderung zahlreicher Konsultationsteilnehmer nach einem hohen Maß an Transparenz nachgekommen. Darüber hinaus setzt die Bundesnetzagentur die Forderung zahlreicher Konsultationsteilnehmer um, keine gezielte Herausnahme unwirtschaftlicher Kraftwerke vorzunehmen (insbesondere flexibler Gaskraftwerke), wie sie seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario C im Entwurf des Szenariorahmens 2025 vorgeschlagen wurde. Eine individualisierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Kraftwerksblöcke erscheint der Bundesnetzagentur als nicht sachgerecht. Der tatsächliche zukünftige Kraftwerksbetrieb ist von zahlreichen Faktoren, wie z. B. strategischen Unternehmensentscheidungen abhängig. Derartige Faktoren können in der eher abstrakten Marktsimulation nicht ausreichend abgebildet werden, sodass aus den Marktsimulationen heraus keine belastbaren kraftwerksscharfen Stilllegungsentscheidungen abgeleitet werden können. Zur Vermeidung einer vermeintlichen Scheingenauigkeit erachtet die Bundesnetzagentur den gewählten pauschalen Ansatz zur Bestimmung des Kraftwerksrückbaus als sachgerechter.

3.4.2.2 Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken

Im Entwurf des Szenariorahmens schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine Kopplung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken an die zugehörigen Tagebaue vor (vgl. Entwurf des Szenariorahmens 2015 der Übertragungsnetzbetreiber, S. 22). Nach Ansicht der Bundesnetzagentur kann allein aus der genehmigten Betriebsdauer eines Tagebaus nicht auf die Restlaufzeit eines Braunkohlekraftwerks geschlossen werden. So weist nicht jeder Tagebau zwingend eine Betriebsgenehmigung für den gesamten Tagebau auf, sondern auch Teilgenehmigungen sind durchaus üblich. In diesem Fall ist eine eindeutige Zuordnung eines Braunkohlekraftwerks zu einem Tagebau nicht möglich. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen. Zwar befinden sich Braunkohlekraftwerke aufgrund verhältnismäßig geringer Grenzkosten in der Merit-Order innerhalb der konventionellen Kraftwerke (ausgenommen der Kernkraftwerke) „links“ und weisen somit derzeit hohe Volllaststunden auf. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist allerdings vielmehr der Deckungsbeitrag eines Kraftwerks, d. h. die Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis, von Bedeutung. Aufgrund zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist der Marktpreis und somit der Deckungsbeitrag in den letzten Jahren gesunken. Gerade Braunkohlekraftwerke müssen verhältnismäßig hohe Deckungsbeiträge erzielen, um die hohen Fixkosten zu kompensieren. Dies erscheint im gegenwärtigen Marktdesign und insbesondere bei fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend erschwert. Darüber hinaus deuten gegenwärtige politische Entwicklungen daraufhin, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in der Zukunft nicht verbessern wird. Mit dem Festhalten an den Klimazielen hat die Bundesregierung ein klares Zeichen zur Absenkung der Einspeisung aus CO₂-intensiven Technologien gegeben. So sieht das Klimapaket der Bundesregierung vom 3.12.2014 eine zusätzliche Absenkung der CO₂-Emissionen von 22 Mio. t CO₂ bis 2020 vor. Angesichts des verhältnismä-

ßig großen Beitrags der Braunkohlekraftwerke am CO₂-Ausstoß des gesamten Kraftwerksparks ist zu erwarten, dass Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO₂-Einsparung leisten werden. Die genannten Gründe sprechen gegen eine Verlängerung der Lebensdauern von Braunkohlekraftwerken gegenüber den letzten Jahren. Vielmehr erscheint ein Festhalten an den bisherigen Annahmen bzw. sogar eine Verkürzung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken zumindest in einzelnen Szenarien geboten. Mit der Aufhebung der Kopplung der Genehmigungen der Tagebau an die Lebensdauer der dazugehörigen Braunkohlekraftwerke kommt die Bundesnetzagentur einigen Konsultationsbeiträgen nach, die eine derartige Kopplung ablehnen.

3.4.2.3 Kraftwerke in Planung

Die Annahme einzelner in Planung befindlicher Kraftwerke basiert auf konkreten Kraftwerksmeldungen und erfolgt auf Basis unterschiedlicher Kriterien, die in den Kapiteln II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2 ausführlich erläutert werden.

Der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, die Lebensdauer in Planung befindlicher Kraftwerke aufgrund hoher Wirkungsgrade moderner Anlagen nicht zu verkürzen, ist die Bundesnetzagentur hingegen nicht nachgekommen, da die Forderung keine Auswirkungen auf die installierten Leistungswerte in den Szenarien hat. Die Verkürzung der Lebensdauer in Planung befindlicher Kraftwerke hat de facto keine Auswirkungen auf die Leistungswerte in den Szenarien, da die Langfristszenarien im Szenariorahmen lediglich die nächsten 20 Jahre fortschreiben und in Planung befindliche Kraftwerke somit von der Verkürzung der Lebensdauer ohnehin unberührt bleiben.

3.4.2.4 Stilllegung von Kraftwerken

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 werden Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer nur dann mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind (siehe Kapitel II B 3.4.4).

Einige Konsultationsteilnehmer fordern gezielt die Stilllegung flexibler Gaskraftwerke solange zu unterbinden, bis die unflexibleren Atom- und Braunkohlekraftwerke vom Netz gingen. Die Bundesnetzagentur hat gegenwärtig jedoch keine Handhabe zur gezielten energieträgerspezifischen Vermeidung der Stilllegung von Kraftwerken. Einziges vorübergehendes Instrument zur Vermeidung der Stilllegung von Kraftwerken sind die Bestimmungen des § 13a EnWG. Allerdings dienen diese dem Zweck, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten. Bei der beschriebenen Forderung der Konsultationsteilnehmer ist allerdings nicht zu erkennen, dass die Stilllegung der Kraftwerke vermieden werden soll, um die Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu verhindern. Aus diesem Grund kann die Bundesnetzagentur der Forderung nicht nachkommen.

Die Bundesnetzagentur ist zudem aktuellen Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken nach § 13a EnWG nachgegangen. Werden die zur Stilllegung beantragten Kraftwerke sowohl seitens der Übertragungsnetzbetreiber als auch seitens der Bundesnetzagentur als nicht systemrelevant eingestuft, ist eine endgültige Stilllegung zulässig. Die Bundesnetzagentur ist darüber hinaus den Anzeigen auf Konservierung nachgegangen. Bei der Konservierung handelt es sich um vorläufige Stilllegungen, bei denen die Kraftwerke bei Bedarf wieder für die Stromproduktion betriebsbereit gemacht werden können. Daher finden Kraftwerke mit Anzeigen auf Konservierung grundsätzlich Eingang in die Szenarien.

Der Forderung nach der gezielten Annahme eines erhöhten Anteils flexibler Kraftwerksleistung in Gebieten mit wegfallender Kernkraftwerksleistung (z. B. Bayern), kommt die Bundesnetzagentur nicht nach. Nach gegenwärtiger Rechtslage obliegt die Standortwahl von Kraftwerken alleine dem Kraftwerksbetreiber und fällt nicht in den Aufgabenbereich staatlicher Organe. Die Bundesnetzagentur hat demnach keine Handhabe, ohne weiteres Planungen von Kraftwerken anzunehmen, sondern ist auf Meldungen der Kraftwerksbetreiber angewiesen. Diese erhält die Bundesnetzagentur im Rahmen des regelmäßigen Monitorings bzw. durch die Anfragen der Kraftwerksprojektierer bei den Übertragungsnetzbetreibern und/oder Fernleitungsnetzbetreibern. Auf Basis der Meldungen wird nach der gegenwärtigen Methodik der Kraftwerkszubau blockscharf beschrieben. Somit ist die angewandte Methodik mit dem gegenwärtigen Rechtsrahmen vereinbar und bildet gleichzeitig die wahrscheinliche Entwicklung des Kraftwerkszubaues ab.

3.4.2.5 Produktionskosten

Die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten sind wichtige Informationen, die für eine transparent, nachvollziehbar und gut begründete Marktmodellierung unerlässlich sind. Die auf Basis des Szenariorahmens erfolgende Marktmodellierung ist ihrerseits Basis des Transportbedarfs, den das Netz bewältigen können muss und auf den hin es geplant wird.

Die Annahmen zu den Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten beruhen auf Angaben der IEA. Für die Marktmodellierung sind, teilweise abweichend vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, folgende Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatskosten zu verwenden (Die Preise in Tabelle 2 basieren auf einem Euro-Dollar-Kurs von 1,2848 USD).

	2025		2035	
	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung
Ölpreis real	116 \$/bbl	116 \$/bbl	128 \$/bbl	128 \$/bbl
CO ₂ -Zertifikatspreise	21 €/t	21 €/t	31 €/t	31 €/t
Rohöl	668 €/t	668 €/t	737 €/t	737 €/t
Erdgas	2,74 Cent/kWh	3,19 Cent/kWh	2,90 Cent/kWh	3,37 Cent/kWh
Steinkohle	86,20 €/t SKE	83,50 €/t SKE	86,99 €/t SKE	84,27 €/t SKE
Braunkohle	1,5 €/MWh _{th}	1,5 €/MWh _{th}	1,5 €/MWh _{th}	1,5 €/MWh _{th}

Tabelle 2: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

3.4.3 Speicher

Nach dem Willen mehrerer Konsultationsteilnehmer soll dem steigenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem, hervorgerufen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, durch den Einsatz von Stromspeichern entgegengetreten werden. Im Szenariorahmen 2025 werden in diesem Zusammenhang Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb sowie in Bau und in Planung unterstellt (siehe Kapitel II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2).

Probleme der Energiespeicherung sind nicht fehlende Technologien oder verfügbarer Platz, sondern die Wirtschaftlichkeit. Im Stromhandel benötigen Speicher für den wirtschaftlichen Betrieb insbesondere ausreichend hohe Preis-Spreads, z. B. zwischen Nachtstrom und Spitzenpreis am Tag. Allerdings zeigen gegenwärtige Entwicklungen, dass insbesondere die stark zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in den Mittagsstunden zu einem Absinken der Preisspitzen am Tag führt. Dies verringert die für die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht relevanten Preis-Spreads und erschwert somit die Wirtschaftlichkeit.

Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist eine Marktreife von Stromspeichern, die die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der Netzentwicklungsplanung begründet, auch in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich. Diese Einschätzung war zentrales Ergebnis der im Jahr 2012 von der Bundesnetzagentur durchgeführten Veranstaltung „Technik-Dialog“ mit dem Schwerpunkt „Speichertechnologien“. Demnach hätten zwar innovative Speichertechnologien grundsätzlich ein Potenzial, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren. Viele Speichertechnologien seien jedoch im gegenwärtigen Marktdesign in den nächsten zehn Jahren noch nicht marktfähig. Nach dem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur hat diese Einschätzung noch heute Gültigkeit. Zumal in den letzten zwei Jahren kein signifikanter Technologiesprung festzustellen ist. Zudem ist zu beachten, dass Speicher in einem System mit ca. 45 % Erneuerbaren Energien u. a. aus den oben genannten Gründen der Beeinflussung der Marktpreise hauptsächlich unflexiblen Kraftwerken dienen und weniger den Erneuerbaren Energien. Daher erscheint die Notwendigkeit, Speicher umfangreich ins System zu integrieren, eher langfristig geboten.

Aus den genannten Gründen geht die Bundesnetzagentur in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren abgesehen von den angenommenen Pumpspeicherkraftwerken nicht von einer relevanten Entwicklung im Bereich der Stromspeicher aus.

3.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung beschreibt die Nutzung der Wärme, die prozessbedingt bei der Stromproduktion anfällt. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme und der damit gesteigerten Ausnutzung des eingesetzten Energieträgers kann die KWK-Technologie, besonders in Verbindung mit der CO₂-armen Erdgastechnologie, einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten, weil sie helfen kann, die CO₂-Ziele im parallelen Wärmesektor zu erreichen. Daher findet die Technologie entsprechend Eingang in die Szenarien des Szenariorahmens, obwohl sie für die Erreichung der proportional abgeleiteten CO₂-Minderungsziele im Stromsektor eher hinderlich ist.

Darüber hinaus wird KWK-Technologie auf Grund entsprechender Förderung auch als zusätzliche Stromauskopplung aus einem primär benötigten Wärmeerzeugungsprozess betrieben. In diesem Falle sind die Effizienzsteigerung des Gesamtprozesses und damit der Beitrag zur Erreichung der Klimaziele äußerst zweifelhaft.

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (vgl. Anlage A-1) wurde im Vergleich zur Kraftwerksliste des genehmigten Szenariorahmens 2024 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring aktualisiert und erweitert. In der angehängten Kraftwerksliste sind blockscharfe Angaben zur grundsätzlichen Fähigkeit der Kraft-Wärme-Auskopplung der Kraftwerke enthalten. Auch KWK-Anlagen mit geringer Leistung (< 10 MW) finden, wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024, Berücksichtigung und sind in der Kraftwerksliste summarisch enthalten.

Insgesamt sind entsprechend der angehängten Kraftwerksliste im Jahr 2013 in Deutschland 52,6 GW KWK-fähige Kraftwerke installiert. Davon handelt es sich bei 49,2 GW um KWK-fähige Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung größer als 10 MW. Damit sind rund 64 % aller im Jahr 2013 installierten Kraftwerksblöcke größer 10 MW grundsätzlich KWK-fähig. Zudem sind 3,5 GW KWK-fähiger Kleinkraftwerke mit einer Leistung kleiner 10 MW installiert.

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 werden KWK-fähige Gaskraftwerke in allen Szenarien nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer mit gleicher Leistung an denselben Standorten ersetzt. Dies lässt sich damit begründen, dass solche Kraftwerke gleichzeitig Nutzwärme erzeugen. Folglich ist davon auszugehen, dass die Deckung des Wärmebedarfs auch nach Ablauf der technischen-wirtschaftlichen Lebensdauer einzelner Kraftwerke gewährleistet sein muss und der Kraftwerksstandort somit zukünftig als wirtschaftlich attraktiv eingeschätzt werden kann.

Darüber hinaus wird, wie in den Genehmigungen der Szenariorahmen der letzten Jahre, in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen Kleinkraftwerken mit einer installierten Leistung geringer als 10 MW unterstellt. Gegenüber dem Szenariorahmen-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 (Gesamtleistung von 500 MW in den nächsten zehn Jahren und 1300 MW in den nächsten 20 Jahren) wird in der diesjährigen Genehmigung des Szenariorahmens 2025 ein deutlich erhöhter Zubau angenommen, der den in den letzten Jahren höheren Zubau sowie die Potentiale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke besser abbildet. So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausführungskontrolle (BAFA) in dem Zeitraum 2010 bis 2013 pro Jahr im Mittel knapp 300 MW KWK-Anlagen im Leistungssegment bis 10 MW errichtet. Angesichts dieser Zubauraten wird zukünftig folgender Zubau für KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer Leistung geringer als 10 MW unterstellt: In den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 wird die Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von 3000 MW bis zum Jahr 2025 angenommen. In den Szenarien B1 2035 und B2 2035 wird eine Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von 5000 MW angenommen.

Aufgrund des hohen Anteils bereits gegenwärtig installierter KWK-fähiger Kraftwerke sowie der oben erläuterten Annahmen zur Aufnahme von in Planung befindlicher KWK-fähiger Kraftwerke in die Szenarien kommt der KWK-Erzeugung in den Szenarien eine große Bedeutung zu. In Abbildung 1 sind die installierten Leistungen KWK-fähiger Kraftwerke je Energieträger in den einzelnen Szenarien abgebildet.

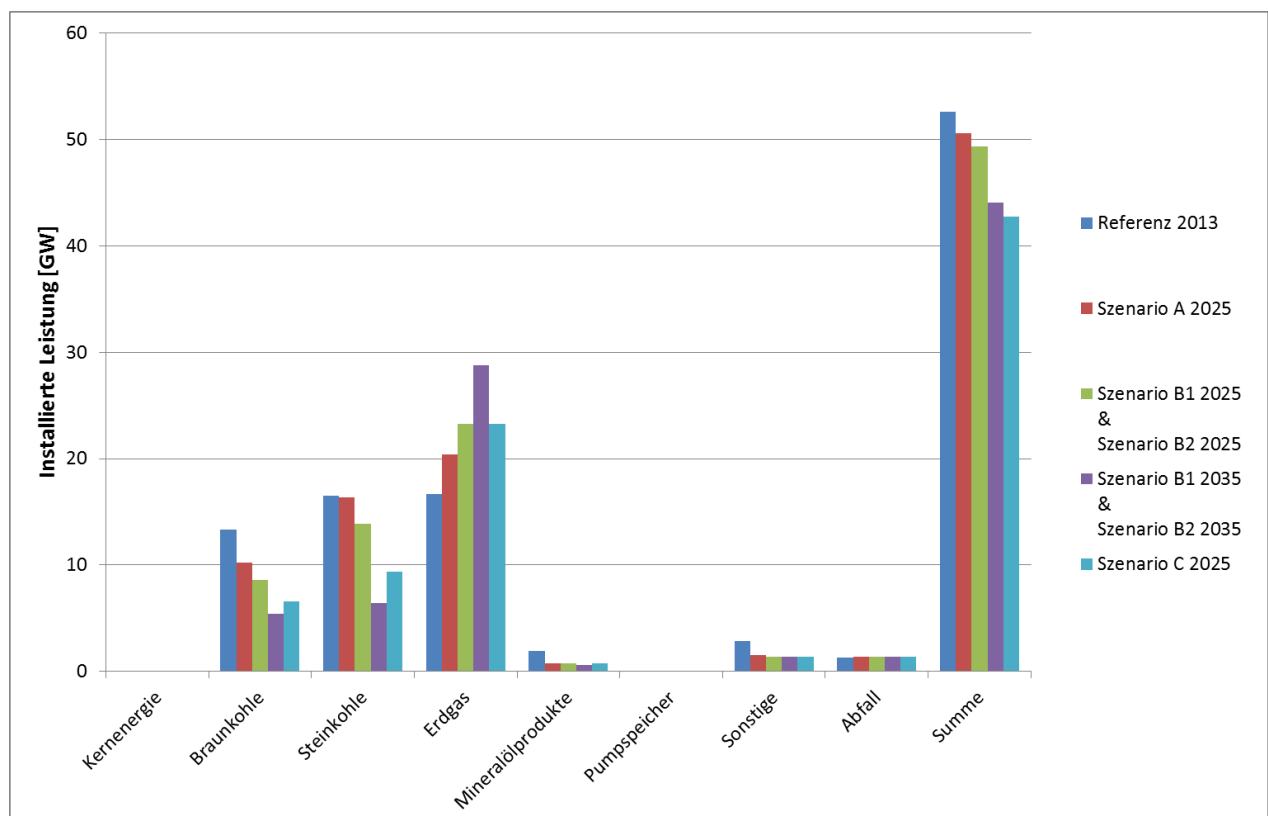


Abbildung 1: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern

Insgesamt sind im Szenario A 2025 50,6 GW KWK-fähige Kraftwerke angenommen. In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 beträgt die installierte Leistung 49,4 GW. In den Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 werden 44,1 GW KWK-fähige Kraftwerke unterstellt. Szenario C 2025 weist eine installierte Leistung von 42,8 GW der KWK-fähigen Kraftwerke auf.

Die angenommene KWK-Leistung verteilt sich in den Szenarien unterschiedlich auf die Leistungsklassen der Kraftwerke. Abbildung 2 veranschaulicht die Beiträge der verschiedenen Leistungsklassen zur KWK-Erzeugung in den einzelnen Szenarien.

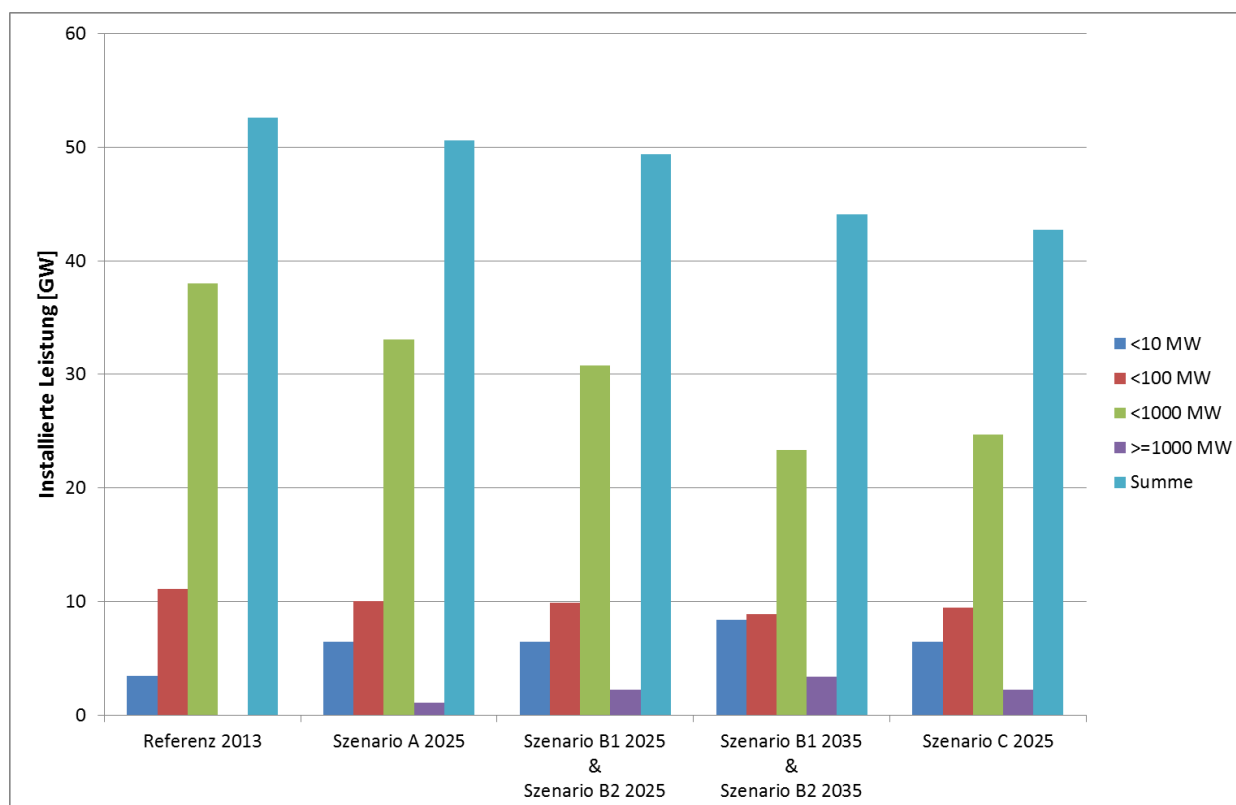


Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen

Den größten Anteil der KWK-fähigen Kraftwerke machen Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 100 MW und 1000 MW aus. Kleinkraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW werden in Szenario A 2025 mit 6,5 GW Leistung angenommen. In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 beträgt die installierte Leistung dafür 6,4 GW. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 umfassen 8,4 GW installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke kleiner als 10 MW. Im Szenario C 2025 werden 6,4 GW KWK-fähiger Kraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW angenommen.

3.4.5 Verbrauchsnahe Erzeugung

Um den Netzausbau zu reduzieren, schlagen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, den Strom dezentral aus regenerativen Energien zu erzeugen. Gleichzeitig argumentieren sie, dass der aktuell angenommene Netzausbau eine dezentrale Erzeugung erschwere.

In der Sache ist dies nichts anderes als die Forderung gezielt in die Regionalisierung der Erneuerbaren Erzeugung einzugreifen. Denn dezentral ist jegliche Form der erneuerbaren Erzeugung, da sie aus vielen in der Regel kleinen Einheiten besteht, die nahezu alle dezentral an den Verteilnetzen angeschlossen werden. Gemeint ist also nicht die Dezentralität, sondern die lastnahe dezentrale Erzeugung. Diese steht aber zum einen in einem natürlichen und damit auch ökonomischen Konflikt zur Ertragskraft der Standorte. Zum anderen ist es sehr zweifelhaft, ob eine Beschränkung auf verbrauchsnahe oder auch nur stärkere Anreizung verbrauchsnäherer erneuerbarer Erzeugung mit den Zielen einer sicheren, zuverlässigen und preiswerten Versorgung vereinbar wäre.

Vor dem Hintergrund der hohen Volatilität der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik sowie bislang fehlender Speichertechnologien, die geeignet sind, erzeugte Strommengen am selben Standort zwischen zu speichern, ist die Versorgungssicherheit in den einzelnen Regionen selbst bei einer verbrauchsnahe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ohne Netzausbau nicht vollständig gewährleistet.

Dem widerspricht auch nicht die Studie „Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany“ von ECOFYS, die lediglich eine Regionalisierung des Ausbaus von EE-Anlagen, vor dem Hintergrund eines verzögerte Netzausbaus bzw. keines Netzausbaus, untersuchte. Die Ergebnisse der Studie „Kostens optimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ von den Gutachtern consentec sowie Fraunhofer IWES lassen im Ergebnis auch keine anderen Schlussfolgerungen zu. Zentraler Untersuchungsgegenstand der Studie ist die Frage, an welchen Standorten in Zukunft Erneuerbare Energien ausgebaut werden sollten, um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu minimieren. Betrachtet wird in diesem Zusammenhang ein Szenario „verbrauchsnah Erzeugung“, in dem die Erneuerbaren Energien tendenziell eher an den Verbrauchsstandorten liegen, sowie ein Szenario „beste Standorte“, bei dem die Erneuerbaren Energien eher an den ertragreichen Standorten liegen.

Es lassen sich für den vorliegenden Sachverhalt zwei zentrale Aussagen ableiten:

- Eine verbrauchsnahe Erzeugung hat erst einen nennenswerten Effekt auf den Netzausbaubedarf, wenn auch konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe verortet wären oder auf Netzstabilität sichernde Maßnahmen verzichtet würde.
- Eine verbrauchsnahe Erzeugung erfordert eine gezielte politische Steuerung der Standortentscheidung. Dies steht einem auf Marktsignalen basierten Ansatz entgegen. Eine derartige Steuerung des Kraftwerkszubaues ist nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur.

Bedeutsam ist die Erkenntnis, dass verbrauchsnahe Erzeugung einhergeht mit enormem Flächenverbrauch und zwar in den meisten Fällen in unmittelbarer Nähe zu städtischen Gebieten, da hier die Verbrauchszentren verortet sind. Hier ist erst einmal zu bewerten, ob eine derartige Inanspruchnahme großer Flächen für den Ausbau Erneuerbarer Energien oder auch konventio-

neller Kraftwerke als vermeintlicher Ersatz zum Bau einzelner Leitungen in Frage kommt. In einem zweiten Schritt müsste zudem die Frage nach der politischen Steuerung des Zubaus der Erzeugungseinheiten geklärt werden.

Im Ergebnis kann dies alles dahinstehen, denn die Frage ist durch den Gesetzgeber des EEG entschieden worden. Diesem war die politische Diskussion um eine verbrauchsnahe dezentrale Erzeugung wohl bekannt. Sie hat die Debatten rund um das neue EEG maßgeblich mit geprägt. Der Gesetzgeber hat sich diesen Ansatz nicht zu Eigen gemacht. Er hat auf jegliche Förderung verbrauchsnahe erneuerbarer Erzeugung verzichtet. Allokationssignale zur Ansiedlung erneuerbarer Erzeugung an bestimmten Orten finden sich im neuen EEG nicht. Dies hat die Bundesnetzagentur zu respektieren. Eigene Erwägungen, wo die Neuerrichtung von erneuerbarer Erzeugung wünschenswert wäre und wo nicht, stehen ihr nicht zu. Sie hat nicht die Aufgabe, den Gesetzgeber zu korrigieren. Ihr obliegt es, die wahrscheinlichen Entwicklungen unter Geltung des bestehenden oder absehbaren Rechtsrahmens zu analysieren und der Entscheidung zu Grunde zu legen. So lange es keine Anzeichen für eine gezielte verbrauchsnahe Ansiedlung von EE-Anlagen gibt, sondern wie die 10 H Regelung zeigt, eher das Gegenteil der Fall ist, wird sich die Bundesnetzagentur auf die bisherigen, intensiv diskutierten Erwägungen im Rahmen der Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Erzeugung beschränken.

Aus diesen Gründen wird die Bundesnetzagentur der Forderung nicht nachkommen, eine verbrauchsnahe Erzeugung in den Szenarien stärker zu berücksichtigen. Des Weiteren sieht die Bundesnetzagentur keinen Zielkonflikt zwischen einem Netzausbau und einer dezentralen Versorgung.

4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung

Die genehmigten Szenarien enthalten angemessene Annahmen zu Versorgung, Verbrauch und Erzeugung von Strom.

4.1 Nettostromverbrauch

Die Bundesnetzagentur versteht unter dem Nettostromverbrauch die von den Verbrauchern genutzte elektrische Arbeit inklusive der durch den Transport bedingten Netzverluste im Verteilnetz.

Nicht hinzugerechnet werden der Kraftwerkseigenverbrauch und die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken. Denn Kraftwerke zählen nicht zu den eigentlichen Nachfragern von Energie. Vielmehr wird in den Kraftwerken Energie eingesetzt, um elektrische Anlagen und Turbinen zu betreiben, was es erst ermöglicht, die eigentliche Nachfrage an Energie zu bedienen. Weiterhin ist die Höhe des Kraftwerkseigenverbrauchs und der Pumpspeicherverluste abhängig

von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke. Diese ergeben sich jedoch erst im Rahmen der Marktsimulation.

Die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz werden bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs ebenfalls nicht berücksichtigt, da sie – anders als die Verluste im Verteilnetz – eine Folge des Energietransports über das Übertragungsnetz sind. Anders ausgedrückt ergeben sich die Verluste im Übertragungsnetz erst aus den im Anschluss an die Marktmodellierung folgenden Netzberechnungen auf Übertragungsebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsebene. Die Netzverluste im Übertragungsnetz bleiben bei der Bestimmung des Nettostromverbrauchs im Szenariorahmen außen vor und hängen vom Lastfluss der Netzberechnung in den einzelnen Szenarien ab.

Im letzten Jahr wurde, ausgehend von einer Studie von Prognos, der Nettostromverbrauch des Jahres 2010 in Höhe von 535,4 TWh unter Annahme eines konstanten Verlaufes des Verbrauchsniveaus für alle Szenarien des Szenariorahmens 2024 angenommen. Für den Szenariorahmen 2025 ermittelt die Bundesnetzagentur den Nettostromverbrauch auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur 2014 mit Stand vom 14.11.2014, in dem das Verbrauchsniveau des Jahres 2013 dargestellt wird. Die Nutzung einer neuen Datengrundlage begründet sich mit der höheren Aktualität der Monitoringdaten von 2013 gegenüber den Daten der Prognos-Studie von 2010.

In dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2014 wird für das Referenzjahr 2013 eine Arbeitsentnahmemenge von 510,6 TWh ausgewiesen. Diese Arbeitsentnahmemenge umfasst die Entnahmemenge aller privaten und industriellen Verbraucher, die aus Netzen der Allgemeinen Versorgung bedient werden. Auch enthalten ist die Energie von 11,6 TWh, die für den Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke benötigt wurde und deshalb zu subtrahieren ist. Hinzuzurechnen ist die Energiemenge von 24,7 TWh, die in Netze eingespeist wird, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen. Zusätzlich werden durch den Transport bedingte Verluste im Verteilnetz von 19,9 TWh addiert. Für das Referenzjahr 2013 ergibt sich somit eine Gesamtsumme für den Nettostromverbrauch in Höhe von 543,6 TWh ($543,6 \text{ TWh} = 510,6 \text{ TWh} - 11,6 \text{ TWh} + 24,7 \text{ TWh} + 19,9 \text{ TWh}$).

Für den Szenariorahmen 2025 werden zwei Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt. Wie in den Vorjahren wird in den meisten Szenarien eine konstante Entwicklung des Nettostromverbrauchs unterstellt. Für die Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 geht die Bundesnetzagentur von einem Nettostromverbrauch von 543,6 TWh inklusive der durch den Transport im Verteilnetz bedingten Verluste aus. Für das Szenario C 2025 wird eine Reduktion des Nettostromverbrauchs um 5 % gegenüber dem Referenzjahr 2013 auf 516,4 TWh angenommen.

Im Folgenden leitet die Bundesnetzagentur über die Betrachtung der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs eine Entwicklung des Nettostromverbrauchs ab, da unterstellt werden kann, dass sich Brutto- und Nettostromverbrauch in etwa proportional zueinander verhalten.

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sehen ausgehend vom Referenzjahr 2008 bis 2020 eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % und bis 2050 eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 25 % vor. Das Umweltbundesamt ermittelte für den Bruttostromverbrauch des Jahres 2008 618 TWh. Demnach muss für die Einhaltung der klimapolitischen Ziele der angenommene Bruttostromverbrauch von 600 TWh in 2013 (vgl. Kapitel II B 5.2) bis 2025 um etwa 60 TWh und bis 2035 um etwa 90 TWh gesenkt werden.

Diese Minderung soll in erster Linie durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und Energieeffizienz erzielt werden. Im Aktionsprogramm Klimaschutz hat die Bundesregierung jüngst Maßnahmen vorgestellt, mit denen die Energieeffizienz verbessert werden soll (z.B. energieeffiziente Wohngebäudesanierung, Umstellung von Beleuchtungsanlagen auf LED-Technologie, etc.). Es ist davon auszugehen, dass diese und noch folgende Maßnahmen zu einer Reduktion des Stromverbrauchs führen werden. Jedoch zeigt die Entwicklung der letzten Jahre einen eher konstanten Bruttostromverbrauch, der etwas oberhalb von 600 TWh liegt. Ein deutlicher Abwärtstrend ist gegenwärtig nicht zu erkennen.

Das Erreichen der Energieeffizienz-Ziele wird darüber hinaus durch zukünftige Entwicklungen auf dem Energiesektor erschwert. Denn insbesondere in den Bereichen Mobilität und Wärmezeugung ist tendenziell mit einem Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Strom und damit mit einer Erhöhung des Stromverbrauchs zu rechnen. Insbesondere die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert. Deshalb hat die Bundesregierung am 19. August 2009 den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet. Darin strebt die Bundesregierung das Ziel an, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren. Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem bei Neubauten eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Weiterhin ist davon auszugehen, dass bei einem großen Dargebot Erneuerbarer Energie günstiger Strom zukünftig vermehrt mit Power-to-Heat-Verfahren zur Wärmeengewinnung sowohl im privaten als auch im industriellen Sektor genutzt werden wird.

Für den Entwicklungspfad der Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 wird eine Überlagerung von diesen steigernden und senkenden Verbrauchseffekten zu einer konstanten Entwicklung angenommen. Dabei wird unterstellt, dass die Energieeffizienzmaßnahmen zwar eine Wirkung entfalten, jedoch nicht in dem Maße, als dass sie die für die Zielerreichung in 2025 benötigte Reduktion um etwa 60 TWh bewirken. Wahrscheinlicher erscheint eine Reduktion in 2025 um 30 TWh.

Demgegenüber stehen in 2025 verbrauchstreibende Faktoren in Höhe von bis zu 30 TWh. Nach Auswertung und Analyse verschiedener Quellen entfallen auf den Bereich der E-Mobilität bis zu

2,5 TWh, auf den Energiebedarf von Wärmepumpen bis zu 14 TWh und den Energiebedarf von Power-to-Heat-Anwendungen bis zu 5 TWh. Weiterhin führt das Wirtschaftswachstum zu einem erhöhten elektrischen Energiebedarf in Industrie und Gewerbe. Zu berücksichtigen ist auch eine fortschreitende technologische Entwicklung, die zu einer Elektrifizierung in allen Bereichen der Gesellschaft führt. Auch wenn die Entwicklung in vielen der oben genannten Bereiche nicht exakt prognostiziert und quantifiziert werden kann, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Summe der verbrauchsteigernden Faktoren die in den Szenarien A 2025, B1 2025 und B2 2025, angenommen Energieeffizienz- und Einspareffekte neutralisieren wird. Für die Szenarien B1 2035 und B2 2035 wird diese Entwicklung, sowohl für die verbrauchstreibenden als auch für die verbrauchssenkenden Faktoren, linear fortgeschrieben, so dass sich beide Effekte zu einer konstanten Entwicklung des Stromverbrauchs überlagern.

Auf Grund der weiter oben angeführten angenommenen Proportionalität von Brutto- und Nettostromverbrauch, wird der Referenzwert 2013 des Nettostromverbrauchs von 543,6 TWh für die Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 konstant in die entsprechenden Zieljahre fortgeschrieben.

Für das Szenario C 2025 geht die Bundesnetzagentur hingegen davon aus, dass die Effizienzmaßnahmen und Energieeinsparungen ihre volle Wirkung entfalten und somit 60 TWh eingespart werden. Auch hier werden verbrauchsstehigernde Faktoren in einer Größenordnung von 30 TWh angenommen. Somit ergibt sich letztlich in Szenario C 2025 eine Reduktion des Bruttostrombedarfs um 30 TWh im Vergleich zum Referenzjahr 2013 von 600 TWh auf 570 TWh. Diese Reduktion um 5 % wird proportional auf den Nettostrombedarf übertragen, der damit vom Referenzwert 2013 von 543,6 TWh im Szenario C 2025 auf 516,4 TWh sinkt.

Zusammenfassung der Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Nettostromverbrauch

- Senkung des beantragten Nettostromverbrauchs inklusive der Verteilnetzverluste in Höhe von 552 TWh auf 543,6 TWh in den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 sowie im Szenario C 2025 auf 516,4 TWh.

4.2 Jahreshöchstlast

In den Szenarien müssen gemäß § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG Annahmen zur Versorgung abgebildet werden. Die Versorgung ist gemäß der Legaldefinition des § 3 Nr. 36 EnWG die Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes. Ausgehend von diesem beschriebenen Verhältnis von Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden können Annahmen zur Versorgung durch eine die Netzebene übergreifende Jahreshöchstlast in GW konkretisiert werden. Weil die Jahreshöchstlast der maximalen Leistungsanforderung des Energieversorgungsnetzes entspricht,

ist sie eine maßgebliche Größe für die Dimensionierung des Energieversorgungsnetzes. Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher am Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der durch den Transport entstehenden Verlustleistung im Verteil- und Übertragungsnetz.

4.2.1 Referenzwerte für das Jahr 2013

Zur Ermittlung des Referenzwertes der Jahreshöchstlast des Jahres 2013 kann auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen werden, die die Jahreshöchstlast in dem „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014“ nach § 12 Abs. 4 und Abs. 5 EnWG am 30.09.2014 (nachfolgend: Leistungsbilanzbericht 2014) veröffentlicht haben.

Eine genaue Messung der Netzebenen übergreifenden Jahreshöchstlast ist technisch nicht möglich. Dies lässt sich damit begründen, dass bei einer Vielzahl von Verbrauchern keine Leistungsmessung der Stromentnahme erfolgt, die für eine Bestimmung der Jahreshöchstlast erforderlich wäre. Viele Verbraucher aber auch Erzeuger wie z.B. Photovoltaikanlagen verfügen nur über eine Messmöglichkeit der dem Netz entnommenen bzw. der in das Netz eingespeisten elektrischen Arbeit. Die Jahreshöchstlast kann daher nicht über die Verbrauchsseite ermittelt werden. Da jedoch im Stromnetz der Verbrauch und die Erzeugung zu jeder Zeit gleich groß sein müssen, wird die Jahreshöchstlast im Leistungsbilanzbericht 2014 indirekt über die Einspeisung auf der Erzeugerseite hergeleitet. Doch auch die Messung der auf Erzeugerseite eingespeisten Energie ist mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet, weshalb der Leistungsbilanzbericht 2014 keine 100%ige Erhebungsabdeckung leisten kann.

Beispielsweise werden für die Einspeisungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen Hochrechnungen verwendet, die von den tatsächlichen Einspeisungen abweichen können. Gleiches gilt für die Einspeisungen von Kraftwerken, für die teilweise nur Kraftwerksfahrpläne und keine tatsächlichen Einspeisungen bekannt sind. Darüber hinaus speisen eine Vielzahl kleinerer Erzeuger auf Verteilnetzebene ein. Die Daten der Verteilnetzbetreiber liegen jedoch nur unvollständig oder in nicht ausreichender Qualität vor. Besonders die Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf Verteilnetzebene wird nicht direkt abgebildet, sondern nur saldiert mit der jeweiligen Last im Verteilnetz. Weiterhin wird in der Erhebung der Übertragungsnetzbetreiber nicht das Bahnstromnetz berücksichtigt, welches einen nicht unerheblichen Energiebedarf aufweist und daher als hohe Last einzustufen ist, gleichzeitig aber ebenfalls eigene Erzeugung aufweist.

Im Leistungsbilanzbericht 2014 erfassen die vier Übertragungsnetzbetreiber zwischen 97 % bis 99 % der bekannten installierten Kapazität, die zur Ermittlung der Jahreshöchstlast zu Grunde zu legen ist. Der Abdeckungsgrad bezogen auf die gesamte installierte Leistung inklusive nicht bekannter Erzeugungsanlagen liegt niedriger. Die vollständige Jahreshöchstlast kann im Leistungsbilanzbericht daher nicht abgebildet werden.

Darüber hinaus schließt im Leistungsbilanzbericht 2014 die ausgewiesene Jahreshöchstlast die Verlustleistung im Verteil- und im Übertragungsnetz als Resultat der Transportnachfrage mit ein. Da jedoch die Netzverluste im Übertragungsnetz (anders als die Netzverluste im Verteilnetz) nicht Teil der Transportnachfrage, sondern Folge der Transporte im Übertragungsnetz sind, kann die im Leistungsbilanzbericht 2014 (hingegen der allgemein gültigen Definition der Jahreshöchstlast, die die Übertragungsnetzverluste mit einschließt) ausgewiesene Jahreshöchstlast für die dem Szenariorahmen folgende Marktmodellierung und Netzberechnung in dieser Form nicht genutzt werden. (siehe Kapitel II B 4.1).

Aus den zuvor genannten Gründen müssen die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Daten für den Referenzwert 2013 der Jahreshöchstlast unter Berücksichtigung des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur 2014 mit Stand vom 14.11.2014 zur weiteren Verwendung in der Netzentwicklungsplanung angepasst werden. Der Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur erreicht nahezu eine Vollabdeckung der Verteilnetzbetreiber und berücksichtigt auch das Bahnstromnetz. Jedoch erfasst der Monitoringbericht 2014 nur die über das Jahr aufsummierte Energiemenge. Daten zur auftretenden zeitgleichen Jahreshöchstlast enthält der Monitoringbericht 2014 nicht. Die Angaben zur Jahreshöchstlast aus dem Leistungsbilanzbericht der Übertragungsnetzbetreiber 2014 werden daher mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur 2014 um den fehlenden Anteil der Jahreshöchstlast korrigiert und um die Transportverluste im Übertragungsnetz reduziert (siehe dazu ÜNB-Entwurf S. 59, Abb. 23). Eine visualisierte Darstellung der Aufbereitung der Jahreshöchstlast aus der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber findet sich in Anlage A-5.

Der Leistungsbilanzbericht 2014 weist für die Jahreshöchstlast einen Wert von 79,8 GW aus. Dieser Wert berücksichtigt die Verluste aller Netzebenen. Zur weiteren Verwendung müssen diese Verluste subtrahiert werden. Jedoch ist der Anteil der Jahreshöchstlast, die durch das Verteil- und Übertragungsnetz erzeugt werden, nicht bekannt. Der Anteil kann aber über die Energiemenge ermittelt werden.

Dazu wird der Nettostromverbrauch exklusive aller Transportverluste ins Verhältnis zum Nettostromverbrauch inklusive aller Transportverluste gestellt. Der Nettostrombedarf inklusive aller Transportverluste wird von den Übertragungsnetzbetreibern für den Leistungsbilanzbericht 2014 mit 514,9 TWh angegeben. Die Energieverluste in allen Netzebenen betragen nach dem Monitoringbericht 2014 26,2 TWh. Das Verhältnis berechnet sich folgendermaßen $\frac{514,9 \text{ TWh} - 26,2 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} =$

$\frac{488,7 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} = 0,949$. Wird unterstellt, dass sich die Energieverluste proportional zu den Leistungsverlusten verhalten, kann die Jahreshöchstlast wie folgt um die Leistungsverluste bereinigt werden $79,8 \text{ GW} * \frac{488,7 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} = 75,7 \text{ GW}$.

Diese um die Transportverluste reduzierte Jahreshöchstlast ist um die fehlende Abdeckung im Leistungsbilanzbericht 2014 zu korrigieren. Dies geschieht nochmals indirekt über die Energie-

menge. Der um die Transportverluste reduzierte Nettostromverbrauch aus dem Leistungsbilanzbericht 2014 beträgt 488,7 TWh. Aus dem Monitoringbericht 2014 kann ein Nettostromverbrauch exklusive aller Netzverluste von 523,7 TWh berechnet werden. Wird unterstellt, dass der Monitoringbericht 2014 eine 100 % Abdeckung erfasst, kann für den Leistungsbilanzbericht 2014 eine nicht erfasste Leistung von $523,7 \text{ TWh} - 488,7 \text{ TWh} = 35 \text{ TWh}$ angenommen werden. Da nicht bekannt ist, zu welchen Stunden des Jahres diese 35 TWh nicht beobachtete Energie bezogen wurden, wird diese Energie gleichmäßig über alle 8760 Stunden des Jahres verteilt. Daraus ergibt sich eine nicht beobachtete Leistung von $\frac{35 \text{ TWh}}{8760 \text{ h}} = 4 \text{ GW}$. Es ergibt sich eine um die fehlende Abdeckung korrigierte Jahreshöchstlast exklusive der Transportverluste aller Netzebenen von $75,7 \text{ GW} + 4 \text{ GW} = 79,7 \text{ GW}$.

Zuletzt sind zu diesem Wert noch die Leistungsverluste im Verteilnetz zu addieren. Diese werden über die Energieverluste im Verteilnetz hergeleitet. Im Monitoringbericht 2014 werden die Energieverluste im Verteilnetz mit 19,9 TWh angegeben. Der Nettostromverbrauch inklusive der Transportverluste aller Netzebenen wird dort mit 523,7 TWh ausgewiesen. Der Anteil der Verteilnetzverluste ergibt sich zu $\frac{19,9 \text{ TWh}}{523,7 \text{ TWh}} = 0,038$. Die Verluste im Verteilnetz betragen also 3,8 %. Wird wiederum unterstellt, dass sich die Energieverluste proportional zu den Leistungsverlusten verhalten, kann die um die fehlende Abdeckung korrigierte Jahreshöchstlast mit den Leistungsverlusten im Verteilnetz beaufschlagt werden. Der Referenzwert der Jahreshöchstlast für das Jahr 2013 beträgt dann $79,7 \text{ GW} * 1,038 = 82,8 \text{ GW}$.

Der unter Anwendung der soeben beschriebenen Methodik und unter Berücksichtigung der aktuellen Daten berechnete Referenzwert 2013 der Jahreshöchstlast von 82,8 GW liegt unterhalb des Referenzwertes 2012 von 86,9 GW. Die im Jahr 2013 vergleichsweise niedrige Jahreshöchstlast führen die Übertragungsnetzbetreiber auf den äußerst milden Winter 2013 zurück.

4.2.2 Prognosewerte für das Jahr 2025/2035

Auf Basis des Referenzwerts für das Jahr 2013 in Höhe von 82,8 GW prognostiziert die Bundesnetzagentur für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 eine Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW und für das Szenario C 2025 eine Jahreshöchstlast in Höhe von 79,8 GW. Diese Werte schließen die Summe der Verlustleistung im Verteilnetz ein.

Zu beachten ist zunächst, dass die künftige Entwicklung der Jahreshöchstlast mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Im Szenariorahmen 2025 werden daher erstmalig unterschiedliche Jahreshöchstlasten angenommen, die einerseits unterhalb und andererseits oberhalb des Wertes der Jahreshöchstlast des Referenzjahres 2013 liegen.

In den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 genehmigt die Bundesnetzagentur eine Jahreshöchstlast von 84 GW. Damit wird der genehmigte Wert des Vorjahres beibehalten und ein nahezu konstanter Verlauf der Jahreshöchstlast von 2013 an bis 2025 bzw.

2035 unterstellt. Im Vergleich zum Referenzwert 2013 wird die Jahreshöchstlast nur leicht angehoben. Dies ist auf den im Referenzjahr 2013 milden Winter zurückzuführen, der tendenziell zu einer Reduktion der Jahreshöchstlast führt. Da die Netzplanung jedoch nicht auf eine vergleichsweise niedrige Belastung auszulegen ist, wird nicht der Referenzwert 2013, sondern eine Mittelung der Referenzwerte der letzten Jahre für die weitere konstante Fortschreibung zu Grund gelegt. Der Referenzwert für 2010 lag bei 84 GW bis 87,5 GW, 2011 waren es 86,4 GW und 2012 wurden 86,9 GW ermittelt. Durch einen Vergleich mit dem Referenzwert für 2013 von 82,8 GW wird deutlich, dass die Jahreshöchstlast mit etwa plus/minus 2 GW um die 84 GW pendelt, weshalb dieser Wert konstant fortgeschrieben wird.

Darüber hinaus ist zu erläutern, warum in den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 davon abgesehen wird, die Jahreshöchstlast nach oben oder nach unten zu setzen. Theoretisch ist es denkbar, dass die Jahreshöchstlast durch eine Synchronisation von Dargebot und Nachfrage gewünscht gesteigert wird. Diese Annahme basiert auf der Idee, dass die Nachfrage gebündelt zur Zeit einer hohen Produktion aus Erneuerbaren Energien stattfindet. Zur Abnahme dieser hohen Menge Erneuerbarer Energie würden so sehr hohe Lastspitzen erzeugt, die die Jahreshöchstlast mit fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien nach oben treiben würden. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die extremen Spitzen in der Nachfrage und im Dargebot der Erneuerbaren Energien nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten und diese nicht zusammenfallen. Die Spitzen des Dargebots fallen in aller Regel auf sonnige, windige Wintertage, da hier sowohl hohe Erträge aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzielt werden können. Hingegen finden sich die typischen Lastspitzen zu späten Wintertagen, an denen vielleicht Wind weht, jedoch keine Sonne scheint. Es besteht daher eine nur extrem geringe Wahrscheinlichkeit, dass Spitzenlast und hohes Dargebot aus erneuerbarer Erzeugung zur gleichen Zeit auftreten. Eine absehbare Steigerung der Jahreshöchstlast ist daher kaum zu vermuten.

Auch eine Reduktion der Jahreshöchstlast durch eine Verlagerung von Lastspitzen in nachfragearme Zeiten wird in den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 nicht angenommen. Ob sich in naher Zukunft umfassende Maßnahmen des Demand Side Managements (DSM) etablieren, kann dahingestellt bleiben. Tendenziell wird DSM nicht zur Netzentlastung eingesetzt, sondern zur Anpassung an volatile Erzeugung, insbesondere bei Preisspitzen auf Grund von mangelndem Dargebot. Ebenso wenig wie es wahrscheinlich ist, dass die Nachfrageverlagerung die Jahreshöchstlast hoch treibt, ist es wahrscheinlich, dass ein DSM zur Lastsenkung ausgerechnet in die Zeiten der Jahreshöchstlast fällt.

Letztlich gibt es zahlreiche Faktoren, die einen Einfluss auf die Jahreshöchstlast haben. Weiterhin finden sich in der Forschung weit weniger Ausführungen zum Thema, als beispielsweise zum Nettostrombedarf. Mangels eindeutig identifizierbarer treibender oder mindernder Faktoren,

wird für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 eine konstante Entwicklung der Jahreshöchstlast angenommen.

Im Gegensatz dazu wird die Jahreshöchstlast in Szenario C 2025 um 5 % gegenüber den weiter oben hergeleiteten 84 GW auf 79,8 GW gesenkt. Dies wird mit der 5 % Senkung des Netto- und Bruttostrombedarfs im Szenario C 2025 begründet, die auf die Jahreshöchstlast übertragen wird. Der Bundesnetzagentur ist bekannt, dass es keine generelle Proportionalität von Stromverbrauch und Jahreshöchstlast gibt, denn eine Einflussgröße kann sich durchaus unterschiedlich auf die beiden Größen auswirken. Prinzipiell kann aber zwischen einem Strombedarfsrückgang in Industrie und privaten Haushalten unterschieden werden. Während die Industrie eher eine konstante Nachfrage aufweist, sind die privaten Haushalte für den Großteil der Nachfragespitzen verantwortlich. Eine Senkung der Industrie würde also tendenziell die gesamte Lastkurve nach unten verschieben, während eine Reduktion der privaten Nachfrage eher die Spitzenlast senken würde. Da jedoch keine abschließende Abschätzung der Verteilung des zukünftigen Nachfragerückgangs vorliegt, wird vereinfacht von einem pauschalen Absinken der Jahreshöchstlast um 5 % proportional zum Stromverbrauch unterstellt.

Zusammenfassung der Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Jahreshöchstlast

- Senkung der angenommenen Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz von 86,0 auf 84,0 GW in den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 und auf 79,8 GW in Szenario C 2025.

4.3 Erzeugung

Die Erzeugung wird in den Szenarien durch die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in GW abgebildet. Die Erzeugung wird nicht durch die erzeugte Strommenge definiert, da es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge einer Marktsimulation bedarf, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

Die Begründung der Szenarien ist im Folgenden dargestellt.

4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2013

Die Referenzwerte für das Jahr 2013 sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung. Sie dienen als Basis zur Bestimmung der installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungsleistung in den Zieljahren 2025 und 2035.

4.3.1.1 Regenerative Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Wind Onshore	33,2 GW	33,8 GW
Wind Offshore	0,5 GW	0,5 GW
Photovoltaik	35,1 GW	36,3 GW
Biomasse	6,4 GW	6,2 GW
Wasserkraft	4,6 GW	3,9 GW
sonstige regenerative Erzeugung	0,4 GW	0,4 GW

Tabelle 3: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2013

Die Referenzwerte für die installierte regenerative Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens im Hinblick auf alle Energieträger mit Ausnahme des Energieträgers Wind Offshore geändert.

Für die installierte Leistung Wind Onshore beträgt der Referenzwert 33,8 GW. Dieser Wert entspricht dem vom Deutschen Windenergie Institut (DEWI) im Februar 2014 veröffentlichten Gesamtwert für Wind Onshore. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass der vom DEWI veröffentlichte Wert gut mit den Werten aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und mit den um die üblichen Nachmeldungen ergänzten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber übereinstimmt. Zudem sieht die EEG-Novellierung gemäß § 3 Nr. 1 EEG einen Nettoausbau von 2.500 Megawatt pro Jahr vor, um das Ziel von 40 bis 45 % EE-Anteil (55 bis 60 %) am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 (bis zum Jahr 2035) zu erreichen. Um den Nettozubaue sachgerecht modellieren zu können, reicht die Kenntnis über den Referenzwert allein nicht aus, sondern es ist auch eine Modellierung des Rückbaus notwendig. Zur notwendigen Modellierung des Rückbaus von Windkraftanlagen (auf Basis der technischen Lebensdauer von 20 Jahren) ist wiederum das konkrete Inbetriebnahmejahr jeder einzelnen Windkraftanlage erforderlich. Die Daten des DEWI ermöglichen diese für den Nettozubaue erforderliche jahresscharfe Betrachtung des Zubaus von Windkraftanlagen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wind Offshore beträgt 0,5 GW und stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Für die installierte Leistung Photovoltaik beträgt der Referenzwert 36,3 GW. Der Wert stammt ebenfalls aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Der Referenzwert für die installierte Leistung Biomasse beträgt 6,2 GW. Auch dieser Wert stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wasserkraft in Höhe von 3,9 GW stammt auch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014). Dieser Wert umfasst zunächst die Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in Höhe von 5,3 GW. Davon sind aber ausdrücklich diejenigen Anlagen der Kraftwerksliste in Höhe von 1,4 GW ausgenommen, die aus dem Ausland in das deutsche Netz einspeisen. Pumpspeicher mit oder ohne natürlichen Zufluss werden in der Rubrik „Pumpspeicher“ unter den konventionellen Energieträgern zusammengefasst.

Für die installierte sonstige regenerative Erzeugungsleistung beträgt der Referenzwert 0,4 GW. Umfasst sind Deponiegas-, Klärgas-, und Geothermieanlagen. Als Quelle liegt auch hier die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014) zugrunde.

4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2013 ist der Tabelle 4 zu entnehmen.

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Kernenergie	12,1 GW	12,1 GW
Braunkohle	21,2 GW	21,2 GW
Steinkohle	26,2 GW	25,9 GW
Erdgas	26,5 GW	26,7 GW
Öl	4,1 GW	4,1 GW
Pumpspeicher	6,4 GW	6,4 GW
sonstige konventionelle Erzeugung	4,7 GW	4,7 GW

Tabelle 4: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2013

Die in der Tabelle 4 abgebildete konventionelle Erzeugungsleistung 2013 ergibt sich aus der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Die Tabelle beinhaltet die Kraftwerksleistung der in Deutschland „in Betrieb“ und „vorläufig stillgelegten“ sowie „in Reserve“ befindlichen Kraftwerke zum Stichtag 31.12.2013. Kraftwerke, die im Jahr 2014 in Betrieb genommen wurden bzw. noch werden, werden der Kategorie „in Bau“ zugeordnet und sind nicht in Tabelle 4 enthalten. Mit Hilfe eines kürzlich durchgeführten Monitorings der Bundesnetzagentur konnte die Datenqualität hinsichtlich der Bestandskraftwerke gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 weiter verbessert werden.

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens bei einzelnen Energieträgern geändert. Zu kleineren Abweichungen bei den Energieträgern Steinkohle, Erdgas und sonstige konventionelle Erzeugung kommt es aufgrund aktueller Meldungen aus dem Monitoring, das zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht abgeschlossen war.

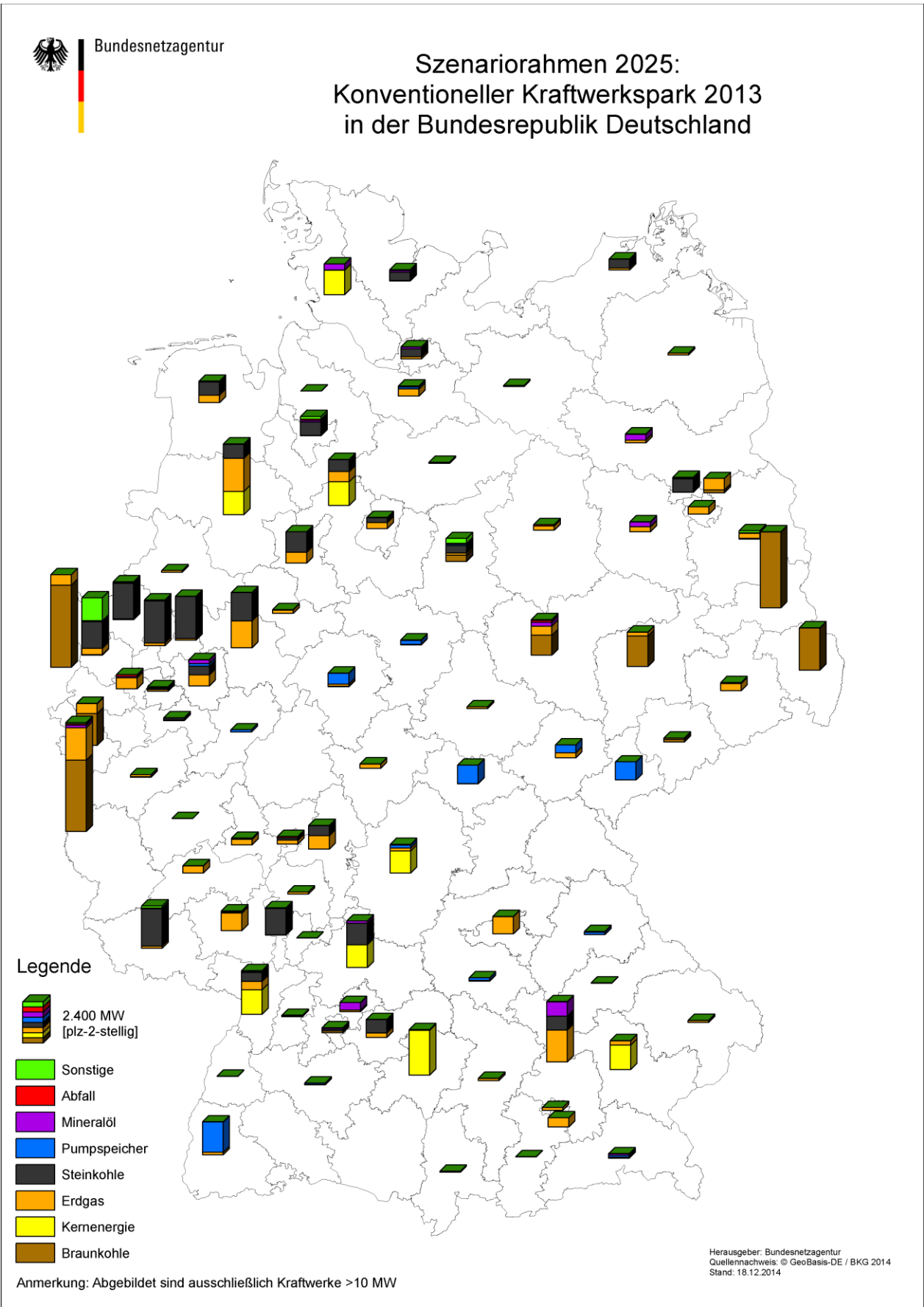


Abbildung 3: Konventioneller Kraftwerkspark 2013

4.3.2 Szenario A 2025

4.3.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario A 2025 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2025 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand des Korridors des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG, der den Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch vorgibt.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 53,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 1,6 GW. Diese Ausbauraten sind als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllen nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbauraten liegen oberhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes aber unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 1 EEG, den die Bundesnetzagentur aber auch als Maximalwert und damit als nicht vereinbar mit einer zurückhaltenden Einschätzung der Entwicklung in Szenario A 2025 betrachtet.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 8,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie nach § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, der am 01.08.2014 in Kraft getreten ist und einen Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorsieht. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden können, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Das Szenario A 2025 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. um 1,6 GW unterschritten wird. Dieser Wert entspricht bei einem Zubau von 800 MW jährlich einer Verzögerung bei der Realisierung der Offshore-Windparks, welchen eine Kapazität zugewiesen wurde, um etwa zwei Jahre.

Die installierte Leistung in Höhe von 54,1 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrate, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die erste Phase beschreibt die Zubauentwicklung von jährlich 2,0 GW bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze i. H. v. 52 GW. In der darauf folgenden Phase beträgt der jährliche Zubau 0,5 GW. Dieser verminderte Zubau aufgrund der erreichten Fördergrenze in Verbindung mit weiteren Marktsättigungseffekten basiert auf den im letzten Jahr getroffenen

Annahmen in Szenario A 2024. Für den Zubau in den einzelnen Jahren wird eine lineare zeitliche Verteilung über das Jahr unterstellt. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung 50,3 GW, somit wird im Jahr 2021 die Förderhöchstgrenze nach ca. 10 Monaten erreicht. Ab diesem Zeitpunkt wird der Zubau reduziert, so dass am Jahresende 52,1 GW installiert sind. Dieser Zubau ist als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt unterhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes und unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 3 EEG, den die Bundesnetzagentur aber auch als Maximalwert und damit als nicht vereinbar mit einer zurückhaltenden Einschätzung der Entwicklung in Szenario A 2025 betrachtet.

Die installierte Leistung in Höhe von 6,4 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich eines linear verteilten Zubaus in Höhe von 0,2 GW bis zum Jahr 2025. Dieser Zubau kann als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklungen verstanden werden und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 3,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich lediglich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013. Wie in den vergangenen Szenariorahmen wird in Szenario A kein Zubau von Wasserkraftanlagen angenommen. Die stagnierende Entwicklung der Wasserkraftleistung kann als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 0,5 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v. 0,1 GW bis zum Jahr 2025. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Die elektrische Arbeit wiederum ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufgeteilt, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	19,2 GW	8,3 GW	17,8 GW	0,2 GW	0,0 GW	0,1 GW
Genehmigung	53,0 GW	8,9 GW	54,1 GW	6,4 GW	3,9 GW	0,5 GW

Tabelle 5: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2025

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Kapazität Wind Onshore von 53,6 GW auf 53,0 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Kapazität Photovoltaik von 54,7 GW auf 54,1 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Biomasse von 6,3 GW auf 6,4 GW
- Senkung der installierten Kapazität Wasserkraft von 4,6 GW auf 3,9 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

4.3.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario A 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2025
Braunkohle	50 Jahre
Steinkohle	50 Jahre
Erdgas	45 Jahre
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 6: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2025

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird wie schon im Szenario A 2024 eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 50 Jahren und für Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, wird ebenfalls eine Lebensdauer von 45 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. In Szenario A 2025 wird im Verhältnis zu den übrigen Szenarien der geringste Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstellt. In der Konsequenz weist Szenario A 2025 eine verhältnismäßig große Residuallast auf, die durch den konventionellen Kraftwerks-park zu decken ist. Daher scheint eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer, die sich eher am oberen Rand der denkbaren Lebensdauern bewegt, in Szenario A 2025 sachgerecht.

Anders als in den vergangenen Jahren wird angesichts der gegenwärtigen politischen Entwicklungen in Szenario A 2025 kein Zubau von in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerken angenommen. Ebenso werden weiterhin vom Grundsatz her keine Gaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet. Ein Zubau in Planung befindlicher Steinkohlekraftwerke wird hingegen weiterhin angenommen. Dabei Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt.

Pumpspeicherkraftwerke werden anders als in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 nur dann in Szenario A 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Das Kriterium stellt eine Verschärfung gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 dar, in der jegliche der Bundesnetzagentur bekannten, in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke Eingang in die Szenarien gefunden haben. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke ab. An dieser Stelle greift die Bundesnetzagentur den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Entwurf des Szenariorahmens 2025 auf (vgl. Entwurf des Szenariorahmens 2025, S. 25).

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario A 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 7 zusammen.

	Entwicklung	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2025	7,0 GW	8,3 GW	5,3 GW	2,8 GW	0,0 GW	1,6 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	1,5 GW	0,0 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	14,2 GW	25,8 GW	26,5 GW	1,3 GW	8,6 GW	3,2 GW

Tabelle 7: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2025

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 20,3 GW auf 14,2 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 26,1 GW auf 25,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 23,0 GW auf 26,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,7 GW auf 1,3 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 8,5 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Kapazität sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,2 GW

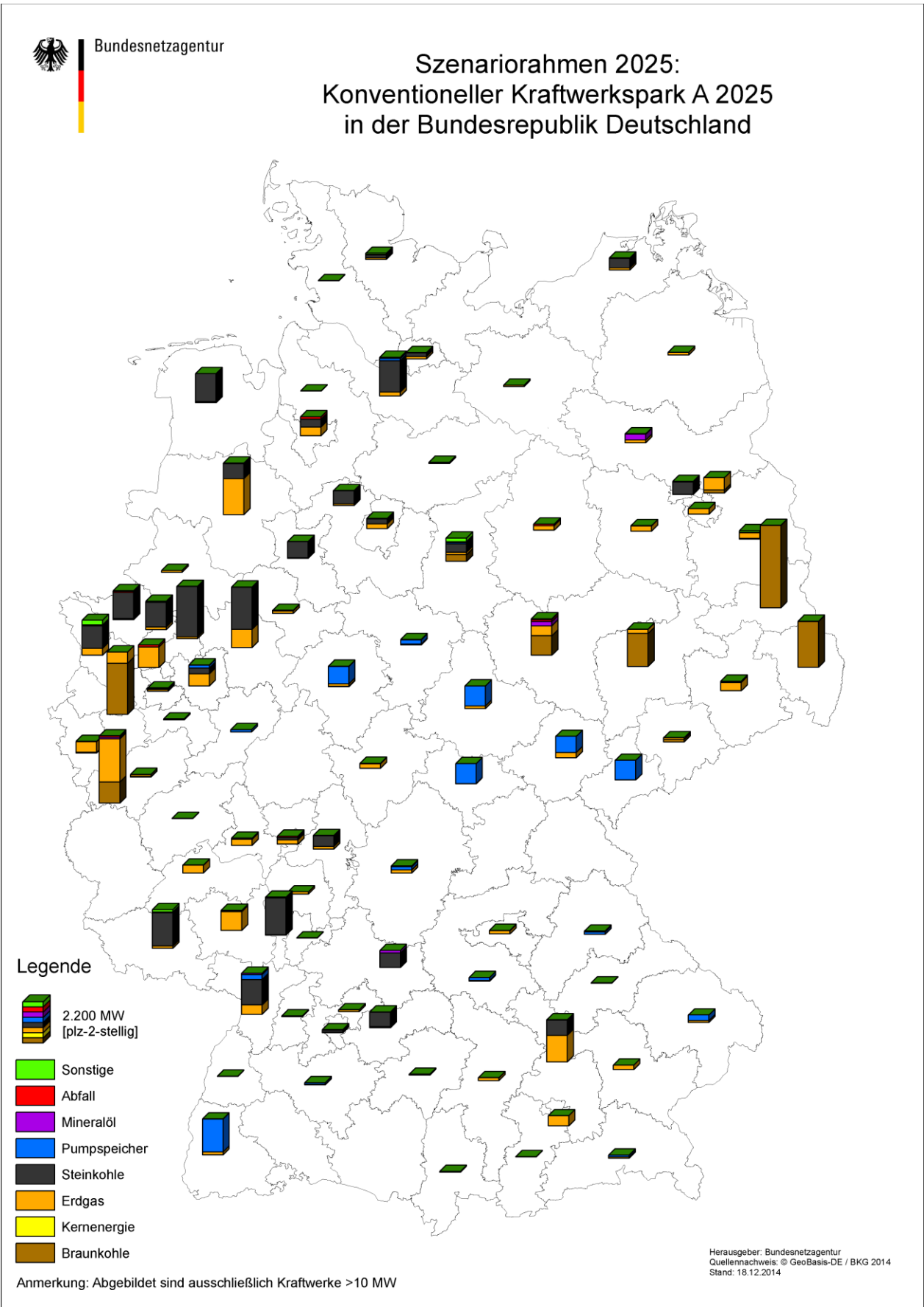


Abbildung 4: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2025

4.3.3 Szenario B1 2025 & B2 2025

4.3.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B1 2025 und B2 2025 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenario B 2025 beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B1 2025 und B2 2025 im Vergleich zu Szenario A 2025, das eine zurückhaltende Einschätzung der Entwicklung der Erneuerbaren Energien beinhaltet, ambitionierter.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 63,8 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich eines jährlichen Nettozubaues von 2,5 GW. Diese Ausbaurrate ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt oberhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes und entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 1 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 10,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Szenarien B1 2025 und B2 2025 unterstellen dabei, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird.

In Rahmen der Konsultation wurde der angenommene Ausbaupfad einerseits als zu hoch kritisiert. Als Gründe wurden angeführt, dass Offshore Windenergie zu teuer sei, politische Rahmenbedingungen nicht optimal ausgestaltet seien oder die Akzeptanz fehle. Außerdem erfordere der Ausbau von Offshore-Windenergie große Netzausbaumaßnahmen und sei deshalb grundsätzlich abzulehnen und eine dezentrale Energieerzeugung vorzuziehen. Andererseits wurde der angenommene Ausbaupfad seitens einiger Konsultationsteilnehmer auch als zu niedrig kritisiert bzw. die Orientierung des Szenariorahmens an der gesetzlichen Zubaubegrenzung abgelehnt. Durch die enge Ausrichtung an den neuen gesetzlichen Ausbaupfaden fehle die nötige Flexibilität, um einen gleichmäßigen Ausbau der Offshore Windenergie zu ermöglichen. Dies sei aber erforderlich, um Kostensenkungen zu realisieren. Gegen einen zu starren Ausbaupfad spreche auch schon der im Gesetz vorgesehene Puffer von 1,2 GW bis 2017. Weiterhin wurde angeführt, dass ein Zubau von 800 MW nicht dem technischen Standard von 900 MW pro Anbindungsleitung im Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone

der Nordsee entspricht. Dieser sollte auf 1000 MW erhöht werden, sobald es technisch möglich sei. Zusätzlich wurde vorgeschlagen, den jährlichen Zubaupfad auf 2,1 GW zu erhöhen. Gegen eine zu enge Ausrichtung an den gesetzlichen Ausbaupfaden spreche auch, dass aufgrund der zu erwartenden Kostensenkungen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung eine politische Neubewertung der Offshore Windenergie zu erwarten sei. Daher müsse der Szenariorahmen mit einem breiten Trichter flexibel genug ausgestaltet sein.

Entgegen dieser Bedenken kann die Zubaubegrenzung der Offshore-Windenergie durch die klaren Vorgaben hinsichtlich der maximal zu vergebenden Kapazität bis 2020 und der danach maximal zu vergebenden jährlichen Kapazität im Rahmen des Szenariorahmens nicht ausgeblendet werden. Denn eine Vergabe von mehr Offshore-Kapazitäten und damit auch zwingend verbunden eine höhere Leistung durch Offshore-Windparks kann im Jahr 2025 bei der gegenwärtigen Rechtslage nicht unterstellt werden. Ob die vorgebrachten Erwägungen in der Sache gegen die derzeitige gesetzliche Regelung sprechen, kann nicht im Rahmen des Szenariorahmens geklärt werden, da dieser grundsätzlich die bestehende Rechtslage berücksichtigen muss. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden können, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Im Übrigen spricht die Standardisierung der Übertragungskapazität der Anbindungsleitungen in der Nordsee auf 900 MW und der Ostsee auf 250 MW nicht gegen die Berücksichtigung eines Zubaus von 800 MW für Nordsee und Ostsee insgesamt (auf Nord- und Ostsee verteilt verringert sich der Wert jeweils sogar noch entsprechend der Regionalisierung). Denn selbst wenn im Jahr 2025 die Übertragungskapazität einer Leitung lediglich zum Teil genutzt werden kann, so ist aufgrund der jährlichen Kapazitätsvergabe nicht für zukünftige Jahre eine vollständige Auslastung der jeweiligen Leitung ausgeschlossen. Ob, in welchem Umfang und in welcher Reihenfolge auf der Grundlage des Szenariorahmens Anbindungsleitungen realisiert werden, ist jedoch Gegenstand des Offshore-Netzentwicklungsplans. Ob, in welchem Umfang und in welcher Reihenfolge dann wiederum die Kapazitäten der auf der Grundlage des Offshore-Netzentwicklungsplans realisierten Anbindungsleitungen genutzt werden, ist Gegenstand des jeweiligen Kapazitätsvergabeverfahrens.

Die Gründe, die gegen eine Loslösung der Szenarien vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines höheren Offshore-Windenergieausbaus sprechen, stehen letztlich auch einer Loslösung vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines niedrigeren Offshore-Windenergieausbaus entgegen. Eine derartige Betrachtung widerspräche dem gegenwärtigen Rechtsrahmen. Dem Umstand, dass der gesetzliche Ausbaupfad aufgrund etwaiger Verzögerungen bei der Realisierung der Offshore-Windparks, welchen eine Kapazität entsprechend dem

gesetzlichen Ausbaupfad zugewiesen wurde, gegebenenfalls nicht erreicht wird, wird ausreichend durch das Szenario A 2025 Rechnung getragen.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 54,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrate, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die erste Phase beschreibt die Zubauentwicklung von jährlich 2,5 GW bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze i. H. v. 52 GW. In der darauf folgenden Phase beträgt der jährliche Zubau 0,5 GW. Dieser verminderte Zubau aufgrund der erreichten Fördergrenze in Verbindung mit weiteren Marktsättigungseffekten basiert auf den im letzten Jahr getroffenen Annahmen in Szenario B 2024. Für den Zubau in den einzelnen Jahren wird eine lineare zeitliche Verteilung über das Jahr unterstellt. Im Jahr 2019 beträgt die installierte Leistung 51,3 GW, somit wird im Jahr 2020 die Förderhöchstgrenze nach ca. 3 Monaten erreicht. Ab diesem Zeitpunkt wird der Zubau reduziert, sodass am Jahresende 2020 52,4 GW installiert sind. Diese Ausbaurrate ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt unterhalb des letztjährig in B 2024 prognostizierten Wertes aber entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 3 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 7,4 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich einer durchschnittlichen Zuwachsrate in Höhe von 0,1 GW pro Jahr. Diese Ausbaurrate ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt unterhalb des letztjährig in B 2024 prognostizierten Wertes aber entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 4 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 und einem Zubau i. H. v. 0,1 GW bis 2025. Die Erhöhung der installierten Leistung in Höhe von 0,1 GW wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht, da das Potenzial von Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland bereits größtenteils ausgeschöpft ist.

Die installierte Leistung in Höhe von 0,8 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v. 0,4 GW bis zum Jahr 2025. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet; die elektrische Arbeit ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufzuteilen, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	30,0 GW	10,0 GW	18,6 GW	1,2 GW	0,1 GW	0,4 GW
Genehmigung	63,8 GW	10,5 GW	54,9 GW	7,4 GW	4,0 GW	0,8 GW

Tabelle 8: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2025 und B2 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 60,2 GW auf 63,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 55,7 GW auf 54,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 7,2 GW auf 7,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,7 GW auf 4,0 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

4.3.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario B1 2025 und B2 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B1 2025 & Szenario B2 2025
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

Tabelle 9: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2025 & B2 2025

In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer gegenüber Szenario A 2025 um 5 Jahre verkürzt. Damit beträgt die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer für Braun- und Steinkohlekraftwerke 45 Jahre und für Gaskraftwerke 40 Jahre. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, werden ebenfalls 40 Jahre Lebensdauer und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Die Verkürzung der Lebensdauer um 5 Jahre spiegelt die erschwerte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke im gegenwärtigen Marktdesign wider, die im Wesentlichen auf die stark zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die erschwerte gegenwärtige wirtschaftliche Situation wird auch durch die berücksichtigten Stilllegungen von Kraftwerken belegt. Angesichts der gesteigerten politischen Anstrengungen, die gesetzten Klimaziele auch tatsäch-

lich zu erreichen, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Situation für die betroffenen Kraftwerke entspannen wird. Im Gegenteil, es dürften typischerweise die älteren Kraftwerke mit einem in der Regel niedrigeren Wirkungsgrad und entsprechend höheren CO₂-Emissionen bei gleichzeitig vergleichsweise schlechter Kosteneffizienz sein, die unter zusätzlichen Druck geraten.

In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird vor dem Hintergrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken angenommen, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Diese Annahme begründet sich mit zunehmenden Flexibilitätsanforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark. Steigende fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führt zu größeren innertäglichen Lastgradienten sowie größeren Auswirkungen von Prognosefehlern. Die daraus relativ kurzfristig resultierenden Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch können aus heutiger Sicht eher von flexiblen Gaskraftwerken aufgefangen werden. Zudem weisen Gaskraftwerke den geringsten CO₂-Ausstoß aller konventionellen Kraftwerke auf. Zum Erreichen der CO₂-Ziele der Bundesregierung kommt der Kraftwerkstechnologie daher eine große Bedeutung zu. Ferner wird diese Annahme durch die Studie EE–Langfristszenarien 2011 sowie auf europäischer Ebene im SO&AF gestützt. Auch darin wird angenommen, dass außer den derzeit in Bau befindlichen Kohlekraftwerken keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb gehen.

Allerdings werden den Szenarien B1 2025 und B2 2025 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, sondern nur solche Gaskraftwerke, deren Planung sich in einem fortgeschrittenen Stadium befindet. Insoweit werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zusätzlich eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden worden ist. Liegt die Zusage der Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 GasNZV länger als ein Jahr zurück, werden geplante Gaskraftwerke hingegen nicht berücksichtigt. Hierbei handelt es sich gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 um eine Verschärfung der Kriterien für die Aufnahme von Gaskraftwerken in die Szenarien. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Gaskraftwerksprojekte ab. Zudem werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Ferner finden geplante Gaskraftwerke Berücksichtigung, für die ein Netzanschlussbegehren nach KraftNAV vorliegt und für die zusätzlich vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV eine Kapazitätsanfrage positiv beschieden worden ist.

Wie in Szenario A 2025 werden Pumpspeicherkraftwerke nur dann in die Szenarien B1 2025 und B2 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Damit wird die Bundesnetz-

agentur dem rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke gerecht (siehe Kapitel II B 3.4.3).

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B1 2025 und B2 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 10 zusammen.

	Entwicklung	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2025	8,6 GW	10,8 GW	5,5 GW	3,0 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	3,5 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	12,6 GW	21,8 GW	29,9 GW	1,1 GW	8,6 GW	3,1 GW

Tabelle 10: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2025 und B2 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 19,6 GW auf 12,6 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 24,6 GW auf 21,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 26,3 GW auf 29,9 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,7 GW auf 1,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 8,5 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,1 GW

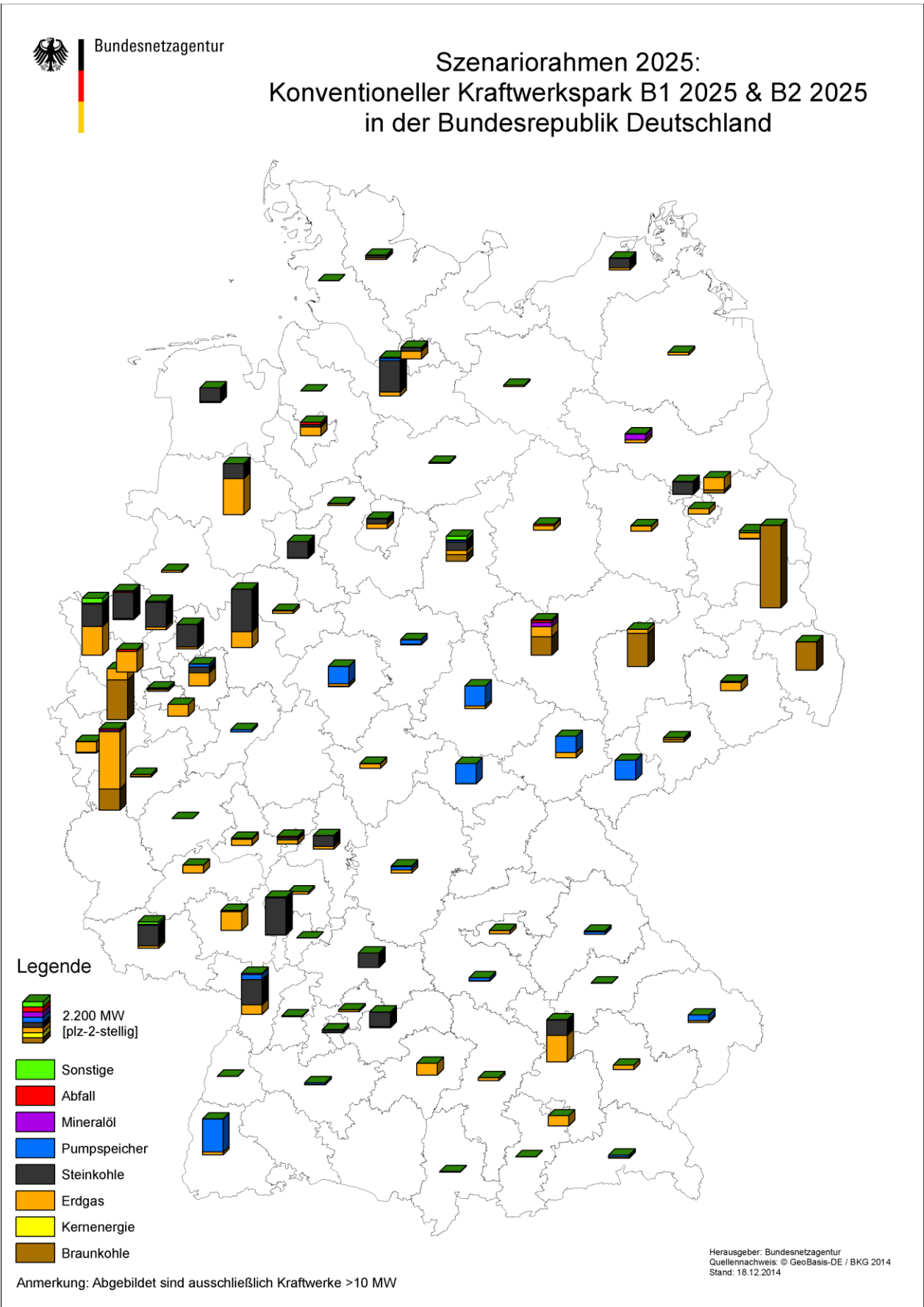


Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2025 & B2 2025

4.3.4 Szenario B1 2035 & B2 2035

4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 88,8 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich eines jährlichen Nettozubaues von 2,5 GW bis in 2035. Dieser Wert wird letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basiert auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 18,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau an Offshore Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 unterstellen dabei ebenso wie die Szenarien B1 2025 und B2 2025, dass die Zubaugrenze von 6,5 GW im Jahr 2020 exakt erreicht wird. Insoweit sind auch für die Jahre nach 2030 bei gleichbleibender Rechtslage jährlich 800 MW Offshore-Kapazität zu vergeben, da die Zielgröße von 15 GW installierter Offshore-Leistung für das Jahr 2030 keine zeitliche Begrenzung für die Kapazitätsvergabe darstellt. Daher wurde in Szenario B1 2035 und B2 2035 für die Jahre 2031 bis 2035 ein weiterhin fortschreitender jährlicher Zubau von 800 MW Offshore-Leistung unterstellt.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 59,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrate bis in 2035, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die Zuwachsraten werden letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basieren auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für den Energieträger Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 8,4 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 0,1 GW bis in 2035. Dieser Wert wird letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basiert auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 und einem Zubau i. H. v. 0,3 GW bis 2035. Die Erhöhung der installierten Leistung in Höhe von 0,3 GW wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht, da das Potenzial von Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland bereits größtenteils ausgeschöpft ist.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,2 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v.

0,8 GW bis zum Jahr 2035. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Die elektrische Arbeit ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufzuteilen, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2035	50,0 GW	18,0 GW	23,6 GW	2,2 GW	0,3 GW	0,8 GW
Genehmigung	88,8 GW	18,5 GW	59,9 GW	8,4 GW	4,2 GW	1,2 GW

Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2035 und B2 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 82,2 GW auf 88,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik 60,7 GW auf 59,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 8,2 GW auf 8,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,9 GW auf 4,2 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer in den Szenarien B1 2035 und B2 2035 entspricht den Annahmen in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 (siehe Kapitel II B 4.3.4.2), da in den Langfristszenarien der Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Basis dieser Szenarien fortgeschrieben wird.

Erzeugungstyp	Szenario B1 2035 & Szenario B2 2035
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2035 & B2 2035

Auch im Bereich der konventionellen Kraftwerke wird an der grundsätzlichen Herangehensweise der Szenarien B1 2025 und B2 2025 festgehalten. Der auf Basis dieser Szenarien fortgeschriebene Ausbau der Erneuerbaren Energien wird demnach durch einen konventionellen Kraft-

werkspark flankiert, der einen Zubau von flexiblen Gaskraftwerken vorsieht, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Abweichend von den Kriterien für in Planung befindliche Kraftwerke in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 werden in den Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 weitere in Planung befindliche Gaskraftwerke angenommen. Dies sind insbesondere solche Gaskraftwerke, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach KraftNAV vorliegt oder für die eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden oder für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Diese abweichende Annahme begründet sich in der Tatsache, dass sich Kraftwerksprojekte, die im Zeitraum von 2025 bis 2035 errichtet werden sollen, nicht zwangsläufig in ein einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden müssen. Dennoch müssen Ankündigungen über langfristige Kraftwerksprojekte im Rahmen der langfristigen Netzentwicklungsplanung Berücksichtigung finden.

Anders als in den Szenarien mit einem Zeithorizont von zehn Jahren werden in den langfristigen Szenarien B1 2035 und B2 2035 sämtliche der Bundesnetzagentur gemeldeten geplanten Pumpspeicherkraftwerke aufgenommen.

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B1 2035 und B2 2035. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 13 zusammen.

	Entwicklung	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2035	12,1 GW	21,6 GW	6,1 GW	3,3 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	7,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	12,9 GW	0,0 GW	6,4 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2035	9,1 GW	11,0 GW	40,7 GW	0,8 GW	12,7 GW	3,1 GW

Tabelle 13: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2035 und B2 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 13,9 GW auf 9,1 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 14,9 GW auf 11,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 37,5 GW auf 40,7 GW
- Senkung der installierten Leistung von Öl von 1,1 GW auf 0,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 12,6 GW auf 12,7 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,3 GW auf 3,1 GW

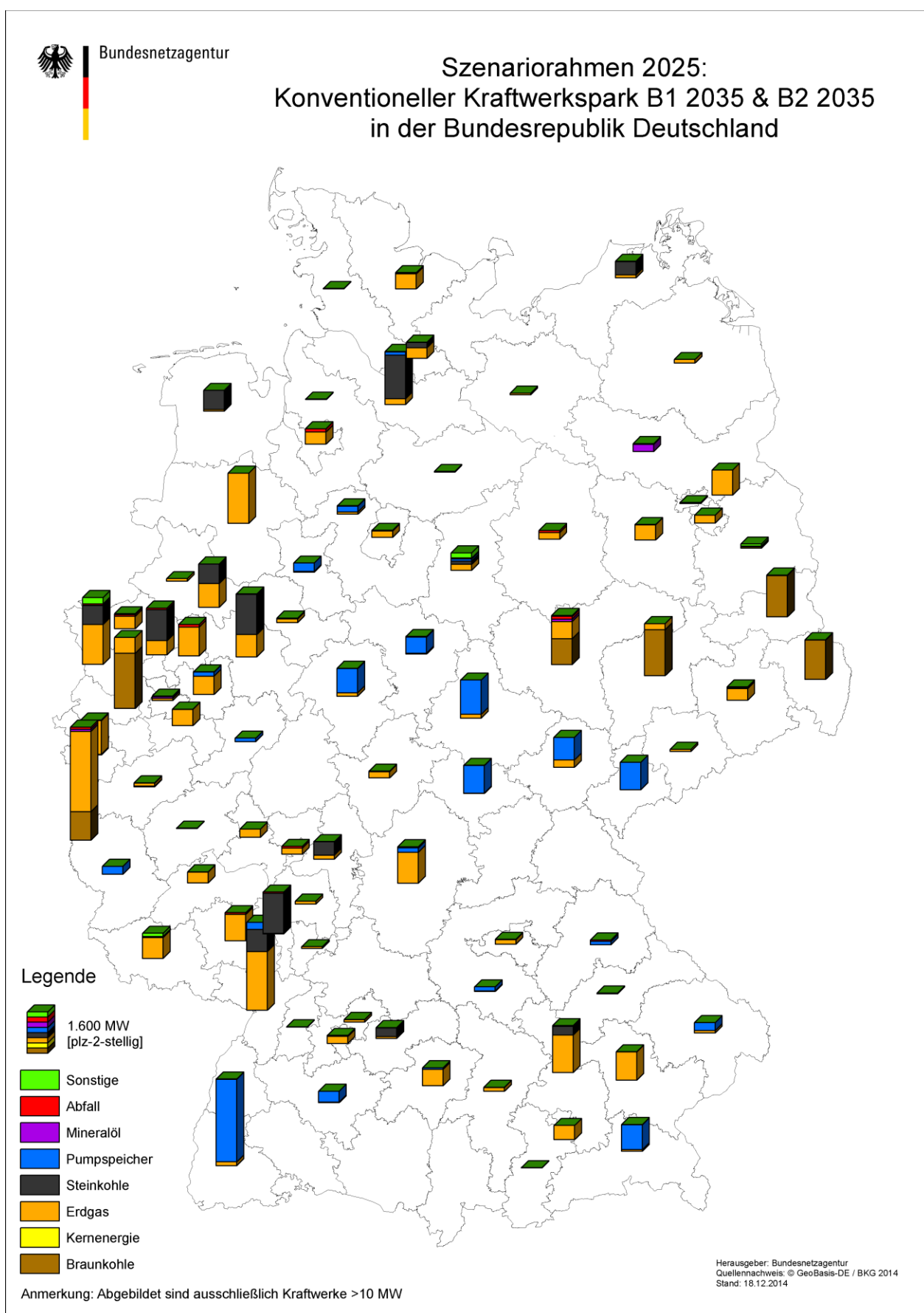


Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2035 & B2 2035

4.3.5 Szenario C 2025

4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario C 2025 werden die von Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung orientieren sich in Szenario C 2025 – bis auf die Ausbaupfade der Windenergieanlagen – an Szenario A 2025. Wegen der Einzelheiten dieser installierten regenerativen Erzeugungsleistung wird auf die Begründung in Szenario A 2025 verwiesen.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 59,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 2,1 GW. Diese Ausbaurrate ist als mittlerer Bereich der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien – analog zu den Szenarien B1 2025, B2 2025, B1 2035, B2 2025 – den oberen Bereich Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Dennoch liegt dieser Wert unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 1 EEG, da in Szenario C 2025 von einer geringeren Bezugsgröße aufgrund des um 5 % reduzierten Bruttostromverbrauchs ausgegangen wird.

Die Annahme eines mittleren Pfades im Szenario C begründet sich daraus, in diesem Szenario möglichst viele der energiepolitischen Ziele einzuhalten, insbesondere eine Reduzierung des Stromverbrauchs vorzugeben. Die reduzierten Annahmen zum Stromverbrauch erfordern eine Senkung des unterstellten EE-Zubaus, weil sonst die Zielgrenzen des § 1 EEG überschritten würden. Das ist konsequent und stimmig, weil nicht anzunehmen ist, dass in einem Szenario, dass die sehr viel schwieriger zu erreichenden Effizienzziele unterstellt, die relativ einfacher zu gewährleistenden EE-Ausbauziele verfehlt würden. In Bezug auf die Zielgrößen des § 3 EEG liegt man im mittleren Bereich.

Für Wind Offshore ist entgegen dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 10,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden kann, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Das Szenario C 2025 unterstellt dabei ebenso wie die Szenarien B1 2025 und B2 2025, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen hingegen ein leichtes Über-

schreiten der gesetzlichen Zubaugrenzen um 0,3 GW für das Jahr 2025 an, welches sich an einem Zubau von 15 GW bis zum Jahre 2030 orientiert, wie er in der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 sowie in der Beschreibung des Ausbaupfades in § 3 Nr. 2 EEG vorgesehen ist, mithin einen jährlichen Zubau von 850 MW ab 2021. Da diese Zielvorgabe jedoch keinen Eingang in die Vorschrift des § 17d EnWG gefunden hat, können nach derzeitiger Rechtslage nicht mehr Kapazitäten als 800 MW pro Jahr vergeben werden. Zudem sieht das EEG keine Folgen hinsichtlich des Erreichens bzw. Nichterreichens des Ausbaupfades nach § 3 Nr. 2 EEG vor, insbesondere auch keine Ausnahme von der Beschränkung der nach § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG zu vergebenden Offshore-Kapazität. Folglich kann bei gleichbleibender Rechtslage eine Überschreitung der Offshore-Leistung von 10,5 GW im Jahr 2025 nicht eintreten.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	25,2 GW	10,0 GW	17,8 GW	0,2 GW	0,0 GW	0,1 GW
Genehmigung	59,0 GW	10,5 GW	54,1 GW	6,4 GW	3,9 GW	0,5 GW

Tabelle 14: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2025

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 63,5 GW auf 59,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Wind Offshore von 10,8 GW auf 10,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 55,7 GW auf 54,1 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 7,2 GW auf 6,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,7 GW auf 3,9 GW
- Senkung der installierten Leistung sonst. reg. Erzeugung von 0,8 GW auf 0,5 GW

4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario C 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2025
Braunkohle	40 Jahre
Steinkohle	40 Jahre
Erdgas	35 Jahre
Mineralöl	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	35 Jahre

Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2025

Im Szenario C 2025 wird gegenüber Szenario A 2025 eine um 10 Jahre verkürzte technisch-wirtschaftliche Lebensdauer angenommen. Damit beträgt die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer im Szenario C 2025 für Braun- und Steinkohlekraftwerke 40 Jahre und für Gaskraftwerke 35 Jahre. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, wird ebenfalls eine Lebensdauer von 35 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Die (gegenüber den Szenarien B1 2025 und B2 2025) um weitere 5 Jahre reduzierte technisch-wirtschaftliche Lebensdauer begründet sich mit der in Szenario C 2025 angenommenen Senkung des Bruttostromverbrauchs von 600 auf 570 TWh. Die Verbrauchssenkung bewirkt eine Reduktion der Residuallast, die die ohnehin erschwerte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke weiter verstärkt. Die Annahme einer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von 40 Jahren für Braun- und Steinkohlekraftwerke liegt noch oberhalb einzelner Forderungen von Marktteilnehmern, die eine noch stärkere Reduktion fordern, um eine Ausnahme von Kohlekraftwerken zu bewirken.

Analog zu den Szenarien B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 wird, wie im Entwurf des Szenariorahmens, im Szenario C 2025 ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken angenommen, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Wie in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 werden im Szenario C 2025 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, sondern nur solche Gaskraftwerke, deren Planung sich in einem fortgeschrittenen Stadium befinden. Insoweit werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zusätzlich eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden worden ist. Liegt die Zusage der Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) länger als ein Jahr zurück, werden geplante Gaskraftwerke hingegen nicht berücksichtigt. Hierbei handelt es sich gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 um eine Verschärfung der Kriterien für die Aufnahme von Gaskraftwerken in die Szenarien. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Gaskraftwerksprojekte ab. Zudem werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Ferner finden geplante Gaskraftwerke Berücksichtigung, für die ein Netzanschlussbegehren nach KraftNAV vorliegt und für die zusätzlich vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV eine Kapazitätsanfrage positiv beschieden worden ist.

Wie in Szenario A 2025 werden Pumpspeicherkraftwerke nur dann in Szenario C 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Damit wird die Bundesnetzagentur dem rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke gerecht (siehe Kapitel II

B 3.4.3). Nicht aufgegriffen wird an dieser Stelle der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, in Szenario C zu unterstellen, dass kein Zubau geplanter Pumpspeicherkraftwerke über die in Bau befindlichen Projekte hinaus stattfindet.

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario C 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 16 zusammen.

	Entwicklung	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2025	11,0 GW	17,7 GW	5,9 GW	3,0 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	3,5 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	10,2 GW	14,9 GW	29,5 GW	1,1 GW	8,6 GW	3,1 GW

Tabelle 16: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2025

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 17,4 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 22,2 GW auf 14,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 21,5 GW auf 29,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Öl von 0,8 GW auf 1,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 6,4 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,1 GW

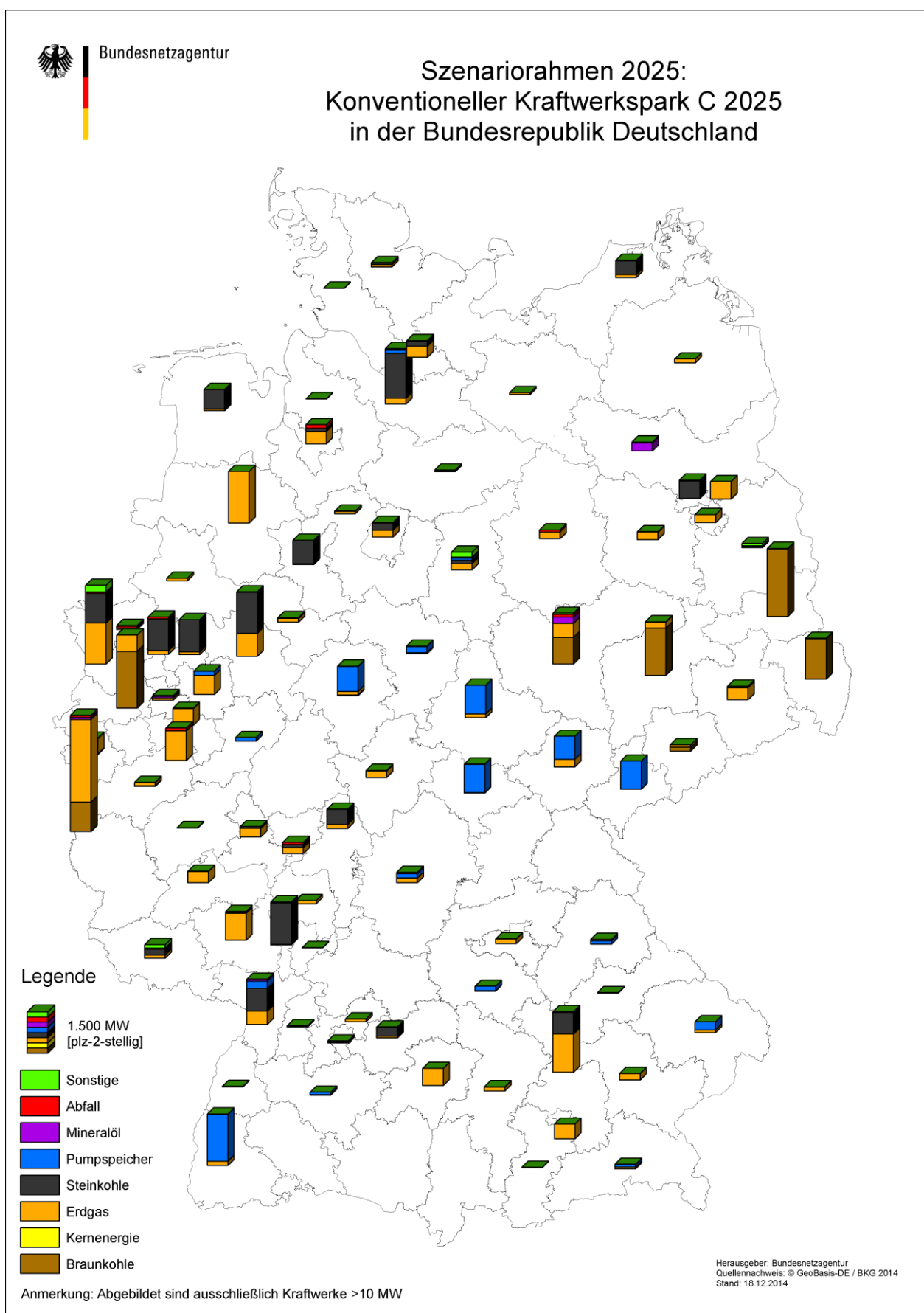


Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark Szenario C 2025

5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Die genehmigten Szenarien erfüllen – soweit eine Aussage hierzu methodisch bereits möglich ist – zum größten Teil die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das sog. Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011 und gesetzlich verankerte Ziele. Darüber hinaus wurden diese Ziele im Aktionsprogramm Klimaschutz am 03.12.2014 Seitens der Bundesregierung nochmals bekräftigt.

Es handelt sich um folgende energiepolitische Ziele, die im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 %
- Erhöhung des Anteils des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
- Steigerung der Offshore-Windleistung auf 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030
- Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 %
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 %
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022

Ohne die Ergebnisse der Marktsimulation und der Netzberechnung, die auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 beruhen, kann eine erste Einschätzung getroffen werden, welche der Szenarien die angeführten Klimaschutzziele erreichen.

5.1 Einhaltung der CO₂-Ziele

Auf Grund der CO₂-Emissionsgrenze, die in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 als Nebenbestimmungen eingeführt wird, ist sicher davon auszugehen, dass die genannten Szenarien die Emissionsgrenzen einhalten werden. Da das Szenario A 2025 sehr dem Szenario

A 2024 ähnelt, welches die CO₂-Ziele im ersten und zweiten Entwurf des NEP 2024 nicht vollständig erreicht hat, kann erwartet werden, dass es die geforderte Reduktion der Treibhausgasemission nicht vollständig erfüllen wird. Auch für die Szenarien B1 2025 und B1 2035 ist in überschlägiger Anlehnung an B 2024 davon auszugehen, dass es die geforderte Reduktion der Treibhausgasemission nicht vollständig erfüllen wird.

5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch

Der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch liegt in allen Szenarien im Korridor des 2014 novellierten EEG, womit dieses Ziel in allen Szenarien erreicht wird. Da sich der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Szenarien in Übereinstimmung mit § 1 Abs. 2 EEG nach dem Bruttostromverbrauch richtet, ist dieser für den Szenarioahmen 2025 zu prognostizieren. Die Prognose des Bruttostromverbrauchs ist dabei lediglich als Basis für die Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien ausschlaggebend und ist nicht mit dem Wert zu verwechseln, welcher sich nach Marktsimulation und Netzberechnung für den Bruttostromverbrauch ergibt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass einzelne Komponenten des Bruttostromverbrauchs Ergebnis der Marktsimulation und der Netzberechnung sind und folglich zum Zeitpunkt der Genehmigung noch nicht bekannt sind. Wie in Kapitel II B 4.1 dargestellt, sind z. B. die Übertragungsnetzverluste als Folge des Energietransports das Ergebnis der Netzberechnung. Ähnlich verhält es sich mit Pumpspeicherverlusten und dem Kraftwerkseigenverbrauch, die sich erst nach der Simulation des Kraftwerkeinsatzes in der Marktsimulation ergeben. Die Verluste des Übertragungsnetzes, die Pumpspeicherverluste und der Kraftwerkseigenbedarf müssen zur Prognose des Bruttostromverbrauchs daher abgeschätzt werden.

Zur Abschätzung des Referenzwertes des Bruttostromverbrauchs in 2013 bezieht sich die Bundesnetzagentur auf die Daten des Monitoringberichts 2014 sowie für die Angaben zum Kraftwerkseigenverbrauch auf die Angaben der AGEB (AG Energiebilanzen EV). Tabelle 17 zeigt, wie sich der Bruttostromverbrauch näherungsweise bestimmen lässt.

Verbrauchstyp	Energieverbrauch [TWh]
Nettostromverbrauch	543,6
Übertragungsnetzverluste	6,3
Pumpspeicherverluste	11,6
Kraftwerkseigenverbrauch	37,2
Bruttostromverbrauch	598,7

Tabelle 17: Prognose des Bruttostromverbrauchs zur Ermittlung der EE-Anteile

Ausgangsgröße zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in 2013 ist der in Kapitel II B 4.1 berechnete Nettostromverbrauch von 543,6 TWh in 2013. Hinzu kommen Energieverluste des Übertragungsnetzes von 6,3 TWh und die Energiemenge von 11,6 TWh zum Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Ferner ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 37,2 TWh zu berücksich-

tigen. Aufsummiert ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 598,7 TWh für das Jahr 2013. Zur Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in 2025 wird dieser Wert auf 600 TWh aufgerundet.

Für die Prognose der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich in allen Szenarien die nachfolgenden Volllastbetriebsstunden zu Grunde gelegt:

Volllastbetriebsstunden [h/a]	
Wind Onshore installiert vor dem 01.01.2015	1650
Wind Onshore installiert nach dem 01.01.2015	2000
Wind Offshore	4000
Photovoltaik installiert vor dem 01.01.2015	920
Photovoltaik installiert nach dem 01.01.2015	950
Biomasse vor dem 01.01.2015	6200
Biomasse nach dem 01.01.2015	4000
Wasserkraft	4500
sonstige reg. Erzeugung	3460

Tabelle 18: Volllastbetriebsstunden der erneuerbaren Erzeugungsanlagen

Die Volllastbetriebsstunden in Tabelle 18 beruhen auf Abschätzungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Als Datenbasis verwendet das ZSW kein einzelnes Wetterjahr, sondern bildet auf Grundlage historischer Messungen Durchschnittswerte. Zu Prognosezwecken für die Abschätzung des voraussichtlichen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch ist die Hochrechnung auf Basis von historischen Durchschnittswerten sachgerecht. In Abgrenzung dazu ist im Rahmen der Marktmodellierung zur Netzberechnung die Verwendung eines möglicherweise eher extremen Wetterjahres mit daraus folgenden höheren Volllaststunden sachgerechter.

Zudem ist in allen Szenarien die wegen der Spitzenkappung (vgl. Kapitel II B 3.3) nicht eingespeiste Energiemenge in Abzug zu bringen. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung führt zu niedrigeren EE-Anteilen am Bruttostromverbrauch, da die nicht eingespeiste EE-Energiemenge in Abzug zu bringen. Auswirkungen für die Einhaltung des Zielkorridors nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG hat die Berücksichtigung der Spitzenkappung nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in den Szenarien B1 2025, B2 2025 und C 2025, da ohne eine Kappung der EE-Einspeisespitzen der obere EE-Ausbaukorridor von 45 % EE-Anteil in diesen Szenarien nicht eingehalten werden würde.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem am 30.04.2014 vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens 2025 alle bis Mitte April 2014 vorhandenen Informationen berücksichtigt. Dies betraf sowohl die Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien aus dem Koalitionsvertrag und aus dem EEG-Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014 als auch die beim Energiegipfel am 01.04.2014 von Bund und Ländern erzielte Einigung über Ausbaukorridore und -zieljahre für einzelne Erneuer-

bare Energien. Nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber enthielten die Szenarien einen Anteil der Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 40, 45 und 47 %. Allerdings berücksichtigten die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Szenarien nicht die Auswirkungen der Spitzenkappung, so dass man letztlich auch im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich von der Einhaltung des unteren und oberen Rand des nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG festgelegten Zielkorridors in Höhe von 40 bis 45 % ausgehen konnte.

5.3 Weitere Ziele

Für das Erreichen des Ziels der Senkung des Primärenergieverbrauchs können alle Szenarien einer optimistischen Einschätzung unterzogen werden, da im ersten und zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2024 dieses Ziel von keinem Szenario eindeutig verfehlt wurde.

Die Steigerung der Offshore-Windleistung auf 6,5 GW im Jahre 2020 wird in den Szenarien B1 2025, C 2025, und B2 2025 erreicht, die Steigerung auf 15 GW bis 2030 wird in den Szenarien B1 2035 und B2 2035 nahezu erreicht.

Der von der Bundesregierung angestrebte Anteil von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 % wird im Szenario A 2025 mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht, da dieser Anteil auch im vergleichbaren Szenario A 2024 im ersten und zweiten Entwurf des NEP 2024 erreicht wurde. Für die anderen Szenarien kann auf Grund der teilweise erheblichen Reduktion der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer des konventionellen Kraftwerksparks keine Aussage getroffen werden.

Das Ziel den Stromverbrauch um 10 % von 2008 bis 2020 und um 25 % bis 2050 zu senken, wird in Szenario C berücksichtigt. Allerdings tragen Verschiebungseffekte vom Verkehrs- und Wärmesektor auf den Stromsektor dazu bei, dass Einsparungen beim Stromverbrauch zum Teil konterkariert werden (siehe Kapitel 4.1). In Summe ergibt sich in Szenario C eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 5 % gegenüber dem Referenzwert 2013.

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022 wird in allen Szenarien berücksichtigt.

6 Europäischer Rahmen

Neben den oben beschriebenen Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und den Verbrauch auf nationaler Ebene sind solche Annahmen auch für die umliegenden europäischen Länder zwecks Marktmodellierung und Netzberechnungen zu treffen. Die Annahmen für die Erzeugung und den Verbrauch in den europäischen Ländern beeinflussen maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen folgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaustausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum auch maßgeblich für den innerdeutschen Lastfluss und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

Dem genehmigten Szenariorahmen liegen angemessene Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur zu Grunde.

Für die im Szenariorahmen zu treffenden Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern sind der Verbrauch und die installierte regenerative und konventionelle Erzeugungsleistung im europäischen Ausland, aber nicht die tatsächlich geflossene Energie entscheidend. Zur Bestimmung der Austauschstrommengen bedarf es nämlich einer (europäischen) Marktsimulation, die nicht Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens ist. Die Annahmen betreffen auch Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur (sog. „Net Transfer Capacity“).

Die Annahmen zum Verbrauch und zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung im europäischen Ausland ergaben sich in der letzten Genehmigung des Szenariorahmens aus dem SO&AF 2013-2030 vom 3. April 2013. In der vorliegenden Genehmigung wird hingegen auf den aktuellen Entwurf des SO&AF 2014-2030 zurückgegriffen, der am 3. Juni 2014 von ENTSO-E veröffentlicht wurde.

Der SO&AF 2014-2030 enthält drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung in Europa. Zusätzlich zu diesen Szenarien enthält der SO&AF 2014-2030 vier sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Bei den „Visions“ handelt es sich im Vergleich zu den Szenarien aus dem SO&AF um Extremszenarien.

Dem Szenario A 2025 wird, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, das Szenario A des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Szenario A („Conservative Scenario“) des SO&AF 2014-2030 zeichnet sich durch einen geringen Verbrauchszuwachs und eine konservative Einschätzung des Zubaus von Kraftwerken aus, d. h. es werden nur die Kraftwerke betrachtet, die schon in Bau sind oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist. Die Zuordnung des Szenarios A 2025 zu Szenario A des SO&AF 2014-2030 lässt sich damit begründen, dass beide Szenarien von den geringsten Zubauraten der regenerativen Erzeugungskapazitäten ausgehen und sich die angenommenen deutschen Mantelzahlen des Szenario A 2025 und des europäischen Szenario A stark ähneln.

Den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird das Szenario B (Best Estimate Scenario) des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Szenario B („Best Estimate Scenario“) des SO&AF 2014-2030 zeichnet sich durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und einen moderaten Zubau von Kraftwerken aus. Abgesehen von den Kraftwerken mit finalen Investitionsentscheidungen werden auch solche Kraftwerke berücksichtigt, deren Bau und Inbetriebnahme unter den gegebenen regionalen und wirtschaftlichen Voraussetzungen als plausibel erscheint. Die angenommenen deutschen Mantelzahlen in den Szenarien B1 2025 sowie B2 2025 und im Szenario B des SO&AF sind

nahezu identisch, sodass eine Zuordnung der Szenarien B1 2025 und B2 2025 zum Szenario B des SO&AF plausibel erscheint.

Die beiden Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 werden, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, der Vision 3 des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Die Vision 3 fungiert im SO&AF 2014-2030 als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 und erfüllt mittels Orientierung an den EU-Energiezielen am ehesten die Anforderungen der mit großen Unsicherheiten behafteten Langfristbetrachtung. Die Vision 3 ist zwar dem Grunde nach ein Extremszenario. Allerdings sieht die Vision 3 lediglich einen Zeithorizont bis 2030 vor. Durch den fünf Jahre kürzeren Zeithorizont wird der Charakter von der Vision 3 als Extremszenario abgeschwächt. Aus den genannten Gründen erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur die Vision 3 für die Langfristbetrachtung geeignet.

Dem Szenario C 2025 wird ebenfalls Szenario B des SO&AF 2014-2030 zugeordnet, da sich die angenommenen Ausbauzahlen der regenerativen Energien in den beiden Szenarien ähneln und die Abweichungen insgesamt am geringsten sind. Des Weiteren weist das Szenario B innerhalb der Szenarien des SO&AF ebenso wie das Szenario C den geringsten Stromverbrauch auf.

Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten ergeben sich aus den bestehenden Grenzkuppelkapazitäten sowie dem TYNDP 2014, der die geplanten Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur abbildet.

2025	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
Von Deutschland nach ...	1.000	4.400	1.300	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	2.000	1200
Von ... nach Deutschland	1.000	4.200	2.600	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	3.000	1200
2035	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	2.000	4.400	2.000	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	2.000	1.200
Von ... nach Deutschland	2.000	5.000	2.600	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	3.000	1.200

Tabelle 19: Übertragungskapazitäten [MW] zw. DE und den angrenzenden Marktgebieten

* gemeinsames Profil PL -> DE/CZ/SK und DE/CZ/SK -> PL

Auf Grund von aktuellen Erkenntnissen haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Anhörung eine Anpassung des NTC-Wertes zwischen Deutschland und der Schweiz im Szenario B 2035 als sachgerecht angesehen (DE -> CH: 4400 MW und CH -> DE: 5000 MW).

Wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, gibt es derzeit eine gemeinsame Preiszone mit Österreich, so dass hier kein NTC existiert. Sowohl für die Marktmodellierung, die aus mathematischen Gründen nicht mit einer beliebig hohen Transportkapazität rechnen kann

als auch zur Ermittlung eines realistischen Netzausbaus ist es notwendig, im Marktmodell eine Beschränkung der Übertragungskapazität von und nach Österreich einzuführen. Ansonsten könnten modellbedingte extreme Handelsflüsse nach Österreich zu einem stark überdimensionierten Netzausbaubedarf führen. Ein genauer Wert für diese Beschränkung ist allerdings schwierig abzuleiten, da dies nur unter intensiver Abstimmung zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG geschehen kann. Sofern der Wert einseitig aus deutscher Sicht erhöht würde, würde dies unter Umständen zu einem hohen Netzausbaubedarf auf deutscher Seite führen, ohne dass damit auch zwangsläufig auf österreichischer Seite die Netze für diese Kuppelkapazität ausgelegt würden. Andersherum würde ein zu niedriger Wert unter Umständen dazu führen, dass das deutsche Netz nicht ausreichend für den Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich dimensioniert wäre. Ebenso würde ein zu niedriger Wert sowohl dem Grundgedanken einer gemeinsamen Preiszone widersprechen als auch den Zielen der EU, den internationalen Stromhandel in Zukunft stärker zu ermöglichen. Unter Berücksichtigung all dieser Schwierigkeiten erscheint der von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Wert von 5,5 GW für das Jahr 2025 und 7,5 GW für das Jahr 2035 angemessen. Einerseits wird damit die heutige Größe der Kuppelkapazitäten berücksichtigt und andererseits liegt der Wert auch über dem durchschnittlichen Handelsvolumen von Deutschland nach Österreich der letzten Jahre. Dieses lag in den Jahren 2012 bis 2014 zwischen 4,1 und 4,5 GW von Deutschland nach Österreich und zwischen 2,2 und 2,3 GW von Österreich nach Deutschland.

Damit ist sichergestellt, dass nicht aufgrund unrealistisch hoher Werte ein zu starker Stromexport nach Österreich netzdimensionierend ist, der Handel aber auch nicht zu stark im Vergleich zum heute tatsächlich stattfindenden Handel eingeschränkt und eine angemessene Entwicklung in der Zukunft ermöglicht wird.

Sollten die Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft andere bzw. weitergehende Erkenntnisse bezüglich der Übertragungskapazität von und nach Österreich haben, sind sie aufgefordert, diese detailliert und transparent darzulegen.

C Regionalisierung

1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind Offshore stellt sich wie folgt dar:

Gebiet	Szenario A 2025	Szenario B1 & B2 2025	Szenario B1 & B2 2035	Szenario C 2025
Nordsee	7,7 GW	9,2 GW	16,6 GW	9,2 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,3 GW
Gesamt	8,9 GW	10,5 GW	18,5 GW	10,5 GW

Tabelle 20: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Im Rahmen der von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Regionalisierung wird in allen Szenarien die Genehmigungslage, d.h. die installierte Leistung aller Offshore Windparks in der AWZ und im Küstenmeer von Nord- und Ostsee, für die eine Anlagengenehmigung des BSH oder der Genehmigungsbehörden der Küstenländer vorliegt, als Maßstab für die Zuordnung der Offshore-Windleistung auf Nord- und Ostsee betrachtet. Denn der Umfang der Genehmigungen spiegelt grundsätzlich die Güte der Standorteigenschaften von Nord- und Ostsee zum gegenwärtigen Zeitpunkt wider, wodurch die Standortvorteile eines Seebereiches gegenüber dem anderen implizit berücksichtigt werden.

Dies entspricht auch der Regionalisierungsmethodik im Sensitivitätenbericht 2014 zur „Deckelung Offshore“ sowie im genehmigten Szenariorahmen 2014 in Szenario A 2024. Auch das Szenario B 2024 des Szenariorahmens 2014 berücksichtigte die Genehmigungslage bis zu der Höhe an Offshore-Leistung, die bereits durch Genehmigungen abgedeckt war. Für den darüber hinausgehenden Zubau wurde die Ostsee im Szenario B 2024 etwas stärker berücksichtigt. Grund hierfür war ein erwarteter Nachholeffekt in der Ostsee aufgrund der Küstennähe und des prognostizierten Fortschritts bei den Genehmigungsverfahren von Offshore Windparks in der Ostsee. Diese Erwartungen können nach der zwischenzeitlichen Genehmigung eines weiteren Windparks in der Ostsee jedoch nicht länger aufrechterhalten werden. Vielmehr beantragten Betreiber bereits genehmigter Offshore Windparks im Rahmen der Kapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur eine geringere Leistung als aufgrund der im Rahmen der Anlagengenehmigung des BSH zulässigen Anzahl an Windenergieanlagen möglich war. Zudem erweist sich der Baugrund in einem Cluster in der AWZ der Ostsee als schwierig (vgl. Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee, S. 11 f.). Daher hat es sich bislang auch noch nicht erwiesen, dass die größere Küstennähe der Cluster in der Ostsee einen besonderen Vorteil gegenüber der Realisierung küstenfernerer OWP in der Nordsee bieten würde. Ein Nachholeffekt, wie im Szenariorahmen 2014 angenommen, ist im Szenariorahmen 2025 folglich nicht zu unterstellen. Zumal auch bei einer Regionalisierung anhand der Genehmigungslage aufgrund der gesetzlichen Begrenzung des Zubaus der Offshore Windenergie die Leistung aller

genehmigte Offshore Windparks in der Nordsee deutlich über der regionalisierten Erzeugungsleistung für die Nordsee liegt, d.h. nicht alle genehmigten Windparks in der Nordsee durch die regionalisierte Offshore-Erzeugungsleistung mit ihrer vollständigen installierten Leistung erfasst werden.

Bei Ermittlung der Genehmigungslage wurde die Leistung aller genehmigten Offshore Windparks in der AWZ und im Küstenmeer von Nord- und Ostsee berücksichtigt. Hierbei wurden grundsätzlich die Angaben der Bundesfachpläne Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee und der Ostsee (BFO-N; BFO-O) herangezogen. Im Rahmen des aktuellen Verfahrens der Bundesnetzagentur zur Vergabe von Kapazitäten auf bereits beauftragten Offshore-Anbindungsleitungen wurden durch die Betreiber der Offshore Windparks Anträge gestellt, die hinsichtlich der beantragten Leistung zum Teil von der Genehmigungslage des BFO-N und des BFO-O abweichen. Dies hat seine Ursache in zwischenzeitlichen Änderungen der Anlagenkonzepte der Windpark-Betreiber zwischen der Erstellung des BFO-N und des BFO-O durch das BSH und der Kapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur. Da den Anträgen im Rahmen der Kapazitätsvergabe aktuellere Leistungsgrößen zugrunde liegen können, sind diese bei etwaigen Abweichungen von den Angaben des BFO-N und des BFO-O heranzuziehen.

Da die Offshore-Leistung für das Jahr 2025 kleiner ist als die Leistung der genehmigten Offshore Windparks, wurde die Regionalisierung für alle Szenarien in zwei Schritten vollzogen: Im ersten Schritt wurde die Leistung der genehmigten Offshore Windparks in Nord- und Ostsee, die durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 6,4 GW, in der Ostsee ca. 1,1 GW), in voller Höhe im Rahmen der jeweils zu regionalisierenden Leistung berücksichtigt. Die danach noch verbleibende Offshore-Gesamtleistung (im Szenario B1 2025 3,0 GW) wurde dann im zweiten Schritt ratierlich anhand der Leistung der genehmigten Offshore Windparks, die nicht durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 4,5 GW, in der Ostsee ca. 0,4 GW), auf Nord- und Ostsee verteilt (in Szenario B1 2025 2,8 GW für die Nordsee und 0,2 GW für die Ostsee). Die Leistung der Windparks, die durch das Startnetz erschlossen wird, wurde im zweiten Schritt nicht mehr berücksichtigt, da diese keine Anhaltspunkte für das weitere Ausbaupotenzial und die weitere Realisierungsgeschwindigkeit im Verhältnis zwischen Nord- und Ostsee gibt. Die Summe der durch das Startnetz bereits erschlossenen Windparkleistung je Seegebiet und des anhand der Genehmigungslage ratierlich ermittelten Zubaupotenzials je Seegebiet ergibt die regionalisierte Offshore-Leistung.

2 Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen

Die regionale Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung. Vor diesem Hintergrund ist eine belastbare Methodik bei der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung.

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien grundsätzlich eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs darstellt.

Die Bundesnetzagentur hat bei dieser Entscheidung auch die in den Stellungnahmen mehrheitlich vertretene Ansicht berücksichtigt, dass in Bezug auf Wind Onshore die Existenz von nutzbaren Flächen für die Windenergie vorrangig maßgeblich sei und nicht – wie in der letztjährigen Genehmigung des Szenariorahmens – die Windhöffigkeit und der Bestand der Windenergieanlagen. Denn gemäß den meisten Experten aus Bundesländern, Umweltverbänden, Windparkprojektierern würden Windenergieanlagen in ganz Deutschland überall dort errichtet werden, in denen entsprechende Flächen ausgewiesen seien.

Eine solche Verteilung der Windenergieanlagen lässt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch von dem gegenwärtigen Bestand der Windenergieanlagen ableiten, die gerade nicht ausschließlich in den windhöffigsten Regionen Deutschlands errichtet wurden. Begünstigt wird nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine solche Entwicklung insbesondere durch das Referenzertragsmodell, das als Förderungsinstrument auch die Errichtung von Windenergieanlagen in windschwächeren Regionen unterstützt.

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen kamen mehrere unterschiedliche Methoden zur Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien zur Anwendung.

So basierten die Netzentwicklungspläne 2022 und 2023 auf einer Regionalisierung, die sich unmittelbar aus den von den Bundesländern in den Szenarien C 2022 und C 2023 gemeldeten Bundesländerausbauzielen ableitete. Diese Regionalisierungsmethodik wurde aufgrund der deutlichen Kritik bereits in der vorjährigen Genehmigung des Szenariorahmens verworfen.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 basierte auf einer Regionalisierung, in der zu 50 % der Bestand der entsprechenden Anlagen (Wind Onshore, Photovoltaik) und zu 50 % das Ertragspotenzial (Windhöffigkeit, PV-Flächenverfügbarkeit) berücksichtigt wurde. Kritisiert wurde an diesem Ansatz in Bezug auf Wind Onshore u. a., dass eine Unterscheidung nach Windhöffigkeit nicht maßgeblich sei, sondern dass es vielmehr auf die Existenz von für die Windenergie nutzbaren Flächen ankomme. Daher wurde dieser Regionalisierungsansatz im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 von den Übertragungsnetzbetreibern nicht weiter verfolgt.

Der nun von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2025 schlägt eine gänzlich neue Regionalisierungsmethodik für Wind Onshore und Photovoltaik vor. Insbesondere für Wind Onshore wurde eine neue Methodik entwickelt, die vor allem auf der Existenz ausgewiesener und potenziell geeigneter Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen beruht.

Die Bundesnetzagentur hat sich – wie in den Jahren zuvor – bereits im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens intensiv mit der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien beschäftigt. Die Darstellung und Thematisierung der Regionalisierung bereits im Entwurf des Szenariorahmens greift ein breites Stimmungsbild innerhalb der Konsultationsteilnehmer auf und erlaubt eine transparente Ermittlung der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungseinheiten.

Die Bundesnetzagentur begrüßt ausdrücklich, dass der interessierten Öffentlichkeit durch die Veröffentlichung der geplanten Regionalisierung auch im diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens Gelegenheit gegeben wurde, sich zu dieser die Netzentwicklungsplanung wesentlich beeinflussenden Frage frühzeitig zu äußern. Die Bundesnetzagentur erachtet die zahlreichen Äußerungen der Bundesländer, Verteilnetzbetreiber, Umweltverbände und interessierten Bürger zur Regionalisierung im Rahmen der Konsultation und des „Workshops“ vom 28. Mai 2014 in diesem frühen Stadium des Netzausbauprozesses als wichtig. Aus diesem Grund wurde die Fragestellung der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien auch in dem Begleitdokument der Bundesnetzagentur zur Konsultation des Szenariorahmens 2025 ausdrücklich thematisiert. In diesem Dokument wurden an die potenziellen Konsultationsteilnehmer die Fragen gestellt, inwieweit die im Entwurf des Szenariorahmens 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene neue Regionalisierungsmethodik sinnvoll sei oder ob es Vorschläge zu einer alternativen Regionalisierungsmethodik gebe.

Von den Konsultationsteilnehmern wurde insbesondere begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zur regionalen Zuordnung der regenerativen Erzeugungsanlagen wissenschaftliche Gutachter beauftragt haben und die Faktoren für die Regionalisierung in mehreren Workshops erarbeitet wurden. Dieses Vorgehen sei eine wissenschaftlich fundierte Erweiterung und Verbesserung der bisherigen Regionalisierungsmethodik. So werde für die regionale Verteilung von Windenergieanlagen – nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer zu Recht – die noch im NEP 2024 verwendete Unterscheidung nach Windhöufigkeit und Bestand verworfen. Auch die energiepolitischen Ziele der einzelnen Bundesländer seien derzeit nicht geeignet, den zu erwartenden jährlichen Zubau unter den Ländern aufzuteilen, da die Summe der Ausbauziele der Länder den zu erwartenden Ausbaukorridor gemäß der EEG-Novelle weit übersteige.

Kritisiert wurde von den Konsultationsteilnehmern jedoch überwiegend, dass die Herleitung der neuen Regionalisierungsmethodik in dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens nicht transparent genug dargestellt wurde. So seien die bei den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Anträge auf Anschluss von Windenergieanlagen überhaupt nicht berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurden mehrere Details im Rahmen der Regionalisierungsmethodik beanstandet, die seitens der Bundesnetzagentur insbesondere hinsichtlich der Ausschlussflächen aufgrund der 10 H Regelung, der Drehfunkfeuer sowie der Hangneigung von 5 Grad eingehend geprüft wurden.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung vieler Konsultationsteilnehmer, dass die neue Regionalisierungsmethodik insbesondere im Bereich Wind Onshore im Entwurf des Szenariorahmens noch nicht ausreichend dargestellt wurde. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern am 20.06.2014 einen umfangreichen Fragenkatalog zugesandt, den die Übertragungsnetzbetreiber am 22.07.2014 beantwortet haben. Demnach besteht die neue Regionalisierungsmethodik aus folgenden Kernelementen:

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen beruht auf einer Modellierung, die zunächst die Ausschlusskriterien von Flächen bestimmt. Die verbleibenden Flächen gelten als vorrangig zu bebauende bzw. potenziell erschließbare Flächen. Der prognostizierte Ausbau der Windenergieanlagen erfolgt anlagenscharf, wobei der Zubau in den vorgeannten Flächen anhand einer Zubauwahrscheinlichkeit modelliert wird. Die Zubauwahrscheinlichkeit für einen Standort hängt von einem Mindestertrag, Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark) sowie davon ab, ob sich der Standort in vorrangig zu bebauenden oder in potenziell erschließbaren Flächen befindet.

In der Modellierung wurde ein bestimmter Mindestertrag zu Grunde gelegt. Dazu wurde der potenzielle Ertrag für Windenergieanlagen über die berechneten potenziellen Volllaststunden aus den Weibull-Daten des Deutschen Wetterdienstes in 80 m über Grund abgebildet. Zur Ermittlung eines geeigneten Mindestertrags in Bezug auf diese berechneten potenziellen Volllaststunden in 80 m über Grund wurden die Standorte der bestehenden Windenergieanlagen ausgewertet. Diese Auswertung hat gezeigt, dass Windkraftanlagen nur an Standorten mit einer potenziellen Volllaststundenzahl von mehr als 950 [h/a] stehen.

Die Regionalisierung von Wind Onshore für 2025 ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung für 2016 und einer Langfristbetrachtung für 2035. Während die kurzfristige Betrachtung für 2016 die bestmögliche aktuelle Datenlage des Wind Onshore-Ausbaus berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung für 2035 die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung in adäquater Weise ab.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der Langfristbetrachtung für das Jahr 2035 werden sämtliche Potenzialflächen solange mit Windenergieanlagen „befüllt“ bis die in den Szenarien prognostizierten bundesweiten Ausbauziele erreicht sind (gemäß Szenario B1/B2 2035 ergibt sich für das Jahr 2035 ein Nettozubau von 55 GW). Die durch Raumordnungsbehörden bereits ausgewiesenen Flächen werden dabei vorrangig erschlossen. Flächen, die aktuell noch nicht als Vorrang- und Eignungsgebiete ausgewiesen sind, werden in der Modellierung nachrangig über eine geringere Zubauwahrscheinlichkeit mit Windenergieanlagen bebaut. Die Langfristbetrachtung für 2035 erfolgt dabei für jedes Bundesland separat und betrachtet dabei auch die jeweiligen landesweiten Ausbauziele. Denn die im Jahr 2035 installierte Leistung Wind Onshore entspricht mit 88,8 GW näherungsweise der Summe der jeweiligen Ausbauziele der Bundesländer (C 2024: 87,4 GW). Die Langfristbetrachtung sorgt somit dafür,

dass auch Bundesländer, die gegenwärtig noch nicht über ausreichend ausgewiesene Windflächen zur Erreichung ihrer landesweiten Ausbauziele verfügen, ausreichend berücksichtigt werden.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der kurzfristigen Ausbaudynamik wird ein Stützpunkt modelliert, der die zu erwartende kurzfristige Entwicklung bis in das Jahr 2016 darstellt. Dieser kurzfristige Stützpunkt ergibt sich unter Berücksichtigung des Repoweringpotenzials aus dem Mittelwert der Leistungen der nachfolgenden (ggf. wahlweise vorhandenen) drei Kriterien: die Fortschreibung der historischen Zubauraten der Bundesländer der letzten drei Jahre um drei weitere Jahre, die vorliegenden Anträge auf Errichtung von Windkraftanlagen bei den Verteilnetzbetreibern (auf Hoch- und Mittelspannungsebene) in den nächsten drei Jahren und die Landesentwicklungspläne der Bundesländer reduziert auf einen entsprechend linearen Zubau in den nächsten drei Jahren. Der kurzfristige Betrachtungszeitraum soll den über den aktuellen Bestand hinaus belastbar zu erwartenden Zubau bis 2016 abbilden.

Durch lineare Interpolation zwischen der sich für jeden einzelnen Netzknoten ergebenden Leistung im Stützpunkt 2016, der die kurzfristige Dynamik nach den vorgenannten Kriterien widerspiegelt, und der Leistung im Jahr 2035 ergibt sich der Leistungswert der Regionalisierung für diesen Netzknoten für das Jahr 2025. Über eine bundesländerscharfe Aggregation aller Netzknoten in einem Bundesland ergibt sich der gesamte regionale Leistungswert je Bundesland. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsformel für die Regionalisierung von Wind Onshore für den Netzentwicklungsplan 2025 findet sich in der Anlage A-4.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswertungen der Abfrage der regionalen Planungsbehörden (siehe Kapitel II D 2) den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 im Rahmen der Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus Wind Onshore zur Verfügung gestellt und fordert die Übertragungsnetzbetreiber dazu auf, diese im Rahmen der Langfristregionalisierung der Modellierung zu berücksichtigen. Denn hinsichtlich der in der Abfrage ermittelten raumordnungsrechtlich gesicherten aktuellen Festlegungen wurde von der Bundesnetzagentur eine bundesweite (Vorrang- und Eignungs-)Fläche von 2.786 km² für den Bau von Windkraftanlagen ermittelt, was 0,78 % des Bundesgebietes entspricht. Demgegenüber haben die Übertragungsnetzbetreiber mittels ihrer Abfrage der Raumordnungsbehörden im ersten Quartal des Jahres 2014 gemäß ihrer Antwort vom 22.07.2014 lediglich eine bundesweite (Vorrang- und Eignungs-)Fläche von 1.190 km² für den Bau von Windkraftanlagen ermittelt, was 0,33 % des Bundesgebietes entspricht.

Auch die Auswertungen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene (siehe Kapitel II D 1), die eine Antragslage für die voraussichtliche Errichtung von Windenergieanlagen für die nächsten drei Jahre ergab, wurde den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt. Dabei konnte die Bundesnetzagentur eine Antragslage für alle Bundesländer ermitteln, während die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund ihrer Abfrage der Ver-

teilnetzbetreiber im ersten Quartal des Jahres 2014 gemäß ihrer Antwort vom 22.07.2014 die Antragslage von nur wenigen Bundesländern ermitteln konnten. Daher fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, auch die Daten aus der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Verteilnetzbetreiberabfrage im Rahmen der kurzfristigen Ausbaudynamik der Modellierung zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur hält den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° für das Regionalisierungsmodell ausgeschlossen werden sollen, im Grundsatz für gerechtfertigt.

Letztendlich ist bei der Installation von Windenergieanlagen an steilen Lagen weniger die technische Möglichkeit, sondern vielmehr die Wirtschaftlichkeit der limitierende Faktor. Die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten wiederum hängt neben den Erschließungskosten, die bei einer starken Neigung in der Regel höher sind, an vielen Einzelaspekten wie zum Beispiel der allgemeinen Flächenverfügbarkeit sowie den konkreten Windbedingungen (erwarteter Ertrag), Pachtpreisen oder Netzanschlusskosten vor Ort. Somit kann es sich von Fall zu Fall unterscheiden, ob sich der höhere Erschließungsaufwand am Ende rechnet oder nicht.

Gemäß der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Modellierung sind nur sehr wenige der Wind Onshore-Bestandsanlagen in dem von dem Modell ermittelten Ausschlussflächen verortet. Demnach liegen rund 98% aller Wind Onshore-Bestandsanlagen in Flächen mit einer modellierten Hangneigung von unter 5°. Entsprechend liegen nur etwa 2% aller Wind Onshore-Bestandsanlagen in Flächen mit einer modellierten Hangneigung von über 5°. Die Verteilung der Onshore Windenergieanlagen nach der Hangneigung im Regionalisierungsmodell der Übertragungsnetzbetreiber ist in Abbildung 8 dargestellt.

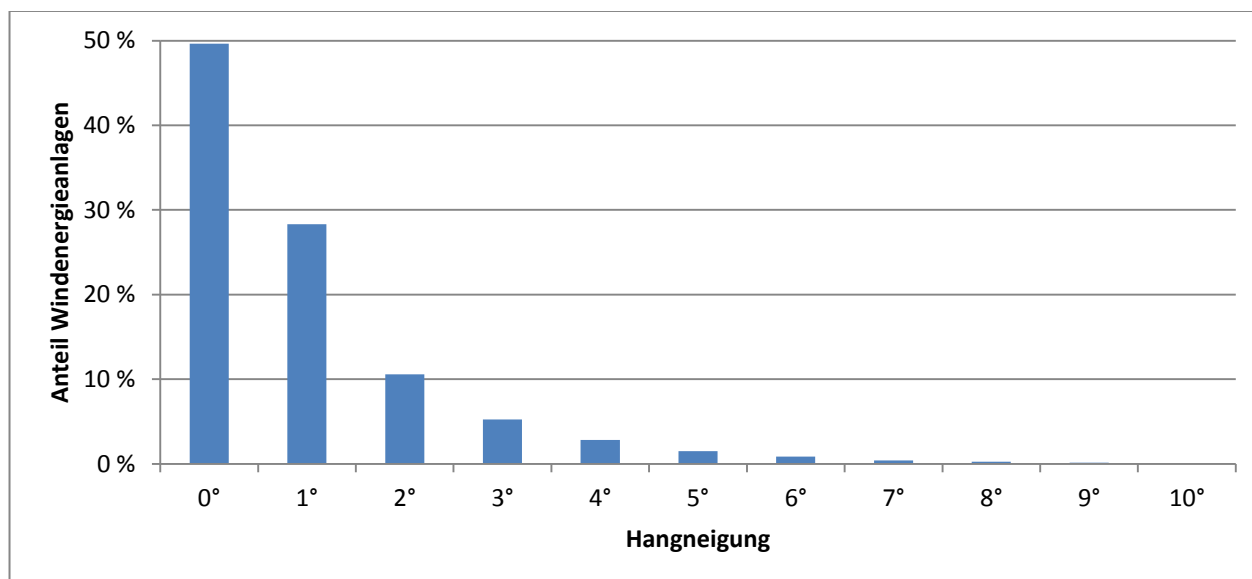


Abbildung 8: Prozentuale Verteilung der tatsächlich vorhandenen Windenergieanlagen in Abhängigkeit der modellierten Hangneigung

Zu unterscheiden von der im Modell zugrunde gelegten Hangneigung ist die tatsächliche „physische“ Hangneigung. Diese kann an einem „realen“ Standort größer als die modellierte Hangneigung sein. Der Grund hierfür ist die Gitterweite des im Modell verwendeten Geländeasters von 200 m, die dazu führt, dass in der Realität vorhandene große Hangneigungen ein Stück weit „relativiert“ bzw. eingeebnet werden können. Dies bedeutet, dass entgegen der Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer auch Windenergieanlagen berücksichtigt werden, die auf einer steileren (tatsächlichen) Hangneigung als 5° errichtet wurden oder in Zukunft errichtet werden. Allerdings kann sich diese Einschätzung mit zunehmender Verknappung einfach zu erschließender Standorte in Zukunft ändern.

Es ist also zwischen einer Hangneigung von 5° in der Realität und einer von den Übertragungsnetzbetreibern modellierten Hangneigung von 5° im Regionalisierungsmodell zu unterscheiden. Auf diese Unterscheidung ist hinzuweisen, da sich die Kritik im Rahmen der Konsultation auf einen Realwert der Hangneigung von 5° bezieht. Die Stellungnahmen einiger Bundesländer ließen den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maximalwert der Hangneigung für die Berücksichtigung potentieller Windenergieflächen in der Realität als zu niedrig erscheinen. In Rheinland-Pfalz bspw. sind fast ein Viertel der Bestandsanlagen an Standorten errichtet, die eine tatsächliche Hangneigung größer als 5° aufweisen. Auch in Nordrhein-Westfalen tätige Projektierer erachten die Errichtung von Windkraftanlagen von bis zu 8,5° (15 %) Hangneigung als unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Bedingungen für realisierbar. Auch eine Studie des Umweltbundesamt („Potenzial der Windenergie an Land“) geht erst von einer Ausschlussfläche bei einer Hangneigung von mehr 30° (57,7 %) Hangneigung aus. Allerdings ging es dem Umweltbundesamt bei der Erstellung der Potenzialstudie nicht nur darum, ein wirtschaftliches oder gar realisierbares Potenzial, sondern ein Maximum des technisch und ökologisch Möglichen zu ermitteln.

Die Bundesnetzagentur hält im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore die Nichtberücksichtigung der 10 H Regelung gegenwärtig für gerechtfertigt.

Bei der 10 H Regelung handelt es sich um die Einführung eines Mindestabstandes von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung, nach der Windenergieanlagen nur dann privilegiert im Außenbereich zulässig sind, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Höhe (auf Nabenhöhe) zu Wohngebäuden einhalten. Das Baugesetzbuch (BauGB) eröffnet den Bundesländern über eine Länderöffnungsklausel die Möglichkeit, solch höhenbezogene Mindestabstände für Windenergieanlagen einzuführen. Gegenwärtig hat Bayern als einziges Bundesland von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht, indem jüngst Art. 82 der Bayrischen Bauordnung (BayBO) um eine solche 10 H Regelung ergänzt wurde. Eine Unterschreitung dieses gesetzlichen Mindestabstandes ist nur möglich, wenn für den Windpark ein Bebauungsplan besteht, der geringere Abstände festsetzt.

Zwar führt die Neuregelung in Bayern zu einer „Entprivilegierung“ von Windenergieanlagen im Außenbereich, soweit diese den geforderten Mindestabstand der zehnfachen Gesamthöhe zur nächstgelegenen Wohnbebauung nicht einhalten. Solche Anlagen sind nun im Außenbereich aufgrund des geänderten Art. 82 BayBO grundsätzlich nicht mehr genehmigungsfähig. Allerdings können Vorhaben mit einem geringeren Abstand immer noch umgesetzt werden, wobei allerdings zwingend ein Bebauungsplan aufgestellt werden muss. In Bayern dürften damit alle Projekte auf den Prüfstand gestellt werden, die noch nicht über eine Genehmigung verfügen. Ob nach dem Inkrafttreten der Änderung des BayBO ein nennenswerter Ausbau der Windenergie im Freistaat überhaupt noch stattfindet bleibt abzuwarten, ist aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend valide abzuschätzen. Jedenfalls werden an vielen Standorten zunächst Bebauungsplanverfahren eingeleitet werden müssen. Dabei beabsichtigt laut bayrischer Gesetzesbegründung zur 10 H Regelung die Staatsregierung alle Gemeinden, die von der 10 H Regelung abweichen wollen, durch ein umfangreiches Instrumentarium an Planungshilfen zu unterstützen.

Folglich ist die Berücksichtigung der 10 H Regelung im Regionalisierungsmodell abzulehnen, da gegenwärtig nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein höhere Modellierungsungenauigkeit darin besteht, diese Fragestellung zu berücksichtigen als zu ignorieren. Aufgrund der nach wie vor bestehenden Möglichkeit der Errichtung von Windenergieanlagen innerhalb von 10 H mittels Bebauungspläne, von der bayrischen Staatsregierung angekündigten Planungshilfen sowie dem unveränderten Festhalten der bayrischen Staatsregierung an den Ausbauzielen von Wind Onshore ist keine ausreichende Basis für eine pauschale Berücksichtigung der 10 H Regelung im Regionalisierungsmodell gegeben.

Die Bundesnetzagentur hält die Nichtberücksichtigung der Drehfunkfeuer innerhalb der Regionalisierung von Wind Onshore gegenwärtig für gerechtfertigt.

Ein Drehfunkfeuer ist ein Funkfeuer für die Luftfahrtnavigation, das ein spezielles Funksignal aussendet, dem ein Empfänger im Flugzeug die Richtung zum Funkfeuer entnehmen kann. Das Flugzeug benötigt damit keine Peilanlage, da die Richtungsinformation vom Sender in das Signal kodiert wird. Im Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen muss zunächst die Behörde, die die Genehmigung gegenüber den Windenergieanlagenbetreibern erteilt, prüfen, ob im konkreten Fall eine luftverkehrsrechtliche Prüfung bzw. Zustimmung einzuholen ist. Dies bestimmt sich nach dem Anlagenschutzbereich gemäß den Richtlinien der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) und ist der Fall, wenn die Windkraftanlage im Radius von 15 km um eine Drehfunkanlage errichtet werden soll. Dann wird der Antrag des Windparkbetreibers an die zuständige Luftfahrtbehörde des Landes weitergeleitet und von dort an das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung (BAF). Gemäß § 18 a LuftVG ist das BAF ermächtigt darüber zu entscheiden, ob durch die Errichtung des konkreten Bauwerks Flugsicherungseinrichtungen gestört werden können. Diese Entscheidung basiert auf einem Gutachten der Deutschen Flugsicherung GmbH (DFS), das eine fachtechnische Analyse der möglichen Störungen darstellt.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber, dass die Berücksichtigung der Auswirkungen der Drehfunkfeuer auf die Errichtung von Windenergieanlagen gegenwärtig nicht sachgerecht wäre. Dies liegt in der unsicheren Rechtslage begründet, die zum jetzigen Zeitpunkt eine Ausschlusszone von Windenergieanlagen von 15 km Radius um eine Drehfunkanlage herum als fehlerhafte Modellierung erscheinen lässt. Rechtlich umstritten ist bspw. die Frage, ob die Entscheidung des BAF gemäß § 18 a LuftVG für die örtliche Genehmigungsbehörde überhaupt bindend ist (die Bindungswirkung befürwortend Meyer/Wysk NVWZ 2013, 319, 320; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014, ZNER 2014, 501; VG Frankfurt am Main, Urt. v. 8.10.2014, ZNER 2014, 125; die Bindungswirkung verneinend Falke/Sittig in REE 02-2014, 76, 77; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013, ZNER 2013, 544, 547; VG Hannover, Urt. v. 22.9.2011). Sollte dies nicht der Fall sein, hat die örtliche Genehmigungsbehörde ein Ermessen, bei ihrer Genehmigung von der Entscheidung des BAF/DFS im Einzelfall abzuweichen. Strittig ist zudem, ob die Störung von Flugsicherungseinrichtungen im Sinne des § 18 a LuftVG eine durch die Verwaltungsgerichte voll überprüfbare Rechtsfrage ist (Falke/Sittig, REE 2-2014, 76, 80f.; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013, ZNER 2013, 544, 548; VG Hannover, Urt. v. 22.9.2011, juris Rn. 59 und Beschl. v. 21.12.2010; VG Oldenburg, Beschl. v. 5.2.2014, ZNER 2014, 125, 128; Meyer/Wysk, LuftVG § 18a, Rn. 3; Schoch/Schmidt-Aßmann/Pietzner, VwGO, 22. EL (2011), vor §§ 1 ff. VwGO, Rn. 183) oder ob der Genehmigungsbehörde insoweit ein Beurteilungsspielraum eingeräumt und die gerichtliche Überprüfbarkeit lediglich auf eine Vertretbarkeitsprüfung der Störungsanalyse reduziert wird (VG Schleswig, Urt. v. 16.2.2012, juris Rn. 36 f.; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014, juris Rn. 49 ff.; VG Frankfurt, Urt. v. 8.10.2014, juris Rn. 46.). Gegenwärtig gibt es weder eine einheitliche Genehmigungspraxis (mit Bescheid vom 3.4.2012 lehnte die zuständige Behörde die Genehmigung aufgrund fehlender luftrechtlicher Zustimmung ab, VG Düsseldorf Urt. v. 24.7.2014; ebenfalls zu einer aus dem Grund versagten Genehmigung; VG Frankfurt am Main Urt. vom 8.10.2014; a. A. VG Oldenburg, Beschl. v. 5.2.2014: hier hat die zuständige Behörde die Genehmigung entgegen der Stellungnahme des BAF erteilt) noch eine einheitliche Rechtsprechung (VG Oldenburg Beschl. v. 5.2.2014: keine Bindungswirkung der Behörde an die Entscheidung der BAF; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013: keine Bindungswirkung der Behörde an die Entscheidung der BAF; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014: Bindungswirkung wird angenommen; VG Frankfurt am Main, Urt. v. 8.10.2014: Bindungswirkung wird angenommen) hinsichtlich dieser Konfliktlage zwischen Windenergie und Luftverkehr.

D Abfragen der BNetzA

1 Abfrage der Verteilnetzbetreiber

Wie im Zuge der diesjährigen Konsultation des Szenariorahmens und auch in den Vorjahren vorgeschlagen, wurde seitens der Bundesnetzagentur eine schriftliche Abfrage der Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Mit dieser Abfrage wurden insgesamt 61 hinsichtlich der Netzabdeckungsmaßgebliche Verteilnetzbetreiber zu vorliegenden Wind Onshore Anschlussanträgen mit wahrscheinlicher Realisierung zwischen 2014 - 2016 befragt. Für jeden Antrag waren die beantragte Anschlussleistung und das geplante Datum der Inbetriebnahme anzugeben. Weiterhin wurden die Verteilnetzbetreiber um eine Abschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit der vorliegenden beantragten Anschlussprojekte gebeten.

Von den 61 Verteilnetzbetreibern haben 59 auf die Anfrage geantwortet. Von den 59 antwortenden Verteilnetzbetreibern melden 33 Anschlussbegehren für 2014 bis 2016. Bei 26 Verteilnetzbetreibern liegen keine Anträge vor. Mit der Abfrage werden 99 % der Stromkreislänge des Hochspannungsnetzes, 77 % des Mittelspannungsnetzes und 74 % des Niederspannungsnetzes abgedeckt.

Um die Datenqualität zu erhöhen, wurde nach Erstauswertung der gemeldeten Daten eine Telefonabfrage der 33 Verteilnetzbetreiber mit Anschlussbegehren durchgeführt. Neben der Verbesserung der Datenqualität konnten durch die Telefonabfrage weitere – insbesondere qualitative – Einflussfaktoren für den Wind Onshore-Zubau identifiziert werden.

Die Tabelle in Anlage A-3 zeigt das Ergebnis der VNB-Abfrage unter Berücksichtigung von Erkenntnissen aus der Telefonabfrage. Die Auswertung ergibt einen auf den Daten der Verteilnetzbetreiber ermittelten prognostizierten jährlichen bundesweiten Brutto-Zuwachs zwischen 2014 und 2016 von etwa 6,5 GW.

Die nach Auswertung der schriftlichen Abfrage ermittelten Ausbautzahlen wurden im Zuge der Telefonabfrage von den Verteilnetzbetreibern weitestgehend bestätigt. Lediglich drei Verteilnetzbetreiber korrigierten die gemeldete Anschlussleistung oder die prognostizierte Realisierungsquote. Durch die primär qualitative Telefonabfrage war es möglich, die hohen Ausbautzahlen besser einzuordnen. Folgend sind die durch die Telefonabfrage identifizierten Einflussfaktoren aufgelistet und beschrieben, die zu den oben dargestellten hohen prognostizierten Ausbautzahlen aus Sicht der befragten Verteilnetzbetreiber führen.

1) Vorzieheffekte wegen EEG-Novellierung

Nach Aussagen einiger Verteilnetzbetreiber ist die hohe Zahl der Anträge darauf zurückzuführen, dass viele Anlagen rechtzeitig beantragt und in Betrieb genommen werden müssen, um

noch in den Genuss der alten Vergütungssätze zu kommen. Für zukünftige Anträge werde dieser Effekt allerdings keine Rolle mehr spielen.

2) Auslastung des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes

Das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz einiger Verteilnetzbetreiber ist nach deren Angaben nahe der Auslastungsgrenze, so dass die hohen prognostizierten Anschlusszahlen nicht lange durchgehalten werden können. Spätestens gegen Ende der abgefragten Periode von drei Jahren werde ein Sättigungseffekt eintreten. Zwar seien die Verteilnetzbetreiber prinzipiell zum Netzausbau verpflichtet, dieser benötige jedoch Zeit, wodurch sich die momentan hohen Antrags- und Anschlussraten je nach regionaler Netzauslastung erheblich reduzieren könnten.

3) Optimale netztechnische Standorte

Einige Verteilnetzbetreiber weisen darauf hin, dass bestehende und beantragte Anlagen einen großen Teil der optimalen bevorzugten Windflächen belegen und optimale Netzanschlusspunkte auslasten. In der Vergabep Praxis weise ein Verteilnetzbetreiber einem Antragsteller den nächst möglichen Netzanschlusspunkt zu, der je nach Grad der Netzauslastung nicht zwingend die kürzeste Distanz zur Anlage aufweise. Lehne der Antragsteller diesen Punkt ab und bestehe er auf einen anderen Netzanschlusspunkt, der Netzausbau im Verteilnetz erfordere, entscheide die Wirtschaftlichkeit über die Verteilung der Kosten des Netzausbaus. Die Anlage werde dann je nach Sachlage unrentabel. Auch der Anschluss an die nächst höhere Netzebene erfolge nur, wenn die Anlage groß genug und der Bau notwendiger Transformatoren wirtschaftlich seien. Mit dem Wegfall der besten Standorte und Anschlusspunkte werde sich die Antragslage und Realisierungsquote in den nächsten Jahren vermutlich reduzieren. Es sei daher laut Verteilnetzbetreiber zu erwarten, dass einige beantragte Anlagen nicht umgesetzt oder in ihrer Leistung soweit reduziert würden, dass sie noch am gewünschten Punkt angeschlossen werden könnten. Die ausgewiesene Gesamtanschlussleistung werde durch diesen Effekt tendenziell zu hoch eingeschätzt.

4) Abstandsregelung

Nach Angaben einiger Verteilnetzbetreiber könnte sich auf Grund der bayrischen Abstandsregelung die Antrags- und Realisierungsquote in Bayern reduzieren (10 H Regelung). Einige Verteilnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine Abstandsregelung wie in Bayern auch in anderen Bundesländern eingeführt werden könnte.

5) Mehrfachanträge

Die Verteilnetzbetreiber gehen davon aus, dass einige Antragsteller bei verschiedenen Verteilnetzbetreibern Anträge stellen. In der Region mit dem besten Anschlusspunkt oder der schnellsten Realisierungsgeschwindigkeit/Wahrscheinlichkeit werde die Anlage dann umgesetzt, in den anderen Regionen verfallende der Antrag samt der reservierten Anschlussleistung. Einige Anschlussbegehren gingen darum mehrfach in die abgefragte Antragsleistung ein. Eine Abschät-

zung des Anteils der Mehrfachanträge sei den Verteilnetzbetreibern nicht möglich, weshalb für die Auswertung kein prozentualer Abschlag auf die beantragte Anschlussleistung vorgenommen werden könne.

6) Inbetriebnahme der Windenergieanlagen

Das in der Abfrage angegebene voraussichtliche Datum der Inbetriebnahme sei nach Auskunft der Verteilnetzbetreiber in den meisten Fällen nur eine grobe Schätzung. Ob eine beantragte Anlage in den abgefragten drei Jahren tatsächlich realisiert werde, könne nicht abgeschätzt werden. Nach Rückfrage bei den Verteilnetzbetreibern wurden Realisierungsdauern von etwas über einem Jahr bis fünf Jahre genannt; belastbare statistische Daten lägen laut den Verteilnetzbetreibern nicht vor. Die für den Abfragezeitraum ausgewiesenen Werte beinhalten daher wahrscheinlich auch beantragte Anlagen, die erst nach den von der Bundesnetzagentur abgefragten Zeitrahmen (2014-2016) realisiert werden und das Ergebnis nach oben verfälschen.

7) Realisierungsquote

Die in der Abfrage angegebene Realisierungsquote wurde wegen der hohen Streuung (0 %-100 %) im Rahmen der Telefonabfrage genauer untersucht. Viele Verteilnetzbetreiber stützen sich bei ihren Angaben auf die Erfahrungswerte ihrer Fachexperten. Einige Verteilnetzbetreiber geben an, die Antragslage der letzten Jahre mit den realisierten Projekten der letzten Jahre verglichen zu haben. Andere Verteilnetzbetreiber nutzen bewusst keine Daten oder Erfahrungswerte aus der Vergangenheit, und schätzen den Wert grob ab, da die Entwicklung der Zukunft sich von der bisherigen Entwicklung erheblich unterscheiden werde. Wenige Verteilnetzbetreiber geben keine Quote an, da die Vielzahl an Einflussfaktoren eine Abschätzung unmöglich mache.

8) Repowering

Im Zuge der Telefonabfrage wurde deutlich, dass die in der Abfrage ausgewiesene Antragsleistung einen Bruttowert darstellt. Rückbauten im Rahmen von Repowering-Maßnahmen werden nach Angaben fast aller Verteilnetzbetreiber in den Daten der Abfrage durch die Bundesnetzagentur nicht ausgewiesen. Der Altanlagenrückbau wird nur von zwei Verteilnetzbetreibern ausdrücklich ausgewiesen. Demnach ist die Stilllegung von Altanlagen in den von den Verteilnetzbetreibern angegebenen Werten noch nicht enthalten, obwohl diese für den relevanten Nettozubaue in Abzug zu bringen sind.

Die in der Verteilnetzbetreiberabfrage ermittelten Daten werden den Übertragungsnetzbetreibern zur Verwendung in der Regionalisierung zur Verfügung gestellt. Ehe die Daten verwendet werden, sind sie von den Übertragungsnetzbetreibern jedoch nach Ansicht der Bundesnetzagentur um einen Anteil, der das Repowering abbildet, zu korrigieren. Denn es ist offensichtlich, dass die auf den Daten der Verteilnetzbetreiber ermittelten prognostizierten jährlichen bundesweiten Brutto-Zuwächse zwischen 2014 und 2016 von etwa 6,5 GW weit höher als die von der Bundesnetzagentur in den Szenarien prognostizierten Netto-Zubauraten von 1,6 GW, 2,1 GW oder

2,5 GW liegen. Dennoch sollen die Daten der Verteilnetzbetreiber-Abfrage für die Regionalisierung genutzt werden. Denn die Daten der Verteilnetzbetreiber-Abfrage werden ausschließlich zur Ermittlung der kurzfristigen Entwicklung (kurzfristiger Stützpunkt) des Wind Onshore-Zubaus bis 2016 benutzt. Diese kurzfristige Betrachtung trägt auch dem Gedanken Rechnung, dass die jüngst erlassene EEG-Novellierung mit ihren jährlichen Ausbaupfaden gemäß § 3 EEG eine gewisse Übergangszeit benötigt, damit die beabsichtigten Mechanismen (atmender Förderdeckel) für einen koordinierten Ausbau auch greifen. Ferner ist für die Berücksichtigung der Ergebnisse der Verteilnetzbetreiber-Abfrage im Rahmen der Regionalisierung im Wesentlichen das relative Verhältnis der installierten Wind Onshore Leistung zueinander maßgeblich. Wird unterstellt, dass die zuvor genannten Einflussfaktoren in Summe gleichmäßig die Ergebnisse aller Verteilnetzbetreiber betreffen, kann mit den Daten der Abfrage das relative Verhältnis des kurzfristigen Zubaus zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland ausreichend genau dargestellt werden.

2 Abfrage der regionalen Planungsverbände (Raumordnungsabfrage)

In den dies- und letztjährigen Diskussionen zum Szenariorahmen wurde vielfach der Wunsch geäußert, für die Ermittlung des Windenergiepotenzials, die in den deutschen Planungsregionen ausgewiesenen Windflächen näher zu untersuchen. Für eine entsprechende Einschätzung der Sach- und Rechtslage benötigte die Bundesnetzagentur demnach Angaben über die raumbedeutsame Nutzung von Windenergie anhand der aktuell gültigen Regionalplanung in den jeweiligen Planungsregionen Deutschlands, insbesondere alle aktuellen, nach Raumordnungsrecht ausgewiesenen Windflächen. Hierfür hat die Bundesnetzagentur mittels eines Fragebogens Auskünfte über die Windflächen und die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials des Energieträgers Wind Onshore innerhalb der regionalen Planungsgebiete der Bundesländer erbeten. Bei der Erstellung des Fragebogens wurden Vertreterinnen und Vertreter der obersten Landesplanungsbehörden der Bundesländer (Ebene Landesplanung) umfassend konsultiert. Adressaten des Fragebogens waren die jeweiligen regionalen Planungsverbände der Bundesländer (Ebene Regionalplanung). Nicht befragt wurden die Gemeinden bzw. kommunalen Planungsverbände (Ebene Ortsplanung/Bauleitplanung).

Der Aufbau der Abfrage gliederte sich in zwei unterschiedliche Teilbereiche: Für die Ermittlung der Gesamtfläche erbat die Bundesnetzagentur von den regionalen Planungsregionen die derzeit ausgewiesenen Windflächen. Für die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials erbat die Bundesnetzagentur von den regionalen Planungsbehörden die Anzahl und den (Referenz-)Typ der Windenergieanlagen.

In dem ersten Teil der Abfrage wurde zunächst nach konkreten von der Landesregierung vorgegebenen Ausbauzielen für die jeweilige Planungsregion gefragt. Daran schloss sich die Frage an, wann der aktuell gültige Regionalplan mit Windenergieflächen in Kraft trat. Ferner sollten die

aktuell ausgewiesenen Flächen nach § 8 Abs. 7 ROG für die jeweilige Planungsregionen in km² genannt werden, kategorisiert nach Vorbehaltsgebieten, Vorranggebieten mit und ohne Ausschlusswirkung sowie Eignungsgebieten. Der erste Teil der Abfrage schloss mit der Frage ab, welcher Anteil der Windenergieanlagen an der installierten Gesamtkapazität schätzungsweise außerhalb der aktuell nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Flächen stehe.

In dem zweiten Teil der Abfrage wurde nach der Höhe des Abdeckungsgrads der bereits errichteten bzw. genehmigten Windenergieanlagen, die in den aktuell festgelegten und nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Gebieten liegen, gefragt. Ferner wurde um die Angabe einer Referenzanlage zur Abschätzung des realisierbaren Erzeugungspotenzials gebeten. Darüber hinaus wurde noch danach gefragt, wie viele Windenergieanlagen im Durchschnitt auf einen km² ausgewiesener Fläche errichtet worden sind.

Zusätzlich wurde von den regionalen Planungsbehörden eine Einschätzung erbeten, ob sie bei einer Fortschreibung des jeweils gültigen Regionalplans zusätzlich Flächenpotenzial für die Windenergienutzung nach § 8 Abs. 7 ROG sehen (z. B. aufgrund anstehender Fortschreibung, neuer Abstandsregelungen, Nutzung von Windflächen, Änderung von Umweltschutzbestimmungen, Zielabweichungsverfahren, etc.).

Von den 114 befragten regionalen Raumordnungsbehörden haben 107 regionale Raumordnungsbehörden geantwortet. Die Planungsbehörden haben insbesondere Angaben zur Anzahl der Windkraftanlagen pro km², zur Leistung pro Windenergieanlage in MW und zur Gesamtsumme der ausgewiesenen Flächen machen können (siehe Anlage A-2). Die regionalen Raumordnungsbehörden der Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern konnten allerdings nur zum Teil Regionalpläne in ihren Planungsregionen ausweisen.

Die Qualität der gemeldeten Daten war teilweise sehr heterogen. Dies betrifft vor allem die Anzahl der Windenergieanlagen pro km², die je nach Bundesland im Durchschnitt von 6,2 bis zu 14,0 Windenergieanlagen reicht. Recht homogen hingegen war die Standardleistung der Windenergieanlagen, die je nach Bundesland zwischen 2 MW und 3 MW variierte. Durch die in der Abfrage ermittelten planerischen Festlegungen wird eine bundesweite Fläche von 2.786 km² für den Bau von Windkraftanlagen raumordnungsrechtlich gesichert, was 0,78 % des Bundesgebietes entspricht. Hinzu kamen zahlreiche Ergänzungen der regionalen Planungsbehörden, die sich auf den individuellen Planungsstand der jeweiligen Region und sonstige berücksichtigungswürdige Umstände (z. B. Gerichtsurteile, Potenzialstudien, Umwelt- und Artenschutz) bezogen.

Die befragten regionalen Planungsbehörden kritisierten mehrfach, dass große Abfragelücken entstünden, wenn die abschließende Steuerung des Windenergieausbaus nicht auf der regionalplanerischen Ebene erfolge, sondern auch auf kommunaler Ebene möglich sei. So erfolgten in manchen Bundesländern die Windplanungen auf regionaler Ebene grundsätzlich ohne außergebietliche Ausschlusswirkung, d. h. der Windenergie stünden auch umfassende Möglichkeiten

im Rahmen der Bauleitplanung und/oder der Außenbereichsprivilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB offen. In diesen Regionen erfolge die Steuerung der Windenergienutzung über die Bauleitplanung, die jedoch mit der aktuellen Systematik des Fragebogens nicht hinreichend erfasst werde. Demzufolge handele es sich in allen Fällen, in denen über die Bauleitplanung zusätzlich Flächen außerhalb der regionalplanerischen Gebiete für die Nutzung der Windenergie bereitgestellt würden, um ein ungeklärtes Informationsdelta.

Der Fragebogen sei ferner für alle Bundesländer nachteilig, in denen es aktuell Regionen ohne Regionalpläne gebe. In diesen Ländern (gemäß Abfrage Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern) werde ein erheblicher Anteil der planerisch für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen gar nicht erst erfasst. So bestünde keine Verpflichtung zur Flächenausweisung in den Regionalplänen, gleichwohl erfolge in den betroffenen Regionen die Ausweisung für die Windenergienutzung (ausschließlich) auf kommunaler Ebene. Nur über die Erfassung der kommunalen Planungen könne ein repräsentatives Bild ermittelt werden.

Ferner liegen gemäß der Abfrage bei den meisten der regionalen Planungsverbände mehr als 15 % der Windenergieanlagen außerhalb der nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Flächen. Gemäß der Analyse „Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete“ des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung befinden sich nur 51 % des gegenwärtigen deutschen Windenergieanlagenbestandes in aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebieten und angrenzenden 100-m-Pufferzonen. Werden allerdings nur Windenergieanlagen der Regionen betrachtet, die auch Raumordnungsgebiete für Windkraftnutzung ausgewiesen haben, so steigt der Anteil der Anlagen in diesen Gebieten auf 69 %. In einigen Planungsregionen wurden also auch in erheblichem Maße Windkraftanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebiete errichtet. Diese Zahlen verdeutlichen, dass ein beachtlicher Anteil der von den regionalen Planungsbehörden ausgewiesenen Flächen gegenwärtig nur eingeschränkt zur Geltung kommt. Allerdings wird heute in vielen Regionen im Rahmen des Repowerings versucht, Anreize für die Demontage von veralteten Windenergieanlagen mit Standorten außerhalb von Raumordnungsgebieten zu schaffen, um eine disperse Verteilung von Windkraftanlagen in den Planungsregionen zu vermeiden. Jedoch kann dieser Effekt aus Sicht der Bundesnetzagentur gegenwärtig noch nicht ausreichend quantifiziert werden.

Die soeben genannten Unklarheiten lassen die Verwendung der Daten der regionalen Raumordnungsbehörden für die unmittelbare Bestimmung eines regional prognostizierten Zubaus für Wind Onshore nicht zu. Die diesjährigen Angaben der regionalen Planungsbehörden alleine erscheinen (noch) nicht als valide Ausgangsbasis zur Bestimmung belastbarer Zubauten in den kommenden 10 bis 20 Jahren. Zusammen mit den Erkenntnissen aus der VNB-Abfrage sowie der Berücksichtigung der historischen Zubauentwicklung liefern diese Daten wertvolle Informationen im Rahmen der Regionalisierung.

E Begründung der Nebenbestimmungen

Die Nebenbestimmungen sollen gem. § 36 Abs. 1 VwVfG sicherstellen, dass die gesetzlichen Voraussetzungen des § 12a EnWG erfüllt werden.

1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziels der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich zur erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung noch keine Aussagen treffen, da die Genehmigung des Szenariorahmens bzw. die der Genehmigung beigefügte Kraftwerksliste lediglich Angaben zur installierten Erzeugungsleistung und deren grundsätzlicher KWK-Fähigkeit enthält. Grundsätzlich KWK-fähig bedeutet nicht per se, dass die gesamte installierte Kapazität KWK-fähig ist, so dass eine pauschale Berücksichtigung von grundsätzlich KWK-fähigen Kraftwerken in der Marktsimulation, der es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung bedarf, nicht hinreichend ist.

2 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziel der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen wird nur der Nettostromverbrauch bestätigt. Für die Ermittlung des Bruttostromverbrauchs sind dem Nettostromverbrauch der Kraftwerkseigenverbrauch, die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz hinzu zu addieren. Diese Größen können jedoch nur im Voraus abgeschätzt werden und ergeben sich erst aus der Marktsimulation und der Netzberechnung. Insofern kann erst auf Basis des nach der Marktsimulation und der Netzberechnung errechneten Bruttostromverbrauchs der tatsächliche EE-Anteil bestimmt werden.

3 Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung der sektorübergreifenden energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Einzelnen bietet es sich an, den Beitrag wie folgt zu ermitteln: Von den sektorspezifischen Werten des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch werden die für das Zieljahr 2025 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für das Zieljahr 2025 ermittelte Primärenergieverbrauch des Sektors der Stromerzeugung subtrahiert. Die Differenz wird sodann durch die sektorübergreifenden Werte des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch dividiert.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich für die Szenarien A 2025, B1 2025 und B1 2035 keine Aussagen zu Treibhausgasemissionen und zum Primärenergieverbrauch treffen, da der Szenariorahmen insoweit lediglich Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung enthält. Zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergieverbrauchs bedarf es einer Marktsimulation, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

In den Szenarien B2 2025, C 2025 und B2 2035 entsprechen die Treibhausgasemissionen den Zielen der Bundesregierung, da deren Einhaltung durch eine mathematische Nebenbedingung im Rahmen der Marktmodellierung von den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt wird.

F Hinweise zu den Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

G Hinweise zu den Fristen

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei.

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit den energiepolitischen Zielen abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses vom 3. Dezember 2014 finalisiert. Diese Verzögerung kommt der Qualität der Szenarien zu Gute, macht aber eine Streckung des Zeitplans unausweichlich. Die Bundesnetzagentur erwartet daher, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens am 15. Juli 2015 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2025 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 zur Bestätigung vorlegen.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

(Jochen Homann)

Präsident der Bundesnetzagentur

Bonn, den 19. Dezember 2014

Anhang

A-1 Kraftwerksliste

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0640	HKW Mannheim	Turbine 3	Abfall	nein	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA0641a	HKW Mannheim	Turbine 60	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA0641b	HKW Mannheim	Turbine D.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2012	Nein				In Betrieb	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
BNA0641c	HKW Mannheim	Turbine E.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2012	Nein				In Betrieb	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
BNA0939a	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT19 neu	Abfall	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA1110	Restmüllheizkraftwerk Böblingen	Müllverbrennung	Abfall	ja	71032	Böblingen	Baden-Württemberg	1999	Nein				In Betrieb	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
BNA1139	TREA Breisgau		Abfall	Ja	79427	Eschbach	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
BNA1144	EEW Göppingen	Turb. Neu	Abfall	Ja	73037	Göppingen	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA0746	HKW Sandreuth		Abfall	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	1996	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0845	MHKW	T1a/b, T2	Abfall	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
BNA0895	GKS	entfällt	Abfall	Ja	97424	Schweinfurt	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
BNA1119	MHKW Burgkirchen		Abfall	Nein	84508	Burgkirchen	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1161	MVA Ingolstadt	Müllheizkraftwerk (MHKW)	Abfall	Ja	85055	Ingolstadt	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
BNA1254	Müllkraftwerk Schwandorf		Abfall	Ja	92421	Schwandorf	Bayern	1982	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA1295	AVA GmbH	AHKW	Abfall	ja	86167	Augsburg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1449a	Turbosatz 1		Abfall	Ja	97076	Würzburg	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA1449b	Turbosatz 2		Abfall	Nein	97076	Würzburg	Bayern	1998	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0969a	Nord 1	1	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1992	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0969c	Nord 3	3	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA0084	Reuter	Reuter M	Abfall	Ja	13599	Berlin	Berlin	1998	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0380	EEW Großräschen		Abfall	Ja	1983	Großräschen	Brandenburg	2008	Nein				In Betrieb	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
BNA0855	IKW Rüdersdorf		Abfall	Nein	15562	Rüdersdorf bei Berlin	Brandenburg	2009	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1232	ZWSF	ZWSF	Abfall	Nein	14727	Premnitz	Brandenburg	2002	Nein				In Betrieb	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
BNA1233	EVE	EVE	Abfall	Ja	14727	Premnitz	Brandenburg	2009	Nein				In Betrieb	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1255	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co.KG		Abfall	Ja	16303	Schwedt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
BNA1510	Hamburger Rieger		Abfall	Ja	3130	Spremberg	Brandenburg	2013	Nein				In Betrieb	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
BNA0139	KW Hafen	MKK	Abfall	Nein	28237	Bremen	Bremen	2009	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA1114	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	Bremen	2012	Nein				In Betrieb	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA1116	BEG		Abfall	ja	27570	Bremerhaven	Bremen	1977	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	Bremen		Nein				In Bau	0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0398	MVR Müllverwertung		Abfall	Ja	21129	Hamburg	Hamburg	1999	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA0287a	MHKW Frankfurt	T 3 (nur alleiniger Betrieb, kein gemeinsamer Betrieb mit T 7 möglich)	Abfall	Ja	60440	Frankfurt am Main	Hessen	1998	Nein				In Betrieb	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0287b	MHKW Frankfurt	T 7 (nur alleiniger Betrieb, kein gemeinsamer Betrieb mit T 3 möglich)	Abfall	Ja	60439	Frankfurt am Main	Hessen	2006	Nein				In Betrieb	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
BNA1168	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	34123	Kassel	Hessen	1985	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA1222	Müllheizkraftwerk Offenbach		Abfall	Ja	63069	Offenbach	Hessen	1972	Nein				In Betrieb	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
BNA1243	EBS-HKW Rostock		Abfall	Ja	18147	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	2009	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
BNA0407	Enertec Hameln	Linien 1,3,4	Abfall	ja	31789	Hameln	Niedersachsen	1912	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0417	E.ON Energy	Hannover	Abfall	Nein	30659	Hannover	Niedersachsen	2005	Nein				In Betrieb	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0438	TRV Buschhaus	Linie 1-3	Abfall	Nein	38350	Helmstedt	Niedersachsen	1998	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0097	MVA Bielefeld	Linien 1 - 3	Abfall	Ja	33609	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
BNA0117a	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Abfall	Ja	53115	Bonn	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				in Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA0223a	DT	Flingern T4	Abfall	Nein	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1955	Nein				vorläufig stillgelegt	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9
BNA0223b	DT	Flingern T1	Abfall	Ja	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
BNA0519	Karnap	B	Abfall	Ja	45329	Essen	Nordrhein-Westfalen	1987	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA0599	AVEA MHKW Leverkusen	entfällt	Abfall	Ja	51373	Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	2011	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0750	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/110kV (Turbine 2)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1990	Nein				In Betrieb	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
BNA0751	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/25kV (Turbine 1)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
BNA1020	MVA Weisweiler	MVA	Abfall	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1996	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1148	MVA Hamm		Abfall	ja	59075	Hamm	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
BNA1154	RZR Hertent I	RZR I	Abfall	Ja	45699	Herten	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1155	RZR Hertent II	RZR II	Abfall	Nein	45699	Herten	Nordrhein-Westfalen	2009	Nein				In Betrieb	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
BNA1167	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	MVA	Abfall	ja	47475	Kamp-Lintfort	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNA1184	RMVA Köln	RMVA Köln	Abfall	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
BNA1186a	MKVA Krefeld	Turbine 3	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1186b	MKVA Krefeld	Turbine 4	Abfall	Nein	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2001	Nein				In Betrieb	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
BNA1186c	MKVA Krefeld	Turbine 2	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1186d	MKVA Krefeld	Turbine 5	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BNA1186e	MKVA Krefeld	Turbine 1	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1289	AMK		Abfall	Ja	58636	Iserlohn	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1316	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	42349	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1490	EBKW Knapsack		Abfall	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
BNA0616a	Kläranlage	Z564	Abfall	Ja	67056	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1197	FHKW Ludwigshafen	FHKW	Abfall	ja	67063	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1954	Nein				In Betrieb	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
BNA1199	MHKW Mainz		Abfall	Ja	55120	Mainz	Rheinland-Pfalz	2009	Nein				In Betrieb	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
BNA1229	MHKW Pirmasens		Abfall	Ja	66954	Pirmasens	Rheinland-Pfalz	1999	Nein				In Betrieb	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1291	IHKW Andernach		Abfall	Ja	56626	Andernach	Rheinland-Pfalz	2009	Nein				In Betrieb	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
BNA1447a		G2	Abfall	Ja	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	1990	Nein				In Betrieb	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
BNA1447b		G3/Kontu	Abfall	Nein	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	2011	Nein				In Betrieb	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
BNA1244	AVA Velsen		Abfall	Nein	66127	Saarbrücken-Velsen	Saarland	1997	Nein				In Betrieb	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
BNA1448	AHKW Neunkirchen	Linie 3 + 4	Abfall	Ja	66538	Neunkirchen	Saarland	1999	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA1190	Thermische Abfallbehandlung		Abfall	Ja	2991	Lauta	Sachsen	2004	Nein				In Betrieb	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
BNA0088a	Dampfturbinenanlage der EBS-Kessel		Abfall	Ja	6406	Bernburg	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0590	TREA Leuna	Linie 1	Abfall	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0591	TREA Leuna	Linie 2	Abfall	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2007	Nein				In Betrieb	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0622	MHKW Rothensee	Block 1	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA0623	MHKW Rothensee	Block 2	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	Sachsen-Anhalt	2006	Nein				In Betrieb	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA1108	PD energy GmbH		Abfall	ja	6749	Bitterfeld-Wolfen	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
BNA1198	SITA Abfallverwertung GmbH		Abfall	ja	6686	Lützen OT Zorbau	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA1262	EVZA Energie- und Verwertungszentrale GmbH		Abfall	Ja	39418	Stäbfurt	Sachsen-Anhalt	2008	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1261	EEW Stapelfeld GmbH		Abfall	Ja	22145	Stapelfeld	Schleswig-Holstein	1978	Nein				In Betrieb	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
BNAP009	Heizkraftwerk NMS	Turbine 6 (Ersatz f. T3 u. T5)	Abfall	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	2014	Nein				In Bau	0	20,7	20,7	20,7	20,7
BNA1286	Restabfallbehandlungsanlage	1	Abfall	Ja	98544	Zella-Mehlis	Thüringen	2007	Nein				In Betrieb	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Braunkohle	Ja	10317	Berlin	Berlin	1981	Nein				In Betrieb	164	164	164	0	0
BNA0183	HKW Cottbus	1	Braunkohle	Ja	3052	Cottbus	Brandenburg	1999	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0284	Heizkraftwerk FFO	Block1-GuD-EK	Braunkohle	Ja	15236	Frankfurt Oder	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1981	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1982	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1984	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1985	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	465
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	465
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Braunkohle	Ja	3130	Spremberg	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	750	750	750	750	750
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	Ja	3131	Spremberg	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	750	750	750	750	750
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
BNA0523	FKK		Braunkohle	Ja	34134	Kassel	Hessen	1988	Nein				In Betrieb	33,5	33,5	33,5	0	33,5
BNA0439	Buschhaus	D	Braunkohle	Nein	38350	Helmstedt	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	352	352	352	0	0
BNA0292	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	Braunkohle	Ja	50226	Frechen	Nordrhein-Westfalen	1959	Nein				In Betrieb	118	0	0	0	0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-Frimmersdorf	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	284	0	0	0	0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Frimmersdorf	Nordrhein-Westfalen	1970	Nein				In Betrieb	278	0	0	0	0
BNA0489	Goldenberg	E	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1992	Ja (2015)				In Betrieb	66,0	0	0	0	0
BNA0490	Goldenberg	F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1993	Ja (2015)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA0491	Ville/Berrenrath	Ville/Berrenrath	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Braunkohle	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3
BNA0696	Neurath	A	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				in Betrieb	277	0	0	0	0
BNA0697	Neurath	B	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				in Betrieb	288	0	0	0	0
BNA0698	Neurath	C	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				in Betrieb	292	0	0	0	0
BNA0699	Neurath	D	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	607	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0700	Neurath	E	Braunkohle	Ja	41517	Neurath	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	604	604	0	0	0
BNA0705	Niederaußem	D	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1968	Ja (2019)				in Betrieb	297	0	0	0	0
BNA0706	Niederaußem	F	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2019)				in Betrieb	299	0	0	0	0
BNA0707	Niederaußem	H	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				in Betrieb	648	0	0	0	0
BNA0708	Niederaußem	G	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				in Betrieb	653	0	0	0	0
BNA0709	Niederaußem	K	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	2002	Nein				In Betrieb	944	944	944	944	944
BNA0710	Niederaußem	B	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	125	0	0	0	0
BNA0711	Niederaußem	A	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	125	0	0	0	0
BNA0712	Niederaußem	C	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1965	Ja (2019)				in Betrieb	294	0	0	0	0
BNA0713	Niederaußem	E	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2019)				in Betrieb	295	0	0	0	0
BNA0714	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1984	Nein				In Betrieb	15,0	15,0	15,0	0	0
BNA1025	Weisweiler	E	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1965	Nein				In Betrieb	312	0	0	0	0
BNA1026	Weisweiler	F	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				In Betrieb	304	0	0	0	0
BNA1027	Weisweiler	G	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	592	0	0	0	0
BNA1028	Weisweiler	H	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	592	0	0	0	0
BNA1097	Kohlekraftwerk	K06	Braunkohle	Ja	53909	Zülpich	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
BNA1141	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	Braunkohle	ja	53879	Euskirchen	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				In Betrieb	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1164	P&L Werk Jülich	Kessel 5	Braunkohle	ja	52428	Jülich	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
BNA1293a	Kraftwerk	K1/TG1	Braunkohle	ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1293b	Kraftwerk	K2/TG2	Braunkohle	Ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				In Betrieb	1050	1050	1050	1050	1050
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				In Betrieb	1050	1050	1050	1050	1050
BNA1451	HKW Sachtleben		Braunkohle	Ja	47198	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1962	Nein				In Betrieb	27,5	0	0	0	0
BNA1511a	Düren	Kessel 4	Braunkohle	Ja	52355	Düren	Nordrhein-Westfalen	1983	Nein				in Betrieb	9,3	9,3	9,3	0	0
BNA0115	Lippendorf	R	Braunkohle	Ja	4007	Böhlen	Sachsen	2000	Nein				In Betrieb	875	875	875	875	875
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Braunkohle	Ja	4564	Böhlen	Sachsen	1999	Nein				In Betrieb	875	875	875	875	875
BNA0122	Boxberg	N	Braunkohle	Ja	2943	Boxberg	Sachsen	1979	Nein				In Betrieb	465	465	0	0	0
BNA0123	Boxberg	P	Braunkohle	Ja	2944	Boxberg	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	465	465	0	0	0
BNA0124	Boxberg	Q	Braunkohle	Ja	2945	Boxberg	Sachsen	2000	Nein				In Betrieb	857	857	857	857	857
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Braunkohle	Ja	9115	Chemnitz	Sachsen	1988	Nein				In Betrieb	56,8	56,8	56,8	0	56,8
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Braunkohle	Ja	9116	Chemnitz	Sachsen	1990	Nein				In Betrieb	90,8	90,8	90,8	0	90,8
BNA1404	Boxberg	R	Braunkohle	Nein	2943	Boxberg	Sachsen	2012	Nein				In Betrieb	640	640	640	640	640
BNA0194	Kraftwerk Dessau		Braunkohle	Ja	6842	Dessau-Roßlau	Sachsen-Anhalt	1996	Ja (2018)				In Betrieb	49,0	0	0	0	0
BNA0196	Deuben		Braunkohle	Ja	6682	Teuchern	Sachsen-Anhalt	1936	Nein				In Betrieb	67,0	0	0	0	0
BNA0878	Schkopau	A	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	450	450	450	450	450
BNA0879	Schkopau	B	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	450	450	450	450	450
BNA1002	Wähltitz		Braunkohle	Ja	6679	Wähltitz	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
BNA1185	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	Braunkohle	Ja	6420	Könnern	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
BNA1400a	EZ1	WSK	Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
BNA1461			Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
BNA1486	Grubenheizkraftwerk		Braunkohle	Ja	6317	Seegebiet Mansfelder Land	Sachsen-Anhalt	1979	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	0	0	0
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1997	Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT A (Solo)	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1971	Nein				In Betrieb	50,0	0	0	0	0
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT B	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1973	Nein				In Betrieb	57,0	0	0	0	0
BNA0018	Heizkraftwerk	ALT GT C	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-	1975	Nein				In Betrieb	81,0	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
	Altbach/Deizisau						Württemberg											
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen		Erdgas	Ja	89584	Ehingen	Baden-Württemberg	1976	Nein				In Betrieb	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BNA0293	GuD Anlage WVK	GuD Anlage	Erdgas	Ja	79108	Freiburg	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen		Erdgas	Ja	79639	Grenzach-Wyhlen	Baden-Württemberg	2004	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDk 4S	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	118	118	118	118	118
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDk 4a DT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	235	235	235	235	235
BNA0515	Heizkraftwerk West	T3	Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1984	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Gaskesselanlage	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1969	Nein				In Betrieb	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Kombi-block/GuD	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1980	Ja (2016)				In Betrieb	41,2	0	0	0	0
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	Motorenanlage	Erdgas	Ja	72762	Reutlingen	Baden-Württemberg	2011	Nein				In Betrieb	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0933	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI GT 13	Erdgas	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	-	Erdgas	Ja	72072	Tübingen	Baden-Württemberg	2000	Nein				In Betrieb	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA1151	KWKK Heidelberg		Erdgas	Ja	69120	Heidelberg	Baden-Württemberg	2002	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1200	GuD-Kraftwerk		Erdgas	Ja	68305	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	S5	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	Baden-Württemberg	2013	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	Sammelschienen-HKW	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	Baden-Württemberg	1980	Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA1292a	IHKW Heidenheim	Kessel-Turbine	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	Baden-Württemberg	1983	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1292b	IHKW Heidenheim	BHKW-Anlage	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	Baden-Württemberg	2000	Nein				In Betrieb	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
BNA1315	HKW	HKW	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	Baden-Württemberg	2001	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Anlage 40	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1988	Nein				In Betrieb	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Block 50	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1969	Nein				In Betrieb	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Block 60	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1968	Nein				In Betrieb	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden		Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	Baden-Württemberg	1980	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNAP025	HKW	G2	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	Baden-Württemberg	2015	Nein				In Bau	0	7,5	7,5	7,5	7,5
BNAP053	Gasmotorenheizkraftwerk		Erdgas	Ja	69123	Heidelberg	Baden-Württemberg	2017	Nein			<100MW	In Planung	0	0	0	50,0	0
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	RDK 6 DT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein			Ja	In Planung	0	0	0	233	0
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	RDK 6 GT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein			Ja	In Planung	0	0	0	233	0
BNAP097	GuD Oberrhein		Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein	Ja	Nein	Nein	In Planung	0	0	0	1200	0
	KW Mineralölindustrie	Ersatz Miro	Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg	2028	Nein				In Planung	0	0	0	80,0	0
	Stuttgart		Erdgas	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg		Nein	Ja	Nein		In Planung	0	0	0	230	0
BNA0033	Gasturbine	GT	Erdgas	Ja	86165	Augsburg	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	Bayern	2001	Nein				In Betrieb	178	178	178	178	178
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf		Erdgas	Ja	84508	Burgkirchen	Bayern	2002	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0243	HKW Eltmann		Erdgas	Ja	97483	Eltmann	Bayern	2008	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA0261a	HKW Erlangen	GuD I	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
BNA0681	Freimann GT 1	1	Erdgas	Ja	80807	München	Bayern	1975	Ja (2015)				In Betrieb	80,0	0	0	0	0
BNA0682	Freimann GT 2	2	Erdgas	Nein	80807	München	Bayern	1975	Ja (2015)				In Betrieb	80,0	0	0	0	0
BNA0683a	Süd DT1	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0683b	Süd GT3	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0683c	Süd GT2	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0684a	Süd GT 60	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	102	102	102	102	102
BNA0684b	Süd GT 62	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	102	102	102	102	102
BNA0684c	Süd DT60	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
BNA0702	Cogeneration		Erdgas	Ja	93328	Neustadt	Bayern	1996	Nein				In Betrieb	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA0742	HKW Sandreuth	GuD 1	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0743	HKW Sandreuth	GuD 2	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0744	Franken 1	1	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	Bayern	1973	Nein				In Betrieb	383	0	0	0	0
BNA0745	Franken 1	2	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	440	0	0	0	0
BNA0755a	Obernburg	2	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	Bayern	1920	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0755b	Obernburg	1	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	Bayern	1995	Nein				In Betrieb	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0
BNA0805	Kraftwerk Plattling		Erdgas	Ja	94447	Plattling	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0842a	Gasmotore	Gasmotore 1-3	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	2011	Nein				In Betrieb	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0842b	Gasmotor 4	Gasmotor 4	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	2013	Nein				In Betrieb	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
BNA0843	Gasmotor 5	Gasmotor 5	Erdgas	Ja	83026	Rosenheim	Bayern	2012	Nein				In Betrieb	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
BNA0993	Irsching	3	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	1974	Ja (2016)				Reserve	415	0	0	0	0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT1	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT2	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 DT	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2011	Nein				In Betrieb	545	545	545	545	545
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSIII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	1971	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	2009	Nein				In Betrieb	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTI	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
BNA1103	UPM Augsburg	Dampfturbine 3	Erdgas	Ja	86153	Augsburg	Bayern	1966	Nein				In Betrieb	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
BNA1104	Heizkraftwerk	T2	Erdgas	Ja	86152	Augsburg	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA1127	GHD	GT1	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	Bayern	1998	Ja (2016)				In Betrieb	6,7	0	0	0	0
BNA1128	GHD	GT2	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	Bayern	1998	Ja (2016)				In Betrieb	6,7	0	0	0	0
BNA1225	PWG	MHKW 2	Erdgas	Ja	82380	Peißen	Bayern	1989	Nein				In Betrieb	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
						berg												
BNA1226	PWG	MHKW 1	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	Bayern	1987	Nein				In Betrieb	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
BNA1238	Kraftwerk Meggle		Erdgas	ja	83512	Reitmehring	Bayern	2000	Nein				In Betrieb	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1248	UPM Schongau	Dampfkraftwerk	Erdgas	Ja	86956	Schongau	Bayern	1969	Ja (2015)				In Betrieb	45,0	0	0	0	0
BNA1327a	Energiezentrale 1992	AGG1 - AGG7	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	1992	Nein				In Betrieb	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	AGG8 - AGG9	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2003	Nein				In Betrieb	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
BNA1328	HBB	GUD	Erdgas	Ja	83064	Raubling	Bayern	2001	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1337e	GuD-Anlage	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	63741	Aschaffenburg	Bayern	2013	Nein				In Betrieb	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0
BNA1444a	GT1		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444b	GT2		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444c	GT3		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNA1444d	GT4		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1995	Nein				In Betrieb	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNAP002	UPM Schongau	HKW 3	Erdgas	Ja	86956	Schongau	Bayern	2014	Nein				In Bau	0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNAP044	Energiezentrale 2016	Energiezentrale 2016	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2016	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	17,2	0
BNAP050	CCPP Haiming	Block 1	Erdgas	Nein	84533	Haiming	Bayern	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	423	0
BNAP050	CCPP Haiming	Block 2	Erdgas	Nein	84533	Haiming	Bayern	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	423	0
BNAP073	Energiezentrale 2020		Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2020	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	4,3	0
BNAP114	KW Leipzig		Erdgas		89340	Leipzig	Bayern		Nein	Ja	Ja	Ja	In Planung	0	0	600	600	600
BNAP127	KW Schweinfurt		Erdgas	Nein	97424	Schweinfurt	Bayern		Nein	Ja	Nein	Nein	In Planung	0	0	0	1000	0
BNAP123	Kraftwerk Karlstein		Erdgas		63791	Karlstein	Bayern	2016	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	300	0
BNAP124	Kraftwerk Gundremmingen GuD		Erdgas		89355	Gundremmingen	Bayern	2018	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	500	0
BNA0073	Mitte	GuD Mitte	Erdgas	Ja	10179	Berlin	Berlin	1996	Nein				In Betrieb	444	444	444	444	444
BNA0074	Charlottenburg	Charlottenburg	Erdgas	Ja	10589	Berlin	Berlin	1975	Nein				In Betrieb	211	211	211	211	211
BNA0075	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1972	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNA0076	Lichterfelde	Lichterfelde 3	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1974	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNA0080	Lichterfelde	Lichterfelde 2	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1973	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNAP043	Lichterfelde		Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	2016	Nein			Ja	In Bau	0	300	300	300	300
BNAP066	Blockdammweg		Erdgas	Ja	10317	Berlin	Berlin	2019	Nein			Ja	In Planung	0	0	0	300	0
BNA0005	Ahrensfelde	GT A	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0006	Ahrensfelde	GT B	Erdgas	Nein	16356	Ahrens-	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlusregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0007	Ahrensfelde	GT C	Erdgas	Nein	16356	felde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0008	Ahrensfelde	GT D	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0129	HKW		Erdgas	Ja	14772	Brandenburg	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0130	Kirchmöser		Erdgas	Nein	14774	Brandenburg	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	160	160	160	0	160
BNA0734	Thyrow	GT E	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0735	Thyrow	GT F	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0736	Thyrow	GT G	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0737	Thyrow	GT H	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0738	Thyrow	GT A	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0739	Thyrow	GT B	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0740	Thyrow	GT C	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0741	Thyrow	GT D	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	Gesamtanlage	Erdgas	Ja	14478	Potsdam	Brandenburg	1996	Nein				In Betrieb	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8
BNA0893	GuD Schwarzheide		Erdgas	Ja	1987	Schwarzheide	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	122	122	122	122	122
BNAP102	GuD-KW Havel-land, Industriepark Premnitz		Erdgas	Nein	14727	Premnitz	Brandenburg	2018	Nein			Ja	In Planung	0	0	0	457	0
BNA1334	KWK-Anlage	GT 1	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	1993	Nein				In Betrieb	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
BNA1334	KWK-Anlage	GT 2	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1334	KWK-Anlage	GT 3	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1334	KWK-Anlage	DT	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
BNAP001	KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	Erdgas	Nein	28237	Bremen	Bremen	2014	Nein				In Bau	0	445	445	445	445
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	728	728	728	728	728
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	639	639	639	639	639
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	694	694	694	694	694
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	216	216	216	216	216
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse	2020	Nein				In Bau	0	3000	3000	3000	3000
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse	2030	Nein				In Bau	0	0	0	2000	0
BNA0400	GuD Tiefstack	GuD Tiefstack	Erdgas	Ja	22113	Hamburg	Hamburg	2009	Nein				In Betrieb	127	127	127	127	127
BNA0401	Heizkraftwerk	HKW	Erdgas	Ja	21107	Hamburg	Hamburg	1992	Nein				In Betrieb	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksgelände		Erdgas	Ja	34225	Baunatal	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0285	HKW Niederrad	Block 1	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	Hessen	2005	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0286	HKW West	Block 4	Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1994	Nein				In Betrieb	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
BNA0288	HKW Niederrad	Block 2	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	Hessen	1973	Nein				In Betrieb	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
BNA0374	Staudinger	4	Erdgas	Nein	63538	Großkrotzenburg	Hessen	1977	Ja (2016)				Reserve	622	0	0	0	0
BNA0444	Wintershall	Wintershall	Erdgas	Ja	36266	Heringen	Hessen	1967	Nein				In Betrieb	110	110	110	110	110
BNA0497	ADS-Anlage		Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	2012	Nein				In Betrieb	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5
BNA0499	Heizkraftwerk	Block A	Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	2003	Nein				In Betrieb	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
BNA0521	Kombi-HKW		Erdgas	Ja	34134	Kassel	Hessen	1987	Nein				In Betrieb	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNA0804a	Hattorf	Hattorf alt	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	Hessen	1962	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0804b	Hattorf	Hattorf neu	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	M120	Erdgas	Ja	65429	Rüsselsheim	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	112	112	112	112	112
BNA1056	Wi-Biebrich	Block 1	Erdgas	Ja	65203	Wiesbaden	Hessen	2006	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg		Erdgas	Ja	64747	Breuberg	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1125	Heizkraftwerk	GT	Erdgas	Ja	64293	Darmstadt	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1487	GTKW Darmstadt		Erdgas	Nein	64293	Darmstadt	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6
BNA1492a	Kraftwerk 3		Erdgas	Ja	36039	Fulda	Hessen	1990	Nein				In Betrieb	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
BNA1492b	Kraftwerk 2		Erdgas	Ja	36039	Fulda	Hessen	2012	Nein				In Betrieb	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
BNA1465b	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	Hessen	1975	Nein				In Betrieb	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
BNAP122	Kraftwerk Biblis GuD		Erdgas		68647	Biblis	Hessen	2016	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	300	0
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik		Erdgas	Ja	17389	Anklam	Mecklenburg-Vorpommern	1993	Nein				In Betrieb	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg"	Gasturbine	Erdgas	Ja	17489	Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1996	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg		Erdgas	Ja	17034	Neubrandenburg	Mecklenburg-Vorpommern	1997	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0848	GuD Marienehe		Erdgas	Ja	18069	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	1996	Nein				In Betrieb	108	108	108	108	108
BNA0896	HKW Schwerin Süd		Erdgas	Ja	19061	Schwerin	Mecklen-	1994	Nein				In Betrieb	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							burg-Vorpommern											
BNA0897	HKW Schwerin Lankow		Erdgas	Ja	19057	Schwerin	Mecklenburg-Vorpommern	1994	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald	Industriekraftwerk Greifswald	Erdgas	Ja	17509	Lubmin	Mecklenburg-Vorpommern	2014	Nein				In Bau	0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Gaskraftwerk	Erdgas	Ja	31061	Alfeld	Niedersachsen	1947	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0135	HKW-Mitte	Block 12	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	1971	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0137	HKW-Nord	GT	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	Niedersachsen	1965	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0239	Huntorf		Erdgas	Nein	26931	Elsfleth	Niedersachsen	1978	Nein				In Betrieb	321	0	0	0	0
BNA0245a	Emden Gas		Erdgas	Nein	26725	Emden	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	50,0	0	0	0	0
BNA0354	HKW Göttingen		Erdgas	Ja	37075	Göttingen	Niedersachsen	1998	Nein				In Betrieb	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
BNA0418	GKL	GKL	Erdgas	Ja	30169	Hannover	Niedersachsen	2013	Nein				In Betrieb	250	250	250	250	250
BNA0419	KWH	B	Erdgas	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1975	Ja (2016)				In Betrieb	102	0	0	0	0
BNA0574	Landesbergen Gas		Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	Niedersachsen	1973	Nein				vorläufig stillgelegt	500	0	0	0	0
BNA0602	Emsland	C1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2011	Nein				In Betrieb	116	116	116	116	116
BNA0603	Emsland	B1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2011	Nein				In Betrieb	116	116	116	116	116
BNA0604	Emsland	B2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	359	359	359	359	359
BNA0605	Emsland	C2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	1974	Nein				In Betrieb	359	359	359	359	359
BNA0606	Emsland	GT 1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	275	275	275	275	275
BNA0606	Emsland	GT 2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	275	275	275	275	275
BNA0606	Emsland	DT	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	326	326	326	326	326
BNA0918a	Dow Stade	Kraftwärmekopplungsanlage	Erdgas	Ja	21683	Stade	Niedersachsen	1972	Ja (2018)				In Betrieb	190	0	0	0	0
BNA0918b	Dow Stade	Cogen Dow Stade	Erdgas	Ja	21683	Stade	Niedersachsen	2013	Nein				In Betrieb	163	163	163	163	163
BNA1285	Sigmundshall	Sigmundshall	Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	Niedersachsen	1974	Nein				In Betrieb	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
BNA1335a	PKV Kraftwerk	KWK-Blöcke	Erdgas	Ja	26316	Varel	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							sen											
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Kondensations-turbine	Erdgas	Ja	26316	Varel	Niedersachsen	1968	Nein				In Betrieb	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik		Erdgas	Ja	49638	Nortrup	Niedersachsen	1995	Nein				In Betrieb	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
BNA1437	KWK AOS GmbH	GT 1/2	Erdgas	Ja	21683	Stade-Bützfleth	Niedersachsen	2012	Nein				In Betrieb	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN		Erdgas	Ja	29331	Lachendorf	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1463			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	Niedersachsen	1978	Nein				In Betrieb	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA1498	Werk Nordstemmen		Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	Niedersachsen	1953	Nein				In Betrieb	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
BNA1499	Werk Clauen		Erdgas	Ja	31249	Hohenhameln	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1509	BP Werk Lingen		Erdgas	Ja	49808	Lingen	Niedersachsen	1996	Nein				in Betrieb	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA005	BHKW Braunschweig	BHKW Braunschweig	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	Niedersachsen	2014	Nein				In Bau	0	10,2	10,2	10,2	10,2
	KW VW		Erdgas	Ja	38440	Wolfsburg	Niedersachsen	2015	Nein	Nein	Ja	<100MW	In Planung	0	0	100,0	100,0	100,0
BNA0098	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1978	Nein				In Betrieb	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0099	Gasturbinenkraftwerk Bielefeld Ummeln	GT Ummeln	Erdgas	Nein	33649	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1975	Ja (2015)				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	GuD	Erdgas	ja	33697	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
BNA0101	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
BNA0110	Bochum	KBO	Erdgas	Ja	44799	Bochum	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
BNA0111	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Erdgas	Ja	53115	Bonn	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	Gasturbinen - KWK - Anlage	Erdgas	Ja	59929	Brilon	Nordrhein-Westfalen	1996	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA0199	Dormagen	GT 1	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	195	195	195	195	195
BNA0199	Dormagen	GT 2	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	195	195	195	195	195
BNA0199	Dormagen	DT	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	196	196	196	196	196
BNA0202	Dortmund	KDO	Erdgas	Ja	44143	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0213	HKW III/A	HKW III/A	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	Nordrhein-	2002	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Westfalen											
BNA0214	HKW III/B	HKW III/B	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	234	234	234	234	234
BNA0220	GuD	AGuD	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0221a	GT	Block E GTE2	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	64,7	0	0	0	0
BNA0221b	GT	Block E GTE1	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	66,7	0	0	0	0
BNA0221c	Gasblock	Block E	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	293	293	293	293	293
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media		Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	Nordrhein-Westfalen	1994	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	H4/5	Erdgas	Ja	58099	Hagen	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	230	230	230	230	230
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	Nein	59071	Hamm	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	417	417	417	417	417
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	Block 20	Erdgas	Nein	59071	Hamm	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	421	421	421	421	421
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	H6	Erdgas		58313	Herdecke	Nordrhein-Westfalen	2007	Nein				In Betrieb	417	417	417	417	417
BNA0531	KW Kirchlingern		Erdgas	Nein	32278	Kirchlingern	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	202	0	0	0	0
BNA0544	HKW Südstadt	GuD	Erdgas	Ja	50677	Köln	Nordrhein-Westfalen	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0545	HKW Niehl 2	GuD	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	413	413	413	413	413
BNA0546	HKW Merkenich	GuD	Erdgas	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	108	108	108	108	108
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 11	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	260	260	260	260	260
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 12	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	260	260	260	260	260
BNA0548a	Knapsack Gas	DT 10	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	280	280	280	280	280
BNA0548b	Knapsack Gas II		Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				In Betrieb	430	430	430	430	430
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	Dampfturbine	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Gasmotor (Dieselgenerator)	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0600a	X-Kraftwerk		Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0658	Kraftwerk III	Block 311	Erdgas	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1
BNA0659	Kraftwerk III	Block 312	Erdgas	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	GuD	Erdgas	Ja	48145	Münster	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	100	100	100	100	100

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0752	HKW 1	HKW 1	Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				In Betrieb	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
BNA0753	HKW 2	HKW 2	Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
BNA0810	Kraftwerk Veltheim	4 GT	Erdgas	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1974	Ja (2015)				In Betrieb	65,0	0	0	0	0
BNA0811	Kraftwerk Veltheim	4 DT	Erdgas	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1975	Ja (2015)				vorläufig stillgelegt	335	0	0	0	0
BNA1023	Weisweiler	G_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				vorläufig stillgelegt	272	272	272	272	272
BNA1024	Weisweiler	H_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				vorläufig stillgelegt	272	272	272	272	272
BNA1039	Gersteinwerk	F1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1040	Gersteinwerk	G1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1041	Gersteinwerk	H1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1042	Gersteinwerk	I1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1045	Gersteinwerk	G2	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	355	0	0	0	0
BNA1046b	Gersteinwerk	K1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1984	Nein				In Betrieb	112	112	0	0	0
BNA1082	HKW Barmen	Block 1	Erdgas	Ja	42275	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
BNA1094	Gaskraftwerk	GKW	Erdgas	Ja	53910	Zülpich	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA1120	Energiezentrale	Gasturbine	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1121	Energiezentrale	Energiecenter	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
BNA1131	MT, Düren		Erdgas	Ja	52349	Düren	Nordrhein-Westfalen	2011	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	Module 1, 2 und 3	Erdgas	Ja	40699	Erkrath	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	Lentjes-Kessel	Erdgas	ja	47546	Kalkar	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1182	HKW Merkenich	Block 4	Erdgas	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1965	Nein				In Betrieb	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
BNA1183	HKW Merheim	GuD	Erdgas	Ja	51109	Köln	Nordrhein-Westfalen	2001	Nein				In Betrieb	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1187	P&L Werk Lage	Kessel 1/2/3	Erdgas	ja	32791	Lage	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1193	HKW-West		Erdgas	ja	32657	Lemgo	Nordrhein-Westfalen	2002	Nein				In Betrieb	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1279	Gasturbine	D290	Erdgas	Ja	50389	Weseling	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9
BNA1293c	Kraftwerk	K3+4/TG4	Erdgas	Ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
BNA1332	Sasol Kraftwerk	TG7/8	Erdgas	Ja	47443	Moers	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
BNA1336	Holthausen		Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1948	Nein				In Betrieb	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
BNA1406	FS-Karton		Erdgas	Ja	41460	Neuss	Nordrhein-Westfalen	1992	Nein				In Betrieb	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47804	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
BNA1503	BHKW H.120		Erdgas	Ja	40476	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				in Betrieb	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
BNA1511b	Düren	Kessel 2	Erdgas	Ja	52355	Düren	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				in Betrieb	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
BNAP007	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNAP023	Lausward	GuD Block F	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein	Nein	Ja	Ja	In Bau	0	595	595	595	595
BNAP028	Niehl IIIa	Niehl III	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2016	Nein	Ja	Nein	Ja	In Bau	0	446	446	446	446
BNAP041	GuD Leverkusen	Erdgas	Erdgas	Ja	51368	Chempank Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	2016	Nein	Ja	Nein	Ja	In Planung	0	0	573	573	573
BNAP051	Bocholt Power	1	Erdgas	Nein	46395	Bocholt	Nordrhein-Westfalen	2017	Nein	Ja	Ja		In Planung	0	0	0	425	0
BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2019	Nein	Ja	Nein	Ja	In Planung	0	0	1160	1160	1160
BNAP072	Niehl IIIb	Niehl III	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Ja	Ja	Ja	In Planung	0	0	754	754	754
	GuD Weisweiler DT		Erdgas	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Nein		Ja	In Planung	0	0	0	364	0
	GuD Weisweiler GT		Erdgas	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Nein		Ja	In Planung	0	0	0	353	0
BNAP125	GuD-KW Herne		Erdgas		44653	Herne	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	800	0
	Scholven		Erdgas	Nein	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	400	0
	Stora Enso Kabel GmbH		Erdgas	Ja	58099	Hagen	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Nein	<100MW	In Planung	0	0	55,0	55,0	55,0
BNAP105	Kraftwerk IV		Erdgas		45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein				In Bau	0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA0510a	HKW Karcherstr.	10	Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	Rheinland-Pfalz	1989	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0614a	KW Mitte	GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				In Betrieb	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 DT 10	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 GT 11	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	205	205	205	205	205
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 GT 12	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	205	205	205	205	205
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	160	160	160	160	160
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 GT 2	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	160	160	160	160	160
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 DT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	Ja	55120	Mainz	Rheinland-Pfalz	2001	Nein				In Betrieb	398	398	398	398	398
BNA1078	HKW Wörth		Erdgas	Ja	76744	Wörth	Rheinland-Pfalz	2008	Nein				In Betrieb	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen		Erdgas	Ja	67065	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2008	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen		Erdgas	Ja	67065	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2003	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA1284	Co-Generation	-	Erdgas	Ja	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	1991	Nein				In Betrieb	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
BNA1458			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	Rheinland-Pfalz	1975	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA1504	BHKW		Erdgas	Ja	76742	Woerth	Rheinland-Pfalz	2013	Nein				in Betrieb	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1507			Erdgas	Ja	55543	Bad Kreuznach	Rheinland-Pfalz	2006	Nein				in Betrieb	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein		Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				in Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA0861a	Römerbrücke	HKW Römerbrücke	Erdgas	Ja	66121	Saarbrücken	Saarland	2012	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum		Erdgas	ja	66117	Saarbrücken	Saarland	2012	Nein				In Betrieb	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
BNAP033	KW Weiher	Weiher 4	Erdgas	Nein	66287	Quierschied	Saarland	2019	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	400	0
BNAP100	Kraftwerk Ens Dorf	VSE Block 1	Erdgas	Ja	66806	Ens Dorf	Saarland	2020	Nein	Nein	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	280	0
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Block A	Erdgas	Ja	9114	Chemnitz	Sachsen	1986	Nein				In Betrieb	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	HKW Dresden-Nossener Brücke (3 GT + 1 DT, Sammelschiene)	Erdgas	Ja	1169	Dresden	Sachsen	1995	Nein				In Betrieb	250	250	250	250	250
BNA0233	Kombikraftwerk		Erdgas	Ja	4838	Eilenburg	Sachsen	1993	Nein				In Betrieb	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord		Erdgas	Ja	4105	Leipzig	Sachsen	1996	Nein				In Betrieb	167	167	167	167	167
BNA1329	K&N PFK AG EV	GT / GDT	Erdgas	Ja	9648	Kriebsteint	Sachsen	1993	Nein				In Betrieb	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1396	EVC / GLOBAL-FOUNDRIES	EVC I	Erdgas	Ja	1468	Moritzburg	Sachsen	1998	Nein				In Betrieb	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7
BNA1407	STW		Erdgas	Ja	9600	Weißborn	Sachsen	2007	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1556	GuD-Heizkraftwerk		Erdgas	Ja	1454	Leppersdorf	Sachsen	2014	Nein				In Bau	0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNAP061	Stadtwerke Leipzig GmbH	n.n.	Erdgas	Ja	4103	Leipzig	Sachsen	2018	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	20,0	0
BNA0051	KWK-Anlage Barby	-	Erdgas	Ja	39249	Barby	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0088b	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)		Erdgas	Ja	6406	Bernburg	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA0105	GuD Bitterfeld		Erdgas	Ja	6749	Bitterfeld	Sachsen-Anhalt	2000	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0392a	HKW Halle Trotha	Block A und B	Erdgas	Ja	6130	Halle	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0392b	HKW Halle Trotha	GuD	Erdgas	Ja	6130	Halle	Sachsen-Anhalt	2013	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA0592	GuD Leuna		Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1998	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0593	ILK-GuD	GT1	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0594	ILK-GuD	GT2	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0595	ILK-GuD	GT3	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt		Erdgas	Ja	39418	Staßfurt	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	132	132	132	132	132
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen		Erdgas	Nein	6766	Wolfen	Sachsen-Anhalt	1997	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA1089	Zielitz	Zielitz	Erdgas	Ja	39326	Zielitz	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA1403	Steinitz	GUD	Erdgas	Ja	29416	Steinitz	Sachsen-Anhalt	1995	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal		Erdgas	Ja	39576	Stendal	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA1506	Werk Klein Wanzleben		Erdgas	Ja	39164	Klein Wanzleben	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
BNAP052	GuD Industriepark Zeitz		Erdgas	Ja	6729	Elsteraue-Industriepark	Sachsen-Anhalt	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	130	0
BNA0527	HKW Humboldtstr.	GT 5/6; DT1	Erdgas	Ja	24116	Kiel	Schleswig-Holstein	1970	Ja (2019)				In Betrieb	20,0	0	0	0	0
BNAP006	HKW Humboldtstr.	GT 7/8	Erdgas	Ja	24116	Kiel	Schleswig-	2014	Nein	Nein	Ja	<100MW	In Bau	0	10,0	10,0	10,0	10,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Holstein											
BNAPO24	Heizkraftwerk Flensburg	Block 12	Erdgas	Ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	2015	Nein	Nein	Ja	Nein	In Bau	0	73,0	73,0	73,0	73,0
BNAPO42	Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde		Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2016	Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	200	0
BNAPO60	Wedel		Erdgas	Ja	22880	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	2018	Nein	Nein	Ja	Ja	In Planung	0	0	280	280	280
BNAPO78	Gas-HKW Phase 2; Hasselfelde		Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2023	Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	90,0	0
BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	Motoren 1-20	Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2016	Nein		Ja		In Planung	0	0	0	200	0
BNA0255	HKW Iderhoffstraße		Erdgas	Ja	99085	Erfurt	Thüringen	1996	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost		Erdgas	Ja	99087	Erfurt	Thüringen	2000	Nein				In Betrieb	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost		Erdgas	Ja	99087	Erfurt	Thüringen	2014	Nein				In Bau	0	32,6	32,6	32,6	32,6
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord		Erdgas	Ja	7546	Gera	Thüringen	1997	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0504	HKW Jena	HKW Jena	Erdgas	Ja	7749	Jena	Thüringen	1996	Nein				In Betrieb	182	182	182	182	182
BNA0856	HKW Schwarzta		Erdgas	Ja	7407	Rudolstadt	Thüringen	2008	Nein				In Betrieb	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
BNA1105	HKW Bad Salzungen	HKW Bad Salzungen	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	Thüringen	1994	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1264	HKW Bohrhügel		Erdgas	Ja	98528	Suhl	Thüringen	1995	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1271	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Erdgas	Ja	36414	Unterbreizbach	Thüringen	1965	Nein				In Betrieb	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
BNA1505	HKW Wiesengrund		Erdgas	Ja	99817	Eisenach	Thüringen	1993	Nein				In Betrieb	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA0686	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	Nein	74382	Neckarwestheim	Baden-Württemberg	1989	Ja (2022)				In Betrieb	1310	0	0	0	0
BNA0802	Kernkraftwerk Philippsburg 2	KKP 2	Kernenergie	Nein	76661	Philippsburg	Baden-Württemberg	1985	Ja (2019)				In Betrieb	1402	0	0	0	0
BNA0263	Essenbach	KKI 2	Kernenergie	Nein	84051	Essenbach	Bayern	1988	Ja (2022)				In Betrieb	1410	0	0	0	0
BNA0355	Grafenrheinfeld	KKG	Kernenergie	Nein	97506	Grafenrheinfeld	Bayern	1982	Ja (2015)				In Betrieb	1275	0	0	0	0
BNA0381	Grundremmingen	B	Kernenergie	Nein	89355	Grundremmingen	Bayern	1984	Ja (2017)				In Betrieb	1284	0	0	0	0
BNA0382	Grundremmingen	C	Kernenergie	Nein	89355	Grundremmingen	Bayern	1984	Ja (2021)				In Betrieb	1288	0	0	0	0
BNA0251	Emmerthal	KWG	Kernenergie	Nein	31857	Emmerthal	Niedersachsen	1985	Ja (2021)				In Betrieb	1360	0	0	0	0
BNA0607	Emsland	KKE	Kernenergie	Nein	49811	Lingen	Niedersachsen	1988	Ja (2022)				In Betrieb	1329	0	0	0	0
BNA0157	Brokdorf	KBR	Kernenergie	Nein	25576	Brokdorf	Schleswig-Holstein	1986	Ja (2021)				In Betrieb	1410	0	0	0	0
BNA0516	MIRO	Kesselhaus	Mineralölpro-	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-	1995	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	45,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlusregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
		Werk 1	dukte				Württemberg											
BNA0517	MIRO	Kesselhaus Werk 2	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1995	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	0	25,0
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1971	Ja (2014)				In Betrieb	77,4	0	0	0	0
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1975	Ja (2014)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1975	Ja (2014)				In Betrieb	262	0	0	0	0
BNA0937	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA0938	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT17	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA0939b	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT18	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA1004	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralölprodukte	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1981	Nein				In Betrieb	136	136	0	0	0
BNA0378	Ingolstadt	3	Mineralölprodukte	Ja	85098	Großmehring	Bayern	1973	Ja (2015)				In Betrieb	386	0	0	0	0
BNA0379	Ingolstadt	4	Mineralölprodukte	Ja	85098	Großmehring	Bayern	1974	Ja (2015)				In Betrieb	386	0	0	0	0
BNA0427	Kraftwerk Hausham	GT 1	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0428	Kraftwerk Hausham	GT 2	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0429	Kraftwerk Hausham	GT 3	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0430	Kraftwerk Hausham	GT 4	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA1007a	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	0	0
BNA1007b	SKW Diesel	SKW Diesel	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	Bayern	1978	Nein				In Betrieb	10,5	0	0	0	0
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	Mineralölprodukte	Nein	85406	Zolling	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	46,0	0	0	0	0
BNA1212	DKW Nord		Mineralölprodukte	Nein	87719	Mindelheim	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	0	0
BNA1227	DKW Leinau		Mineralölprodukte	Nein	87666	Pforzen	Bayern	1983	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussergängerregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1337d	Notstromdiesel	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	63741	Aschaffenburg	Bayern	1991	Nein				vorläufig stillgelegt	0,5	0,5	0,5	0	0,5
BNA1338	Spitzenkraftwerk	MLD	Mineralölprodukte	Ja	94469	Deggendorf	Bayern	1978	Ja (2015)				In Betrieb	19,0	0	0	0	0
BNA0083	Wilmersdorf	Wilmersdorf	Mineralölprodukte	Ja	14199	Berlin	Berlin	1977	Nein				In Betrieb	276	0	0	0	0
BNA0085b	Moabit	Moabit GT	Mineralölprodukte	Nein	13353	Berlin	Berlin	1971	Nein				In Betrieb	51,0	0	0	0	0
BNA0894a	IKS PCK Schwedt	Block 5 SE 5	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1972	Nein				In Betrieb	28,0	0	0	0	0
BNA0894b	IKS PCK Schwedt	Block 6 SE 6	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	34,5	34,5	34,5	0	34,5
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0894d	IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0894e	IKS PCK Schwedt	SE 4	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA0141	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralölprodukte	Nein	28237	Bremen	Bremen	1974	Nein				In Betrieb	88,0	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	136	136	136	136	136
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
BNA1294	EEV	EEV	Mineralölprodukte	Ja	21107	Hamburg	Hamburg	1993	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	0	38,0
BNA0318	ÜWAG Kraftwerk Fulda		Mineralölprodukte	Nein	36043	Fulda	Hessen	2011	Nein				In Betrieb	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
BNA0012d	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Diesele-generator	Mineralölprodukte	Nein	31061	Alfeld	Niedersachsen	1994	Nein				vorläufig stillgelegt	2,8	2,8	2,8	0	2,8
BNA1060	Wilhelmshaven	GT	Mineralölprodukte	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	56,0	0	0	0	0
BNA0222	GT	GTKW	Mineralölprodukte	Nein	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1977	Nein				In Betrieb	86,2	0	0	0	0
BNA0547	Raffineriekraftwerk Köln Godorf		Mineralölprodukte	Ja	50997	Köln	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA1036	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E 1/2	Mineralölprodukte		58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	206	0	0	0	0
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	Block 2	Mineralölprodukte	Nein	42275	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA1166	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	47475	Kamp-Lintfort	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				vorläufig stillgelegt	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1280	Kraftwerk	D210	Mineralölprodukte	ja	50389	Wes-	Nordrhein-	1962	Nein				In Betrieb	66,3	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
			dukte			seling	Westfalen											
BNA1293d	Kraftwerk	Diesel/G5	Mineralölprodukte	Nein	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	0,8	0,8	0,8	0	0,8
BNA0369	Spitzenlastkraftwerk Sermuth		Mineralölprodukte	Nein	4668	Großbothen	Sachsen	1995	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	0	17,0
BNA0373	Spitzenlastkraftwerk Großkayna		Mineralölprodukte	Nein	6242	Großkayna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	120	120	120	0	120
BNA0596	Raffineriekraftwerk		Mineralölprodukte	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1997	Nein				In Betrieb	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5
BNA1400b	EZ1	DTI	Mineralölprodukte	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	0	18,5
BNA0161	Brunsbüttel	GT A	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0162	Brunsbüttel	GT B	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0163	Brunsbüttel	GT C	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0164	Brunsbüttel	GT D	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0693b	Heizkraftwerk NMS	Diesel 1,2	Mineralölprodukte	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				vorläufig stillgelegt	1,9	1,9	0	0	0
BNA0693c	Heizkraftwerk NMS	Diesel 3	Mineralölprodukte	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	5,5	5,5	0	0	0
BNA0759	Itzehoe		Mineralölprodukte	Nein	25588	Oldendorf	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	88,0	0	0	0	0
BNA0766	Audorf		Mineralölprodukte	Nein	24783	Osterönfeld	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	87,0	0	0	0	0
BNA1015	Wedel	GT A	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	50,5	0	0	0	0
BNA1016	Wedel	GT B	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	50,5	0	0	0	0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 2	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 3	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 4	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0279	Rudolf-Fettweis-Werk	Pumpspeicherkraftwerk Schwarzenbachwerk	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	1926	Ja (2021)				In Betrieb	43,0	0	0	0	0
BNA0426	Häusern	M1	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							berg											
BNA0426	Häusern	M2	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0426	Häusern	M3	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0426	Häusern	M4	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicherkraftwerk Glems A	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen-Glems	Baden-Württemberg	1964	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicherkraftwerk Glems B	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen-Glems	Baden-Württemberg	1964	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M1	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M2	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M3	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M4	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald A10	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	227	227	227	227	227
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald A9	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	228	228	228	228	228
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	227	227	227	227	227
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B9	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	228	228	228	228	228
BNA1071	Witznau	M1	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA1071	Witznau	M2	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA1071	Witznau	M3	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1071	Witznau	M4	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNAP068	Rudolf-Fettweis-Werk "Oberstufe"		Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	2019	Nein			Ja	In Planung	0	220	220	220	220
BNAP069	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	2019	Nein			Ja	In Planung	0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNAP080	PSW Zollernalb		Pumpspeicher	Nein	72379	Hechingen	Baden-Württemberg	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	320	0
BNAP094	Atdorf		Pumpspeicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)	Baden-Württemberg		Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNAP094	Atdorf		Pumpspeicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)	Baden-Württemberg		Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNA0337	PSW Langenprozelten	entfällt	Pumpspeicher	Nein	97737	Gemünden	Bayern	1974	Nein				In Betrieb	164	164	164	164	164
BNA0422	Happurg	M1	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M2	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M3	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M4	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0946a	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Tanzmühle	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1959	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M1	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M2	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M3	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0972	Leitzach 1	1	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	Bayern	1983	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0973	Leitzach 2	2	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	Bayern	1960	Nein				In Betrieb	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
BNAP070	PSW Blautal	PSW Blautal	Pumpspeicher	Nein	89143	Blaubeuren	Bayern	2019	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	60,0	0
BNAP075	Pumpspeicherwerk Einöden	Pumpspeicherwerk Einöden	Pumpspeicher	Nein	83126	Flintsbach am Inn	Bayern	2020	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	150	0
BNAP090	Pumpspeicherwerk Jochberg		Pumpspeicher	Nein	83676	Jachenau	Bayern	2025	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNAP098	Jochenstein	Energiespeicher Riedl	Pumpspeicher	Nein	94107	Untergriesbach	Bayern	2022	Nein			Ja	In Planung	0	150	150	150	150
BNAP098	Jochenstein	Energiespeicher Riedl	Pumpspeicher	Nein	94107	Untergriesbach	Bayern	2022	Nein			Ja	In Planung	0	150	150	150	150
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 1 (neu)	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 3	Pumpspeicher	Nein	34549	Edersee	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 4	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1974	Nein				In Betrieb	240	240	240	240	240
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 6	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1974	Nein				In Betrieb	240	240	240	240	240
	PSW Waldeck 2+	2+	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen		Nein			Ja	In Planung	0	300	300	300	300
BNA0558	Erzhausen	M1	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M2	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M3	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M4	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNA0268	Pumpspeicherwerk Rönkhausen	PSW	Pumpspeicher	Nein	57413	Finnentr op	Nordrhein-Westfalen	1969	Nein				In Betrieb	138	138	138	138	138
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	Nein	58313	Herdecke	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	153	153	153	153	153
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP086	Trianel Wasser-		Pumpspeicher	Nein	37688	Beverun-	Nordrhein-	2023	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	390	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
	speicherkraftwerke Nethé					gen	Westfalen											
BNA074	PSKW RIO	PSKW RIO	Pumpspeicher	Nein	54338	Schweich	Rheinland-Pfalz	2020	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	300	0
BNA0652	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0653	Markersbach	PSS B	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0654	Markersbach	PSS C	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0655	Markersbach	PSS D	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0656	Markersbach	PSS E	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0657	Markersbach	PSS F	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0721	Niederwartha	PSS C	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	Sachsen	1957	Nein				In Betrieb	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
BNA0722	Niederwartha	PSS D	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	Sachsen	1957	Nein				In Betrieb	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
BNA1031	Wendefurth	PSS A	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	Sachsen-Anhalt	1967	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNA1032	Wendefurth	PSS B	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	Sachsen-Anhalt	1968	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNA0327	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0328	Geesthacht	PSS B	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0329	Geesthacht	PSS C	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0350	Goldisthal	PSS A	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0351	Goldisthal	PSS B	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2003	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0352	Goldisthal	PSS C	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0353	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0465	Hohenwarte 1	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1959	Nein				In Betrieb	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
BNA0466	Hohenwarte 1	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1959	Nein				In Betrieb	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
BNA0467	Hohenwarte 2	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0468	Hohenwarte 2	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0469	Hohenwarte 2	PSS C	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0470	Hohenwarte 2	PSS D	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0471	Hohenwarte 2	PSS E	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0472	Hohenwarte 2	PSS F	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0473	Hohenwarte 2	PSS G	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0474	Hohenwarte 2	PSS H	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0882	Bleiloch	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	Thüringen	1932	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0883	Bleiloch	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	Thüringen	1932	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNAP081	PSW Hainleite		Pumpspeicher	Nein	99706	Sondershausen	Thüringen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	250	0
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS A	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS B	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS C	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS D	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP099	PSW Leutenberg	A	Pumpspeicher	Nein	7338	Leutenberg	Thüringen	2022	Nein			Ja	In Planung	0	201	201	201	201
BNAP099	PSW Leutenberg	B	Pumpspeicher	Nein	7338	Leutenberg	Thüringen	2022	Nein			Ja	In Planung	0	201	201	201	201
BNA1249	UPM Schongau	Heizkraftwerk 2	Sonstige	Ja	86956	Schongau	Bayern	1989	Nein				In Betrieb	6,0	6,0	6,0	0	0
BNA0237	EBS-Heizkraftwerk		Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0238a	IKW VEO		Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	1953	Nein				In Betrieb	45,0	0	0	0	0
BNA0238b	IKW VEO	Block 7	Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	2013	Nein				In Betrieb	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
BNA0142	KW Mittelsbüren	Block 4	Sonstige	Nein	28237	Bremen	Bremen	1975	Nein				In Betrieb	150	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	121	121	121	121	121
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	119	119	119	119	119
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	268	268	268	268	268
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	165	165	165	165	165
BNA0289a	HKW West	M4	Sonstige	Nein	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1954	Nein				In Betrieb	19,7	0	0	0	0
BNA1465a	EBS-Kraftwerk Witzenhäuser		Sonstige	Ja	37213	Witzenhäuser	Hessen	2009	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0863	Kraftwerk Salzgitter	AB	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	1939	Nein				In Betrieb	94,5	0	0	0	0
BNA0864	Kraftwerk Salzgitter	Block 1	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0865b	Kraftwerk Salzgitter	Block 2	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0217	Duisburg Ruhrort 2	Block 2	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1955	Nein				In Betrieb	60,0	0	0	0	0
BNA0218	Duisburg Ruhrort 3	Block 3	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	90,0	0	0	0	0
BNA0219	Duisburg Ruhrort 4	Block 4	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1968	Nein				In Betrieb	165	0	0	0	0
BNA0395	Duisburg Hamborn 3	Block 3	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	1958	Nein				In Betrieb	60,0	0	0	0	0
BNA0396	Duisburg Hamborn 4	Block 4	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	100,0	0	0	0	0
BNA0397	Duisburg Hamborn 5	Block 5	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	2003	Nein				In Betrieb	225	225	225	225	225
BNA0485	Huckingen	A	Sonstige	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0486	Huckingen	B	Sonstige	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0492	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	Sonstige	Ja	49477	Ibbenbüren	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	33,4	33,4	0	0	0
BNA1397a	O10	T21	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	12,4	0	0	0	0
BNA1397b	O10	T22	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	15,0	0	0	0	0
BNA1397c	O10	T23	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	12,4	0	0	0	0
BNA1397d	O10	T24	Sonstige	Nein	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	10,0	0	0	0	0
BNA1397e	O10	T31	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				In Betrieb	30,0	0	0	0	0
BNA1399	Oxea GmbH		Sonstige	Ja	46147	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1929	Nein				In Betrieb	38,0	0	0	0	0
BNA1409	DK Kraftwerk		Sonstige	Ja	47053	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
BNA1488			Sonstige	ja	44147	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	0	0
BNAP034	IKWB	IKWG	Sonstige	Ja	46238	Bottrop	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein				In Bau	0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0616b	Kraftwerk Nord	S 300 VT 1, VT 2, NT 7	Sonstige	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1964	Nein				in Betrieb	56,0	0	0	0	0
BNA0997	HKW Fenne, Grubengaskraftwerk	Gasmotorenanlage Fenne	Sonstige	Ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	2003	Nein				In Betrieb	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1115	Gichtgaskraftwerk Dillingen		Sonstige	ja	66763	Dillingen/Saar	Saarland	2010	Nein				In Betrieb	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
BNA0597	ILK-GuD	DT1	Sonstige	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	0	8,7
BNA0598a	ILK-EKT	EKT	Sonstige	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2000	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0598b	ILK-GuD	KT1	Sonstige	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0693a	Heizkraftwerk NMS	Turbine 2,3,4,5	Sonstige	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	67,4	67,4	0	0	0
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1997	Nein				In Betrieb	336	336	336	336	336
BNA0020	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	433	433	433	0	0
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1965	Ja (2015)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1966	Ja (2015)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0434	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	778	778	778	0	0
BNA0518a	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	505	505	505	0	0
BNA0642	GKM	Block 3	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1966	Ja (2015)				Reserve	203	0	0	0	0
BNA0643	GKM	Block 4	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1970	Ja (2015)				In Betrieb	203	0	0	0	0
BNA0644	GKM	Block 6 15	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	185	185	185	185	185
BNA0644	GKM	Block 6 17	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0645	GKM	Block 7	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	213	213	213	0	0
BNA0645	GKM	Block 7 M	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	212	212	212	0	0
BNA0646	GKM	Block 8 N	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	180	180	180	180	180
BNA0646	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0646	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0646	GKM	Block 8 L	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	112	112	112	112	112
BNA0801	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Wirbelschichtblock	Steinkohle	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1990	Nein				In Betrieb	26,9	26,9	26,9	0	26,9
BNA0934	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI DT 14 neu	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
BNA0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT12	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	0
BNA0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1984	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1964	Ja (2014)				In Betrieb	96,0	0	0	0	0
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1967	Ja (2014)				In Betrieb	148	0	0	0	0
BNA1405a	Heizkraftwerk Magirusstraße		Steinkohle	Ja	89077	Ulm	Baden-Württemberg	1978	Nein				In Betrieb	20,7	20,7	0	0	0
BNA1467	Köhler Energie GmbH		Steinkohle	Ja	77704	Oberkirch	Baden-Württemberg	1986	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	0	18,5
BNA0518b	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 8	RDK 8	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	842	842	842	842
BNA026	GKM	Block 9	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2015	Nein			Ja	In Bau	0	843	843	843	843
BNA0261b	HKW Erlangen	K6 DT2	Steinkohle	Ja	91052	Erlangen	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	17,4	17,4	0	0	0
BNA0926b	Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH	Konventionelles Sammelschienenkraftwerk	Steinkohle	Ja	63811	Stockstadt	Bayern	1969	Nein				In Betrieb	24,8	0	0	0	0
BNA0969b	Nord 2	2	Steinkohle	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1991	Nein				In Betrieb	333	333	333	333	333
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	Ja	85406	Zolling	Bayern	1986	Nein				In Betrieb	472	472	472	0	472
BNA0082	Reuter	Reuter C	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1969	Ja (2021)				In Betrieb	124	0	0	0	0
BNA0085a	Moabit	Moabit A	Steinkohle	Ja	13353	Berlin	Berlin	1990	Nein				In Betrieb	89,0	89,0	89,0	0	89,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1987	Nein				In Betrieb	282	282	282	0	282
BNA0087	Reuter West	Reuter West E	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1988	Nein				In Betrieb	282	282	282	0	282
BNA0144	KW Hastedt	Block 15	Steinkohle	Ja	28207	Bremen	Bremen	1989	Nein				In Betrieb	119	119	119	0	119
BNA0146	KW Hafen	Block 6	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	Bremen	1979	Nein				In Betrieb	300	300	0	0	0
BNA0147	Farge	Farge	Steinkohle	Nein	28777	Bremen	Bremen	1969	Nein				In Betrieb	350	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Steinkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	KWK-Anlagen <10MW		Steinkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
BNA0402	Tiefstack	Tiefstack	Steinkohle	Ja	22113	Hamburg	Hamburg	1993	Nein				In Betrieb	194	194	194	194	194
BNAP012	Moorburg	B	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	Hamburg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	830	830	830	830
BNAP013	Moorburg	A	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	Hamburg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	830	830	830	830
BNA0289b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	0	61,5
BNA0290	HKW West	Block 3	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	0	61,5
BNA0377	Staudinger	5	Steinkohle	Ja	63538	Großkrotzenburg	Hessen	1992	Nein				In Betrieb	510	510	510	510	510
BNA0498	Heizkraftwerk	Block B	Steinkohle	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	66,0	66,0	66,0	0	66,0
BNA0758	Heizkraftwerk Offenbach		Steinkohle	ja	63067	Offenbach	Hessen	1990	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	0	54,0
BNA0849	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	Steinkohle	Ja	18147	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	1994	Nein				In Betrieb	508	508	508	508	508
BNA0138	HKW-Mitte	Block 1	Steinkohle	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	1984	Nein				In Betrieb	43,3	43,3	43,3	0	0
BNA0420	GKH	Block1	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	136	136	136	0	136
BNA0421	GKH	Block2	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	136	136	136	0	136
BNA0464	KWM	Block3	Steinkohle	Nein	31249	Hohenhameln OT Mehrum	Niedersachsen	1979	Nein				In Betrieb	690	690	0	0	0
BNA1061	Wilhelmshaven	1 (DT)	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1976	Nein				In Betrieb	617	617	0	0	0
BNA1061	Wilhelmshaven	Zweigturbine	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1976	Nein				In Betrieb	140	140	0	0	0
BNA1075a	HKW Nord	Generator A	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA1075b	HKW Nord	Generator B	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1076a	HKW West	Block 1	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	139	139	139	0	0
BNA1076b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	139	139	139	0	0
BNA1500	Werk Uelzen		Steinkohle	Ja	29525	Uelzen	Niedersachsen	1990	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	0	40,0
BNAP014	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	2014	Nein			Ja	In Bau	0	731	731	731	731
BNA0067	Bergkamen	A	Steinkohle	Ja	59192	Bergkamen	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	717	717	717	0	0
BNA0203	Knepper	C	Steinkohle	Ja	44357	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0211	HKW I	ZAWSF	Steinkohle	Ja	47053	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	95,0	95,0	95,0	0	0
BNA0215	KW Walsum	Walsum 7	Steinkohle	Nein	47179	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1959	Nein				vorläufig stillgelegt	129	0	0	0	0
BNA0216a	KW Walsum	Walsum 9	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1988	Nein				In Betrieb	370	370	370	0	370
BNA0216b	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	Nein	47180	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				In Betrieb	725	725	725	725	725
BNA0331	Scholven	C	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1969	Nein				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0332	Scholven	B	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1968	Nein				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0333	Scholven	D	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0334	Scholven	E	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0335	Scholven	F	Steinkohle	Nein	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1979	Ja (2014)				In Betrieb	676	0	0	0	0
BNA0336	FWK Buer		Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	0	0
BNA0413a	Westfalen	C	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	1969	Ja (2016)				In Betrieb	284	0	0	0	0
BNA0447	KW Herne	Herne 2	Steinkohle	Nein	44653	Herne	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	133	0	0	0	0
BNA0449	KW Herne	Herne 3	Steinkohle	Ja	44654	Herne	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	280	0	0	0	0
BNA0450	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	Ja	44655	Herne	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	449	449	449	0	449
BNA0493	Ibbenbüren	B	Steinkohle	Ja	49479	Ibbenbüren	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	794	794	794	0	0
BNA0557a	Kraftwerk L 57		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	Nordrhein-Westfalen	1957	Nein				In Betrieb	26,0	0	0	0	0
BNA0557b	Kraftwerk N 230		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2018)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0600b	G-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	51368	Lever	Nordrhein-	1962	Nein				In Betrieb	103	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0618	KW Lünen	Lünen 6	Steinkohle	Nein	44536	kusen	Westfalen						in Betrieb	149	0	0	0	0
BNA0619	KW Lünen	Lünen 7	Steinkohle	Ja	44537	Lünen	Nordrhein-Westfalen	1962	Nein				in Betrieb	324	0	0	0	0
BNA0660	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				in Betrieb	55,3	0	0	0	0
BNA0661	Kraftwerk II	Block 3	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				in Betrieb	60,4	0	0	0	0
BNA0662a	Kraftwerk I	Block 5	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1983	Nein				In Betrieb	60,2	60,2	60,2	0	0
BNA0662b	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft (6 Einzelturbinen)	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen		Nein				In Betrieb	120	120	120	120	120
BNA0793	Heyden	4	Steinkohle	Nein	32469	Petersshagen	Nordrhein-Westfalen	1987	Nein				In Betrieb	875	875	875	0	875
BNA0813	Kraftwerk Veltheim	3	Steinkohle	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2015)				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0834	Industrie-Kraftwerk		Steinkohle	ja	47495	Rheinberg	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	79,0	0	0	0	0
BNA0989	KW West	West 2	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	318	0	0	0	0
BNA0990	KW West	West 1	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	322	0	0	0	0
BNA0991	KW Voerde	Block A	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	695	695	695	0	0
BNA0992	KW Voerde	Block B	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	695	695	695	0	0
BNA1035	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E3	Steinkohle	Nein	58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	186	0	0	0	0
BNA1037	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E4	Steinkohle		58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	310	310	310	0	0
BNA1046a	Gersteinwerk	K2	Steinkohle	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1984	Ja (2017)				In Betrieb	608	0	0	0	0
BNA1084	HKW Elberfeld	Block 3	Steinkohle	Ja	42117	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	1989	Ja (2019)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA1331	Reno De Medici	HD - Kraftwerk	Steinkohle	Ja	59821	Arnsberg	Nordrhein-Westfalen	1956	Nein				In Betrieb	19,1	0	0	0	0
BNA1508	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		Steinkohle	Ja	44536	Lünen	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	746	746	746	746	746
BNA0413b	Westfalen	D	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	765	765	765	765
BNA0413c	Westfalen	E	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	765	765	765	765
BNAP029	Datteln	4	Steinkohle	Ja	45711	Datteln	Nordrhein-		Nein				In Bau	0	1055	1055	1055	1055

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Westfalen											
BNA046	KW Herne	Herne 5	Steinkohle	Ja	44653	Herne	Nordrhein-Westfalen	2019	Nein			Ja	In Planung	0	735	0	0	0
BNA062	KW Lünen	Lünen 8	Steinkohle	Ja	44536	Lünen	Nordrhein-Westfalen	2018	Nein			Ja	In Planung	0	735	0	0	0
BNA0510b	HKW Karcherstr.	20	Steinkohle	Ja	67655	Kaiserslautern	Rheinland-Pfalz	1996	Nein				In Betrieb	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	Steinkohle	Nein	66450	Bexbach	Saarland	1983	Nein				In Betrieb	721	721	721	0	0
BNA0252	Kraftwerk Ens Dorf	Block 3	Steinkohle	Nein	66806	Ens Dorf	Saarland	1971	Nein				In Betrieb	283	0	0	0	0
BNA0253	Kraftwerk Ens Dorf	Block 1	Steinkohle	Ja	66806	Ens Dorf	Saarland	1963	Ja (2020)				In Betrieb	106	0	0	0	0
BNA0820	Weither	Weither III	Steinkohle	ja	66287	Quierschied	Saarland	1976	Nein				In Betrieb	656	656	0	0	0
BNA0998	Modellkraftwerk	MKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	1982	Nein				In Betrieb	179	179	179	0	0
BNA0999	Heizkraftwerk	HKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	1989	Nein				In Betrieb	211	211	211	0	211
BNA0861b	Römerbrücke	HKW Römerbrücke	Steinkohle	Ja	66121	Saarbrücken	Saarland	1988	Nein				In Betrieb	50,0	50,0	50,0	0	50,0
BNA0270	Heizkraftwerk FL	Block 11	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1992	Nein				In Betrieb	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0271	Heizkraftwerk FL	Block 10	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1988	Nein				In Betrieb	29,0	29,0	29,0	0	29,0
BNA0272	Heizkraftwerk FL	Block 9	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1985	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	0	0
BNA0273	Heizkraftwerk FL	Block 8	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	0	0
BNA0274	Heizkraftwerk FL	Block 7	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1978	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	0	0	0
BNA0403	Wedel	Wedel 2	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1962	Ja (2021)				In Betrieb	123	0	0	0	0
BNA0404	Wedel	Wedel 1	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1961	Ja (2021)				In Betrieb	137	0	0	0	0
BNA0526	Gemeinschafts-KW Kiel		Steinkohle	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	1970	Ja (2015)				In Betrieb	323	0	0	0	0
BNA1330	Steinbeis Energie	Kohlekessel	Steinkohle	Ja	25348	Glückstadt	Schleswig-Holstein	2010	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0

A-2 Ausgewiesene Windflächen in Deutschland

Land (grau hinterlegt = Regionalpläne nur teilweise vorhanden)	Anzahl der Anlagen pro km ² (im Durchschnitt)	Leistung pro Anlage [MW] (am häufigsten genannt)	Eigenerhebung Gesamtsumme der ausgewiesenen Fläche [km ²]	ÜNB Gesamtsumme der ausgewiesenen Fläche [km ²]
Baden-Württemberg	6,20	2,50	47,52	0,00
Bayern	8,00	3,00	363,64	0,00
Berlin	0,00	3,00	0,00	0,00
Brandenburg	8,15	3,00	508,00	502,05
Bremen	12,70	2,00	3,15	0,00
Hamburg	10,00	2,50	1,73	0,00
Hessen	7,00	3,00	495,00	23,63
Mecklenburg-Vorpommern	10,50	3,00	131,00	135,28
Niedersachsen	11,80	3,00	280,34	0,00
Nordrhein-Westfalen	10,00	3,00	267,00	0,00
Rheinland-Pfalz	9,75	3,00	150,31	0,00
Saarland	8,49	3,00	12,00	0,00
Sachsen	12,50	2,50	36,55	24,43
Sachsen-Anhalt	8,20	2,50	171,00	185,28
Schleswig-Holstein	8,00	3,00	269,00	268,91
Thüringen	14,00	2,00	50,00	50,79
Summe			2.786,24	1.190,37

Tabelle 21: Auswertung der Regionalverbände

A-3 Ergebnis der Verteilnetzbetreiber-Abfrage

Verteilnetzbetreiber 110-KV-Ebene	beantragte Anschlussleistung 2014-2016 [MW]	Realisierungswahrscheinlichkeit [%]	erwarteter Zubau 2014 - 2016 [MW]	durchschnittl. erwarteter Zubau p. a. 2014 - 2016 [MW]
E.ON Mitte AG	1125,05	20	225,01	75,00
STAWAG Netz GmbH	31,20	50	15,60	5,20
Netze BW GmbH	1608,1	66	1061,35	353,78
E.ON Avacon AG	1127,63	70	789,34	263,11
Wesernetz Bremen GmbH	15,30	100	15,30	5,10
Bayernwerk AG	569,45	50	284,73	94,91
E.DIS AG	7953,92	33	2651,04	883,68
Westfalen Weser Netz AG	752,65	80	602,12	200,71
LEW Verteilnetz GmbH	314,43	50	157,22	52,41
HSN Magdeburg GmbH	1164,90	95	1106,66	368,89
Celle-Uelzen Netz GmbH	91,55	15	13,73	4,58
LSW Netz GmbH & Co. KG	151,20	21	31,75	10,58
ED Netze GmbH & Co. KG	62,50	k. a.	62,50	20,83
Syna GmbH	549,52	20	109,90	36,63
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH	2572,88	80	2058,30	686,10
WSW Netz GmbH	5,00	k. a.	5,00	1,67
New Netz GmbH	94,40	70	66,08	22,03
TEN Thüringer Energienetze GmbH	856,14	21	179,79	59,93
Stromnetz Berlin GmbH	6,90	100	6,90	2,30
Stromnetz Hamburg GmbH	64,40	k. a.	64,40	21,47
EWE Netz GmbH	948,77	80	759,02	253,01
ENSO Netz GmbH	73,90	75	55,43	18,48
Energie AssetNetWork GmbH	179,27	20	35,85	11,95
N-ERGIE Netz GmbH	415,44	60	249,26	83,09
Harz Energie Netz GmbH	86,61	45	38,97	12,99
Netzgesellschaft Ostwürttemberg	118,47	40	47,39	15,80
Pfalzwerke Netz AG	731,43	45	329,14	109,71
VNB Rhein-Main-Neckar GmbH&Co. KG	199,66	24	47,92	15,97
WEMAG Netz GmbH	540,53	80	432,42	144,14
Mainfranken Netze GmbH	44,20	0	0,00	0,00
E.ON Netz GmbH	2315,04	20	463,01	154,34
Schleswig-Holstein Netz AG	2240,72	95	2128,68	709,56
Westnetz GmbH	7192,85	75	5394,64	1798,21
Gesamt	34204,00		19488,44	6496,15

Tabelle 22: Ergebnis VNB-Abfrage

A-4 Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik

Bestand: Basierend auf den Anlagenbestandsdaten der ÜNB ermittelter Wind Onshore Bestand Ende 2013

Stützpunkt: Kurzfristige Entwicklung des Wind Onshore-Ausbaus in den kommenden drei Jahren ausgehend von der historischen Entwicklung der letzten drei Jahre, der WEA-Antragslage der Verteilnetzbetreiber und der Landesentwicklungsplänen.

1. Bestandsermittlung (GW) auf Basis der ÜNB Stammdaten
2. Ermittlung der Landes-Stützpunkte (GW), der kurzfristigen Entwicklung in den Bundesländern
3. Summieren der Landesstützpunkte zum Bundesstützpunkt (GW)
4. Vorgabe des Bundesbestandes 2035 (GW) aus EEG
5. Verteilung des Bundesbestandes 2035 über den FFE-Ansatz über das Bundesgebiet
6. Ermittlung der Länderbestände 2035 (GW) auf Basis des FFE Ansatzes (Schritt 5)
7. Festlegung des Bundesbestandes 2025 (GW) auf Basis des EEG
8. Ermittlung des Landesbestandes 2025 (GW) auf Basis des:
 - Bundesbestandes 2025 (Bund2025)
 - Bundesbestandes 2035 (Bund2035)
 - Landesbestandes 2035 (Land2035)
 - Landesstützpunkt (StützLand)
 - Bundestützpunkt (StützBund)

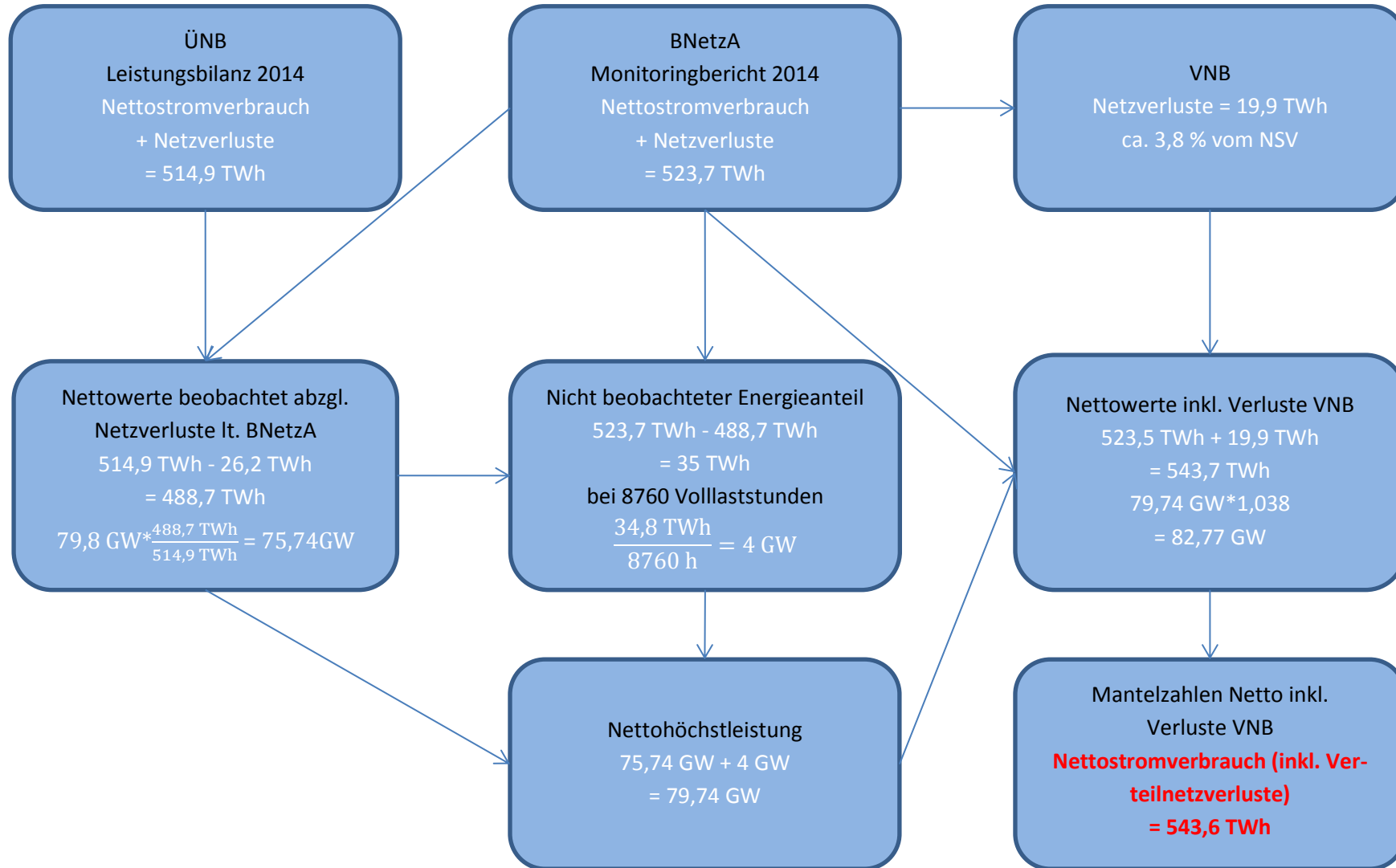
Gesucht: Landesbestand 2025 (Land2025)

$$\frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} = \frac{Land\ 2025 - StützLand}{Land2035 - StützLand}$$

$$\frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} * (Land2035 - StützLand) = Land2025 - StützLand$$

$$StützLand + \frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} * (Land2035 - StützLand) = Land2025$$

A-5 Methodik zur Berechnung der Jahreshöchstlast für 2013





Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2024

Umweltbericht

Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des
2. Entwurfs des NEP Strom und O-NEP (Zieljahr 2024)



SEPTEMBER 2015

Bedarfsermittlung 2024

Umweltbericht

Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des
2. Entwurfs des NEP Strom und O-NEP (Zieljahr 2024)

Stand: September 2015

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat Umweltprüfungen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax.: +49 228 14-8872
info@bnetza.de

Vorwort

Um frühzeitig Umweltaspekte in die Planung mit einzubeziehen, ist eine Strategische Umweltprüfung (SUP) zum Bundesbedarfsplan vorgesehen. In der SUP werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der für eine sichere Stromversorgung in Deutschland notwendigen Netzausbaumaßnahmen auf Grundlage des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2024 und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2024 geprüft. Die Grundlage der Netzentwicklungspläne bildet der von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erarbeitete und von der Bundesnetzagentur konsultierte und genehmigte Szenariorahmen.

Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade („Szenarien“) der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur Erzeugungsleistung (z.B. Anteile an fossilen Energieträgern und Erneuerbaren Energien, Zubau an Photovoltaik sowie On- und Offshore-Windkraftanlagen), zur Last, also dem Verbrauch und zur Versorgung in zehn Jahren sowie darüber hinaus in einem Szenario die Entwicklung in zwanzig Jahren. Er soll die wahrscheinliche Zukunft der deutschen Energielandschaft bestmöglich abbilden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gem. § 12b EnWG den Netzentwicklungsplan Strom mit dem Zieljahr 2024 (im Folgenden: Netzentwicklungsplan Strom 2024) und gem. §17b EnWG den Offshore-Netzentwicklungsplan mit dem Zieljahr 2024 (im Folgenden: Offshore-Netzentwicklungsplan 2024) erarbeitet. Beide Entwürfe basieren auf dem von der Bundesnetzagentur am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmen. Das Szenario B2024 dient aufgrund seiner ausgewogenen Mittelstellung in der Entwicklung als Leitszenario für die Netzberechnung, da es eine wahrscheinliche Entwicklung beschreibt und bei Veränderungen für Anpassungen am flexibelsten ist. Bei der Überarbeitung ihres ersten Entwurfs des NEP Strom 2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 unter anderem an die neuen Rahmenbedingungen des EEG angepasst. Dieses aktualisierte Szenario wird im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 als Szenario B2024* bezeichnet. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit und der Nachvollziehbarkeit wird im Folgenden von „Szenario B 2024“ gesprochen, dies umfasst jedoch vollumfänglich das „Szenario B 2024*“ gemäß NEP Strom 2024 und das Szenario B 2024 des O-NEP der Übertragungsnetzbetreiber.

In der SUP zum Bundesbedarfsplan werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen auf Grundlage der Netzentwicklungspläne NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 ermittelt, beschrieben und bewertet. Zudem werden vernünftige Alternativen geprüft. Die SUP bezieht sich auf die Schutzgüter des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG): Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere,

VORWORT

Pflanzen und biologische Vielfalt, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, Kulturgüter und sonstige Sachgüter wie deren Wechselwirkungen Die Prüfung wurde im Umweltbericht dokumentiert und vom 27. Februar bis 15. Mai 2015 öffentlich konsultiert. Die Bundesnetzagentur hat anschließend die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen überprüft. Der überarbeitete Umweltbericht wird nun veröffentlicht.

Neben der SUP zum Bundesbedarfsplan wird auch bei jeder Entscheidung zur Bundesfachplanung eine SUP durchgeführt. Zudem ist bei der Planfeststellung grundsätzlich eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorgeschrieben. Damit wird gewährleistet, dass Umweltbelange auf allen Planungsebenen berücksichtigt werden. Das geschieht wiederum unter Beteiligung der Träger öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit.

Die Bundesnetzagentur freut sich über die rege und sachbezogene Beteiligung und dankt allen Stellen und Personen, die mit ihrer Stellungnahme einen aktiven Beitrag geleistet haben. Durch die breite und aktive Teilnahme der Bürger und Bürgerinnen, Unternehmen, Parteien, Bildungseinrichtungen, Behörden und vieler anderer wurden der Bundesnetzagentur viele wertvolle Hinweise und Anregungen gegeben. Dabei wurde **jede im Rahmen der Konsultation eingegangene Stellungnahme** von der Bundesnetzagentur bei der Überprüfung des Umweltberichts berücksichtigt. Auch wenn nicht alle Anregungen, Hinweise und Anmerkungen aus den Stellungnahmen zu einer konkreten Änderung im Umweltbericht geführt haben, waren sie doch wichtig für die kritische Überprüfung des Umweltberichtsentswurfs. Die wichtigsten Themen der Stellungnahmen sind in Kapitel 0 erläutert. In diesem Kapitel sind auch die vielen eingegangenen Hinweise zu den am häufigsten genannten Vorhaben zusammengefasst, welche sich auf die folgenden Planungsebenen (Bundesfachplanung und Planfeststellung) für die konkreten Projekte beziehen, auch wenn dies nicht unmittelbarer Gegenstand dieses Umweltberichts ist. Die Änderungen in den jeweiligen Kapiteln des Umweltberichts sind am Anfang eines jeden Kapitels zusammengefasst dargestellt.

Weitere Informationen zum mehrstufigen Verfahren des Netzausbaus finden sie unter www.netzausbau.de. Hier finden Sie auch die eingegangenen Stellungnahmen von Ministerien, Bundes- und Landesbehörden, Verbänden, Kommunen, Landkreisen, naturschutz- und umweltbezogenen Vereinigungen, Bürgerinitiativen sowie der Bürgerinnen und Bürger, sofern der Veröffentlichung explizit und uneingeschränkt zugestimmt wurde.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	5
0. ZUSAMMENFASSENDER DARSTELLUNG DER KONSULTATION	15
0.1 Einleitung.....	15
0.2 Statistische Auswertung	15
0.3 Anpassungen des Umweltberichts an den Verfahrensstand.....	20
0.4 Inhaltliche Schwerpunkte der Beteiligung zum Umweltbericht	21
0.4.1 Allgemeines.....	21
0.4.2 Stellungnahmen zum Beteiligungsverfahren/Beteiligungsfragen.....	23
0.4.3 Regionale Schwerpunkte	25
0.4.4 Methodik.....	29
0.4.5 Technik	30
0.4.6 Schutzgutspezifische Umweltziele und Bewertungskriterien.....	32
0.4.6.1 Mensch einschließlich der menschlichen Gesundheit	32
0.4.6.2 Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt	44
0.4.6.3 Boden.....	47
0.4.6.4 Wasser	47
0.4.6.5 Klima/Luft.....	48
0.4.6.6 Landschaft	49
0.4.6.7 Kultur- und Sachgüter	50
0.4.7 Maßnahmen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, verringern und auszugleichen.....	52
0.4.8 Alternativenprüfung.....	52
0.5 Schutzgutübergreifende Aspekte	54
1. ZUSAMMENFASSUNG.....	59
2. EINLEITUNG	77
2.1 Ausgangssituation – Gesetzliche Grundlagen zur Bedarfsermittlung	77
2.2 Aktueller Stand	78
3. INHALTE UND METHODIK	83
3.1 Untersuchungsgegenstand.....	83

INHALTSVERZEICHNIS

3.2	Untersuchungsraum	85
3.3	Betrachtete Technologien.....	89
3.4	Alternativen	90
3.5	Untersuchungsmethode.....	96
3.5.1	Analyse der Wirkfaktoren	98
3.5.2	Umweltziele.....	98
3.5.3	Ableitung der Kriterien.....	98
3.5.4	Empfindlichkeitskategorien.....	101
3.5.5	Zusätzliche flächenbezogene Inhalte	104
3.5.6	Maßnahmenbetrachtung.....	105
3.5.6.1	Darstellung des Ist-Zustandes der Umwelt.....	106
3.5.6.2	Beschreibung der Umweltauswirkungen.....	107
3.5.6.3	Bewertung der Umweltauswirkungen.....	107
3.5.6.4	Maßnahmenbezogene Darstellung im Steckbrief	112
3.5.7	Gesamtplanbetrachtung.....	116
3.5.8	Sonstige Angaben.....	117
3.6	Natura 2000-Abschätzung	119
4.	ANALYSE DER WIRKFAKTOREN	123
4.1	Beschreibung der Übertragungstechniken unter Umweltgesichtspunkten.....	123
4.1.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	124
4.1.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	127
4.1.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	127
4.1.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	130
4.1.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	130
4.1.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	139
4.1.7	Nebenanlagen	140
4.2	Potenzielle Wirkungen der Übertragungstechniken auf die UVPG-Schutzgüter.....	146
4.2.1	Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	146
4.2.1.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	147
4.2.1.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	151
4.2.1.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	153

4.2.1.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	154
4.2.1.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	154
4.2.1.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	155
4.2.2	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	155
4.2.2.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	155
4.2.2.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	161
4.2.2.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	162
4.2.2.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	165
4.2.2.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	165
4.2.2.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	170
4.2.3	Boden.....	171
4.2.3.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	172
4.2.3.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	173
4.2.3.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	173
4.2.3.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	175
4.2.3.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	175
4.2.3.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	177
4.2.4	Wasser	177
4.2.4.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	177
4.2.4.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	180
4.2.4.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	180
4.2.4.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	182
4.2.4.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	182
4.2.4.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	183
4.2.5	Luft und Klima.....	183
4.2.5.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	183
4.2.5.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	183
4.2.5.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	184
4.2.5.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	184
4.2.5.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	184
4.2.5.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	184

4.2.6	Landschaft	184
4.2.6.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	185
4.2.6.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	187
4.2.6.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	187
4.2.6.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	188
4.2.6.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	188
4.2.6.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	192
4.2.7	Kultur- und Sachgüter	192
4.2.7.1	Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen.....	193
4.2.7.2	Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen.....	193
4.2.7.3	Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel	193
4.2.7.4	Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel	193
4.2.7.5	Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel.....	193
4.2.7.6	Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel.....	194
4.2.8	Übersicht über relevante Wirkfaktoren und Wirkpfade.....	194
4.3	Maßnahmen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, zu verringern und auszugleichen	200
4.3.1	Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	200
4.3.2	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	201
4.3.3	Boden.....	204
4.3.4	Wasser	205
4.3.5	Luft und Klima.....	206
4.3.6	Landschaft	207
4.3.7	Kultur- und Sachgüter	208
5.	ZIELE DES UMWELTSCHUTZES.....	209
5.1	Allgemeine Umweltziele und Umweltleitbilder	209
5.2	Schutzgutbezogene Umweltziele und Umweltleitbilder	210
5.2.1	Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	210
5.2.2	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	211
5.2.3	Boden.....	216
5.2.4	Wasser	217

5.2.5	Luft und Klima.....	220
5.2.6	Landschaft	221
5.2.7	Kultur- und Sachgüter	224
6.	ABLEITUNG DER KRITERIEN FÜR DIE STRATEGISCHE UMWELTPRÜFUNG	227
6.1	Schutzgutbezogene Kriterien bei Freileitungen.....	229
6.1.1	Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	229
6.1.2	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	232
6.1.3	Boden.....	242
6.1.4	Wasser	244
6.1.5	Landschaft	246
6.1.6	Kultur- und Sachgüter	254
6.2	Schutzgutbezogene Kriterien bei Erdkabeln	255
6.2.1	Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	255
6.2.2	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	255
6.2.3	Boden.....	258
6.2.4	Wasser	258
6.2.5	Landschaft	259
6.2.6	Kultur- und Sachgüter	261
6.3	Schutzgutbezogene Kriterien bei Seekabeln.....	262
6.3.1	Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	262
6.3.2	Boden.....	270
6.3.3	Landschaft	273
7.	GESAMTPLANBETRACHTUNG.....	275
7.1	Maßnahmenbetrachtung.....	275
7.2	Statistische Auswertung	280
7.3	Beschreibung des Untersuchungsraums und derzeitigen Umweltzustands.....	284
7.3.1	Lage des Untersuchungsraums	284
7.3.2	Darstellung der Merkmale des derzeitigen Umweltzustands.....	286
7.3.3	Gesamtbetrachtung des Ist-Zustands einschließlich Wechselwirkungen	291
7.4	Entwicklung des Umweltzustands bei Nichtdurchführung des Plans.....	293

7.5	Gesamtplanauswirkungen.....	295
7.5.1	Darstellung der einzelnen Schutzgüter	296
7.5.2	Gesamtplanbetrachtung der Umweltauswirkungen.....	306
7.5.3	Umweltauswirkungen bei veränderter technischer Ausführung.....	311
7.6	Sonstige Angaben	315
8.	ALTERNATIVENPRÜFUNG.....	327
8.1	Inhalte und Methodik der Alternativenprüfung	327
8.2	Auswahl vernünftiger Alternativen.....	331
8.2.1	Alternative.....	332
8.2.1.1	Szenario A 2024	332
8.2.1.2	Sensitivitäten.....	338
8.2.2	Vorhabenbezogene Alternativen.....	341
8.2.2.1	Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des NEP	341
8.3	Szenario A	344
8.3.1	Maßnahmenbetrachtung.....	344
8.3.2	Statistische Betrachtung.....	346
8.3.3	Untersuchungsraum und Umweltzustand	349
8.3.4	Gesamtplanauswirkungen	350
8.3.4.1	Darstellung für einzelne Schutzgüter.....	350
8.3.4.2	Gesamtbetrachtung.....	353
8.4	Vergleich der Umweltauswirkungen der Szenarien A 2024 und B 2024.....	356
8.5	Vorhabenbezogene Alternativen.....	361
8.5.1	Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des NEP	361
8.5.1.1	D09: Lauchstädt – Meitingen	362
8.5.1.2	AL-M 51b Cloppenburg/Ost-Westerkappeln	372
8.5.1.3	AL-M 61: Lippe-Mengede	374
8.5.1.4	AL-M24b Stendal/West – Wahle.....	375
8.5.1.5	AL1-P37, AL2-: Lauchstädt-Wolkramshausen-Vieselbach und Wolkramshausen-Mecklar.....	377
8.5.1.6	AL-M 27: Pulgar - Lauchstädt	379
8.5.1.7	AL1-M 29: Eula - Weida – Remptendorf	381
8.5.1.8	AL2-M 29: Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth	382

8.5.1.9	AL-M 57: Oberzier – Dahlem – Niederstedem	384
8.5.1.10	AL-M 98: Dahlem (DE) – Brume (BE).....	385
8.5.1.11	AL-M50: Raum Lübeck – Hamburg/Nord.....	389
8.5.2	Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des O-NEP.....	391
8.5.2.1	AL-3: Grenzkorridor II – Conneforde	392
8.5.2.2	AL-15: Grenzkorridor II - Conneforde.....	394
9.	BETRACHTUNG DER SENSITIVITÄTEN.....	397
9.1	Sensitivität „Deckelung Offshore“	400
9.2	Sensitivität „Einspeisemanagement“	401
10.	HINWEISE AUF SCHWIERIGKEITEN BEI DER ZUSAMMENSTELLUNG DER ANGABEN	405
10.1	Schwierigkeiten bei der Prognose	405
10.2	Schwierigkeiten aufgrund der Datenverfügbarkeit und –beschaffenheit.....	406
11.	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	409
12.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	413
13.	TABELLENVERZEICHNIS.....	417
14.	LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS.....	419
15.	VERZEICHNIS DER URHEBERRECHTSANGABEN.....	443
16.	GLOSSAR.....	447

DER ANHANG BEFINDET SICH AUF DEM BEIGEFÜGTEN DATENTRÄGER.

0. Zusammenfassende Darstellung der Konsultation

0.1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf des Umweltberichts zusammen mit den zweiten Entwürfen der Netzentwicklungspläne Strom 2024 (NEP Strom 2024) und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 (O-NEP 2024) vom 27.02.2015 bis 15.05.2015 konsultiert. Zeitgleich hat sie die vorläufigen Prüfungsergebnisse für beide Dokumente veröffentlicht. Im Rahmen der Beteiligung hat die Bundesnetzagentur über 34.000 Äußerungen von Ministerien, Bundes- und Landesbehörden, Verbänden, Kommunen, Landkreisen sowie naturschutz- und umweltbezogenen Vereinigungen und von Bürgerinnen und Bürgern sowohl postalisch als auch per E-Mail erhalten.

Seitens der Institutionen¹ und Privatpersonen wurden viele wichtige Beiträge, Äußerungen und Hinweise in die Konsultation eingebracht, die zu einer kritischen Überprüfung der Darstellung und Bewertung der Strategischen Umweltprüfung (SUP) im Umweltbericht beigetragen haben. Dabei wurde jede im Rahmen der Konsultation eingegangene Stellungnahme von der Bundesnetzagentur bei der Durchsicht des Umweltberichts sowie der Bestätigungen der Netzentwicklungspläne berücksichtigt. Auch wenn nicht alle Anregungen, Hinweise und Anmerkungen aus den Stellungnahmen zu einer konkreten Änderung im Umweltbericht geführt haben, waren sie für die Überarbeitung des Umweltberichtsentswurfs und für den Prozess von großer Bedeutung. Die wichtigsten Themen der Stellungnahmen sind in diesem Kapitel erläutert. In Kapitel 0.4.3 sind zudem die zahlreich eingegangenen Hinweise zu den am häufigsten genannten Vorhaben zusammengefasst, welche sich auf die folgenden Planungsebenen (Bundesfachplanung und Planfeststellung) für die konkreten Projekte beziehen, auch wenn dies nicht unmittelbarer Gegenstand dieses Umweltberichts ist.

Nachfolgend werden in Kapitel 0.2 die häufig angesprochenen Themenbereiche identifiziert sowie die Verteilung der Konsultationsteilnehmer dargestellt. Anschließend werden in den folgenden Kapiteln kurz die einzelnen inhaltlichen Schwerpunkte der Öffentlichkeitsbeteiligung dargestellt mit entsprechenden Erläuterungen, inwiefern sich daraus Anpassungen im überarbeiteten Umweltbericht ergeben haben oder nicht.

0.2 Statistische Auswertung

Im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung hat die Bundesnetzagentur über 34.211 Stellungnahmen erhalten. Berücksichtigt man die Unterschriftenlisten und die Tatsache, dass bei manchen Stellungnahmen mehrere Personen unterschrieben haben, so beläuft sich die Gesamtzahl der Stellungnehmer auf 39.093. Der Großteil ging dabei auf postalischem Weg ein (90 %), Email-Eingänge machten mit 10 % den deutlich kleineren Anteil aus. Stellungnahmen von demselben Absender, die die Bundesnetzagentur mehrfach, z.B. als Brief und Email erreichten, wurden nur einmal je Absender berücksichtigt. Von den eingegangenen Stellungnahmen entfallen 99 % auf Privatpersonen und 1 % auf Institutionen.

¹ Institution wird hier als Sammelbegriff für die Bereiche Behörden/Verwaltung, Wirtschaft, Vereinigung/Verein/Verband, Ministerien, Bürgerinitiativen und Parteien/Gewerkschaften verwendet. Die Erfassung von Bürgerinitiativen erfolgte hier nur, wenn diese namentlich als solche auftraten.

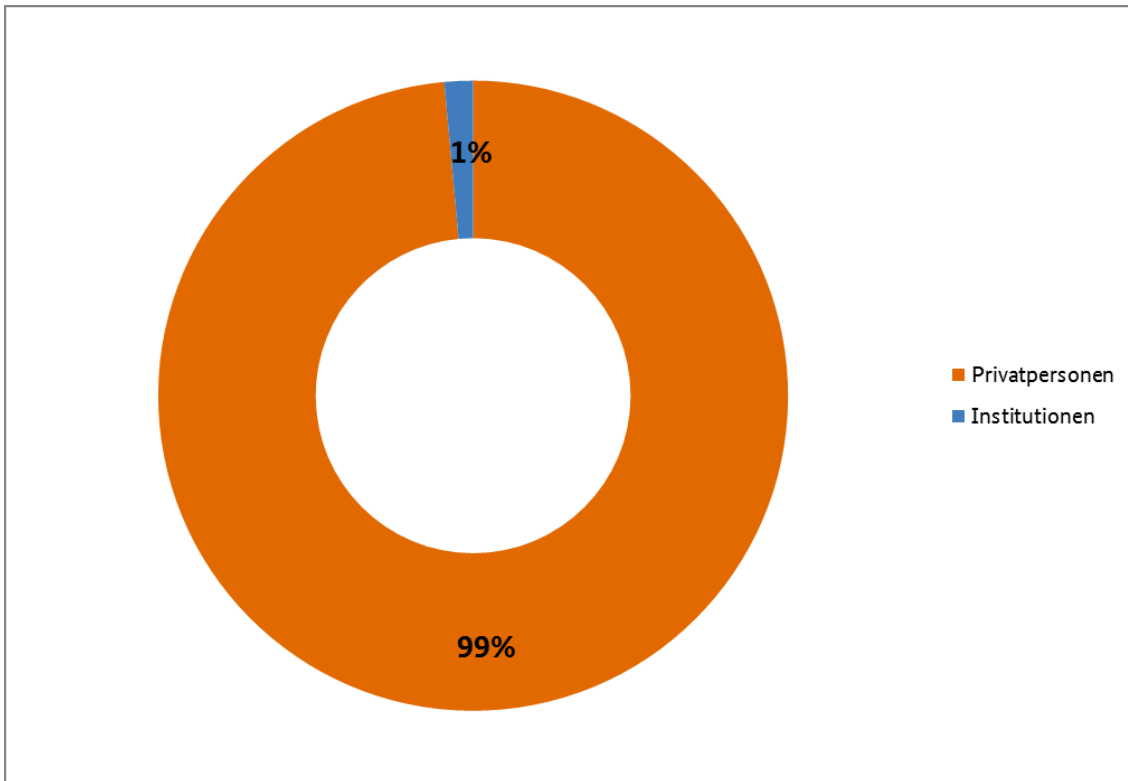


Abbildung 1: Verteilung der Stellungnahmen auf die Konsultationsteilnehmer

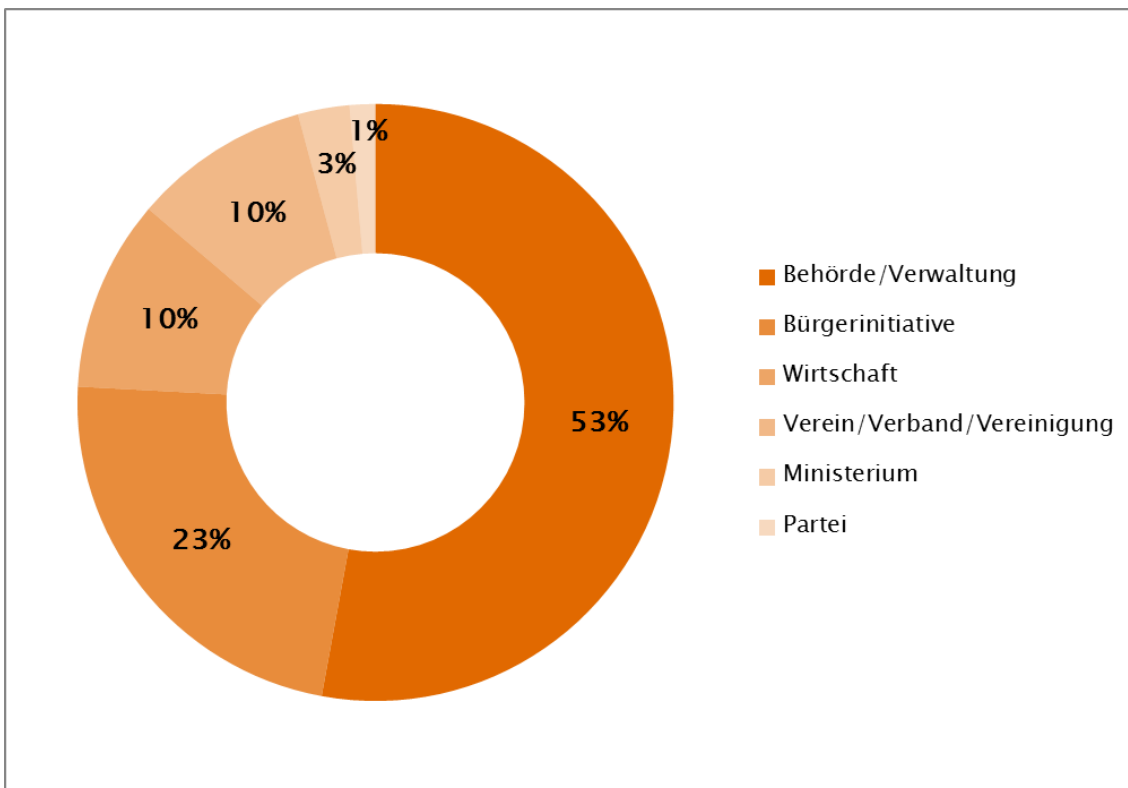


Abbildung 2: Stellungnahmen von Institutionen

Innerhalb der Institutionen verteilen sich die Konsultationsteilnehmer entsprechend Abbildung 2. Dabei stammen 53 % der institutionellen Stellungnahmen aus dem Bereich Behörde/Verwaltung, 23 % von

Bürgerinitiativen, 10 % aus der Wirtschaft. Die restlichen 14 % verteilen sich auf Vereinigung/Vereinen/Verbänden (10 %), auf Ministerien (3 %) und Parteien (1 %).

Die räumliche Verteilung der Konsultationsteilnehmer ist in Abbildung 3 dargestellt. Stellungnahmen gingen am häufigsten aus folgenden Regionen ein:

- Region Augsburg (PLZ 86xxx)
- Region Erlangen und Ansbach (PLZ 91xxx)
- Region Nürnberg (PLZ 90xxx)

Die Stellungnahmen, insbesondere von Privatpersonen, bezogen sich zu einem wesentlichen Anteil auf konkrete Maßnahmen bzw. Vorhaben. Entsprechend der räumlichen Darstellung wurden dabei die folgenden Vorhaben besonders häufig genannt:

- Vorhaben 5: Wolmirstedt – Gundremmingen (Maßnahme D18)
- Vorhaben 4: Wilster – Grafenrheinfeld (Maßnahme C06mod), Vorhaben 3: Brunsbüttel – Großgartach (Maßnahme C05) und Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg - Wendlingen
- Vorhaben 1: Emden/Ost – Osterath (Maßnahme A01) und Vorhaben 2: Osterath – Philippsburg (Maßnahme A02)
- Vorhaben 42: Raitersaich – Ludersheim (Maßnahme M54) und Ludersheim – Altheim (Maßnahme M350)

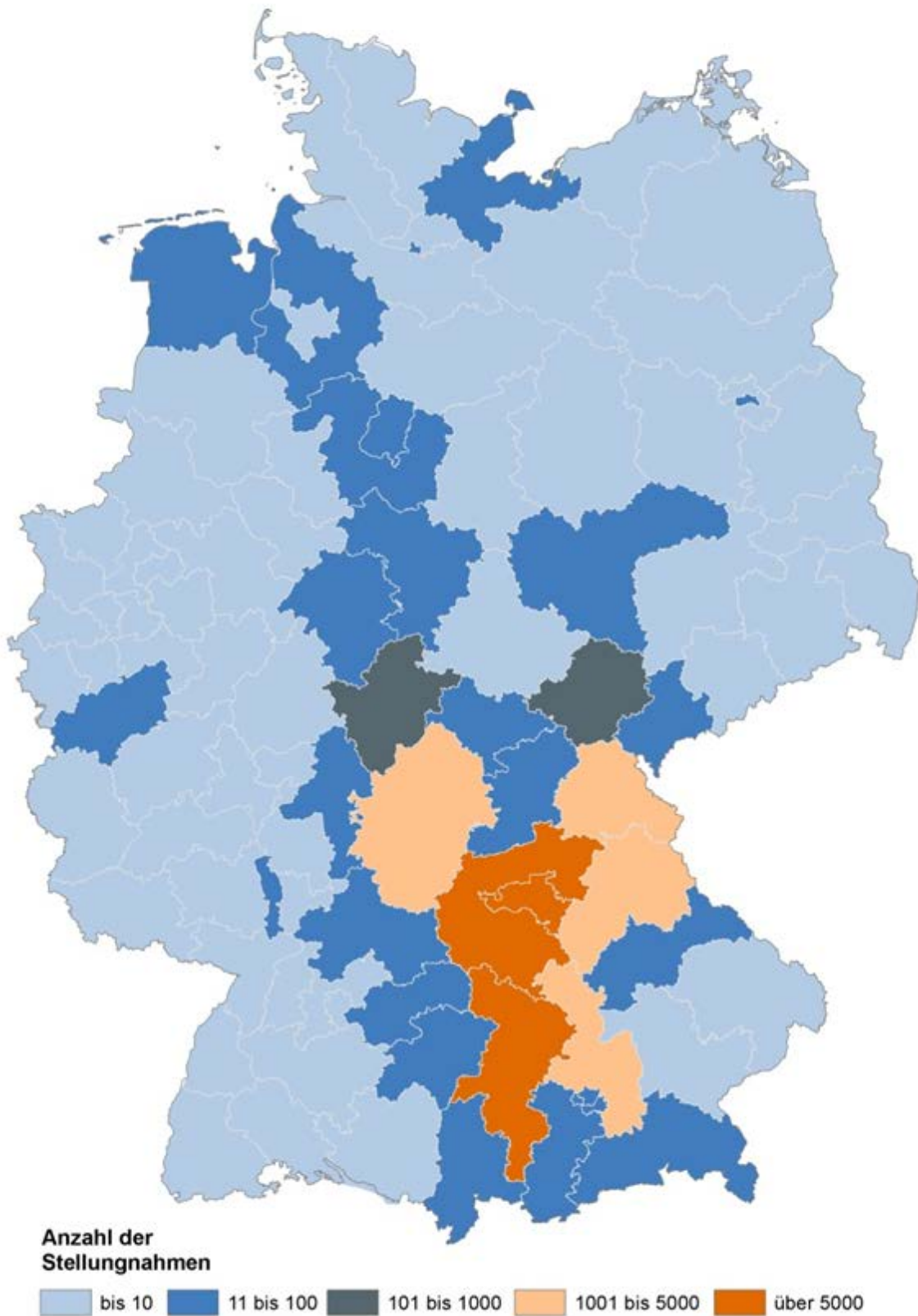


Abbildung 3: Räumliche Verteilung der Stellungnahmen bezogen auf zusammengefasste PLZ-Bereiche (zweistellig)

Alle eingegangenen Stellungnahmen wurden von der Bundesnetzagentur ausgewertet und bei der Überprüfung der Darstellungen und Bewertungen des Umweltberichts sowie in den jeweiligen Bestätigungsdokumenten zum NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 berücksichtigt. Die Stellungnahmen werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.netzausbau.de) für die Öffentlichkeit bereitgestellt, wobei nur Stellungnahmen von Privatpersonen, Bürgerinitiativen, Vereinen/Verbänden/Vereinigungen sowie aus der Wirtschaft veröffentlicht werden, deren Verfasser ausdrücklich und uneingeschränkt einer Veröffentlichung zugestimmt haben. Außerdem werden alle eingegangenen Stellungnahmen von Behörden, Ministerien und Parteien veröffentlicht, sofern diese einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben. Die Stellungnahmen finden Sie unter www.netzausbau.de/2024-archiv.

Auf die inhaltlichen Schwerpunkte der Stellungnahmen zum NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 wird in der jeweiligen Bestätigung ausführlich eingegangen. Im Folgenden werden ausschließlich die inhaltlichen Schwerpunkte der Konsultation zu den Inhalten und Angaben des Umweltberichts dargestellt.

Die meisten vorgebrachten Argumente zum Umweltbericht bezogen sich auf das Schutzgut Mensch. Hier wurde auf die Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit aufgrund elektrischer und magnetischer Felder, Abstandsregelungen zu Stromleitungen und Auswirkungen von Nebenanlagen, wie z.B. Konverterstationen, eingegangen.

Ähnlich häufig wurden wirtschaftliche Aspekte in Zusammenhang mit den Vorhaben des Übertragungsnetzausbaus und der Errichtung von Nebenanlagen benannt. Dabei wurde oft ein möglicher Wertverlust von Immobilien bzw. Grundstücken mit den damit einhergehenden finanziellen Einbußen angesprochen.

Viele Anmerkungen gab es außerdem zu den anderen Schutzgütern des UVPG. Hier wurde am häufigsten das Schutzgut Landschaft genannt. Insbesondere die mögliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch die Zerschneidungswirkung von Stromleitungen wurde oft angesprochen. In diesem Zusammenhang befürchteten vor allem Privatpersonen negative Folgen für Freizeit und Erholung. Die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt wurde ähnlich häufig angesprochen. Im Vordergrund stand die Beeinträchtigung der Avifauna durch den Leitungsbau. Im Verhältnis hierzu waren die Schutzgüter Boden, Wasser, Luft und Klima sowie Kultur und sonstige Sachgüter seltener Gegenstand der eingegangenen Stellungnahmen.

Weiterhin wurden häufig Themen angesprochen, die erst auf den nachfolgenden Verfahrensstufen der Bundesfachplanung und Planfeststellung zum Tragen kommen, wie etwa mögliche Auswirkungen auf die Land- und Forstwirtschaft. Insbesondere Landwirte befürchteten wirtschaftliche Beeinträchtigungen durch Mastbauten auf Agrarflächen oder durch die Verlegung von Erdkabeln und ihre Auswirkungen auf die Bodenstruktur der landwirtschaftlich genutzten Flächen.

Eine grafische Darstellung der inhaltlichen Schwerpunkte der Beteiligung, ist in Abbildung 4 wiederzufinden.

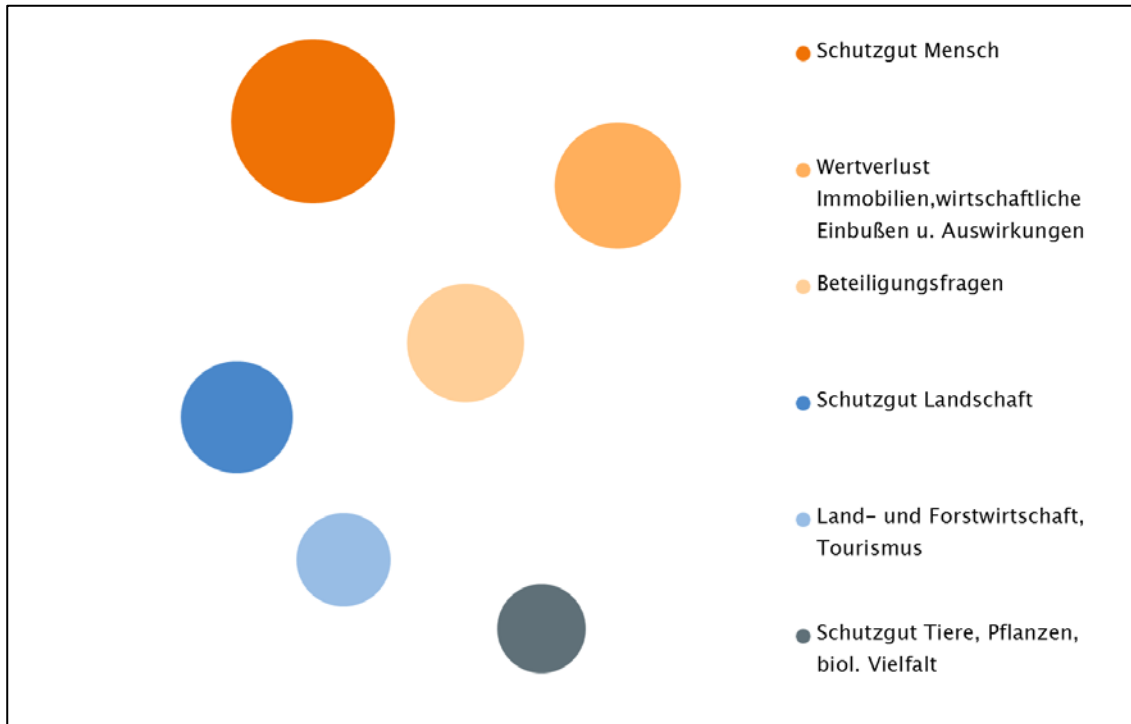


Abbildung 4: Inhaltliche Schwerpunkte der Stellungnahmen

0.3 Anpassungen des Umweltberichts an den Verfahrensstand

Unabhängig von den Ergänzungen, die aufgrund der eingegangenen Stellungnahmen vorgenommen wurden, sind die Inhalte des Umweltberichts an den aktuellen Verfahrensstand angepasst worden. Es steht abschließend fest, welche Netzausbaumaßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 von der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Daher beschränkt sich der überarbeitete Umweltbericht – im Gegensatz zum Entwurf – nur auf die energiewirtschaftlich bestätigten Maßnahmen. Diese werden zu Vorhaben zusammengefasst und in einen Bundesbedarfsplanentwurf aufgenommen. Maßnahmen, die derzeit nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt werden, sowie vorhabenbezogene Alternativen zu solchen Maßnahmen sind somit nicht mehr enthalten.

Daraus haben sich folgende Änderungen im überarbeiteten Umweltbericht ergeben:

- Die Anzahl der Steckbriefe im Anhang wurde an die Bestätigung angepasst. Daraus haben sich auch Änderungen des Gesamtuntersuchungsraums und der statistischen Auswertungen der Gesamtplanauswirkungen ergeben.
- Dies gilt auch für die als Gesamtplanalternativen geprüften Szenarien. Auch hier wurden aufgrund der durch die Bundesnetzagentur vorgenommenen energiewirtschaftlichen Plausibilisierung die Anzahl der Maßnahmen im Szenario A 2024, die Gesamtuntersuchungsräume sowie die statistischen Auswertungen überarbeitet und angepasst.

Schließlich wurde auch das gesamte Kartenmaterial in den einzelnen Kapiteln sowie im Anhang angeglichen.

0.4 Inhaltliche Schwerpunkte der Beteiligung zum Umweltbericht

Die wesentlichen inhaltlichen Schwerpunkte der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung zu den in der statistischen Auswertung genannten Themen sind nachfolgend detaillierter dargestellt. Einleitend werden die allgemeinen Themen zum Verfahren und Prüfumfang der SUP behandelt. Anschließend werden die besonders häufig genannten und intensiv diskutierten Themen gesondert erörtert. Die Themen werden jeweils anhand häufig vorgebrachter Argumente und einiger Beispiele erläutert. Über die Darstellungen in diesem Kapitel hinaus wird jeweils am Anfang der Kapitel 2 - 9 dokumentiert, inwieweit und in welchen Abschnitten die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung zu Anpassungen bzw. Ergänzungen der jeweiligen Kapitel geführt hat.

Neben Anmerkungen zu konkreten Maßnahmen des NEP Strom und O-NEP umfassen die Stellungnahmen auch Hinweise, Kritik, Anregungen und / oder Forderungen, die sich auf nicht SUP-relevante Aspekte (z.B. wirtschaftliche Aspekte) im Zusammenhang mit den Vorhaben des Übertragungsnetzausbaus beziehen. Die eingegangenen Belange, Forderungen und Sorgen werden ernst genommen, müssen aber teilweise auf die nachfolgenden Verfahren bzw. Verfahrensschritte (insbesondere Bundesfachplanung/Raumordnung, Planfeststellung) verwiesen werden. Viele der im Rahmen dieser Konsultation vorgebrachten Themen ohne Bezug zu den Prüfinhalten der SUP können bei erneuter Beteiligung in den Folgeverfahren Berücksichtigung finden, weil dort ein umfangreicherer Prüfauftrag vorgegeben ist. Aus Gründen der Transparenz sind die wesentlichen Inhalte und Themen dieser Stellungnahmen zudem in diesem Umweltbericht in Kapitel 0.5 wiedergegeben.

0.4.1 Allgemeines

Im Rahmen der Konsultation wurde deutlich, dass vielen Stellungnehmern unklar ist, was der konkrete Gegenstand der vorliegenden Umweltprüfung und damit Gegenstand der Konsultation ist und welche Aspekte erst in den folgenden bzw. zum Teil bereits laufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren behandelt werden können. Auch scheinen Befürchtungen vorzuliegen, nur im Rahmen dieses Verfahrens die Anliegen vorbringen zu können und danach von den weiteren Prozessen ausgeschlossen zu sein.

Zunächst sei angemerkt, dass diese Befürchtung unbegründet ist. Die betroffenen Personen können sich in jedem Verfahrensschritt, d.h. in der SUP zur Bedarfsermittlung, im Bundesfachplanungsverfahren sowie im Planfeststellungsverfahren äußern, unabhängig davon, ob sie sich bereits im vorigen Verfahrensschritt geäußert haben. Die Beteiligungsmöglichkeiten in den konkreten Verfahrensschritten sind in der nachfolgenden Abbildung 5 im Überblick dargestellt und auf der Internetseite www.netzausbau.de/mitreden erläutert.



Abbildung 5: Der Netzausbau in fünf Schritten

Um frühzeitig Umweltaspekte in die Planung mit einzubeziehen, ist eine SUP zum Bundesbedarfsplan vorgesehen. In die SUP werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der im NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 enthaltenen Netzausbaumaßnahmen ermittelt, beschrieben und bewertet. Die Prüfung bezieht sich auf die Schutzgüter des UVPG: Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, Kulturgüter und sonstige Sachgüter wie deren Wechselwirkungen. Diese Prüfung wird im Umweltbericht dokumentiert. Die Bundesnetzagentur überprüft die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen.

Neben der SUP zum Bundesbedarfsplan wird auch bei jeder Entscheidung zur Bundesfachplanung eine SUP zum geplanten Trassenkorridor und dessen Alternativen durchgeführt. Zudem ist bei der Planfeststellung eine Umweltverträglichkeitsprüfung der geplanten Trasse und deren Alternativen durchzuführen (vgl. Abbildung 5). Damit wird gewährleistet, dass Umweltbelange auf allen Planungsebenen mit konkreter werdender Detailtiefe berücksichtigt werden. Das alles geschieht wiederum unter Beteiligung der Träger öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit und zwar in jedem einzelnen Verfahrensschritt mit immer konkreter werdendem Bezug.

Viele Stellungnahmen, die im Rahmen der Konsultation eingegangen sind, beziehen sich ferner auf **Leitungsbauvorhaben, die nicht zum Prüfungsgegenstand dieser SUP gehören** und daher auch nicht im Rahmen dieses Umweltberichts geprüft wurden. Dies betrifft vorwiegend Maßnahmen aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)². Der Untersuchungsgegenstand ist mit den Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 klar definiert. Stellungnahmen zu Leitungsbauvorhaben aus anderen Verfahren können daher bei der Überprüfung des Umweltberichts nicht berücksichtigt werden (weitergehende Ausführungen hierzu enthält Kapitel 3.1).

² EnLAG - Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen - Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) geändert worden ist.

0.4.2 Stellungnahmen zum Beteiligungsverfahren/Beteiligungsfragen

Im Rahmen der Konsultation wurde von einigen Stellungnehmern hervorgebracht, dass die Beteiligungsfrist zu knapp sei und im Vorfeld stärker auf die Möglichkeit der Beteiligung hinzuweisen sei. Weiter wurde vorgetragen, dass eine Veröffentlichung im Internet nicht ausreiche, da man nicht davon ausgehen dürfe, dass Jedermann Zugang zum Internet habe oder dieses entsprechend nutze. Zudem wurden auch die angebotenen Infokanäle (Homepage, Twitter, YouTube etc.) von einer Vielzahl von Stellungnehmern kritisiert. Es wurde kritisiert, dass außer einer Veröffentlichung über das Internet und eine Einsicht vor Ort keine andere Möglichkeit bestünde, bei Interesse die Entwürfe und Dokumente wohnortnah einzusehen. Es müsste ferner über regionale und kommunale Medien sowie überregionale Tageszeitungen auf die Veröffentlichung aufmerksam gemacht werden. Eine Veröffentlichung über die bisherigen Kanäle erwecke den Eindruck, dass eine wirkliche Beteiligung nicht erwünscht sei. Die Stellungnehmer merkten an, dass sich die Transparenz insgesamt gegenüber dem letzten Jahr verschlechtert habe und fordern, dies für künftige Konsultationsprozesse etc. stark zu verbessern. Die Intransparenz würde zudem durch die viel zu komplexen und umfangreichen Unterlagen noch gefördert. Sowohl die Bürger als auch die Kommunen seien überfordert, innerhalb so kurzer Frist Stellung zu einer derart komplexen Materie zu nehmen. Ein Stellungnehmer merkte an, dass das parallele Verfahren von NEP und SUP die Intransparenz fördere und die Gefahr gesehen werde, dass eine gewisse Vorfestlegung auch hinsichtlich der Beteiligung Dritter und der Information in der Öffentlichkeit erfolge. Es wurde von einzelnen Stellungnehmern hervorgebracht, dass die Bundesrepublik Deutschland sich mit der Ratifizierung der Aarhus-Konvention dazu verpflichtet habe, sich an deren Bestimmungen zu halten, was auch eine rechtlich verbindliche Beteiligung der Öffentlichkeit in allen Verfahrensschritten vorsähe. Eine rechtlich unverbindliche Konsultation im Rahmen der SUP verstoße somit gegen geltendes internationales und europäisches Recht. Vereinzelt Stellungnehmer befürchteten, dass zur schnelleren Umsetzung der Rechtsweg für Einsprüche verkürzt worden sei bzw. durch das NABEG beinahe keine Klagemöglichkeiten bestünden. Zudem wurde bemängelt, dass das Verfahren in der Hand einer Behörde unter Ausschluss bzw. Einbezug der Landesbehörden liege. Dies sei aus Sicht der Stellungnehmer äußerst bedenklich. Zudem wurde mehrfach die Befürchtung geäußert, dass die Stellungnahmen sowieso nicht berücksichtigt würden und somit der ganze Konsultationsprozess nutzlos sei.

Im Rahmen der durchgeführten Konsultation wurden gemäß § 12c Abs. 3 Satz 1 EnWG die in ihrem Aufgabenbereich betroffenen Behörden sowie Vereinigungen beteiligt, indem sie per E-Mail direkt auf die Konsultation aufmerksam gemacht wurden. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Dokumente darüber hinaus im Internet. Die Bundesnetzagentur ist daran interessiert, den Zugang zu den Dokumenten und die Information der interessierten Öffentlichkeit weiter zu verbessern. Bei Problemen mit dem Zugang zu den Konsultationsdokumenten werden die Betroffenen gebeten sich an den Bürgerservice zu wenden.

Der jährlich wiederkehrende Prozess ist gesetzlich vorgeschrieben (§ 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG). Die Fristen zur Stellungnahme wurden unter Berücksichtigung des öffentlichen Interesses an einem beschleunigten Netzausbau gemäß den geltenden rechtlichen Vorgaben (§ 12c Abs. 3 Satz 2 EnWG i.V.m. § 14i Abs. 3 Satz 2 UVPG) bemessen und gingen mit einer Konsultationsdauer von elf Wochen sogar über den gesetzlich vorgeschriebenen Rahmen hinaus.

Das EnWG sieht für die Erstellung des NEP Strom und des O-NEP insgesamt drei Konsultationsverfahren vor. Konsultieren bedeutet „zu Rate ziehen“ bzw. „um Rat fragen“. Dies bedeutet konkret, dass die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit zu diesen drei Schritten

konsultieren, das heißt, sie um Rat fragen. Einen Verstoß gegen die Aarhus-Konvention sieht die Bundesnetzagentur im geltenden Rechtsrahmen nicht.

Gemäß § 12a Abs. 2 EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde im ersten Schritt den Entwurf des Szenariorahmens vor. Die Regulierungsbehörde macht den Entwurf des Szenariorahmens auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt und gibt der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange, Gelegenheit zur Äußerung. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung wird der Szenariorahmen genehmigt.

Der Szenariorahmen enthält die wichtigsten Parameter für die sich anschließenden Netzberechnungen, d.h. dass dieser Vorgaben zur Erzeugungsstruktur, zur Versorgung und zum Verbrauch sowie dem Austausch mit anderen Ländern vorgibt (s. § 12a Abs. 1 Satz 4 EnWG).

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber alle Netzausbaumaßnahmen, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (s. § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die ersten Entwürfe des NEP Strom sowie O-NEP und geben der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme. Nach Auswertung der Stellungnahmen und Überarbeitung der Pläne werden diese der Bundesnetzagentur vorgelegt. Zeitgleich zum Prüfungsverfahren des NEP Strom und O-NEP wird zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans eine Strategische Umweltprüfung seitens der Bundesnetzagentur durchgeführt, die die grundsätzliche Beeinflussung der Umwelt durch die im NEP Strom und O-NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen bewertet. Die Prüfungen und die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert und veröffentlicht. Nachdem die vorläufigen Prüfungsergebnisse vorliegen, werden die Dokumente (Netzentwicklungsplan, Offshore-Netzentwicklungsplan sowie Umweltbericht) erneut durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit erhält auch hier die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Selbstverständlich erfolgt auch in den nachfolgenden Verfahren eine Beteiligung der betroffenen Träger öffentlicher Belange sowie der Öffentlichkeit. Dass eine umfassende Beteiligung, unabhängig von einer tatsächlichen Betroffenheit, bereits in diesem sehr frühen Planungsstadium erfolgt, trägt dazu bei, frühzeitig Hinweise und Anregungen anderer Behörden, sonstiger Träger öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit in die weiteren Planungen einfließen zu lassen und so einer vorfestgelegten Planung entgegenzuwirken.

Grundsätzlich ist der Prozess derart gestaltet, dass zu allen Verfahrensschritten die Möglichkeit zur Stellungnahme vorgesehen ist, so dass auch zu späteren Zeitpunkten bzw. Verfahrensschritten die Gelegenheit besteht, sich mit Anmerkungen, Anregungen u.ä. in den Prozess einzubringen. Die Bundesnetzagentur informiert umfangreich zu den geplanten Vorhaben, um ein möglichst hohes Maß an Transparenz und Einbindung der Bürger in den Prozess zu erzielen.

Zur Wahrung der eigenen Klagemöglichkeiten gegen den das Netzausbau-Verfahren abschließenden Planfeststellungsbeschluss ist es ausreichend, aber auch notwendig, sich im Rahmen des konkreten Planfeststellungsverfahrens zu beteiligen. Denn erst in diesem Verfahrensschritt ist deutlich, ob eine persönliche Betroffenheit tatsächlich gegeben ist.

Des Weiteren kritisierte die überwiegende Zahl der Stellungnehmer, dass organisiert vorbereitete Stellungnahmen öffentlich als Serienbriefe bzw. Muster bezeichnet wurden. Es besteht die Befürchtung, dass Stellungnahmen unberücksichtigt bleiben.

Jede einzelne Äußerung, unabhängig davon ob als individuelles Schreiben oder auf Basis eines Musters vorgebracht, wird erfasst und inhaltlich ausgewertet, wobei bei der Prüfung vor allem die hervorgebrachten Argumente betrachtet werden. Für die Bundesnetzagentur ist nachvollziehbar, dass es z.B. aufgrund der umfangreichen Unterlagen nicht jedem einzelnen Menschen möglich ist, eine individuell angefertigte Stellungnahme zu verfassen. Es ist legitim und verständlich, dass durch Musterschreiben, die individuell modifiziert werden können, ein größerer Personenkreis die Möglichkeit hat, sich zu äußern, und so z.B. auch Menschen die Möglichkeit erhalten, ihre Meinung zu äußern, die z.B. nicht über die Zeit oder das nötige Fachwissen verfügen.

Von mehreren Stellungnehmern wurde um weitere Beteiligung in den nachfolgenden Verfahren gebeten. Einige Stellungnehmer baten darum, dass eine Beteiligung erst erfolgen solle, wenn in den nachfolgenden Planungsverfahren konkrete Trassenführungen festgelegt werden und die damit verbundenen Umweltauswirkungen auch tatsächlich ermittelt und bewertet werden können.

0.4.3 Regionale Schwerpunkte

Wie bereits bei der statistischen Auswertung unter Kapitel 0.2 dargestellt, sind zu bestimmten Maßnahmen besonders viele Stellungnahmen im Rahmen der Beteiligung eingegangen. Die am häufigsten vorgebrachten Themen werden im Folgenden kurz dargestellt:

Vorhaben 5: Wolmirstedt – Gundremmingen (Maßnahme D18)

Von den Konsultationsteilnehmern wurde mehrfach der energiewirtschaftliche Bedarf des Vorhabens angezweifelt. Es besteht in diesem Zusammenhang insbesondere die Sorge, dass das Potenzial des NOVA-Prinzips nicht vollends ausgeschöpft wird, um den Ausbaubedarf bzw. dessen Auswirkungen auf die Bevölkerung und die Natur so gering wie möglich zu halten.

Zudem waren die mit dem Vorhaben verbundenen möglichen Auswirkungen von elektrischen und magnetischen Feldern auf die Gesundheit des Menschen ein wesentlicher Bestandteil zahlreicher Stellungnahmen. In diesem Zusammenhang wurde auch mehrfach auf die Sorgen vor einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und dem daraus resultierenden sinkenden Erholungswert der Landschaft hingewiesen.

Darüber hinaus wurden die bei einer Realisierung dieser Maßnahme befürchteten negativen Auswirkungen für die Flora und Fauna sowie der mögliche Einfluss von ionisierter Luft auf die Luftqualität und das Klima in den Stellungnahmen thematisiert. Neben der Betroffenheit der Bevölkerung und der Umwelt wurden von den Stellungnehmern auch sozioökonomische Auswirkungen auf die Entwicklungspotenziale der Gemeinden und deren Wirtschaft (z.B. der Tourismuswirtschaft) befürchtet.

Die Maßnahme wurde energiewirtschaftlich bestätigt. Die entsprechenden Prüfungsergebnisse sind im Bestätigungsdokument des NEP Strom 2024 aufgeführt. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der SUP zur Bedarfsfeststellung keine raumordnerischen Belange betrachtet werden. Erst auf der nachfolgenden Stufe der Bundesfachplanung wird ein raumverträglicher Trassenkorridor festgelegt. Dabei werden selbstverständlich die Belange der Raumordnung entsprechend berücksichtigt. Auch über die

Bündelung mit vorhandener Infrastruktur wird erst in den späteren Planungsverfahren der Bundesfachplanung und der Planfeststellung entschieden. Gleichwohl werden mögliche Bündelungsoptionen bereits in der SUP im jeweiligen Steckbrief nachrichtlich aufgenommen.

Vorhaben 4 (Maßnahme C06mod): Wilster – Grafenrheinfeld, Vorhaben 3 (Maßnahme C05): Brunsbüttel – Großgartach und Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg-Wendlingen (zusammen: Projekt „SuedLink“)

Zahlreiche Stellungnahmen gingen zu den **Vorhaben 4: Wilster-Grafenrheinfeld** (Maßnahme C06mod) und **3: Brunsbüttel-Großgartach** (Maßnahme C05) ein. Die meisten Stellungnahmen bezogen sich unter dem Stichwort „SuedLink“ auf beide Vorhaben. Dabei lag ein Schwerpunkt auf dem Bedarf: Dieser wurde z. T. aus ganz grundsätzlichen Erwägungen heraus bezweifelt, da er sich an der Stromproduktion orientiere und nicht an dem tatsächlichen Bedarf. Die Vorhaben dienten dem europäischen Stromhandel, nicht aber der Versorgungssicherheit in Deutschland. Im Ergebnis sei der errechnete Strombedarf für SuedLink überdimensioniert. Ein weiterer Teil der Stellungnehmer lehnte schließlich den Netzausbau ganz generell ab, weil sie eine dezentrale Energiewende unter Einsatz von Speichertechnologie für möglich halten und befürworten.

Weiterhin wird eine Landschafts- und Umweltzerstörung aufgrund der Trassen für die Freileitungsmasten befürchtet, neben psychischen Belastungen durch einen zu geringen Abstand zur Wohnbebauung. Die Auswirkungen der HGÜ-Technik beispielsweise in Form von elektrischen und magnetischen Feldern, Ionisierung oder Raumladungswolken von Ozon seien nicht hinreichend erforscht, so dass gesundheitliche Auswirkungen nicht auszuschließen seien. Der gesetzliche Grenzwert von 500 µt für die magnetische Flussdichte bei Gleichstrom sei von daher nicht ausreichend. Die gesundheitliche Vorsorge erfordere dagegen einen einheitlichen Mindestabstand auf der gesamten Strecke der Trassen. Vielfach wurde eingewendet, dass die örtliche Nähe einer solchen Trasse zu einem Verlust von Immobilienwerten und zu negativen Folgen für die Regionalentwicklung und den Tourismus – etwa in Kurorten – führe, auch im Zusammenhang mit generell befürchteten Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes. Auf Wasserschutzgebiete und Heilquellen in den in Frage kommenden Gebieten wird hingewiesen. Die Stellungnehmer vermissten detaillierte Auseinandersetzungen mit örtlichen Besonderheiten, beispielsweise fehle die Ederaue als Gebiet mit hoher Empfindlichkeit in den Steckbriefen zu beiden Vorhaben. Manche Stellungnehmer sehen als Lösung eine konsequente Bündelung an bestehenden linienhaften Infrastrukturen oder eine durchgängige Erdverkabelung. Soweit sich Stellungnahmen auf das Vorhaben C06mod bezogen, wurden die genannten Aspekte auch schon auf ganz konkrete Grundstücke von Stellungnehmern an Bündelungsoptionen sowie auf Gemeinden und Gebiete entlang des vom Übertragungsnetzbetreiber beantragten Vorzugstrassenkorridors und Alternativen bezogen, wie z. B. Fulda, das Weserbergland und das Biosphärenreservat Rhön. Gegen einen vom Übertragungsnetzbetreiber geprüften, gleichwohl nicht beantragten Korridor als „Westschwenk“ über Paderborn wurden z. B. wertvolle Naturräume mit unterschiedlichem Schutzstatus vorgebracht. Stellungnahmen zu den Netzverknüpfungspunkten betrafen besonders den Netzverknüpfungspunkt Grafenrheinfeld. Einige Stellungnehmer befürchten, dass dieser Netzverknüpfungspunkt zu einer „europäischen Stromdrehscheibe“ werden könnte und sprachen sich stattdessen für Gundremmingen als Alternative aus.

Die Vorhaben 3 und 4 wurden auch bei der diesjährigen Prüfung als energiewirtschaftlich notwendig angesehen. Die Ergebnisse hierzu enthält die Bestätigung des NEP Strom 2024. Die vorgebrachten Argumente haben auch zu einer Überprüfung der umweltfachlichen Bewertungen im Umweltbericht geführt. Die von den Stellungnehmern geäußerten Sorgen nimmt die Bundesnetzagentur sehr ernst. Im Rahmen des

Stromnetzausbaus werden sich Beeinträchtigungen der Umwelt allerdings nicht immer vermeiden lassen. Auch von den notwendigen Nebenanlagen, wie z. B. Konverterstationen, gehen Auswirkungen aus. Diese sind in Kapitel 4.1.7 des Umweltberichts eingehend erläutert. Die Bundesnetzagentur versucht im Rahmen des Bundesfachplanung und Planfeststellung, die Eingriffe in die Natur und die potenzielle Betroffenheit der Menschen weitestgehend zu vermeiden bzw. soweit dies nicht erreichbar ist, diese so umweltverträglich wie möglich auszugestalten. Wie sich dies – insbesondere bei den hier angesprochenen Vorhaben – realisieren lässt, kann erst auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden werden. Ebenfalls kann erst in den nachfolgenden Planungsstufen darüber entschieden werden, inwieweit eine Erdverkabelung – abhängig von der dann gültigen gesetzlichen Lage – zum Einsatz kommt.

Im Übrigen wurden die vorgebrachten Argumente, die von den Konsultationsteilnehmern angesprochen wurden, über die Überprüfung der betreffenden vorhabenspezifischen umweltfachlichen Bewertung hinaus maßnahmenunabhängig bei den jeweiligen Schutzgütern bzw. anderen Themen berücksichtigt. Auf die dort enthaltenen Ausführungen wird verwiesen.

Die auf die **Maßnahme C06WDL** (Kreis Segeberg-Wendlingen) bezogenen Stellungnahmen begrüßten, dass dieses Vorhaben von der Bundesnetzagentur in den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur als nicht bestätigungsfähig eingestuft wurde. Die im Korridor C bestätigten Vorhaben seien für den Bedarf in Nord-Süd-Richtung ausreichend. Vorsorglich wurden gegen das Vorhaben zahlreiche Raumwiderstände im Bereich des Netzverknüpfungspunktes Wendlingen vorgebracht. Zudem würde eine Trasse dorthin den Naturpark Schwäbisch-Fränkischer Wald erheblich beeinträchtigen.

Die Maßnahme C06WDL wurde energiewirtschaftlich nicht bestätigt. Eine Aufnahme in den überprüften Umweltbericht entfällt damit. Weitergehende Begründungen enthält die Bestätigung des NEP Strom 2024.

Vorhaben 1: Emden/Ost-Osterath und Vorhaben 2: Osterath-Philippsburg

Zahlreiche Stellungnahmen befassten sich mit den Vorhaben 1: Emden/Ost – Osterath (Maßnahme A01) und Vorhaben 2: Osterath – Philippsburg (Maßnahme A02). Die meisten Stellungnahmen bezogen sich auf beide Vorhaben. Einen Schwerpunkt bildete dabei das Thema der Konverterstationen in der Nähe der Netzverknüpfungspunkte Osterath und Philippsburg.

Hinsichtlich der Konverteranlage in der Nähe des Netzverknüpfungspunktes Osterath wurde eingewendet, dass ein Zwischenkonverter nicht notwendig sei, weil ansonsten der Begriff der „Stromautobahn“ keinen Sinn mache. Die Emissionen der Anlage im Bereich Schall, Licht, Ionenkonzentrationen, Abluft von Kühlanlagen und anderen Beeinträchtigungen, die aufgrund fehlender Unterlagen nach wie vor nicht abgeschätzt werden könnten, seien in unmittelbarer Nähe zur Wohnbebauung mit dörflichem Charakter nicht zumutbar und auch nicht bewertbar. Es lägen bisher keine Erfahrungen in Bezug auf die Auswirkungen von Konverteranlagen mit mehr als 2000 MW Übertragungskapazität und einer Spannung von 400 kV in der Nähe von Wohngebieten vor. Aus diesem Grunde fordern die Stellungnehmer einen möglichst weiten Abstand zur Wohnbebauung zu berücksichtigen.

Bei der Konverteranlage in der Nähe des Netzverknüpfungspunktes Philippsburg wurden insbesondere die Standortsuchkriterien beanstandet und aufgrund der Lärmbelastung, eines fehlenden Sicherheitskonzeptes für die großindustrielle Anlage und der Beeinträchtigung eines Wasserschutzgebietes größere Entfernungen

zur Wohn- und Industriebebauung verlangt. Es wurde angeregt, dass die konkreten Standorte der Konverteranlagen bereits Gegenstand der Bundesfachplanung sein sollten.

In den Stellungnahmen zum Vorhaben 1 gab es Anmerkungen zu bereits bestehenden Belastungen der Regionen durch vorhandene Infrastrukturen. Andere Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes würden die Belastung der Regionen weiter erhöhen. Vor diesem Hintergrund lehnen die Stellungnehmer eine zusätzliche Flächeninanspruchnahme für das Vorhaben 1 ab. Manche Stellungnehmer fordern auch, die bestehende Belastungssituation bei der Trassenfindung zu berücksichtigen und zusätzliche Belastungen im Bundesland zu verteilen. Es wird eine Nutzung der zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Reduzierung von Betroffenheiten gefordert, die z.B. in einer Erdverkabelung gesehen werden. Die Notwendigkeit der Ausführung des Vorhabens in Gleichstromtechnologie wird in Frage gestellt. Der gesamte Korridor A sei mehrheitlich braunkohlestromorientiert, was den Klimaschutzziele der Bundesregierung widerspreche. Der weitere Ausbau des Korridors A für das Jahr 2034 führe zu einer zusätzlichen Belastung und werde abgelehnt.

Bei den Stellungnahmen zum Vorhaben 2 wurde der energiewirtschaftliche Bedarf in Frage gestellt. Die geplante HGÜ-Trasse sei nur dem europäischen Stromhandel (inkl. Atom- und Kohlestrom) geschuldet. Einzelne Kriterien – wie die Robustheit einer Maßnahme – seien nicht nachvollziehbar. Die Stellungnehmer monierten die fehlenden Alternativenprüfungen im Hinblick auf die Netzverknüpfungspunkte und die Konverterstandorte. Die Verbindlichkeit der Netzverknüpfungspunkte müsse durch die Verwendung der Bezeichnung „Raum“ gelockert werden. Durch eine Änderung des Netzverknüpfungspunktes könnten sich (positive) Änderungen im nachgelagerten Netz ergeben. Die anderweitige Befriedigung des Übertragungsbedarfs müsse in einem dicht besiedelten Bereich mit mehreren geplanten Maßnahmen überprüft werden. In diesem Zusammenhang wird die Zusatzbelastung durch Elektromog und Lärm befürchtet. Zwecks Minimierung von Vorhabensauswirkungen sei die Erdverkabelung zu prüfen. Des Weiteren wurden unberücksichtigte Wechselwirkungen mit einzelnen Drehstrommaßnahmen nach EnLAG und BBPlG bemängelt. Zudem sei die konkrete Umsetzung des Vorhabens in diversen Punkten unzureichend bzw. nicht nachvollziehbar dargelegt. Die Möglichkeit der Bündelung müsse untersucht werden. Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass die Hybridführung von Gleich- und Drehstromkreisen auf einem Gestänge unabsehbare Risiken bringe und zu Folgekosten führe.

Beide Vorhaben wurden auch bei der diesjährigen Prüfung als energiewirtschaftlich notwendig angesehen. Die Ergebnisse hierzu enthält die Bestätigung des NEP Strom 2024. Die vorgebrachten Argumente haben auch zu einer Überprüfung der umweltfachlichen Bewertungen im Umweltbericht geführt. Die von den Stellungnehmern geäußerten Sorgen nimmt die Bundesnetzagentur sehr ernst. Im Rahmen des Stromnetzausbaus werden sich Beeinträchtigungen der Umwelt nicht immer vermeiden lassen. Auch von den notwendigen Nebenanlagen, wie Konverterstationen und Umspannwerken, gehen Auswirkungen aus. Diese sind in Kapitel 4.1.7 des Umweltberichts eingehend erläutert. Die Bundesnetzagentur versucht die Eingriffe in die Natur und die potenzielle Betroffenheit der Bürger weitestgehend zu vermeiden bzw. soweit dies nicht erreichbar ist, diese so umweltverträglich wie möglich auszugestalten. Ob sich dies – insbesondere bei den hier angesprochenen Vorhaben – immer realisieren lässt, wird auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden.

Im Übrigen wurden die vorgebrachten Argumente, die von den Konsultationsteilnehmern angesprochen wurden, über die Überprüfung der betreffenden vorhabenspezifischen umweltfachlichen Bewertung hinaus

maßnahmenunabhängig bei den jeweiligen Schutzgütern bzw. anderen Themen berücksichtigt. Auf die dort enthaltenen Ausführungen wird verwiesen.

Vorhaben 42: Raitersaich – Ludersheim (Maßnahme M54) und Ludersheim – Altheim (Maßnahme M350)

Von mehreren Stellungnehmern wurde eine generelle Ablehnung des Vorhabens, das derzeit nicht Bestandteil des BBPlG ist, kommuniziert. Ebenso wurde von anderen Stellungnehmern vielfach vorgetragen, dass keine grundsätzliche Ablehnung gegen die Vorhaben bestehe, diese aber außerhalb von Siedlungen zu bauen seien. Von manchen Stellungnehmern wurde auch Einverständnis für die Maßnahmen formuliert. Weiterhin bezweifelten einige Bürger den Bedarf der Vorhaben insgesamt. In diesem Kontext wurde eine dezentrale Erzeugungsstruktur befürwortet bzw. es sei der Einsatz von anderen Technologien zu prüfen, die den Netzausbau ersetzen könnten.

Es wurde mehrfach vorgetragen, dass die Bevölkerung durch bereits bestehende Infrastrukturen, z.B. vorhandene Umspannwerke, erheblich belastet sei. Eine weitere Erhöhung der Spannung auf 380kV würde die Belastungen noch erheblich verstärken. Viele Stellungnehmer trugen vor, dass Gebäude, die dauerhaft von Menschen genutzt werden, zu meiden seien. Es sei ein größtmöglicher Abstand zu diesen zu wählen, um so dem Vorsorgegedanken Rechnung zu tragen. Die Bevölkerung sei vor den Gefahren von elektromagnetischen Feldern zu schützen. Ebenso wanden sich viele Konsultationsteilnehmer an die Bundesnetzagentur und sprachen sich dafür aus, die schon bestehenden Stromleitungen im Planungsraum für die weitere Netzverstärkung zu nutzen.

Weiterhin wird ein erheblicher Eingriff in die Natur befürchtet. Es bestünden in den Planungsräumen verschiedene Vogelschutz-, FFH-Gebiete sowie gesetzlich geschützte Biotope, die durch die Maßnahmen bedroht seien. Mit den Maßnahmen könnten auch erhebliche Eingriffe in das Landschaftsbild verbunden sein, die wiederum die Erholungsfunktion vermindern würden. Ein Stellungnehmer trug vor, dass Kultur- und Sachgüter verstärkt zu prüfen seien und diesen ein genereller Umfeldschutz zuzugestehen sei.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der beiden Maßnahmen wurde von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Ergebnisse der Prüfung enthält die Bestätigung des NEP Strom 2024. Es ist darauf hinzuweisen, dass auf der Ebene der Bedarfsfeststellung im Rahmen der SUP noch keine Trassenkorridore festgelegt werden. In den sich an die Bundesbedarfsplanung anschließenden Verfahrensschritten (Bundesfachplanung und Planfeststellung) werden erst Trassenkorridore und anschließend die Trassenverläufe entwickelt. Soweit die vorgebrachten Belange bereits auf der Bundesbedarfsplanebene abbildbar sind, wurde dieses in den Kapiteln 4 bis 6 dargestellt.

0.4.4 Methodik

Viele Argumente der Stellungnehmer zur Methodik der SUP bezogen sich auf den Themenkomplex **Erdkabel**. Besonders häufig erreichte die Bundesnetzagentur die Forderungen nach der Prüfung von vollständigen Erdverkabelung und der Ausweitung der Erdkabelprüfung auf den Drehstrombereich. Einige Stellungnehmer forderten jedoch auch den vollständigen Verzicht des Erdkabeleinsatzes. Oft wurde gefordert die Kriterien der Erdkabelprüfung zu überarbeiten, da Erdkabel nach Ansicht der Stellungnehmer zu Unrecht eine schlechtere Bewertung erhielten als Freileitungen. Einzelne Stellungnehmer lobten die Bundesnetzagentur für die transparente Ermittlung der unterschiedlichen Belange, welche dem Bundesgesetzgeber die Schwierigkeiten zu dieser Entscheidung trotz ihrer Abstraktheit gut darstellten. Die methodischen Inhalte wurden unter Berücksichtigung der vorgebrachten Äußerungen überprüft, die Änderungen sind in Kapitel 3 dargelegt.

Einige Stellungnehmer sorgen sich, dass mit der Erdkabelprüfung bereits eine Vorfestlegung erfolge. Diese Sorgen sind unberechtigt, die Strategische Umweltprüfung stellt ein erstes Frühwarnsystem dar, über den konkreten Einsatz von Erdkabeln wird erst in den nachfolgenden Planungsebenen entschieden.

Eine Ausweitung der Erdkabelprüfung auf den Drehstrombereich kommt bisher nicht in Betracht, da für diese Technologie das Erdkabel noch nicht Stand der Technik ist.

Außerdem wurde die Bundesnetzagentur von einigen Stellungnehmern für Ihre Prüfmethode gelobt, da großflächige Schutzgebiete dargestellt wurden und in späteren Planungsebenen Konflikte gegebenenfalls durch kleinräumige Verschiebungen gelöst werden können.

Einigen Stellungnehmern ist nicht klar, wo das Kapitel „Nicht betrachtete Aspekte“ der Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014 innerhalb des Umweltberichts zu finden sei. In dem Kapitel „Nicht betrachtete Aspekte“ setzt sich die Bundesnetzagentur u.a. mit den Kriterien auseinander, die (z.B. aufgrund des Maßstabes) im Umweltbericht nicht „sichtbar“ sind. Diese sind mithin nicht Teil der Prüfung des Umweltberichts geworden, sondern werden gegebenenfalls in den nachfolgenden Ebenen betrachtet. Auf den Abdruck der „Nicht betrachteten Aspekte“ innerhalb der Prüfung des Umweltberichts hat die Bundesnetzagentur verzichtet. Die Ausführungen hierzu sind weiterhin aktuell und können im Untersuchungsrahmen³ eingesehen werden.

Unzureichende Angaben

In mehreren der eingegangenen Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass der Ausbau bzw. Umbau des Stromnetzes erhebliche Umweltbelastungen für die Schutzgüter Mensch, Tiere, Pflanzen und Landschaft bedeute. Die schutzgutbezogenen Kriterien seien im Rahmen der Strategische Umweltprüfung 2014 eingehend zu untersuchen. Dabei wurde auch angemerkt, dass die Maßnahmen zur Vermeidung oder zumindest Verringerung von Eingriffen im Untersuchungsrahmen nur unzureichend betrachtet würden.

Die Analyse der Wirkfaktoren in Kapitel 4 dient der Ermittlung und Beschreibung der voraussichtlichen potenziellen Umweltauswirkungen bei der Errichtung, der Anlage und dem Betrieb von Höchstspannungsleitungen und ihrer zugehörigen Komponenten. Die Analyse erfolgt in diesem Kapitel abstrakt und ohne konkreten Raumbezug. Dabei werden zunächst die von den Höchstspannungsleitungen ausgehenden potenziellen Wirkungen beschrieben. Darauf aufbauend werden die potenziellen Wirkungen auf die Schutzgüter gemäß § 2 Abs. 1 UVPG ermittelt und beschrieben. Eine allgemeine Darstellung der möglichen Maßnahmen findet sich im Kapitel 3.3. Welche konkreten Maßnahmen genutzt werden, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern und zu verringern, kann erst auf den nächsten Planungsebenen ermittelt werden.

0.4.5 Technik

Wunsch nach Erdverkabelung

Viele Stellungnehmer fordern geplante Netzausbauvorhaben mittels Erdverkabelung und teilweise durch die Verlegung im Tunnel umzusetzen. Damit würde Gefahren durch Witterungsbedingungen, die auf Freileitungen wirken, vorgebeugt und ausgehende Umweltauswirkungen durch elektrische und magnetische Felder sowie

³ Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014 veröffentlicht im April 2014

durch Korona-Geräusche vermieden werden. Insbesondere wurde das Argument hervorgebracht, dass das Landschaftsbild durch Erdverlegung weniger beeinflusst würde. Auch die Akzeptanz in der Bevölkerung stiege, würde man die Erdverkabelung als Regel und nicht als Ausnahme ansehen. Andere Nationen, wie die Schweiz oder Schweden, hätten sich bereits verpflichtet, künftige Ausbauprojekte unterirdisch zu verlegen.

Für die Erdverkabelung sind in den nachfolgenden Planungsstufen Einzelfallprüfungen erforderlich. Die Verlegung von Erdkabeln stellt für einzelne Schutzgüter einen stärkeren Eingriff (z. B. Schutzgüter Boden, Wasser sowie Kultur- und Sachgüter) dar als der Bau von Freileitungen. Allerdings sind auch die anderen betroffenen Schutzgüter in die Abwägung einzustellen (bspw. Schutzgut Landschaft). Welche Technik letztendlich den geringeren Eingriff darstellt und damit angemessen ist, muss also im Einzelfall entschieden werden. Um eine sachgerechte Entscheidung zu treffen, wird die Bundesnetzagentur hierfür die künftigen Erkenntnisse aus den gesetzlich festgelegten Pilot-Projekten verwenden. Außerdem ist zu erwarten, dass sich der gesetzliche Rahmen für eine Erdverkabelung bei HGÜ-Projekte ändern wird.

Erdkabelverlegung über Wasserwege

Ein Stellungnehmer regte an, für den Transport von Erdkabeln Wasserwege zu nutzen oder die Erdkabel direkt im Wasser oder Ufer nah zu verlegen. Zudem sei es möglich, durch eine Verkleinerung des Querschnitts bei Erhöhung der Kabelzahl weniger Muffen einzusetzen.

In einer Machbarkeitsstudie⁴ im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, heute Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), kam die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) zu dem Ergebnis, dass die Nutzung von Bundeswasserstraßen zur Verlegung von Erdkabeln nicht möglich ist. Zum einen stellen sicherheitsrelevante Bereiche Barrieren dar. Dabei handelt es sich insbesondere um Bauwerke und Abschnitte, die eine stauende Funktion gegen Unterströmung oder Wasseraustritt haben. Zum anderen kann die Verlegung in schifffahrtsrelevanten Abschnitten nicht umgesetzt werden, da Bau und Betrieb der Energieleitungen zu Gefährdungen, Sperrungen und Störungen für die Berufsschifffahrt führen (können). Des Weiteren werden Betriebswege bzw. Randbereiche eines Gewässers außerhalb des Fahrwassers bereits durch andere Versorgungsleitungen genutzt, deren Funktionalität nicht beeinträchtigt werden darf. Die WSV selbst verfügt nicht über ausreichende, zusammenhängende Flächenreserven, um eine ausreichende Korridorbreite zu gewährleisten.

Eine Verringerung des Querschnitts, so wie vom Stellungnehmer vorgeschlagen, bedeutet, dass sich bei gleichbleibender Energieübertragung die Anzahl der Kabel erhöhen muss. Bezogen auf eine bestimmte Leitungslänge würde sich die Anzahl der Muffen eines Kabels somit theoretisch verringern. Jedoch bliebe aufgrund der gesamten Erhöhung der Kabelzahl im Vergleich die Anzahl der notwendigen Muffen ungefähr gleich. Aus umweltfachlicher Sicht muss zudem ergänzt werden, dass sich aufgrund niedrigerer Ströme zwar ein geringeres Magnetfeld bilden würde. Auf der anderen Seite würde sich aufgrund einer Erhöhung der Kabelzahl auch die Flächeninanspruchnahme erhöhen.

Flächeninanspruchnahme durch Freileitungen

Ein Stellungnehmer trug das Argument vor, dass Freileitungen mit einer hohen Flächeninanspruchnahme einhergingen und Erdkabel trotz negativer Umweltauswirkungen, wie die Aufwärmung des Erdreichs, zu bevorzugen seien. Ein weiterer Stellungnehmer gab an, dass mit neuen Isolierungsmaterialien die Erwärmung

⁴ Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) (2012): S. 3.

der Umgebung nicht wesentlich ansteige und sich auch die ausgehende Strahlung durch das Material verringere.

Für die Übertragung von Höchstspannungs-Drehstrom und Höchstspannungs-Gleichstrom kommen sowohl Freileitungen als auch Erdkabel in Betracht. Beide Varianten nehmen während der Bauphase und nach der Fertigstellung Flächen bzw. Räume in Anspruch, beim Bau von Erdkabeln ist die Flächeninanspruchnahme deutlich größer als bei Freileitungen.

In der vorliegenden SUP dienen u.a. diese Wirkfaktoren zur Ermittlung und Beschreibung der voraussichtlichen potenziellen Umweltauswirkungen (siehe Kapitel 4). Als Ergebnis der Analyse kann festgehalten werden, dass sowohl Freileitungen als auch Erdkabel relevante Auswirkungen und auch Auswirkungen im größeren Umfang auf die Schutzgüter des UVPG haben können. Eine generelle Aussage zu Auswirkungen kann jedoch nicht getroffen werden. Eine Ermittlung der konkreten Umweltauswirkungen durch Freileitungen und Erdkabel ist vom Einzelfall abhängig. Somit können spätestens auf der Planfeststellungsebene mögliche Umweltauswirkungen ermittelt und beschrieben werden.

Höhe von HGÜ-Freileitung

Mehrere Stellungnehmer trugen vor, dass sich die Masthöhen von HDÜ und HGÜ unterscheiden. So sei die Masthöhe einer HGÜ-Freileitung um ca. 20 % höher als die Höhe einer HDÜ-Freileitung. Ein weiterer Stellungnehmer befürchtet sogar Masthöhen von bis zu 100 m.

Im Vergleich zu 380 kV-Leitungen ist es bei der Anwendung höherer Spannungen (z.B. ± 500 kV) erforderlich, die Sicherheitsabstände der Leiter zueinander, zur Geländeoberfläche als auch zum Mast zu erhöhen, um Überschläge auszuschließen. In diesem Fall kommt es bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen zu einer höheren Mastauslegung als bei Freileitungen im Drehstrombereich. Es ist davon auszugehen, dass die Masten für 500 kV-Leitungen i.d.R. etwa 20 % höher als 380 kV-Leitungen sind, die in der Regel bei mehreren auf dem Mast geführten Systemen zwischen 54 m (Donaumast) und 62m (Tonnenmast) liegen. Im Regelfall werden die Masten demnach keine Höhen von 100 m erreichen. Als Orientierung können die in Kapitel 4.1.1 angegebenen Höhenangaben zu Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen dienen.

0.4.6 Schutzgutspezifische Umweltziele und Bewertungskriterien

Im Folgenden werden die inhaltlichen Schwerpunkte der vorgebrachten Argumente zu den geprüften Schutzgütern aufgeführt. Grundsätzlich regten Konsultationsteilnehmer an, einzelne Schutzgüter, z.B. die „Natur“ oder den Menschen prioritär zu behandeln. Das UVPG stellt die Schutzgüter in § 2 Abs. 1 UVPG, der über § 14g Abs. 2 Nr. 5 UVPG für die SUP Anwendung findet, jedoch gleichrangig einander gegenüber. Potenzielle Umweltauswirkungen werden über Kriterien abgebildet. Die verwendete Methodik stellt dabei die gleichrangige Betrachtung der Kriterien sicher. Eine prioritäre Behandlung einzelner Schutzgüter liefe der gesetzlichen Wertung zuwider.

0.4.6.1 Mensch einschließlich der menschlichen Gesundheit

Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder

Auch im Rahmen der diesjährigen Konsultation betrafen eine Vielzahl der Stellungnahmen die Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder auf die menschliche Gesundheit. Viele Stellungnehmer sehen durch die HDÜ-, aber insbesondere die HGÜ-Stromtrassen und ihre Nebenanlagen (z.B. Konverter, Umspannanlagen)

die Gesundheit der Bürger gefährdet. Sie brachten hervor, dass die Gleichstromtechnik zu wenig in ihren gesundheitlichen Wirkungen erforscht sei.

In Kapitel 4.2.1 des Umweltberichts werden die möglichen gesundheitlichen Auswirkungen, insbesondere von elektrischen und magnetischen Feldern durch HDÜ- und HGÜ-Stromleitungen mit ihren Nebenanlagen auf den Menschen einschließlich der menschlichen Gesundheit, ausführlich beschrieben und zudem eine Übersicht über mögliche Wirkfaktoren der betrachteten Hochspannungsübertragungsarten dargestellt. Die gewünschten konkreteren Angaben zu Umweltauswirkungen einzelner Vorhaben können allerdings erst mit zunehmender Konkretisierung der Vorhaben erfolgen. Erst bei Vorlage der Antragsunterlagen zur Bundesfachplanung oder Planfeststellung liegen die hierfür erforderlichen Informationen der Übertragungsnetzbetreiber vor und können von der Bundesnetzagentur überprüft werden.

Viele Stellungnehmer brachten hervor, dass die gesundheitlichen Aspekte der HGÜ-Leitungen nicht im Netzentwicklungsplan thematisiert würden. Zudem könne eine Gefährdung der Gesundheit durch die magnetischen und elektrostatischen Felder der Gleichstromleitungen sowohl auf Menschen als auch Tiere nicht zweifelsfrei ausgeschlossen werden und es existieren bislang nur unzureichend Studien zu diesem Themengebiet. Des Weiteren wurde angemerkt, dass durch die hohen Feldstärken des elektrischen Feldes ionisierte Staubteilchen (Korona-Entladung) und daraus resultierende Raumladungswolken entstünden. Diese könnten durch den Wind mehrere Kilometer verfrachtet werden und gesundheitsschädlich bzw. möglicherweise krebserregend sein. Einzelne Stellungnehmer merkten an, dass unter ungünstigen Wetterbedingungen (z.B. Luftfeuchtigkeit) hohe elektrische Feldstärken (HGÜ) bei Entladung schnelle Elektronen erzeugen, die wiederum beim Auftreffen auf Metall durch die Bremsstrahlung zu Röntgenstrahlung führten. Nichtabschirmbare magnetische Felder könnten u.a. neurophysiologische Reaktionen hervorrufen und kognitive Funktionen von Mensch und Tier beeinflussen. Die Ausführungen zu den Raumladungswolken bzw. verfrachteten Luftschadstoffen seien insgesamt nicht ausreichend dargestellt. Es wurde von zahlreichen Stellungnehmern eine Begründung gefordert, warum bei Niederfrequenzanlagen der Grenzwert für die magnetische Flussdichte bei 100 μT liegt und bei Gleichstromanlagen bei 500 μT und weshalb bei Gleichstromanlagen kein Grenzwert für die elektrische Feldstärke existiert.

Bei der Planung und Zulassung des Netzausbaus wird die Bundesnetzagentur sorgfältig das geltende Recht zum Schutz der Menschen vor schädlichen Umweltauswirkungen anwenden. Im Rahmen der Planungs- und Genehmigungsverfahren hat die Bundesnetzagentur eine große Bandbreite an privaten und öffentlichen Interessen zu berücksichtigen. Dies bedeutet für die Umweltprüfung, dass alle maßgeblichen Schutzgüter, darunter auch die menschliche Gesundheit, gleichermaßen zu betrachten und zu bewerten sind. Zudem verfolgt sie weiterhin die wissenschaftliche Diskussion und deren Bewertung zu möglichen Wirkungen auch unterhalb der Grenzwerte. Die Ängste und Sorgen der Menschen nimmt sie dabei sehr ernst.

Für die von Gleichstromleitungen hervorgerufenen statischen elektrischen Felder wurde kein Grenzwert in der 26. BImSchV festgelegt, weil keine direkten gesundheitlichen Gefahren in den üblichen Einwirkungssituationen bzw. -bereichen nachgewiesen worden sind. Zum Schutz vor indirekten gesundheitlichen Auswirkungen durch elektrische Gleichfelder, wie z.B. elektrostatische Entladungen zwischen Personen und geerdeten Gegenständen (Funkenentladung), sollen aber geeignete Maßnahmen getroffen werden, um Auswirkungen zu vermeiden (vgl. § 3a Nr. 2 der 26. BImSchV).

Im Unterschied zu elektrischen Feldern können magnetische Felder nur mit großem Aufwand abgeschirmt werden, weil sie nahezu alle Materialien durchdringen. Magnetische Wechselfelder durchdringen den

menschlichen Körper und bewirken Induktionsströme (sog. Wirbelströme), die wiederum Nerven- und Muskelzellen im menschlichen Körper erregen können. Magnetische Gleichfelder durchdringen zwar ebenfalls den menschlichen Körper, induzieren aber im Gegensatz zu Wechselfeldern grundsätzlich keine Ströme im Körper⁵. Sie können jedoch direkte Kraftwirkungen auf ferromagnetische Materialien in Implantaten und Sonden ausüben. Hierbei kann es zu Bewegungen oder Drehungen von Gerätebauteilen (wie z.B. Magnetschaltern bzw. -kontakten) kommen. Daher ist eine Unterscheidung zwischen magnetischen Wechselfeldern und statischen Gleichfeldern sinnvoll und rechtfertigt den geringeren Grenzwert bei magnetischen Wechselfeldern.

Die ICNIRP hat in ihrer Richtlinie „Grenzwerte im Expositionsbereich statischer Magnetfelder“ einen Grenzwert der magnetischen Flussdichte von 400.000 μT (entspricht 400 mT bzw. 0,4 T) festgelegt. Dies bedeutet, dass Menschen die einem statischen Magnetfeld bis zu dieser Größenordnung ausgesetzt sind, nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand keine gesundheitsschädigenden Auswirkungen für den menschlichen Organismus befürchten müssen. Herzschrittmacher, Defibrillatoren etc. können jedoch auch schon ab einem Schwellenwert von 1000 μT ansprechen. Aus diesem Grund bestehen vorsorglich Grenzwerte hinsichtlich magnetischer Gleichfelder von 500 μT , um hier einen ausreichenden Schutz von besonders empfindlichen Personen (z.B. Trägern von Herzschrittmachern) sicherzustellen.

In beruflichen Expositionssituationen, z.B. bei bestimmten Berufen oder in Betrieben, in denen Gleichströme verwendet werden (z.B. Schweißanlagen u.a.) können auch wesentlich höhere Werte erreicht werden. So z.B. auch in der Medizin, bei der Magnetresonanztomographie (MRT) werden sehr hohe Expositionen mit Werten von einigen Tesla erreicht. Bezüglich der Expositionen am Arbeitsplatz sei hier auf die Richtlinie 2013/35/EU über die Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer durch physikalische Einwirkungen (elektromagnetische Felder) verwiesen⁶. Aber auch im Haushalt gibt es Feldquellen, die mitunter hohe Werte magnetischer Flussdichte aufweisen können. So kann auch beispielsweise ein Rasierapparat in 3 cm Abstand Werte von über 1000 μT erreichen, in 30 cm Abstand liegt der Wert dann bei etwa 10 μT . Zahlreiche Haushaltsgeräte sind also ebenfalls Quellen magnetischer Felder, beispielhaft sollen nur ein paar aufgezählt werden, wie z.B. Staubsauger, Fön, Mixer, Uhren, TV, Radio, Geschirrspüler etc..

⁵ Ausnahme: Durch die Blutzirkulation sowie durch die Bewegung von Menschen in magnetischen Gleichfeldern, können ähnlich wie bei Wechselfeldern Wirbelströme im Körper induziert werden. Bei den von HGÜ-Stromleitungen hervorgerufenen magnetischen Gleichfeldern werden jedoch, durch die zuvor genannten Sachverhalte, vernachlässigbar kleine Körperströme induziert.

⁶ RL 2013/35/EU : Richtlinie 2013/35/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2013 über Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch physikalische Einwirkungen (elektromagnetische Felder) (20. Einzelrichtlinie im Sinne des Artikels 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG) und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/40/EG



Abbildung 6: Feldstärken im Wohnbereich. Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz

Bei HGÜ-Freileitungen treten im Vergleich zu HDÜ-Freileitungen höhere elektrische Bodenfeldstärken auf.⁷ Das Magnetfeld einer HGÜ-Freileitung liegt im Bereich des Erdmagnetfeldes. Im Mittel liegt die Flussdichte des natürlichen magnetischen Gleichfeldes (Erdmagnetfeld) in der Bundesrepublik Deutschland bei etwa 45 μT . Bei HGÜ-Erdkabeln kann die magnetische Flussdichte, in Abhängigkeit des jeweiligen Stromflusses, in der Trassenmitte, also direkt oberhalb des Kabels Werte von bis 85 μT erreichen. Diese fallen jedoch schon nach wenigen Metern (ca. 15 m von der Trassenachse) auf Werte unterhalb von 10 μT etwa ab. Die magnetischen Boden-Gleichfelder von HGÜ-Leitungen hängen von der Stromstärke sowie von der Betriebsart (monopolar oder bipolar), dem Mastbild, der Leitkonfiguration und dem Bodenabstand der Leiterseile ab.⁸

Die von einem Stellungnehmer dargestellte Hypothese, dass bei Entladung schnelle Elektronen erzeugt würden, die wiederum beim Auftreffen auf Metall durch die Bremsstrahlung zu Röntgenstrahlung führten, sind aus physikalischer Betrachtungsweise nicht nachvollziehbar. Die von HGÜ-Leitungen erzeugten hohen Feldstärken können Elektronen nicht so stark beschleunigen, dass sie im Bereich der Röntgenstrahlung (> 1000 eV) einzuordnen wären.⁹

⁷ SSK 2013: Biologische Effekte der Emissionen von Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ). Empfehlungen der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. Verabschiedet in der 263. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 12. September 2013, S. 4.

⁸ SSK 2013: Biologische Effekte der Emissionen von Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ). Empfehlungen der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. Verabschiedet in der 263. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 12. September 2013, S. 12f.

⁹ Der physikalische Vorgang kann mit der mittleren freien Weglänge von Elektronen (in der Luft beträgt diese ca. 0,57 μm) erklärt werden. Die maximal mögliche Feldstärke in der Luft beträgt 30 kV/cm. Dies ergibt eine Beschleunigung von 3000 kV/m * 0,57 μm * e- = 1,7 eV (Elektronenvolt).

Durch die hohen elektrischen Feldstärken an den HGÜ-Freileitungen und den daraus verursachten Funkentladungen (Koronaentladungen) bilden sich Luftionen (sog. Korona-Ionen) und zudem freie Radikale in Form von Ozon und Stickoxiden (NO_x) wenige Zentimeter um die stromführenden Leiterseile herum. Durch diese Vielzahl von elektrisch aufgeladenen Luftmolekülen entstehen sogenannte ionisierte Raumladungswolken. Diese können mit dem Wind seitlich der Stromtrasse verfrachtet werden. Der Effekt ist bei HGÜ-Freileitungen wesentlich stärker als bei HDÜ-Freileitungen, weil die ständige Ladungsumkehr beim Wechselstrom die ionisierten Moleküle (und Aerosole) schneller neutralisiert. Nach derzeitigem Stand der Wissenschaft wird davon ausgegangen, dass die ionisierten Raumladungswolken keine gesundheitlichen Auswirkungen auf den Menschen haben. In ausreichender Konzentration kann Ozon vorübergehende funktionelle und entzündliche Veränderungen in der Lunge verursachen¹⁰. Experimente konnten z.B. bei Wechselstromleitungen (400 kV – 600 kV mit 2 stromführenden Leiterseilen) bodennahe Ozonkonzentrationen von unter $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ gemessen werden. Bei HGÜ-Leitungen mit zwei stromführenden Leiterseilen wurde ein bodennaher Zusatzbeitrag von $0,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ für Ozon und für Stickoxide $0,04 \mu\text{g}/\text{m}^3$ berechnet. Ab $140 \mu\text{g}/\text{m}^3$ wurden bei Erwachsenen Überempfindlichkeiten der Atemwege beobachtet. Die Strahlenschutzkommission kommt zu der Einschätzung, dass die von HGÜ-Leitungen in Worst-Case-Abschätzung (also dem schlimmsten anzunehmenden Fall) erzeugten bodennahen Ozonkonzentrationen weit unterhalb der Konzentrationen liegen, die beim Menschen akute Wirkungen hervorrufen¹¹.

Vorbelastungen

Weiterhin wurde im Rahmen der Stellungnahmen auf Vorbelastungen durch elektrische und magnetische Felder durch bestehende Höchstspannungsleitungen und Umspannwerke aber auch auf die häusliche Vorbelastung hingewiesen. Weitere Belastungen seien für die betroffenen Anwohner durch künftige Leitungen und Nebenanlagen nicht zumutbar.

Tatsächlich besteht im häuslichen Umfeld eine Vorbelastung durch hoch- und niederfrequente elektrische und magnetische Felder. Meist tragen ortsfeste Anlagen zur Energieversorgung hierzu nur zu einem kleinen Teil bei, wohingegen wohnungsinterne Feldquellen und hauseigene Elektroinstallationen überwiegend zur Exposition beitragen. Infolge dessen empfiehlt die SSK, die bestehenden Expositionsgrenzwerte in den Zulassungsverfahren nicht völlig auszuschöpfen. Dies ist im Rahmen der Planfeststellungsverfahren nachzuweisen.

Die Bewertung von elektrischen und magnetischen Feldern und von Feldstärken auf die Gesundheit des Menschen ergibt sich aus den Grenzwerten der 26. BImSchV. Da diese auf den jeweils aktuellsten gesicherten wissenschaftlichen Erkenntnissen basieren, ist eine erhöhte Gesundheitsgefährdung durch Höchstspannungsleitungen nicht zu befürchten. Auch die Rechtsprechung hat mehrfach bestätigt, dass bei Einhaltung der Grenzwerte der 26. BImSchV keine Gesundheitsgefährdungen für die betroffenen Anwohner bestehen.

In welchem Maße in die Gesamtbetrachtung der Umweltauswirkungen durch Höchstspannungsübertragungsleitungen auch noch Vorbelastungen anderer Infrastruktureinrichtungen wie z.B. Straßen, Flugrouten usw. mit aufzunehmen und in der Bewertung der Umweltrisiken und der

¹⁰ Samet et al. 2001 nach SSK 2013: S.26 (Samet et al. 2001: Samet JM, Hatch GE, Horstman D, Steck-Scott S, Arab L, Bromberg PA, Levine M, McDonnell WF, Devlin RB. Am J Crit Care Med. 2001 164:819-825)

¹¹ SSK 2013: S.27

Wechselwirkung auf den menschlichen Organismus zu berücksichtigen sind, kann erst in den nachfolgenden Verfahrensstufen der Bundesfachplanung und der Planfeststellung festgestellt werden. Dies muss im jeweiligen Einzelfall und vorhabensspezifisch untersucht werden, da jede Region unterschiedlich stark vorbelastet ist.

Grenzwerte und vorsorgender Gesundheitsschutz

Zahlreiche Stellungnahmen befassten sich mit einer möglichen Beeinträchtigung des Menschen und der menschlichen Gesundheit durch Stromleitungen. Es wird gefordert, auf die für den Ausbau der Übertragungsnetze wesentlichen Neuerungen der novellierten 26. BImSchV im Umweltbericht näher einzugehen. Einige Verfasser von Stellungnahmen fordern, dass dem Gesundheitsschutz oberste Priorität beizumessen sei.

Die Neuerungen der 26. BImSchV umfassen auch Regelungen zum vorsorgenden Gesundheitsschutz. Beim Ausbau der Stromnetze sind elektrische und magnetische Felder möglichst zu minimieren. Auch dürfen neu zu errichtende Stromtrassen künftig Gebäude oder Gebäudeteile nicht mehr überspannen, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Die 26. BImSchV ist verbindliches geltendes Recht und als solches sowohl für die derzeitige Verfahrensstufe, in der noch nicht über konkrete Trassenverläufe zu entscheiden ist, als auch für die späteren Verfahrensstufen der Bundesfachplanung und der Planfeststellung, in denen konkrete Trassenverläufe festgelegt werden, inhaltlich maßgebend. Dem Gesichtspunkt der Vorsorge wird die Bundesnetzagentur bzw. die jeweilige Genehmigungsbehörde der Länder auch in den genannten späteren Verfahrensstufen, in denen es u.a. um die Einhaltung der Grenzwerte der 26. BImSchV geht, angemessen Rechnung tragen. Bei der planerischen Abwägung kann insofern der Trennungsgrundsatz des § 50 BImSchG eine Rolle spielen, wonach bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die für eine bestimmte Nutzung vorgesehenen Flächen einander so zuzuordnen sind, dass schädliche Umwelteinwirkungen auf die ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienenden Gebiete sowie auf sonstige schutzbedürftige Gebiete soweit wie möglich vermieden werden. § 50 BImSchG normiert ein Optimierungsgebot bzw. eine Abwägungsdirektive und verleiht dem Immissionsschutz besonderes Gewicht, aber keinen generellen Vorrang. Gemäß § 50 BImSchG sind schädliche Umwelteinwirkungen durch eine entsprechende Flächenzuordnung „soweit wie möglich“ zu vermeiden, die Norm verlangt aber keine absolute Minimierung.

Im Rahmen ihrer Prüfung hat die Bundesnetzagentur alle privaten und öffentlichen Interessen zu berücksichtigen, die im Rahmen dieses noch recht frühen Planungsstadiums relevant sind. Dies bedeutet für die Strategische Umweltprüfung, dass entsprechend §§ 14g, 2 Abs. 1 UVPG alle maßgeblichen Schutzgüter, darunter auch die menschliche Gesundheit, gleichermaßen zu betrachten und zu bewerten sind.

Grenzwerte anderer Länder

Die Stellungnehmer wiesen auf die unterschiedlichen nationalen, europäischen und internationalen Grenzwerte hin und baten um Aufklärung. Ein Stellungnehmer sieht die Notwendigkeit, dass der deutsche Gesetzgeber die niedrigeren Grenzwerte der europäischen Nachbarländer übernimmt.

Die Grenzwerte anderer Länder sind mit den in Deutschland geltenden Grenzwerten nur sehr bedingt vergleichbar. Bei einem Vergleich der Grenz- und Vorsorgewerte anderer Länder ist zu differenzieren zwischen der Höhe der Werte einerseits und deren Verbindlichkeit sowie deren Ermittlungsgrundlagen andererseits. Bezüglich der Höhe der Werte ist festzustellen, dass im internationalen Vergleich einige Länder

(u. a. Kanada und Spanien) über gar keine verbindlichen Regelungen verfügen, die meisten Länder gleiche oder vergleichbare Grenzwerte wie Deutschland ihren Regelungen zugrunde legen und nur wenige Länder, u. a. die von den Verfassern von Stellungnahmen namentlich genannten, deutlich geringere Werte ihren Regelungen zugrunde legen.

Hinsichtlich der Verbindlichkeit sind die Regelungen im internationalen Vergleich höchst unterschiedlich. In der Schweiz ist es beispielsweise möglich, dass auch bei einer Überschreitung des Anlagengrenzwertes Leitungen bzw. Anlagen ausnahmsweise zugelassen werden können, wenn der Betreiber nachweist, dass eine optimierte Phasenbelegung zur Minimierung der magnetischen Flussdichte erfolgt ist und alle anderen Maßnahmen zur Begrenzung der Strahlung getroffen wurden. Regelungsinhalt und Sanktionswirkung sind also begrenzt. Die Wirkung des Grenzwertes in Deutschland ist hingegen absolut und damit strenger. Bei Überschreitung des Grenzwertes ist der Betrieb einer Anlage nicht zulässig. Auch die Bemessung der Grenzwerte ist unterschiedlich. In Deutschland wird – insofern ebenfalls strenger – vom Worst Case, also der maximalen betrieblichen Auslastung ausgegangen, wohingegen in anderen Ländern, z.B. den Niederlanden, dies häufig nicht der Fall ist und zusätzlich nicht Maximalwerte sondern leichter einzuhaltende Mittelwerte betrachtet werden.

In der öffentlichen Diskussion stehen vor allem Länder, die in ihren nationalen Regelungen zum Teil strengere Grenzwerte als die von der ICNIRP und der EU empfohlenen Richtwerte eingeführt haben. Hierzu zählen im Niederfrequenz-Bereich zum Beispiel die Niederlande und die Schweiz. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die Anwendungsbereiche als auch die Bewertungsgrundlagen oft nicht direkt zwischen den einzelnen Ländern vergleichbar sind.

In den **Niederlanden** gelten für Strom-Leitungen die Niederfrequenz-Referenzwerte nach den ICNIRP-Empfehlungen. Seit 2005 existiert jedoch zusätzlich eine Empfehlung des niederländischen Infrastruktur- und Umwelt-Ministeriums für neu zu errichtende Stromübertragungs-Leitungen in sensiblen Bereichen, wonach eine magnetische Flussdichte von $0,4 \mu\text{T}$ nicht überschritten werden soll (Quelle: Rijksoverheid). Bei genauer Betrachtung handelt es sich um eine Empfehlung an lokale Behörden, bei neuen Anlagen einen Abstand zwischen Hochspannungsleitungen und „empfindlichen Nutzungen“ (d. h. Wohnungen, Schulen, Kindergärten und Kinderhorte) einzuhalten, so dass Kinder nicht langfristig Magnetfeldern über $0,4 \mu\text{T}$ ausgesetzt sind. Die zu vermeidende Magnetfeld-Zone wird aber anhand eines Jahresmittelwerts bei angenommener 30-prozentiger Auslastung der Leitung bestimmt und ist daher z. B. mit dem deutschen Grenzwert nicht vergleichbar (weil dieser für höchste Anlagenauslastung gilt). Da die Nachrüstung bestehender Leitungen nicht als Neuerrichtung gilt, trifft die Empfehlung außerdem auch nicht auf nachgerüstete Leitungen zu. Für das elektrische Feld gilt unverändert der ICNIRP-Referenzwert von 5 kV/m ¹²

Auch in der **Schweiz** richten sich die Immissionsgrenzwerte für Stromleitungen (50Hz) nach den Empfehlungen der ICNIRP von 1998 und liegen somit, wie in Deutschland, bei 5 kV für die elektrische Feldstärke und bei $100 \mu\text{T}$ für die magnetische Flussdichte.

In der Schweizer Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) wird jedoch für Anlagen, die nach dem 1. Februar 2000 errichtet wurden, zur vorsorglichen Emissions-Begrenzung ein sogenannter Anlagegrenzwert für Magnetfelder von $1 \mu\text{T}$ festgelegt, welchen die Anlagen an Orten mit

¹² Internetseite EMF-Portal (<http://www.emf-portal.de/dox/?pageId=509&l=g>)

empfindlicher Nutzung im maßgebenden Betriebszustand einhalten müssen. Für die elektrische Feldstärke existiert in der NISV kein Anlagegrenzwert. Die Behörde bewilligt Ausnahmen, wenn der Inhaber nachweist, dass

- die Phasenbelegung, soweit dies technisch und betrieblich möglich ist, so optimiert ist, dass die magnetische Flussdichte außerhalb der Leitungstrasse im maßgebenden Betriebszustand minimiert wird und
- alle anderen Maßnahmen zur Begrenzung der Strahlung, wie ein anderer Standort, eine andere Leiteranordnung, die Verkabelung oder Abschirmungen, die technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar sind, getroffen wurden.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass ein direkter Vergleich oder gar eine direkte Übertragung zwischen den Ländern nicht nur nicht möglich, sondern häufig sogar irreführend ist. Der faktische Schutz von Menschen gegenüber der Exposition elektrischer und magnetischer Felder ist in verschiedenen Ländern durch einen simplen Zahlenvergleich der Werte nicht darstellbar.

Abstände

Einige Stellungnehmer regten an, dass bei Siedlungsgebieten u. a. aus Gründen des Wohnumfeldschutzes, die Einführung zusätzlicher – bundesweit einheitlicher – Mindestabstände sowie eine Abstandsmaximierung zu prüfen und die Entscheidungen schlüssig zu begründen seien, da es insbesondere im HGÜ-Bereich keine Mindestabstände gäbe und der Erlass einer Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Minimierung von elektrischen und magnetischen Feldern nach § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV noch nicht erfolgt sei.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß Art. 20 Abs. 3 GG an Recht und Gesetz und damit hinsichtlich der vorliegenden Abstandsthematik v.a. an die 26. BImSchV gebunden. Diese enthält ebenso wie das EnWG keine Abstandsregelungen. Die häufig zum Vergleich herangezogenen Abstandsregelungen gemäß § 2 Abs. 2 EnLAG betreffen zum einen nur die in § 2 Abs. 1 EnLAG genannten vier Pilotvorhaben zur Erprobung der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene und sind daher vorliegend nicht anwendbar. Zum anderen liegt die Zielrichtung nicht im Schutz vor elektrischer und magnetischer Strahlung, sondern in der Bestimmung der Voraussetzungen einer möglichen Erdverkabelung auf Teilabschnitten. Denn nach dem EnLAG können (bzw. müssen auf behördliches Verlangen) bei den vier (Pilot-)Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans neu zu bauende Höchstspannungsleitungen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten erdverkabelt werden, wenn die Leitung in bestimmten Abständen (weniger als 200 bzw. 400 m) zu Wohngebäuden errichtet werden sollen. Werden die betreffenden Abstände nicht unterschritten, scheidet eine Erdverkabelung für die Projekte nach dem EnLAG aus. Somit stellen die im EnLAG normierten Abstände keine Mindestabstände für Höchstspannungsfreileitungen dar. Darüber hinaus besteht grundsätzlich keine Verpflichtung zur Teilverkabelung. Gründe für die gewählten Abstände oder gar eine wissenschaftliche Herleitung sind in der Begründung des Gesetzesentwurfs zum EnLAG nicht enthalten. Die im EnLAG genannten Abstände stützen sich auf die niedersächsische Abstandsregelung und dienen somit ganz vornehmlich dem Erhalt und Schutz des Wohnumfeldes bzw. Ortsbildes und nicht dem vorsorgenden Gesundheitsschutz.¹³

¹³ Internetseite Netzausbau Niedersachsen

Das Wohnumfeld und mögliche Sichtbeeinträchtigungen lassen sich immer nur individuell und von dem jeweiligen Betrachterstandort beurteilen. Es erscheint nicht sachgerecht, dies zu pauschalisieren. Dennoch nimmt die Bundesnetzagentur diese Befürchtungen sehr ernst. Es lassen sich keine pauschalen Kriterien festlegen, anhand derer der Wohnumfeldschutz eindeutig bemessen werden kann. Denn bei dem Begriff Wohnumfeldschutz handelt es sich um keinen Rechtsbegriff. Es existiert auch keine allgemeingültige Definition. Als Wohnumfeld kann der Kernbereich des gesamten Aktionsraumes des Wohnenden verstanden werden, der aus privaten (Mietwohnung, Eigentumswohnung, Eigenheim etc.), halböffentlichen (Einkaufszentren, Bahnhöfe etc.) und öffentlichen Räumen besteht.¹⁴ Der Schutz des Wohnumfeldes zielt daher insbesondere auf den Schutz der o.g. Bereiche vor störenden Einwirkungen ab. Störende Einwirkungen, die außerhalb der festgelegten Grenzwerte (z.B. für elektrische und magnetische Felder, Lärm, Luftschadstoffe, etc.) gelten und oft mit psychischen und daraus resultierenden gesundheitlichen Beeinträchtigungen vorgetragen werden, lassen sich nicht allgemein ermitteln. Jeder Mensch reagiert anders, daher können keine pauschalen Aussagen über Ursache-Wirkungs-Automatismen hinsichtlich einer möglichen psychischen Beeinträchtigungswirkung des Wohnumfelds, z.B. durch den Stromnetzausbau getroffen werden. Bei solchen Auswirkungen sind oft weder die Ursachen klar zu benennen, noch sind die einwirkenden Faktoren dieser Effekte in Anzahl und Wirkungsweise immer ausreichend bekannt. So kann der Fall eintreten, dass zwei gleichermaßen physikalisch belastete Personen sehr unterschiedlich reagieren.¹⁵

In den nachgelagerten Verfahren der Bundesfachplanung werden auch die Ziele der Raumordnung und somit die Inhalte der Raumordnungspläne beachtet. So finden diese Eingang in die Planungsverfahren. Grundsätzlich besteht zunächst das Abstandsmaximierungsgebot des § 50 BImSchG, d.h. es sind zunächst einmal die vorgesehenen Flächen einander so zuzuordnen, dass schädliche Umwelteinwirkungen auf die ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienenden Gebiete sowie auf sonstige schutzbedürftige Gebiete, insbesondere öffentlich genutzte Gebiete, wichtige Verkehrswege, Freizeitgebiete und unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle oder besonders empfindliche Gebiete und öffentlich genutzte Gebäude, so weit wie möglich vermieden werden.

Mit der geplanten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV) – soll der Stand der Technik zur Minimierung von elektrischen und magnetischen Feldern konkretisiert und ein einheitliches Umsetzungs-, Prüf und Bewertungsschema festgelegt werden. Diese soll dem Vorsorgegrundsatz entsprechend Rechnung tragen. Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift wird derzeit erstellt. Sobald die Verwaltungsvorschrift verabschiedet wird, ist diese auch zu beachten.

Siedlungen – sonstige Siedlungen

Eine Vielzahl der Stellungnehmer fordert für das Schutzgut „Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit“ das Kriterium „sonstige Siedlungen“ hinsichtlich seiner Empfindlichkeit bei Freileitungen und Erdkabel von der Stufe „mittel“ jeweils auf die Stufe „hoch“ anzuheben. Es könne nicht angehen, dass Personen, die beispielsweise in der Industrie einer zusätzlichen Exposition am Arbeitsplatz ausgesetzt seien und dort einen Großteil ihrer Tageszeit verbringen, weniger schutzwürdig seien. Es müsse die gleiche

¹⁴ LAUG 2010: Leitfaden Wohnumfeld- und Freizeitlärm. Im Auftrag der Länderarbeitsgruppe Umweltbezogener Gesundheitsschutz (LAUG), Bremen, den 25. Juni 2010 S.7

¹⁵ Rainer Guski 1933: Psychische Auswirkungen von Umweltbelastungen. Arbeitseinheit Kognitions- und Umweltpsychologie. Psychologisches Institut. S.3

Empfindlichkeitsstufe gelten wie für „Siedlungen“. Mögliche Umweltauswirkungen auf diese Siedlungsgebiete erst auf nachfolgende Verfahren, wie die Bundesfachplanung, Planfeststellungsverfahren, zu verweisen, würden dem Schutzgut in keiner Weise gerecht. Viele Stellungnehmer fordern eine Begründung, weshalb Siedlungen mit nicht mehr als 10 Anwesen außer Betracht blieben. Außerdem fordern viele Stellungnehmer die Berücksichtigung der möglichen Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder im Rahmen der SUP, da diese Wirkungen entscheidend seien und folglich zwingend einzubeziehen seien, wenn die Untersuchung einen Aussagewert haben solle.

Das Kriterium „Siedlungen“ stellt zusammenhängende Siedlungskörper dar, in denen sich vor allem Wohnbauflächen, aber auch Misch-, Industrie-, Gewerbegebiete sowie Schulen, Krankenhäuser, Kindergärten und weitere empfindliche Nutzungen befinden. Durch das Kriterium Siedlungen werden entsprechend der Realnutzung im Zusammenhang bebaute Ortsteile erfasst. Diese umfassen neben den eigentlichen Wohnbauflächen auch diejenigen Flächen, die in einem engen Bebauungskontext stehen. Durch das Kriterium Siedlungen ist die beim Bundesamt für Kartografie und Geodäsie (BKG) geführte Ortslage erfasst. (vgl. Kapitel 6.1.1).

Unter dem Begriff „Im Zusammenhang bebaute Ortsteile“ ist prinzipiell jeder Bebauungskomplex im Gebiet einer Gemeinde zu verstehen, der aufgrund seiner Anzahl von Bauten ein gewisses Gewicht besitzt und ggf. trotz einzelner Baulücken, eine organische Siedlungsstruktur ausdrückt. Gemäß § 34 Abs. 1 Satz 2 BauGB müssen bei der Zulässigkeit eines Vorhabens innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile die Anforderungen an gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse gewahrt bleiben; zudem darf das Ortsbild nicht beeinträchtigt werden. Aus diesem Grund und da insbesondere Wohnbauflächen dem dauerhaften Aufenthalt von Menschen dienen, wird die Empfindlichkeit des Kriteriums Siedlungen gegenüber Freileitungen und Erdkabel aufgrund von Schutz- und Vorsorgeaspekten (§§ 22 ff. sowie § 50 BImSchG) hinsichtlich elektrischer und magnetischer Felder im Wohnumfeld von Menschen, insbesondere was die Schutzwürdigkeit von Kindern u. Kranken (§§ 1 Abs. 1, 4 Abs. 1 der 26. BImSchV) sowie dem Überspannungsverbot (§ 4 Abs. 3 der 26. BImSchV) betrifft, als „hoch“ eingestuft.

Das Kriterium „Sonstige Siedlungsflächen außerhalb der Ortslagen“ umfasst gemischte Bauflächen, d. h. durch das BKG außerhalb zusammenhängender Siedlungskörper (ab zehn Anwesen) dargestellte Industrie- und Gewerbeflächen sowie Flächen mit besonderer funktionaler Prägung (Verwaltung, Kultur, Sicherheit und Ordnung, Sonstige). Ihre generelle Schutzwürdigkeit ergibt sich daraus, dass sich an diesen Orten i. d. R. einzelne Menschen über mehrere Stunden hintereinander aufhalten. Hiervon ausgenommen werden Flächen, für die nach § 4 der 26. BImSchV besondere Anforderungen zur Vorsorge bestehen, wie beispielsweise kleinräumige Wohnbauflächen und soziale Einrichtungen, wie Kindergärten etc., die trotz ihrer geringen Fläche und Lage im Außenbereich dem Kriterium „Siedlungen“ zugeordnet werden. Diese Zuordnung ist angelehnt an die Regelung des § 4 Abs. 1 der 26. BImSchV.

Auch bei den „sonstigen Siedlungsflächen“ sind die in der 26. BImSchV vorgeschriebenen Grenzwerte nachweislich einzuhalten. Bei der Novellierung der 26. BImSchV wurde auch die sogenannte Summationsregel bis auf 10 MHz erweitert, so dass bei der Errichtung einer Stromtrasse nicht nur die niederfrequenten Expositionen bei der Überprüfung der Grenzwerte heranzuziehen sind, sondern auch die sich möglicherweise aus dem Umfeld ergebenden hochfrequenten Expositionen. Die gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte sind in jedem Fall einzuhalten, um dem Schutz des Menschen vor elektrischer, magnetischer und elektromagnetischer Strahlung Rechnung zu tragen.

Das BKG definiert zusammenhängende Siedlungskörper ab zehn Anwesen und erfasst diese als Siedlungsbereiche. Einzelne Anwesen bzw. Wohnbauflächen, z.B. bei Splittersiedlungen, außerhalb einer Ortslage werden ebenfalls im Umweltbericht unter dem Kriterium „Siedlung“ erfasst. Daher gilt selbstverständlich der Schutz und die Einhaltung der Grenzwerte gem. 26. BImSchV auch für einzelne Anwesen und wird bei der Planung berücksichtigt.

Mehrere Stellungnehmer fordern, dass im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung untersucht werden sollte, ob zwischen den beiden Übertragungsarten Wechsel- und Gleichstrom Wechselbeziehungen auftreten können, die zu besonderen Emissionen führen und eine zusätzliche Belastung für die Anwohner bedeuten. Es sei zudem unklar, inwieweit Bündelung bzw. der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstrom Elektrosmog hervorrufen oder verstärken kann. Des Weiteren sollte untersucht werden, inwieweit sich Feldkomponenten addieren bzw. verstärken und zu höheren Werten bei der elektrischen und besonders magnetischen Feldstärke führen.

Grundsätzlich müssen bei der Bündelung von HGÜ und HDÜ folgende Punkte beachtet werden:

- Die von kombinierten HGÜ- / HDÜ-Leitungen verursachten statischen und niederfrequenten elektrischen und magnetischen Felder überlagern sich in unmittelbarer Umgebung, jedoch können sie nur getrennt voneinander gemessen, berechnet und bewertet werden.
- Abhängig von der Anordnung der HGÜ- und HDÜ-Leitungen am Mast, entstehen unterschiedliche Wechselwirkungen, die u.a. die Abnahme bzw. Zunahme des elektrischen Feldes zur Folge haben können.
- Bei HGÜ-Anlagen nimmt z. B. der Neutralleiter wie eine Art „Staubsauger“ Ionen auf. HDÜ-Leiter können ebenfalls Ionen aufnehmen und sorgen dabei für eine Abnahme der elektrischen Feldstärke.
- Die Grenzwerte der statischen und niederfrequenten elektrischen und magnetischen Felder müssen auch bei gebündelten bzw. kombinierten HGÜ- / HDÜ-Leitungen strikt eingehalten werden.

Für die im geplanten Höchstspannungsnetz vorgesehenen Hybridleitungen, auf deren Masten Gleich- und Wechselspannungssysteme gemeinsam geführt werden sollen, ist anzumerken, dass auch unter Berücksichtigung der Mastkonfiguration festgestellt werden kann, dass die Größe der maximal auftretenden magnetischen Flussdichten im Variationsbereich der regional und in Wohnungen auftretenden Werte des Erdmagnetfeldes liegt.¹⁶

Darstellung von EM-Feldern in der SUP

Mehrere Stellungnehmer wiesen auf die Diskrepanz hin, dass der in der SUP angewandte Maßstab dazu führe, dass keine Aussage bezüglich möglicher Wirkungen von elektrischen und magnetischen Feldern getroffen werden könne. Es wird eine Flexibilisierung des Untersuchungsmaßstabes vorgeschlagen.

Die Bundesnetzagentur betrachtet in der Verfahrensstufe des Bundesbedarfsplans grundsätzlich keine Trassenkorridore bzw. Trassenverläufe. Dies geschieht erst auf den folgenden Planungsebenen (vgl. die Abschichtungsgedanken in § 14f Abs. 3 UVPG). Ansammlungen von Immissionsorten werden daher aufgrund ihrer räumlichen Größe durch das Kriterium Siedlungen eingestellt. In dem hier untersuchten Maßstab kann

¹⁶ SSK 2013: Biologische Effekte der Emissionen von Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ). Empfehlungen der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. Verabschiedet in der 263. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 12. September 2013, S. 12f.

somit kein Kriterium für die im Rahmen der Grenzwerte der 26. BImSchV angesprochenen verhältnismäßig „kleinräumig“ auftretenden elektrischen und magnetischen Felder dargestellt werden. Exemplarisch zeigt Abbildung 7 den typischen Verlauf der magnetischen Flussdichte bei Freileitungen und Erdkabeln.

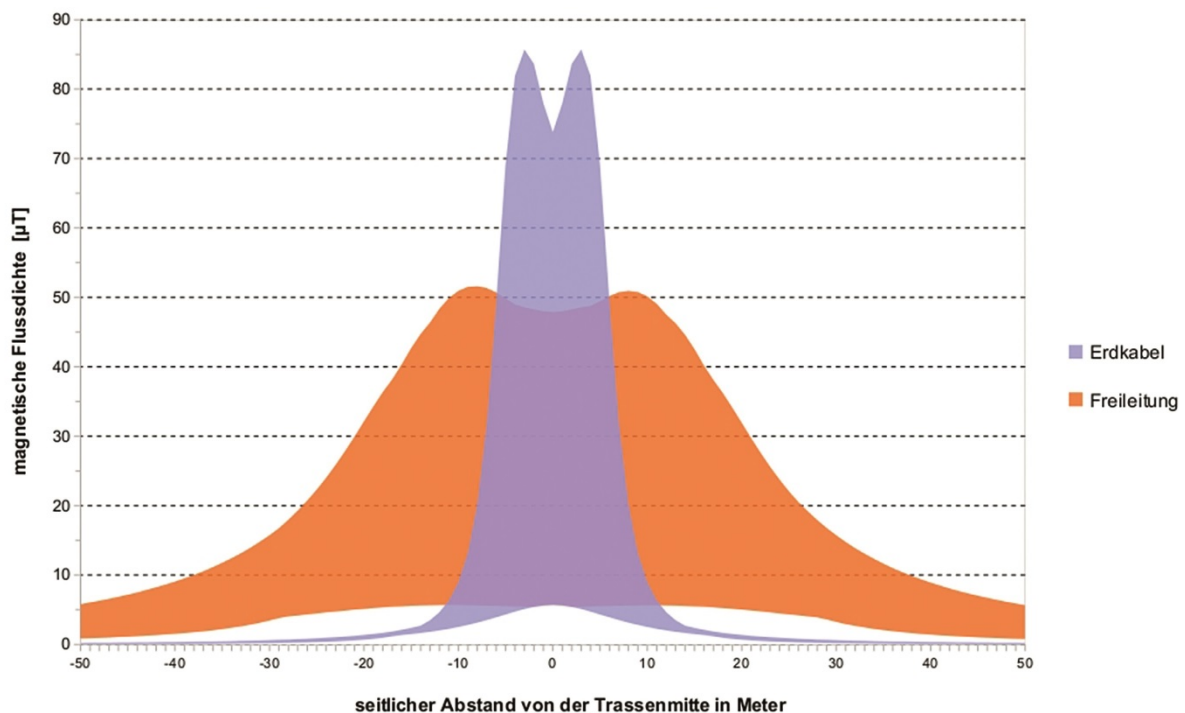


Abbildung 7: Verlauf der magnetischen Flussdichte bei Freileitungen und Erdkabeln.

Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz

Eine Flexibilisierung bzw. Veränderung des Untersuchungsmaßstabes ist auf dieser Verfahrensebene nicht angedacht, da Ziel und Zweck der SUP ist, die erheblichen Umweltauswirkungen der großräumigen Vorhaben bzw. Maßnahmen, auf einer relativ hohen Abstraktionsebene frühzeitig für die nachfolgenden Planungsstufen (Bundesfachplanung u. Planfeststellung) aufzuzeigen. Aussagen hinsichtlich der Auswirkungen von elektrischen und magnetischen Feldern auf einzelne Immissionsorte können daher frühestens im Stadium der Bundesfachplanung und in der anschließenden Planfeststellung anhand der vorliegenden Stromtrassenverläufe getroffen werden. Abbildung 8 veranschaulicht, wie sich die magnetische Flussdichte bei erdverlegten Hochspannungsleitungen verhält. Dabei wird deutlich, wie aus der vorangegangenen Abbildung, dass direkt oberhalb der verlegten Kabelbündel die höchsten Werte auftreten, diese jedoch relativ schnell mit seitlichem Abstand zur Trassenmitte abnehmen.

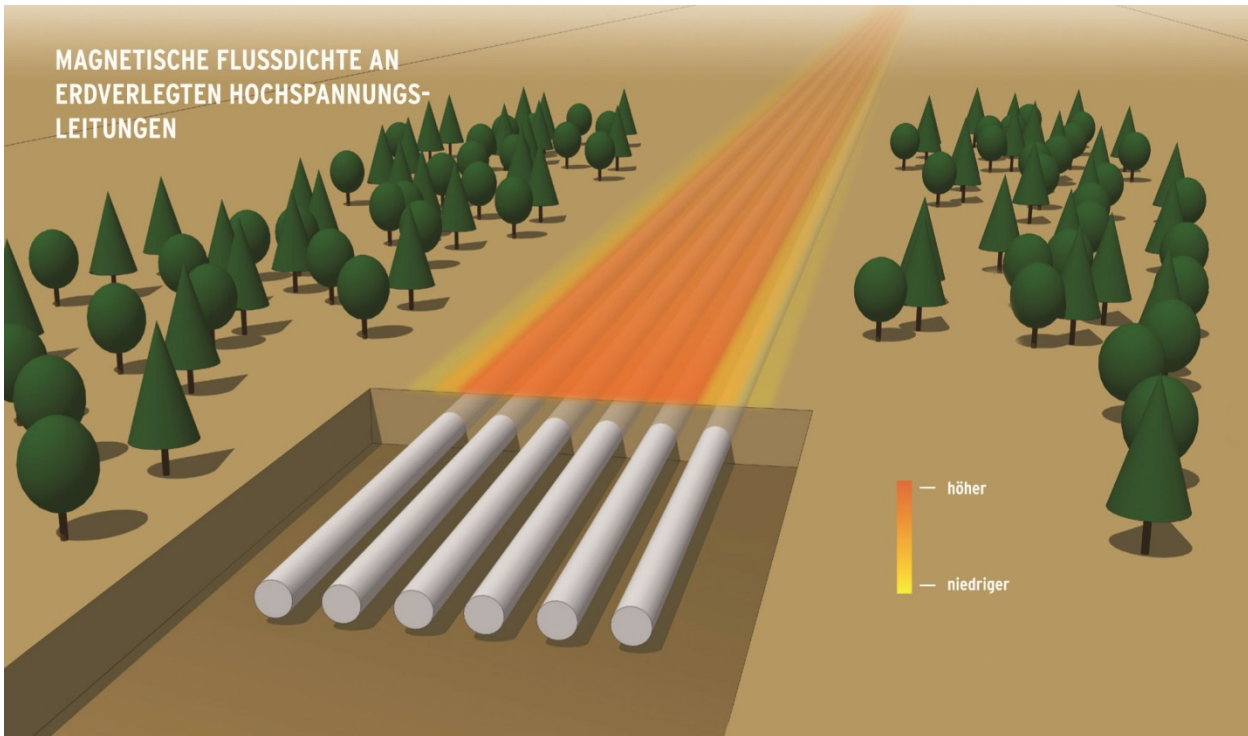


Abbildung 8: Magnetische Flussdichte an erdverlegten Hochspannungsleitungen.

Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz

0.4.6.2 Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt

Viele Stellungnahmen befassen sich mit den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt. Hier wurden neben Anmerkungen zu den in die Prüfung eingestellten Kriterien auch die Aufnahme neuer bzw. anderer Kriterien angeregt.

Natura 2000

Einige Stellungnahmen zum Umweltbericht thematisierten das Schutzgebietsnetzwerk Natura 2000 und brachten die Sorge möglicher Beeinträchtigungen des Netzwerkes als solches bzw. einzelner Schutzgebietsflächen zum Ausdruck. Außerdem seien die Ausführungen des Umweltberichts zur Natura 2000-Abschätzung zu ungenau.

Das Schutzgebietsnetzwerk Natura 2000 ist das Kernstück der europäischen Naturschutzpolitik. Es besteht aus Schutzgebieten von europäischer Bedeutung (FFH- und Vogelschutzgebieten), die nach den Richtlinien 92/43/EWG und 79/409/EWG geschützt sind. Die Bewahrung des europäischen Naturerbes ist ein wichtiges Anliegen, dem natürlich auch in der Planung und Realisierung der Stromnetze Rechnung getragen wird. Das Bundesnaturschutzgesetz schreibt vor dem Hintergrund europäischen Rechts die Prüfung von Projekten auf ihre Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen eines Natura 2000-Gebietes vor, wenn sie einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Projekten oder Plänen geeignet sind, das Gebiet erheblich zu beeinträchtigen. Unter anderem für Pläne, die bei behördlichen Entscheidungen zu beachten oder zu berücksichtigen sind, gelten diese Ausführungen entsprechend (§§ 34, 36 BNatSchG).

Ergibt diese für Projekte durchzuführende Verträglichkeitsprüfung, dass es zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Natura 2000-Gebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen kommen kann, sind diese unzulässig. Projekte können abweichend davon nur

dann zugelassen werden, wenn sie aus zwingenden Gründen des öffentlichen Interesses notwendig sind und zumutbare Alternativen nicht gegeben sind (§ 34 Abs. 2 und 3 BNatSchG).

Mit dem Bundesbedarfsplan werden Festlegungen getroffen, die sich bei der weiteren Konkretisierung im späteren Planungsverlauf potenziell auf FFH- und Vogelschutz-Gebiete auswirken können. Demzufolge erfasst der vorliegende Umweltbericht potenzielle Betroffenheiten von Natura 2000-Gebieten durch eine dem abstrakten Planungsstand angemessene erste Natura 2000-Abschätzung. An der Zielrichtung der jeweiligen Planungsebene ausgerichtet, prüft die Bundesnetzagentur an dieser Stelle, ob überhaupt und in welchem Umfang Natura 2000-Gebiete, die innerhalb der Teiluntersuchungsräume liegen, betroffen sein können. Im Rahmen der Natura 2000-Abschätzung wird das Ergebnis anhand von drei Kategorien dargestellt.

Auf der Grundlage der geprüften möglichen Auswirkungen der Vorhaben ergeben sich anhand dieser Kategorien erste Hinweise zum Umfang der potenziellen Beeinträchtigungen von Natura 2000-Gebieten. Im Bundesbedarfsplan werden allerdings noch keine konkreten Trassenverläufe oder Standorte für Nebenanlagen festgelegt. Vielmehr stellt die Bundesbedarfsplanung den energiewirtschaftlichen Bedarf fest. Auf den folgenden Planungsebenen werden für Trassenkorridore bzw. Trassenverläufe die potenziellen bzw. konkreten Umweltauswirkungen untersucht. Auf der Bedarfsplanebene bestehen lediglich relativ unspezifische Anknüpfungspunkte, um zu beurteilen, ob die Planung Natura 2000-Schutzgebiete tatsächlich erheblich beeinträchtigen könnte. Die Prüfung wird deshalb der räumlichen „Unschärfe“ bzw. dem Untersuchungsmaßstab der SUP angepasst. Im Sinne eines Frühwarnsystems werden bereits auf dieser Ebene die Vorhaben identifiziert, bei denen ein solches Beeinträchtigungsrisiko für Natura 2000-Gebiete zu erwarten ist. Der Schutzzweck und die Erhaltungsziele sowie die Umgebung der jeweiligen Gebiete können aufgrund der abstrakten Planungsebene allerdings nicht einbezogen werden. Die Abschätzung erstreckt sich zudem nur auf Natura 2000-Gebiete, die innerhalb der (Teil-)Untersuchungsräume liegen. Ob später tatsächlich erhebliche Beeinträchtigungen eines oder mehrerer Gebiete ausgelöst werden, bleibt aufgrund des der Prüfung zugrunde gelegten Maßstabs und der noch nicht abschätzbaren konkreten räumlichen Betroffenheit auf dieser Planungsebene zunächst offen. Die Natura 2000-Abschätzung auf Ebene des Bundesbedarfsplanes erfüllt eine Frühwarnfunktion und ersetzt nicht die FFH-Verträglichkeitsprüfungen auf den nachfolgenden Ebenen.

Vogelschutz

Zahlreiche Stellungnahmen – auch zu einzelnen Vorhaben – wiesen auf die mögliche Betroffenheit von Vögeln, insbesondere von Rast- und Zugvögeln, durch den Freileitungsbau, vereinzelt aber auch durch Erdverkabelung hin. Es wurden u. a. Vorkommen einzelner, teils bestandsgefährdeter oder störungsempfindlicher Arten, aber auch für die Vogelwelt wertvolle Lebensräume und Einstandsgebiete, Vogelzugkorridore, ausgewiesene Vogelschutzgebiete genannt, auf Wiederansiedlungsprogramme bestimmter Arten hingewiesen und Bedenken bezüglich der Sicherstellung des Vogelschutzes vorrangig mit Bezug auf den Freileitungsbau geäußert.

Der Schutz der Vögel als der vom Stromleitungsbau am stärksten betroffenen Tierartengruppe wird auf jeder Stufe des mehrstufigen Planungssystems (Bundesbedarfsplan, Bundesfachplanung, Planfeststellung) dem Maßstab der jeweiligen Planungsstufe entsprechend berücksichtigt. Im vorliegenden Umweltbericht erfolgt dies durch die Darstellung von EU-Vogelschutzgebieten, Ramsar- und IBA-Gebieten sowie der Einstufung dieser Gebiete anhand ihrer Empfindlichkeit gegenüber Freileitungen, Erdkabeln und Seekabeln. Unmittelbare Betroffenheit einzelner Schutzgebiete, Arten oder Populationen können auf dieser

Planungsebene nicht ermittelt werden, da weder die verwendete Technik noch konkrete Trassenkorridore bzw. Leitungsverläufe feststehen. Trotz der starken Betroffenheit der Avifauna ist es sachgerecht, den Vogelzug gleichfalls vorhabenbezogen auf den nachfolgenden Planungsebenen gezielt zu berücksichtigen.

Auf der nachfolgenden Ebene der Bundesfachplanung erfolgt die Ermittlung raum- und umweltverträglicher Trassenkorridore für Höchstspannungsleitungen. In diese Ermittlung können, neben der bereits beim vorliegenden Umweltbericht berücksichtigten Gebietskulisse, detaillierte Kenntnisse über die spezifischen Schutzziele der Schutzgebiete, bedeutsame Brut- und Rastgebiete, bedeutende Vogelzugbahnen und Flugkorridore sowie Vorkommen streng geschützter Arten einfließen. Falls erforderlich, kann bereits auf dieser Ebene anhand von Geländekartierungen das Vorkommen streng geschützter Arten sowie sonstiger tierökologischer Belange überprüft werden. Zudem können alternative Trassenkorridore ermittelt werden, um frühzeitig sicherzustellen, dass durch die abschließende Trassenfindung auf der Ebene der Planfeststellung nicht gegen die Gebote des Artenschutzes oder des Natura 2000-Gebietsschutzes verstoßen wird.

In die Ermittlung der konkreten Leitungstrasse auf der Ebene der Planfeststellung fließen weitere detaillierte Kenntnisse ein. Dabei sind regelmäßig Feldkartierungen der vorhandenen Lebensräume und des Artenspektrums bis hin zu einzelnen Individuen streng geschützter Arten durchzuführen. Weiterhin werden konkrete Maßnahmen zur Vermeidung, Minderung bzw. Kompensation von Beeinträchtigungen festgelegt. Diese können z. B. den Verlauf der Trasse, die gewählte Technik, technische Details (z.B.: Verwendung von Einebenenmasten), Schutzmaßnahmen (z.B.: Vogelmarker an Freileitungen) oder die Aufwertung und Überwachung bestehender Lebensräume umfassen. Im Rahmen der Bundesfachplanung und der Planfeststellung werden erneut Beteiligungen der Behörden und der Öffentlichkeit erfolgen. Eingehende Anregungen und Hinweise insbesondere zum Vogelschutz werden hier berücksichtigt. Auf dieser Grundlage kann den Belangen des Vogelschutzes im Planungsprozess angemessen Rechnung getragen werden.

Artenschutz

Einige Konsultationsteilnehmer stellten fest, dass im Umweltbericht eine Betrachtung des allgemeinen Artenschutzes und der gesetzlich geschützten Arten nicht vorgenommen worden sei. Dies betreffe insbesondere Vögel, die durch Kollisionen einem direkten Tötungsrisiko durch Freileitungen unterlägen. Es müsse formuliert werden, dass Artenschutzbelange auf allen folgenden Planungsstufen eine hohe Priorität bekämen.

Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass geschützte Arten und insbesondere Vögel erheblichen Beeinträchtigungen durch den Netzausbau unterliegen können. Der Artenschutz kann jedoch auf dieser Ebene nicht direkt betrachtet werden, weil eine adäquate Berücksichtigung eine genaue Kenntnis des Plangebietes, der vorgesehenen Technik und der darin vorkommenden Arten sowie ihrer Lebensräume voraussetzt. Der Bundesbedarfsplan trifft jedoch keine raumkonkreten Festlegungen, sondern legt lediglich die Anfangs- und Endpunkte derjenigen Vorhaben mit einer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und einem vordringlichen Bedarf fest. Die Technik wird nicht festgelegt. In den Bundesländern gesammelte Daten können auf den nachfolgenden Planungsebenen berücksichtigt werden. Einstell- und bewertbar sind bei einer derart abstrakten Planung lediglich abstrahierte Datenzusammenstellungen, die auf Lebensräumen, nicht aber auf Arten basieren. Eine derartige Datenaggregation, die auf selektiven Biotopkartierungen basiert und Aussagen zu räumlich-funktionalen Beziehungen auf Landschaftsebene trifft, stellen die Lebensraumnetze dar. Sie werden daher u.a. zur Berücksichtigung der Aspekte von Arten- und Biotopschutz in die SUP

eingestellt. Insofern wird der Artenschutz auf dieser Ebene nicht direkt als Kriterium, sondern indirekt über die Lebensraumnetze berücksichtigt. Der besondere Artenschutz gemäß §§ 44 f. BNatSchG wird auf den nachfolgenden Planungsebenen berücksichtigt.

0.4.6.3 Boden

Schutzwürdige Böden

Im Rahmen der Beteiligung wurde gefordert, besonders schutzwürdige Böden wie z. B. Böden mit besonderen Standorteigenschaften oder Böden mit hoher natürlicher Fruchtbarkeit sowie Böden mit hoher Archivfunktion (wie z.B. Böden mit kultur- oder naturgeschichtlicher Bedeutung) oder generell naturnahe Böden mit geringer anthropogener Überformung als Bewertungskriterium in den überarbeiteten Umweltbericht aufzunehmen. Hinsichtlich der Bodenfruchtbarkeit wurden zudem funktionsbezogene Bewertungen mittels gesonderter Bodenwertverfahren vorgeschlagen.

Auf den nachfolgenden Planungsebenen wird das Schutzgut Boden in einem größeren Untersuchungsmaßstab und mit einer größeren Detailschärfe untersucht. So können dann bspw. bestimmte Bodentypen, besonders schutzwürdige Böden oder solche mit besonderer Bedeutung hinsichtlich Naturnähe, Seltenheit oder Empfindlichkeit genauer untersucht werden. Außerdem können Vermeidungsmaßnahmen (z.B. Unterdükerung oder Überspannung) im Einzelfall ggf. zu einer Minderung der Umweltauswirkungen führen.

Für die Bodenfruchtbarkeit als Kriterium gibt es keine einheitliche Methode zur Umsetzung. Es gibt zwar verschiedene Parameter und entsprechende Methoden, die die natürliche Bodenfruchtbarkeit bemessen, deren Daten liegen aber nicht bundesweit und vor allem nicht bundeseinheitlich vor. Darüber hinaus berücksichtigen Bodenwertverfahren nicht zwangsläufig alle für die natürliche Bodenfruchtbarkeit notwendigen Parameter. Zudem ist es schwierig, bundesweit Grenzwerte festzulegen ohne Gebiete zu benachteiligen, die unterhalb dieses Grenzwertes liegen. Die Bodenfruchtbarkeit wird folglich erst auf nachfolgenden Planungsebenen Gegenstand der Untersuchung werden.

0.4.6.4 Wasser

Wasserschutzgebiete

Von mehreren Konsultationsteilnehmern wurde erneut die Höherstufung der Empfindlichkeit von Wasserschutzgebieten der Zonen I-III für Freileitungen gefordert. Begründet wird diese Forderung u.a. damit, dass in Kapitel 6.1.4 Risiken – hervorgerufen durch menschliche Tätigkeiten in Wasserschutzgebieten – aufgeführt werden, die als zwingende Konsequenz nach sich zögen, Wasserschutzgebiete der Zone I-II in die Empfindlichkeitskategorie „hoch“ bzw. die Zone III in „mittel“ oder auch „hoch“ einzustufen.

Hierzu wird festgestellt, dass durchaus Risiken durch menschliche Handlungen in Wasserschutzgebieten bestehen, diese allerdings durch Minderungsmaßnahmen stark reduziert werden können. Deshalb erscheint es als unverhältnismäßig, Wasserschutzgebiete der Zonen I und II hinsichtlich des Freileitungsbaus generell in die Empfindlichkeitskategorie „hoch“ sowie die Zone III in die Empfindlichkeitskategorie „mittel“ oder gar „hoch“ einzugruppieren. Vielmehr gelten in jedem Wasserschutzgebiet eigene Wasserschutzgebietsverordnungen, die durch Ge- und Verbote zum Schutz des jeweiligen Gebiets beitragen. Eine Prüfung von potentiell betroffenen Wasserschutzgebieten, einschließlich der dafür geltenden rechtlichen Vorgaben, erfolgt auf den nachfolgenden Planungsebenen (Bundesfachplanungs- und

Planfeststellungsebene). Erst dann kann für den Einzelfall beurteilt werden, ob ein Mastbau in einem Wasserschutzgebiet notwendig und vertretbar ist, oder nicht. Ferner ist zu beachten, dass Wasserschutzgebiete aufgrund ihrer eher kleinräumigen Ausdehnung sowie der Anordnung im Raum auf den späteren Planungsstufen vergleichsweise leicht umgangen bzw. überspannt werden können. Folglich würde in solchen Fällen keine Einwirkung mehr auf das Gebiet bestehen.

Frühzeitige Betrachtung geologisch sensibler Bereiche

Einige Stellungnehmer fordern, bereits auf Bundesbedarfsplanebene geologisch sensible Bereiche – insbesondere Karstlandschaften – in die Betrachtungen mit einzubeziehen, da in diesen Gebieten durch den Leitungsbau erhebliche Risiken für Trinkwassereinzugsgebiete entstehen können. In diesem Zusammenhang wird auch gefordert, aufgrund der erhöhten Risiken für das Trinkwasser Wasserschutzgebiete der Zone I und II mit der Empfindlichkeitseinstufung „hoch“ zu versehen.

Hierzu wird von der Bundesnetzagentur ausgeführt, dass diesen Forderungen auf der Bundesbedarfsplanebene nicht nachgekommen werden kann, da die Anwendung des groben Maßstabes der Bundesbedarfsplanebene (1:250.000) eine Berücksichtigung solcher besonderen geologischen Gegebenheiten nicht zulässt. Erst auf den nachfolgenden Planungsebenen der Bundesfachplanung als auch Planfeststellung können Einzelfallbetrachtungen und detaillierte gebietsbezogene Untersuchungen vorgenommen und ggf. notwendige Maßnahmen in den betroffenen Gebieten eingeleitet werden, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, zu verringern und auszugleichen. Aus diesen Gründen wird auch die damit zusammenhängende Forderung nach einer Hochstufung der Wasserschutzgebiete der Zone I und II abgelehnt.

0.4.6.5 Klima/Luft

Einige Stellungnehmer fordern eine ganzheitlichere Betrachtung der Aspekte des Klimaschutzes. So wurde im Hinblick auf den Netzausbau mehrfach die Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung gefordert, da eine höhere Auslastung fossiler Kraftwerke diesen Zielen widerspräche.

Die Verteilung und der Anteil auf die Stromerzeugungstechniken wie Braunkohle, Gas oder Windenergie ist Gegenstand der Entscheidung des Szenariorahmens. Die Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP Strom und O-NEP, der jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt wird, erfolgte für den NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 am 30.08.2013, so dass beispielsweise das durch Kabinettsbeschluss vom 03.12.2014 verabschiedete Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 nicht berücksichtigt werden konnte, sondern erst in den Szenariorahmen zum NEP Strom 2025 und O-NEP 2025 eingeflossen ist. Mit dem Eckpunktepapier zur Energiewende der drei Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01.07.2015¹⁷ bekennt sich die Bundesregierung erneut zu den nationalen und europäischen Klimaschutzzielen. Der im laufenden Prozess vorgestellte NEP Strom und O-NEP wurde erstellt, während durch den Gesetzgeber im Zuge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zeitgleich grundlegende energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen neu bestimmt wurden. Dem wurde im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 bereits zum Teil durch das Szenario B 2024* und seitens der Bundesnetzagentur durch eine gutachterlich unterstützte Marktmodellierung Rechnung getragen.

¹⁷ Internetseite Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)

0.4.6.6 Landschaft

Zahlreiche Stellungnahmen thematisierten das Schutzgut Landschaft. Vor allem wurde hier den befürchteten Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und der Erholungsmöglichkeiten Ausdruck gegeben. Im Fokus stehen dabei die Auswirkungen von Freileitungen. Häufig beziehen sich die Argumente auf konkrete Regionen oder eine bestimmte Maßnahme wie das Vorhaben des Suedlink oder die Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen (sog. Gleichstrompassage Süd-Ost). Dabei wird auch gefordert, bestehende Vorbelastungen durch z. B. Freileitungen oder andere Infrastrukturen wie Autobahnen bei der Planung zu berücksichtigen. Weitere Konsultationsteilnehmer übten Kritik an der Empfindlichkeitseinstufung von Kriterien und fordern eine Höherstufung, hier vor allem für Landschaftsschutzgebiete und Naturparke, um auch der Frühwarnfunktion der SUP zu genügen. Dies wird sowohl für Freileitungen als auch für Erdkabel gefordert, da beide gravierende Eingriffe verursachen würden.

Die Auswirkungen auf die Landschaft und damit auf das Landschaftsbild werden, beginnend mit der SUP zum Bundesbedarfsplan, in immer tieferer Detailschärfe in den weiteren Verfahren untersucht. Das Schutzgut Landschaft ist dabei eines von mehreren gleichrangig zu betrachtenden Schutzgütern in einer SUP.

Auf der Ebene der Bedarfsfeststellung kann vor allem die Schutzgebetskaskade des BNatSchG erste Hinweise auf eine möglicherweise auch visuelle Verletzlichkeit einzelner Landschaften geben. Viele Schutzgebiete dienen neben ökologischen Zielen auch dem ästhetischen Werterhalt der Landschaft sowie der landschaftsgebundenen Erholung des Menschen. Entsprechend wurden v.a. einige Schutzgebetskategorien für das Schutzgut Landschaft ausgewählt und in der SUP überprüft. So wird die Kulturlandschaft beispielsweise über die Schutzgebetsausweisungen der Landschaftsschutzgebiete oder der Nationalparke berücksichtigt. Zusätzlich werden auch die UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“ betrachtet.

Die Einstufung der Kriterien, auch von Landschaftsschutzgebieten, Naturparks und Biosphärenreservaten in die Empfindlichkeitskategorien erfolgt anhand der beiden Aspekte „Stellung im nationalen Ziel- bzw. Rechtssystem“ und „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ (siehe Kapitel 3.5.4). Eine sachgerechte Einschätzung der „Beeinflussung durch die Wirkfaktoren“ kann allerdings beim Schutzgut Landschaft – noch mehr als bei anderen Schutzgütern – nur in Kenntnis von Biotoptypen, Topografie und des Raumes selbst sowie des Vorhabens (z.B. Ausbauform, Masthöhe etc.) erfolgen. und auch dann i.d.R. nur einzelfallbezogen. Auf der Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans können diese Aspekte zur Beeinflussung der Landschaft wegen des o.g. fehlenden Raumbezugs und des Planungsmaßstabes nicht betrachtet werden. Insofern trägt die Empfindlichkeitseinschätzung der schwierigen Beurteilbarkeit von Landschaft auf dieser Planungsebene Rechnung. Durch die Einstufung von Kriterien in die mittlere Empfindlichkeitskategorie wird der Frühwarnfunktion im Rahmen der SUP Rechnung getragen, da für Kriterien dieser Einstufung gilt, dass erhebliche negative Umweltauswirkungen möglich sind (siehe Kapitel 3.5.4).

Die Auswirkungen auf die Landschaft und das Landschaftsbild können in folgenden Planungsebenen in immer tieferer Detailschärfe und zunehmend raumbezogen untersucht werden. Dort kann auch eine abweichende Einschätzung der Empfindlichkeit getroffen werden.

Da der Raumbezug auf den späteren Planungsstufen konkreter ist, können dort auch Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft besser betrachtet werden. Vorbelastungen der jeweiligen Landschaften werden ermittelt. Außerdem wird geprüft, ob die Umgehung von empfindlichen Landschaftsräumen und eine

landschaftsgerechte Trassenwahl möglich und vernünftig sind oder dies zu weiteren Belastungen führt. Auch die Beurteilung, ob sich eine Bündelung mit anderen Leitungen oder Infrastruktureinrichtungen positiv oder negativ darstellt, kann auf diesen Planungsebenen erfolgen.

Ebenso werden auf den späteren Planungsstufen Maßnahmen zur Minderung und Vermeidung betrachtet. Die Festlegung konkreter Trassenverläufe und damit eine mögliche Optimierung durch die Wahl der Trassenverläufe oder landschaftsangepasster Mastformen ist ebenfalls Teil der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsschritte.

0.4.6.7 Kultur- und Sachgüter

Ein großer Teil der im Zuge der Konsultation des Umweltberichts eingegangenen Stellungnahmen trug Argumente zum Einfluss von Übertragungstechnologien auf die Sichtbeziehung zu Denkmälern und zur Aufnahme weiterer Kriterien in die Umweltprüfung vor. Allgemein wird von den meisten Stellungnehmern ein schonender Umgang mit Denkmälern gefordert.

Einfluss von Erdkabeln auf Denkmale

Ein Stellungnehmer äußert sich gegen die im Umweltbericht beschriebene Zerstörung und den Verlust von Boden-, Kultur- und Baudenkmalern durch Erdverkabelung. Die Darstellungen seien zu relativieren und die Auswirkungen im Einzelfall zu prüfen. Des Weiteren regt der Stellungnehmer an, die Tabelle zu Wirkfaktoren und Wirkungspfade (Tabelle 14) von Freileitungen und Erdkabeln im direkten Vergleich um die Auswirkungen auf Bodendenkmale bei der Querung von Kleingewässern und beim Bodenaushub bei den Freileitungen als auch bei den Erdkabeln zu ergänzen.

Die Stellungnahme bezieht sich auf die in Kapitel 4 des Umweltberichts dargestellten möglichen Umweltauswirkungen auf Kultur- und Sachgüter. Prinzipiell können durch Arbeiten an Höchstspannungsleitungen (also an Freileitungen und Erdkabeln) Boden-, Kultur- und Baudenkmalern sowie archäologische Fundstellen gefährdet sein. Solche Verluste sind unwiederbringlich. Die Bauarbeiten umfassen u.a. Aushub und Umlagerung von Boden, Baugrubenwasserhaltung und Drainagen. Aus den vorliegenden Kenntnissen besteht bei einer Erdverkabelung ein wesentlich größeres Risiko für die Zerstörung und den Verlust von Boden-, Kultur- und Baudenkmalern. Dies ist einerseits auf die linienhafte Form der Baustellen, andererseits auf die wesentlich umfangreicheren Tiefbaumaßnahmen als bei Freileitungen zurück zu führen. In den nachfolgenden Planungsebenen kann sich im konkreten Einzelfall eine andere Einschätzung ergeben.

Dem Wunsch des Stellungnehmers, die Einstufung der Auswirkungen bei der Querung von Kleingewässern und beim Bodenaushub zu ändern, kann nicht entsprochen werden, da sich aus der vorliegenden Analyse der Wirkfaktoren keine höhere Beeinträchtigung ergibt.

Erhalt des Welterbestatus

Einige Stellungnehmer befürchten die Aberkennung des Welterbestatus von UNESCO-Welterbestätten wie z.B. des Obergermanisch-raetischen Limes, des Bergparks Wilhelmshöhe oder der Hansestadt Lübeck, sollten Ausbauprojekte in der Nähe von Welterbestätten die Sichtbeziehungen beeinflussen. Sie sehen das Welterbe als grundsätzliches Ausschlusskriterium. Ein weiterer Stellungnehmer kritisiert, dass UNESCO-Welterbestätten in der Umweltprüfung als „nur punktuell wirksam“ eingestuft würden. Die räumlichen Auswirkungen von Wirkfaktoren auf die Einstufung der Empfindlichkeit seien nicht hinreichend reflektiert.

Zu den UNESCO-Welterbestätten zählen Kultur- und Naturerbe sowie jene mit dem Zusatz "Kulturlandschaft". Die beiden letztgenannten sind flächenhaft ausgebildet und werden bereits bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie Landschaft betrachtet. Aus diesem Grund werden nur die Kulturerbestätten unter die Schutzgüter Kultur- und Sachgüter zusammengefasst, die punktuell ausgeprägt sind. Die Empfindlichkeit von UNESCO-Welterbestätten gegenüber dem Freileitungsbau wird mit „hoch“ bewertet.

Durch die Anlage von Übertragungstechnologien kann es in der Nähe von Kulturgütern zu visuellen Beeinträchtigungen kommen. Der visuelle Wirkraum hängt von der Höhe der Anlage und der Umgebung ab. Dies kann ein Kulturdenkmal in seiner Raumwirkung, v.a. im Nahbereich, beeinflussen. Durch eine baubegleitende Untersuchung, beispielweise eine archäologische Baubegleitung, lässt sich eine bodendenkmalpflegerische Betroffenheit feststellen. Um visuelle Beeinträchtigungen von Kultur- und Sachgütern zu vermeiden oder zu vermindern, sollten visuell sensible Bereiche nach Möglichkeit bereits frühzeitig in der Planung ausgeschlossen werden. Eine Einführung eines Puffers um Kultur- und Sachgüter, um eine visuelle Beeinträchtigung auszuschließen, erscheint im Rahmen der SUP aufgrund des angewendeten Maßstabs nicht sachgerecht und wird auf der Ebene der Bundesbedarfsplanung nicht weiter betrachtet.

Aufnahme weiterer Kriterien

Mehrere Stellungnehmer betonten, dass das Schutzgut Kultur- und Sachgüter auch die Tentativliste für UNESCO-Welterbestätten als weiteres Kriterium umfassen müsse, da sich ihre Aufnahmechancen in die Welterbestätten sonst verringere. Zum Beispiel wiesen mehrere Stellungnehmer darauf hin, dass sich „Der Naumburger Dom und die hochmittelalterliche Herrschaftslandschaft an Saale und Unstrut“ einschließlich der umliegenden Bereiche im derzeit laufenden UNESCO-Welterbe-Antragsverfahren befinden. Bei der Trassenfindung müsse unbedingt die Vorschlagsliste für zukünftige Nominierungen Deutschlands zur Aufnahme in die UNESCO-Liste des Kultur- und Naturerbes der Welt berücksichtigt werden.

Ein Stellungnehmer trug vor, dass Kulturerbestätten mit nationaler Bedeutung als Kriterium in die Umweltprüfung aufzunehmen und mit der Empfindlichkeitskategorie „hoch“ einzustufen seien. Die Forderung nach Aufnahme von Bau- und Bodendenkmälern als Kriterium von Kultur- und Sachgütern wurde sehr häufig gestellt.

Zu den vorgetragenen Äußerungen ist zu erläutern, dass in der vorliegenden SUP lediglich bereits ernannte UNESCO-Welterbestätten als Kriterium eingestellt werden. Diejenigen Kulturgüter, die auf der Tentativliste stehen bzw. für diese vorgeschlagen sind, fallen nicht unter das Kriterium der UNESCO-Welterbestätten.

Die Tentativliste ist eine Vorschlagsliste für zukünftige Nominierungen Deutschlands zur Aufnahme in die UNESCO-Liste des Kultur- und Naturerbes der Welt. Die aktuelle Tentativliste wurde mit Beschluss der Kultusministerkonferenz vom 12.06.2014 verabschiedet. Die Aufnahme einzelner Stätten wurde zudem vom UNESCO-Welterbekomitee zurückgewiesen (z.B. Heidelberg). Es ist daher nicht absehbar, ob die in der Tentativliste genannten Stätten als UNESCO-Welterbe ausgewiesen werden und wann dies geschieht.

Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten werden Stätten der Tentativliste nicht auf Ebene des Bundesbedarfsplans als Kriterium in die Strategische Umweltprüfung eingestellt. Gleiches gilt auch für die in Aufstellung befindlichen Schutzgebiete. Auf den folgenden Planungsebenen können die

Realisierungschancen besser abgeschätzt werden, so dass dann einzelfallbezogen ggf. eine Berücksichtigung erfolgen kann.

Ebenso können auch die zahlreichen Vorschläge andere Kultur-, Bau- und Bodendenkmäler als Kriterium in das Schutzgut aufzunehmen, die keine UNESCO-Welterbestätten sind sowie die Auswirkungen der Übertragungstechnologien auf diese Denkmäler nicht auf dieser Planungsebene berücksichtigt werden.

Der Grund, warum keine weiteren Kriterien im Schutzgut Kultur- und Sachgüter gebildet wurden, unter die auch die von den Konsultationsteilnehmern vorgeschlagenen Kultur-, Bau- und Bodendenkmäler fallen könnten, hängt vor allem mit der im Umweltbericht angewendeten Maßstabebene zusammen, da kleinflächige und punkthafte Denkmäler auf dieser Planungsebene nicht adäquat abbildbar sind. Sie können in nachgeordneten Planungsebenen durchaus Realisierungshindernisse darstellen. Daher werden diese auch in den folgenden Verfahrensstufen schwerpunktmäßig geprüft. Des Weiteren handelt es sich um Bereiche, für die entweder gar keine oder bundesweit nicht vergleichbare räumliche Daten vorliegen. Solche Kriterien können in nachgeordneten Planungsebenen besser betrachtet werden, weil in den nachgeordneten Planungsstufen bei den Korridor- bzw. Trassenplanungen detailschärfer geprüft wird.

0.4.7 Maßnahmen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, verringern und auszugleichen

Ein Stellungnehmer fordert schon in der SUP zum Bundesbedarfsplan klare Maßnahmen zu benennen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, zu verringern und auszugleichen.

Der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan muss gemäß § 14g Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 UVPG Maßnahmen darstellen, die geplant sind, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen aufgrund der Durchführung des Bundesbedarfsplans zu verhindern, zu verringern und soweit wie möglich auszugleichen. Aussagen darüber, wie genau diese Maßnahmen umgesetzt werden, sind erst auf den nachfolgenden Planungsebenen zu treffen, da Umweltauswirkungen bei Korridor- bzw. Trassenplanungen detailschärfer geprüft werden. Es erscheint deswegen sachgerecht, die möglichen Maßnahmen auf der Ebene des Bundesbedarfsplans nicht im Detail zu beschreiben.

0.4.8 Alternativenprüfung

Zum Thema Alternativenprüfung wurden im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung mehrere Aspekte vorgebracht. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass nur wenige Stellungnahmen diesen Aspekt aufgreifen.

Überwiegend wurde die vorgenommene Prüfung von Alternativen auf der zugrundeliegenden Ebene der Bedarfsfeststellung als grundsätzlich positiv erachtet. Insbesondere werde die Alternativenprüfung der Frühwarnfunktion der SUP für die späteren Planungsstufen gerecht. Zum Teil wurde darum gebeten, die Alternativenprüfung insb. quantitativ auszuweiten.

In dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ ist verankert, dass die „Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen“¹⁸ und insbesondere die Darlegung von Alternativen zu konkreten Anfangs- und Endpunkten Bestandteil des NEP werden. Die Bundesnetzagentur erwartet durch die

¹⁸ Bundestagsdrucksache 18/4655

Gesetzesnovelle eine Verbesserung der Alternativenprüfung. Ihr ist weiterhin daran gelegen, die Methodik entsprechend weiter zu entwickeln. Insofern wird sie auch weiterhin einen regen und offenen Dialog mit den Fachbehörden und Umweltverbänden pflegen.

Einige Stellungnahmen fordern eine noch weitergehende, nicht ausschließlich auf Umweltaspekte bezogene Prüfung, da diese zu kurz greife. Die Auswahl der vernünftigen Alternativen wird hiermit angesprochen und indirekt die stärkere Erstellung eigener Alternativen gefordert. Hierbei zielen die Forderungen sowohl auf konkrete Projekte, als auch auf die vermeintliche Reduzierung des Netzausbaus durch alternative Lösungsmöglichkeiten insgesamt ab.

Die Bundesnetzagentur hat eine umfangreiche Alternativenprüfung vorgenommen. Diese Prüfung hat in dem gesetzlich vorgegebenen Rahmen zu erfolgen. Die SUP bezieht sich grundsätzlich – auch hinsichtlich der Prüfung von Alternativen – auf die voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen auf die Schutzgüter des UVPG, also ausschließlich auf umweltfachliche Aspekte. Lediglich bei der Auswahl der vernünftigen Alternativen sind auch andere Aspekte zu berücksichtigen (näher hierzu unter Kapitel 8.1). Die Prüfung der Alternativen als solche und der Vergleich sind gleichwohl ausschließlich auf umweltfachliche Aspekte beschränkt. Welche Alternative aufgrund der SUP und der hinzukommenden anderen Aspekte wie technische Umsetzbarkeit, Kosten etc. insgesamt vorzugswürdig ist, ist nicht Gegenstand der SUP. Die grundsätzlichen Annahmen, die den Netzberechnungen zugrunde gelegt werden, d.h. Annahmen zur Erzeugungsstruktur, Verbrauch etc. werden teilweise bereits im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens zu den jeweiligen Netzentwicklungsplänen konsultiert, genehmigt und somit quasi „vor die Klammer gezogen“. Die Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 erfolgte am 30.08.2013.

Gesamtplanalternativen

Mehrere Stellungnehmer bewerten es positiv, dass die Szenarien als Gesamtplanalternativen überprüft wurden. Auch die Begründung, warum die Sensitivitäten nicht als Alternativen geprüft wurden, sei überwiegend nachvollziehbar. Auch der direkte Vergleich des Netzausbaubedarfs der zwei Szenarien A und B 2024 wurde im Rahmen der Konsultation als sehr positiv gewürdigt.

Im Rahmen der Konsultation wird gefordert, als vernünftige Alternative u.a. eine dezentralere und regionalere Stromerzeugung zu untersuchen. Ebenfalls sei eine höhere Stromeinsparung, eine Erhöhung des Anteils des erzeugten Stroms aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Deckung des Strombedarfs Bayerns beispielsweise stärker durch Importe aus Österreich zu prüfen. Die Bundesnetzagentur erachtet die vorgetragenen Inhalte überwiegend als im Rahmen der SUP zum Bundesbedarfsplan nicht abbildbar, da die Grundlage und somit Prüfgegenstand der SUP der zweite Entwurf des NEP Strom 2024 darstellt. Die Verteilung und der Anteil an den Stromerzeugungstechniken wie Braunkohle, Gas oder Windenergie ist bspw. Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens, der jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt wird. Ebenso die weiteren oben aufgeführten Punkte wie die Berücksichtigung von dezentralen Erzeugungsstrukturen, Speichern oder ähnlichem werden allesamt im Szenariorahmen behandelt und festgelegt. Den aus der Genehmigung des Szenariorahmens resultierenden Ausbaubedarf hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung der unterschiedlichen Szenarien betrachtet. Sollten sich an energiepolitischen Entscheidungen auf Bundesebene weitreichende Änderungen ergeben, müssten diese zunächst über den jeweiligen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan in die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber einfließen. Zudem werden Elemente, wie die Spitzenkappung von Windenergieanlagen an Land, die ebenfalls im Rahmen der Konsultation gefordert

wurde, bereits im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prüfung der Netzentwicklungspläne durch die Bundesnetzagentur berücksichtigt.

Entgegen der Forderung im Rahmen der Konsultation können die vorgelegten Sensitivitätsberechnungen vom Frühjahr 2014 weiterhin nicht als vernünftige Alternative bewertet und in die Gesamtplanalternative aufgenommen werden. Die Sensitivitäten werden in einem eigenen Kapitel betrachtet (Kapitel 9). Hier hat die Bundesnetzagentur weitere Erläuterungen in den Umweltbericht aufgenommen. Dass die Sensitivitäten nicht als Gesamtplanalternative gewertet wurden, bedeutet jedoch nicht, dass die dort betrachteten Elemente (Reduzierung der Offshore-Leistung und Kappung von Einspeisespitzen) für den Netzausbau zukünftig keine Rolle spielen. Bereits in die Bestätigung des NEP Strom 2024 auf Grundlage des Zielnetzes des Szenarios B 2024 sind Einflüsse beider Sensitivitätsberechnungen eingeflossen.

Vorhabenbezogene Alternativen

Viele Stellungnehmer begrüßten, dass die Bundesnetzagentur auch Alternativen zu einzelnen Netzverknüpfungspunkten überprüft hat. Einige Stellungnahmen bemängelten jedoch, dass nicht zu jeder Maßnahme eine Alternative geprüft worden sei. Die vorhabenbezogene Alternativenprüfung sei nicht ausreichend und müsse künftig ausgeweitet werden.

Die Bundesnetzagentur hat alle anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 dargelegt sind, daraufhin überprüft, ob es sich um vernünftige Alternativen im Sinne des UVPG handelt (siehe Kapitel 8). Nach dieser eingehenden Prüfung haben sich die im Umweltbericht dargestellten 15 vorhabenbezogenen Alternativen ergeben, die auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen überprüft wurden. Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus die Übertragungsnetzbetreiber bereits aufgefordert, die Prüfung der anderweitigen Planungsmöglichkeiten auszudehnen und diese im NEP Strom 2025 und O-NEP 2025 zu dokumentieren.

Alternativenprüfungen auf nachfolgenden Planungsebenen

Häufig wurde gefordert auch alternative Trassenverläufe zu prüfen. Hierzu erreichten die Bundesnetzagentur zudem konkrete Vorschläge. Über die Festlegung von Trassenkorridoren sowie anschließend die Bestimmung des konkreten Trassenverlaufs (einschließlich Maststandorte, Zufahrtswege, Nebenanlagen) wird jedoch erst auf den nachfolgenden Planungsstufen, der Bundesfachplanung bzw. in Raumordnungsverfahren sowie der Planfeststellung entschieden. Dort findet eine Alternativenprüfung zu Trassenkorridoren, zu konkreten Trassenverläufen, Maststandorten usw. statt. Eine weitere Strategische Umweltprüfung auf der Ebene der Bundesfachplanung sowie eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Planfeststellungsverfahren begleiten die jeweiligen Prozesse und stellen sicher, dass die Umweltbelange detailliert und intensiv geprüft werden.

0.5 Schutzgutübergreifende Aspekte

Im Rahmen der Beteiligung wurden Vorschläge für weitere Kriterien (siehe nachfolgende Zusammenfassung) herangetragen. Diese bezogen sich weitgehend auf mehrere Schutzgüter.

Wälder

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, Wald als neues Kriterium beim Schutzgut Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt aufzunehmen, da Wälder nicht vollständig durch andere Schutzkategorien wie FFH-Gebiete, Nationalparke oder Biosphärenreservate erfasst würden. Die Bundesnetzagentur erkennt die starke Betroffenheit von Wäldern durch den Netzausbau an und ist sich der Tatsache bewusst, dass es schutzwürdige

Wälder gibt, die auf dieser Ebene nicht erfasst werden, da sie z.B. nicht (vollständig) durch andere Schutzkategorien wie FFH-Gebiete, Nationalparke oder Biosphärenreservate abgedeckt werden. Ein Kriterium „Wald“ kann für die SUP auf dieser Ebene jedoch zum jetzigen Zeitpunkt gleichwohl nicht aufgenommen werden, da zu naturschutzfachlich relevanten Waldgebieten keine bundesweit einheitlichen und damit vergleichbaren Daten vorliegen.

Zwar gibt es auf Bundesebene einige Datenquellen zum Thema Wald, die im Rahmen der SUP auch ausgewertet werden, jedoch sind diese nur sehr eingeschränkt nutzbar, da diese Daten eine Aussage zur Artenzusammensetzung, zum naturschutzfachlichen Wert oder der Art und Intensität einer forstwirtschaftlichen Nutzung häufig nicht ermöglichen.

Konkrete Waldschutzgebiete werden in Deutschland zwar auf Landesebene ausgewiesen. Die Ausgestaltung des entsprechenden § 12 BWaldG durch die 16 Bundesländer ist aber uneinheitlich, sowohl im Hinblick auf die Inhalte, also das tatsächliche Schutzgut und den Schutzstatus der geschützten Waldtypen, als auch im Hinblick auf den Rechtsstatus bzw. die Art der Ausweisung (z.B. Rechtsverordnung, Gesetz, Selbstbindung der Forstverwaltungen). Die Daten sind daher inhaltlich nicht vergleichbar und daher auf Bundesbedarfsplanebene nicht sachgerecht verwendbar, werden aber wegen des dort viel konkreteren Raumbezugs auf nachfolgenden Planungsebenen berücksichtigt.

Die Erstellung eines bundesweit konsistenten Datensatzes zu schutzwürdigen Wäldern wird von der Bundesnetzagentur immer wieder angeregt. Mögliche Aktivitäten der zuständigen Gremien diesbezüglich werden daher begrüßt.

Raumordnerische Belange

Viele Stellungnehmer befürchten, dass die geplanten Stromtrassen die Stadtentwicklung einschränken bzw. schwächen würden und bisher aufgebaute wichtige Stadtgebiete (z.B. Naherholungsgebiete) beeinträchtigen würden. Auch sehen sie die kommunale Entwicklung sowie Planungshoheit gefährdet. Sie haben Bedenken, dass diese durch die geplanten Stromtrassen gehemmt bzw. beschnitten würden. Viele Stellungnehmer brachten vor, dass auch raumordnerische Belange, wie Vorbehalts- und Vorranggebiete erforderlich für eine angemessene Bewertung in der SUP seien. Zudem baten zahlreiche Stellungnehmer um die Berücksichtigung der Landesraumordnungsprogramme und Regionalpläne sowie regionaler Windenergiekonzepte und Masterpläne.

Die Strategische Umweltprüfung umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans auf die Schutzgüter gemäß § 14g Abs. 3 i. V. m. § 2 Abs. 1 UVPG sowie die Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern. Raumordnerische Belange bzw. Festsetzungen sind nicht Gegenstand der SUP und finden in den nachgelagerten Verfahrensschritten, insbesondere im Rahmen der Raumverträglichkeitsstudie Eingang in die Planung. Meist werden aber auch Flächen mit raumordnerischen Festlegungen bereits über die einzelnen Schutzgüter in der SUP berücksichtigt (z.B. Naturschutzgebiete, Siedlungsflächen, Biosphärenreservate u.a.). Im Rahmen der SUP zum Bundesbedarfsplan werden zunächst auf einem grobkörnigen Maßstab lediglich Untersuchungsräume um die zu verbindenden Netzverknüpfungspunkte definiert, so dass auf dieser Ebene ein möglicher Trassenverlauf und somit eine eventuelle Beeinträchtigung bestimmter Gemeinden noch nicht ersichtlich ist. Flächen aus der kommunalen Bauleitplanung werden daher erst im Rahmen der nachgelagerten Verfahren, selbstverständlich dann auch mit detaillierterem Maßstab betrachtet. Dies betrifft z.B. Altlast-,

Altlastverdachtsflächen, Flächen der Rohstoffsicherung oder anderer raumordnerischer Festlegungen. Auch die Berücksichtigung von Windenergiegebieten sowie deren Vorrang- und Vorbehaltsgebieten kann erst auf der nächsten Planungsstufen der Bundesfachplanung Eingang finden. Hierbei werden dann auch raumordnerische Belange, wie die Entwicklungsmöglichkeiten der Städte und Gemeinden in der Abwägung berücksichtigt.

Im Rahmen der nachgelagerten Verfahren (BFP und PFV) werden sowohl eine SUP bzw. UVP sowie auch eine Raumverträglichkeitsstudie durchgeführt und landesplanerische, regionalplanerische und kommunale Belange und Ausweisungen bei der Planung berücksichtigt. Zudem erfolgt auf jeder Ebene eine Beteiligung der Träger öffentlicher Belange, so dass diese gehört werden können und sich mit ihrem Fachwissen sowie regionalen oder kommunalen Besonderheiten in die Planung frühzeitig einbringen können.

Der Netzausbau soll insgesamt so schonend wie möglich erfolgen. Daher wird nach dem sogenannten NOVA-Prinzip verfahren. Durch die in den Verfahren vorgesehenen Behördenbeteiligungen und Berücksichtigung der Landes-, Regional- und Kommunalplanungen soll erreicht werden, einen möglichst raum- und umweltverträglichen Trassenverlauf zu finden.

Hinweise für die folgenden Planungsebenen

In den Stellungnahmen wurde auf die Bedeutung der Alternativenprüfung auf den folgenden Planungsebenen hingewiesen. So wird z.B. gefordert, dass insbesondere in den größeren Korridoren regelmäßig mehrere nicht allein nach technischen Gesichtspunkten, sondern auch unter Umweltaspekten optimierte Trassenalternativen zu untersuchen seien.

Es wurden zudem konkrete Hinweise zu einzelnen Vorhaben gegeben, die häufig für die folgenden Planungsstufen relevant sind. Es wurden dabei Hinweise zu allen Schutzgütern gegeben sowie Hinweise dazu, welche Pläne, Programme, Informationen etc. auf den folgenden Planungsstufen zu berücksichtigen seien. Es wurde darauf hingewiesen, dass die Verträglichkeit der Vorhaben für Natura 2000-Gebiete sowie der Artenschutz auf den folgenden Planungsstufen zu prüfen seien. Zudem seien im Rahmen der Eingriffsregelung Minimierungsmaßnahmen detailliert darzustellen.

Es wurden zudem konkrete Forderungen in Bezug auf die Trassenkorridor- und Trassenverläufe aufgestellt. So wird für ein Vorhaben bspw. von einigen Stellungnehmern eine konsequente Parallelführung mit der Bundesautobahn gefordert. Von anderen Stellungnehmern wird wiederum auf die Gefahr einer Überbündelung bei Führung entlang der Autobahn aufmerksam gemacht. Diese Gefahr wird von anderen Stellungnehmern nicht für Autobahntrassen, sondern auch in Bezug auf Windräder, Photovoltaikanlagen und anderen überörtlich bedeutsamen Infrastrukturanlagen gesehen. Es wurde zudem der Wunsch nach Erdverkabelung geäußert.

Darüber hinaus wurde gefordert, die landesraumordnerischen bzw. regionalplanerischen Ziele und Grundsätze auf den folgenden Planungsebenen zu beachten. Zudem müsse eine stärkere Beachtung des NOVA-Prinzips, die Prüfung von Bündelungsmöglichkeiten mit vorhandener Infrastruktur sowie mit anderen Leitungsbauvorhaben und die Prüfung von Erdkabelösungen erfolgen.

Land- und Forstwirtschaft und Tourismus

Viele Stellungnehmer wiesen darauf hin, dass die Zerschneidung und der Verbrauch landwirtschaftlicher Flächen grundsätzlich so gering wie möglich zu halten seien. Um den Flächenverbrauch zu reduzieren, sollten bestehende Trassen genutzt und ausgebaut werden. Bei der Planung neuer, sowie dem Ausbau bestehender Trassen und Umspannwerke, sei eine frühzeitige Beteiligung der landwirtschaftlichen Fachbehörden sowie der einzelnen Flächennutzer notwendig.

Außerdem wurde von vielen Stellungnehmern die Sorge vorgebracht, dass es einen negativen Einfluss auf regionale Entwicklungsmöglichkeiten, die Wertschöpfung sowie auf Tourismus und Landwirtschaft geben könnte. Insbesondere für Regionen, die stark vom Tourismus abhängig sind. Vereinzelt Stellungnehmer befürchteten zudem, dass es in der Nähe der Trasse zu einer Verschlechterung der Jagdbedingungen kommen werde. Insbesondere kleinere Jagdreviere seien davon existenziell betroffen.

Die Umweltverträglichkeitsprüfung umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die Schutzgüter gemäß § 2 Abs. 1 UVPG sowie die Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern. Bei Belangen der Land- und Forstwirtschaft sowie Tourismus und ihrer Festsetzungen (inklusive Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebieten) handelt es sich um raumordnerische Aspekte bzw. private und öffentliche Belange, die nicht Gegenstand der SUP sind. Gleichwohl nimmt die Bundesnetzagentur die eingegangenen und hier z.T. angeführten Belange, Forderungen und Sorgen sehr ernst. Sie finden in den nachgelagerten Verfahren im Rahmen der Raumverträglichkeitsstudie Eingang in die Planung.

Wirtschaftliche Aspekte

Viele Stellungnehmer wiesen darauf hin, dass in den Regionen, in denen die Stromtrassen (Freileitungen) geplant und gebaut werden, massive Wertverluste der Immobilien und der Grundstücke zu erwarten seien, bzw. deren Unverkäuflichkeit zu befürchten sei und ausgewiesenes Bauland nur noch schwer zu vermarkten sein werde. Daher wird gefordert, dass die wirtschaftlichen Belange, wie der Wertverlust der Immobilien stärker bei den Planungen zu berücksichtigen seien. Dies gelte für die landwirtschaftlich genutzten Flächen ebenso wie für Erholungsgebiete oder zukünftige Baugebiete. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass die ebenfalls hiermit verbundene Altersvorsorge teilweise vernichtet würde und dies zur Altersarmut führen könne. In diesem Zusammenhang wird von einigen Stellungnehmern ein Ausgleich für Wertverluste von Baugrundstücken und Immobilien gefordert. Einige Stellungnehmer merkten jedoch an, dass die zu zahlenden Entschädigungen den entstehenden Verlust nicht ausgleichen würden. Manche Stellungnehmer wiesen darauf hin, dass Enteignungen nicht grundgesetzkonform seien.

Sicherheit und Terrorismus

Mehrere Stellungnehmer wiesen darauf hin, dass die Stromversorgung und Ausfallsicherheit der geplanten Höchstspannungs-Freileitungen, insbesondere durch die zentralen HGÜ-Leitungen bei Terroranschlägen, Hacker- bzw. Cyberangriffen, Naturkatastrophen, Leitungsfehlern oder Unfällen, besonders stark gefährdet sein könnte. Zudem würde dies zu einem Konkurrenzverhältnis der außerhalb Deutschlands betriebenen Atomkraftwerke führen.

Einige Stellungnehmer machten deutlich, dass zur Sicherung der Versorgungssicherheit der Ausbau der Stromnetze bzw. der Stromnetzinfrastruktur erforderlich sei.

Manche Stellungnahmen wiesen auf mögliche regionale Gefährdungen sowie Störungen in den Bereichen der Luftfahrt insbesondere der Funk- und Radaranlagen durch den Ausbau der Stromnetze hin.

Die angeführten Aspekte zu den vorangegangenen Themenfeldern Land- und Forstwirtschaft, Tourismus, wirtschaftliche Aspekte, Sicherheit und Terrorismus haben für die Stellungnehmer häufig eine große Bedeutung. Jedoch handelt es sich dabei ausschließlich um Aspekte, die nicht zum Prüfgegenstand einer SUP gehören. Daher werden diese Argumente von der Bundesnetzagentur ausgewertet und im Umweltbericht dargestellt, führen im Rahmen der Überprüfung des Umweltberichts jedoch nicht zu Änderungen.

1. Zusammenfassung

Der Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes ist von entscheidender Bedeutung für den Erfolg der Energiewende. Um den notwendigen Netzausbau möglichst zügig und effizient voranzubringen, wurde 2011 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert. In einem neuen transparenten Verfahren wird ermittelt, in welchem Umfang und an welcher Stelle das Höchstspannungsnetz verstärkt und ausgebaut werden muss. Dies wurde im Jahr 2012 erstmals durchlaufen und fand seinen Niederschlag im Mitte Juli 2013 in Kraft getretenen Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Wichtiger Bestandteil des Verfahrens, bei dem auch Behörden und Öffentlichkeit beteiligt werden, ist es, die mit dem Netzausbaubedarf verbundenen voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten. Gegenstand des diesjährigen Prozesses ist die Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2024. Die Ergebnisse der SUP sind im vorliegenden Umweltbericht dokumentiert.

Zum Hintergrund: Was umfasst die Strategische Umweltprüfung?

Wie läuft das Verfahren ab?

Die voraussichtliche energiewirtschaftliche Entwicklung als Grundlage der Netzausbauplanung wird in einem ersten Schritt im so genannten Szenariorahmen festgelegt. Auf dieser Basis wird seit 2012 für das Festland jährlich im NEP Strom und für das Küstenmeer seit 2013 jährlich im O-NEP der Netzausbaubedarf dargestellt. Der NEP Strom bzw. O-NEP werden von den vier deutschen ÜNB TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und TransnetBW GmbH gemeinsam erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt. Durch dieses Verfahren soll gewährleistet werden, dass letztlich nur energiewirtschaftlich erforderliche und auf ihre Umweltauswirkungen geprüfte Vorhaben in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden. Mindestens alle drei Jahre legt die Bundesnetzagentur die Pläne der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vor.

Was ist die Strategische Umweltprüfung?

Umweltprüfungen sollen sicherstellen, dass vor bzw. bei der Umsetzung bestimmter Vorhaben, Pläne und Programme – so auch beim Netzausbau im Rahmen der Energiewende – die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt einschließlich des Menschen berücksichtigt werden. Eine SUP setzt bereits auf der Ebene der Planung an und nicht erst bei der Umsetzung der einzelnen Vorhaben. Schon bei der Vorbereitung des Bundesbedarfsplans sollen also möglicherweise auftretende Wirkungen durch den Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes aufgezeigt werden. Die SUP erfüllt damit die Funktion eines Frühwarnsystems.

Gibt es Alternativen?

In einer SUP müssen möglichst früh Alternativen betrachten werden, um eine effektive Umweltvorsorge zu betreiben. Es sind allerdings nur die Alternativen zu prüfen, die „vernünftig“ sind, d.h. die realisierbar sind, die mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt und mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele im Wesentlichen erreicht werden können. Welche Alternative letztendlich Eingang in den Bundesbedarfsplan findet, hängt auch von anderen Aspekten – wie etwa technische Realisierbarkeit und wirtschaftliche Effizienz – ab. Diese Aspekte sind nicht Gegenstand der Umweltprüfung. Im Zuge der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans obliegt es dem Gesetzgeber, alle relevanten Aspekte mit- und gegeneinander abzuwägen.

Was ist der Umweltbericht?

Der vorliegende Umweltbericht ist die textliche und grafische Darstellung der in der SUP ermittelten und bewerteten möglichen Umweltauswirkungen durch den Netzausbau. Betrachtet wurden nur potenziell erhebliche, also schwerwiegende, Umweltauswirkungen auf die so genannten Schutzgüter. Diese Schutzgüter werden im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)¹⁹ benannt:

- Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit²⁰,
- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter,
- Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

Wie ist der Stand des Verfahrens?

Für die Bedarfsermittlung zum Zieljahr 2024 wurde der Szenariorahmen am 30.08.2013 genehmigt²¹. Im April 2014 stellten die ÜNB den ersten Entwurf zum NEP Strom 2014 und O-NEP 2014²² zur Konsultation. Die überarbeiteten Pläne legten sie am 04.11.2014 der Bundesnetzagentur zur Prüfung vor.

Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans führt die Bundesnetzagentur eine SUP auf Grundlage der Netzentwicklungspläne durch. Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens, der unter anderem die Methodik und die Detailschärfe der Prüfung festlegt. Nach Beteiligung insbesondere der Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan berührt wird, wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt und am 07.01.2015 veröffentlicht²³.

Auf dieser Basis wurde der Entwurf des Umweltberichts erstellt. Zusammen mit den Entwürfen für die Bestätigungen von NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 wurde er im Frühjahr 2015 konsultiert, d.h. öffentlich zugänglich gemacht mit der Möglichkeit, Stellungnahmen abzugeben. Die Dokumente einschließlich der zugehörigen Karten lagen vom 27.02. bis zum 15.05.2015 bei der Bundesnetzagentur in Bonn aus und konnten dort eingesehen werden. Zudem wurden alle Dokumente und Karten auch im Internet veröffentlicht. Behörden und die Öffentlichkeit hatten die Möglichkeit, hierzu Stellung zu nehmen. Die Bundesnetzagentur hat die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und diese im überarbeiteten Umweltbericht sowie in den Bestätigungen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 berücksichtigt.

¹⁹ UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das durch Artikel 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist.

²⁰ Im weiteren Textverlauf wird auch die Bezeichnung ‚Schutzgut Mensch‘ verwendet.

²¹ Bundesnetzagentur (2013a)

²² Aus Gründen der besseren Lesbarkeit und der Nachvollziehbarkeit wird im Folgenden nur noch vom NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 gesprochen, dies umfasst jedoch den zweiten Entwurf zum NEP Strom 2014 und O-NEP 2014 der Übertragungsnetzbetreiber vom 04.11.2014.

²³ Bundesnetzagentur (2015): Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014. Stand: Dezember 2014. 298 Seiten. Internet-Veröffentlichung unter: www.netzausbau.de/untersuchungsrahmen-2014.

Was hat sich im Vergleich zum letzten Umweltbericht in 2013 geändert?

Im Vergleich zu der letztjährigen SUP wurde der bereits veröffentlichte Untersuchungsrahmen 2014 (www.netzausbau.de/2024-archiv) leicht modifiziert. Unter anderem wurden darin Riffe als neues Kriterium aufgenommen. Die bereits in den vergangenen Jahren im Rahmen der SUP angewandte Methodik wurde weitgehend beibehalten. Abgesehen von konkreten Festlegungen zur Alternativenprüfung wurden aufgrund der Ergebnisse der Beteiligung zum Untersuchungsrahmen vor allem klarstellende Erläuterungen aufgenommen.

Im Vergleich zum letzten Umweltbericht sind insgesamt die folgenden grundlegenden Änderungen und Weiterentwicklungen festzuhalten:

- Im Zuge der 2014 erfolgten Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes wurden die Erdverkabelungsmöglichkeiten für HGÜ-Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes ausgeweitet. Bereits im letzten Jahr wurden für bestimmte Maßnahmen die Umweltauswirkungen, die bei der Verlegung von Erdkabeln auftreten, im Rahmen der SUP geprüft. Entsprechend dem aktualisierten Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) wurden nunmehr alle im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten Pilotprojekte einer verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen sowohl in einer Ausführung als Erdkabel als auch als Freileitung betrachtet.
- Im Rahmen der Alternativenprüfung wurden Alternativen zu Einzelmaßnahmen und eine Gesamtplanalternative untersucht. Zudem wurden die beiden im April 2014 veröffentlichten Sensitivitätsanalysen der ÜNB einer qualitativen Betrachtung unterzogen, obgleich sie nicht als vernünftige Alternativen eingestuft werden konnten. Damit trägt die Bundesnetzagentur dem im Rahmen der Beteiligung zum Untersuchungsrahmen geäußerten Wunsch nach einer Auseinandersetzung mit den Sensitivitäten Rechnung.
- Im Rahmen der Gesamtplanbetrachtung werden kumulative Umweltauswirkungen dargestellt. Durch räumliche Überlagerungen der Umweltauswirkungen einzelner Vorhaben können sich diese erheblich auf die einzelnen Schutzgüter auswirken. So wurden Regionen ermittelt, die potenziell besonders stark durch den Netzausbau betroffen sein können, wobei als Bezugsgrößen die (Land-)Kreise und kreisfreien Städte dienen. Damit wird die Betrachtung kumulativer Wirkungen ausgeweitet.

Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?

Die voraussichtliche energiewirtschaftliche Entwicklung als Grundlage der Netzentwicklungsplanung in NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 wird im Szenariorahmen anhand bestimmter Annahmen (u.a. Anteile an fossilen und Erneuerbaren Energien, Zubau an Photovoltaik sowie On- und Offshore-Windkraftanlagen, Jahresverbrauch) festgelegt. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen zum NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 enthält die Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 sowie ein Szenario für das Jahr 2034 und beschreibt die jeweilige Entwicklung für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre.

Gegenstand der diesjährigen SUP ist:

- Szenario B 2024²⁴: In der SUP werden 61 Maßnahmen des NEP Strom 2024 und drei Maßnahmen des O-NEP 2024 geprüft.

Zudem wurden folgende Alternativen geprüft:

- Szenario A 2024 als alternativer Gesamtplan
- Vorhabenbezogene Alternativen
- Alternative landseitige Netzverknüpfungspunkte für die Anbindungsleitungen des O-NEP 2024.

Das Szenario C 2024 überschreitet mehrere Zielvorgaben der Bundesregierung deutlich und kann daher mit in Kraft treten des novellierten EEG am 01.08.2014 nicht mehr als wahrscheinliche Entwicklung angesehen werden. Es wird daher als offensichtlich fernliegend eingestuft und nicht als vernünftige Alternative untersucht. Szenario B 2034 kommt wegen des abweichenden Prognosejahres nicht für die Alternativenprüfung in Betracht.

Darüber hinaus werden zwei Sensitivitätsbetrachtungen der ÜNB qualitativ betrachtet.²⁵ Eine Sensitivitätsbetrachtung dient dazu, Auswirkungen einer Änderung eines einzelnen Parameters auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen:

- Sensitivität „Deckelung Offshore“, bei der eine Reduzierung der installierten Offshore-Leistung auf 9,9 GW untersucht wird, und
- Sensitivität „Einspeisemanagement“, unter dessen Anwendung bei neuen, ab 2015 errichteten Onshore-Windenergieanlagen untersucht wird, welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP Strom 2024 benötigt werden.

Nicht geprüft werden sog. Startnetzmaßnahmen, da diese entweder bereits realisiert sind, oder der Bedarf für diese Maßnahmen bereits gesetzlich festgestellt ist. Ebenfalls nicht geprüft werden so genannte „Punktmaßnahmen“ wie z.B. Umspannwerke. Sie sind nicht Bestandteil eines Bundesbedarfsplans und daher auch nicht Gegenstand der SUP und des Umweltberichts. Offshore-Vorhaben, die in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) von Nord- und Ostsee liegen, werden bereits im Rahmen der Erstellung des Bundesfachplans Offshore durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) einer SUP unterzogen.

²⁴ Bei der Überarbeitung ihres ersten Entwurfs des NEP 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 unter anderem an die neuen Rahmenbedingungen des EEG angepasst. Dieses aktualisierte Szenario wird im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 als Szenario B2024* bezeichnet. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit und der Nachvollziehbarkeit wird im Folgenden von „Szenario B 2024“ gesprochen, dies umfasst jedoch vollumfänglich das „Szenario B 2024*“ gemäß NEP Strom 2024 und das Szenario B 2024 des O-NEP der Übertragungsnetzbetreiber.

²⁵ Diese sind unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivit%C3%A4ten> abrufbar.

Zur Methodik: Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?

Gegenstand der SUP ist die Prüfung, wo und in welchem Ausmaß potenzielle Umweltauswirkungen zu erwarten sind und inwiefern sie als erheblich angesehen werden. Im Folgenden werden die einzelnen durchgeführten Schritte kurz vorgestellt.

Untersuchungsraum abgrenzen

Auf der Ebene des Bundesbedarfsplans werden noch keine konkreten Leitungs- oder Trassenverläufe bestimmt. Es werden lediglich die zu verbindenden Netzverknüpfungspunkte und die für den Leitungsverlauf notwendigen Stützpunkte festgelegt. Als Hilfsmittel zur Eingrenzung des Untersuchungsraums hat die Bundesnetzagentur Ellipsen um die Netzverknüpfungspunkte gebildet²⁶. Diese Ellipsen – im Folgenden auch Teiluntersuchungsräume genannt – umschließen die Netzverknüpfungspunkte.

Abbildung 9 zeigt den Untersuchungsraum (Summe der Teiluntersuchungsräume) für Szenario B 2024, bestehend aus 64 als energiewirtschaftlich notwendig bestätigten Maßnahmen. Da die Teiluntersuchungsräume doppelt so lang wie breit sind, wird der untersuchte Raum umso größer, je weiter die Netzverknüpfungspunkte voneinander entfernt liegen. Es zeigt sich, dass durch den gewählten Ansatz große Teile des Bundesgebietes untersucht werden.

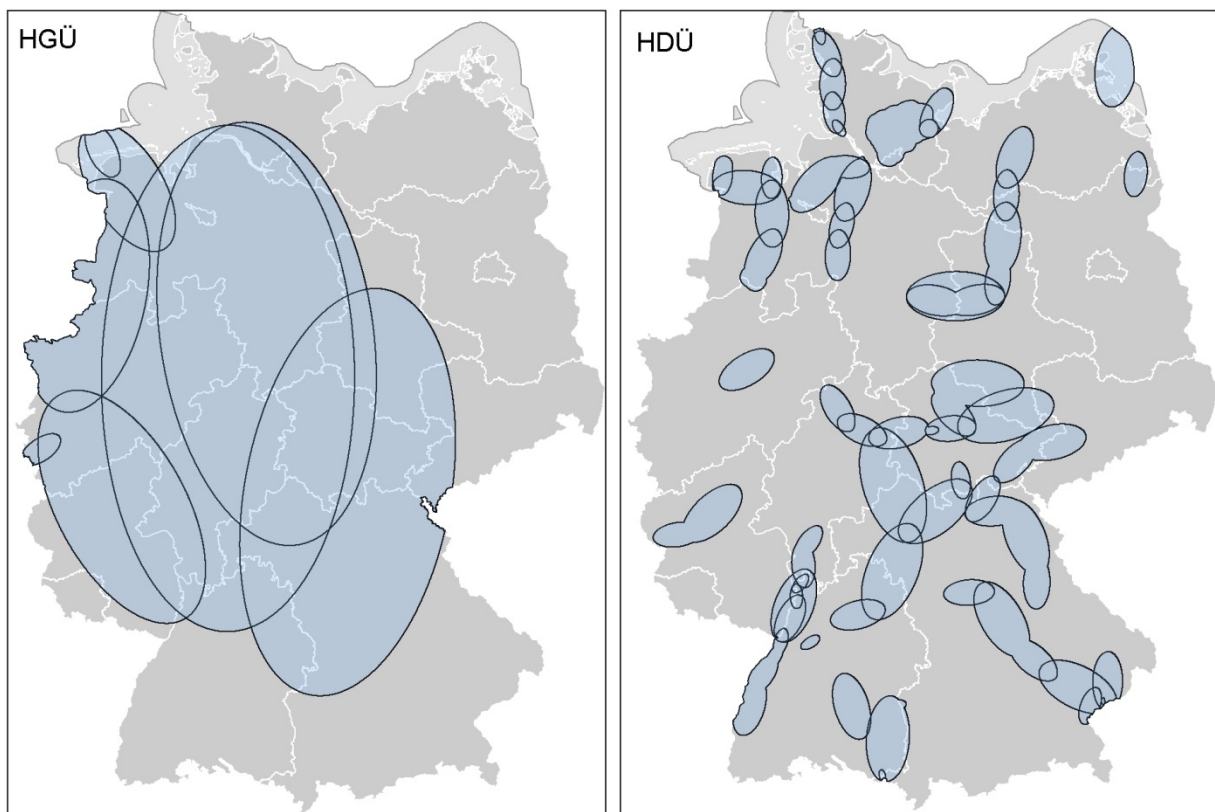


Abbildung 9: Teiluntersuchungsräume des Szenario B 2024 für HGÜ- und HDÜ-Technologie

²⁶ Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb der Ellipse die Realisierung der Stromtrassen noch wirtschaftlich möglich wäre.

Wirkfaktoren und Ist-Zustand ermitteln

Welche Auswirkungen auf die einzelnen Schutzgüter durch den Netzausbau zu erwarten sind, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zum Beispiel haben Freileitungen andere Auswirkungen (Wirkfaktoren) als Erd- oder Seekabel. Gleichermaßen variieren die Umweltauswirkungen je nach Wahl der Übertragungsart Gleich- oder Drehstrom, daher die Unterscheidung zwischen HGÜ (Höchstspannungsgleichstromübertragung) und HDÜ (Höchstspannungsdrehstromübertragung).

In einem ersten Schritt werden die ermittelten Wirkfaktoren ohne Raumbezug beschrieben. Dabei werden z.B. die generellen Auswirkungen einer Freileitung auf das Schutzgut Landschaft dargestellt.

Darüber hinaus wird der Ist-Zustand der Umwelt in den einzelnen Teiluntersuchungsräumen ermittelt. Dies ist wichtig, weil die Erheblichkeit der Auswirkungen je nach Region unterschiedlich sein kann. So unterscheiden sich Häufigkeit und Verteilung von z. B. Landschaftsschutzgebieten in den Regionen teilweise deutlich voneinander.

Relevante Umweltziele auswählen

Die in der Umweltprüfung vorgenommene Bewertung wird anhand zuvor definierter (Schutz-) Ziele vorgenommen. Auf der vorliegenden großräumigen Untersuchungsebene (Maßstab 1:250.000, d.h. 1 cm auf der Karte entspricht 2,5 km in Realität) spielen vor allem europäische und nationale Ziele eine Rolle, wie sie z.B. im Bundesnaturschutzgesetz oder in der europäischen Meeresstrategierahmenrichtlinie festgelegt sind.

Bewertungskriterien definieren und Bewertungsmethode festlegen

Um die Schutzziele erreichen bzw. ihre Beeinträchtigung durch die Wirkfaktoren bewerten zu können und zugleich der räumlichen Betrachtungsebene gerecht zu werden, werden schutzgutbezogene Kriterien entwickelt. Diese werden aus den Umweltzielen und den Wirkfaktoren abgeleitet und den Empfindlichkeitskategorien „hoch“, „mittel“ und „nicht betrachtet, nicht ermittelbar“ zugeordnet. Vor allem existierende Schutzgebiete, z.B. Naturschutzgebiete oder Natura-2000-Gebiete, werden als Kriterien herangezogen. Ebenfalls als Kriterien abgebildet werden z.B. Siedlungen.

Die Bewertung basiert – auch zur Gewährleistung einer wirksamen Umweltvorsorge – auf einer Worst-Case-Betrachtung, d.h. es werden erhebliche Auswirkungen durch den Leitungsbau angenommen, um einen größtmöglichen Schutz zu gewährleisten:

- Bei der Empfindlichkeit der Kriterien wird pauschal von der größten Beeinträchtigung (Worst Case) ausgegangen.
- Bedingt durch den Maßstab 1:250.000 können kleinere Abstände nicht erkannt werden. Dies führt dazu, dass partiell Betroffenheiten angenommen werden, die tatsächlich nicht vorliegen.
- Aufgrund des Maßstabs dieser SUP können keine Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen einbezogen werden.
- Möglichkeiten zur Bündelung mit anderen linienhaften Strukturen werden nachrichtlich aufgenommen. Betrachtet und bewertet werden alle Maßnahmen jedoch als Neubauprojekte.

Diese Einschätzung kann sich jedoch auf nachfolgenden Planungsebenen relativieren, wenn sich aufgrund detaillierterer Informationen herausstellen sollte, dass die Empfindlichkeit für das konkrete Vorhaben und den konkreten Raum anders zu beurteilen ist.

Die Bewertung selbst ist zweistufig: Zunächst wird für das jeweilige Schutzgut festgestellt, ob in dem Teiluntersuchungsraum ein „Riegel“ aus hochempfindlichen Flächen besteht. Solche Riegel sind ein oder mehrere nicht umgehbare Bereiche, die sich durch die Leitung nur schwer oder gar nicht queren lassen, ohne die Umwelt potenziell erheblich zu beeinträchtigen. Diese Bewertung wird durch folgende Abkürzungen dargestellt (vgl. Tabelle 1):

Tabelle 1: Darstellung der Riegel

Symbolteil	Bedeutung
A	kein Riegel
B	ein Riegel: Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.
C	mehrere Riegel bzw. ein breiter Riegel: Es bestehen ein bzw. mehrere nicht umgehbare Bereiche, in dem/ denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

In einem weiteren Schritt wird aufgezeigt, in welchem Umfang im restlichen Raum der Ellipse voraussichtlich mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist (vgl. Tabelle 2):

Tabelle 2: Darstellung der Bewertung des Restraumes

Symbolteil	Bewertung
	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in geringem Umfang möglich.
#	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in moderatem Umfang möglich.
##	Erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

Steckbriefe auswerten (Maßnahmenbetrachtung)

Die im NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 enthaltenen Maßnahmen werden in Form von Steckbriefen anhand oben dargestellter Methodik geprüft. Betrachtet werden alle Schutzgüter; zunächst einzeln, dann insgesamt. Als Ergebnis erfolgt eine Bewertung mit A, A #, A ##, B, B #, B ## oder C, C #, C ##. Weiterhin erfolgt für jeden

Teiluntersuchungsraum eine Natura 2000-Abschätzung, also eine Einschätzung, ob Natura 2000-Gebiete potenziell durch den Leitungsbau beeinträchtigt werden können²⁷.

Gesamtplanbetrachtung

Nach den einzelnen Maßnahmen, Vorhaben und Anbindungsleitungen werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen betrachtet, die sich durch den Plan insgesamt ergeben (Gesamtplanbetrachtung, vgl. Abbildung 10). Hierbei werden auch Aspekte einbezogen, die sich nicht oder nur schwer über flächenbezogene Kriterien beschreiben lassen (wie z.B. Auswirkungen für den Klimaschutz). Die auch für den Gesamtplan erfolgende Natura 2000-Abschätzung zeigt mögliche Beeinträchtigungen des Netzwerkes auf, denen auf folgenden Planungsebenen nachzugehen wäre.

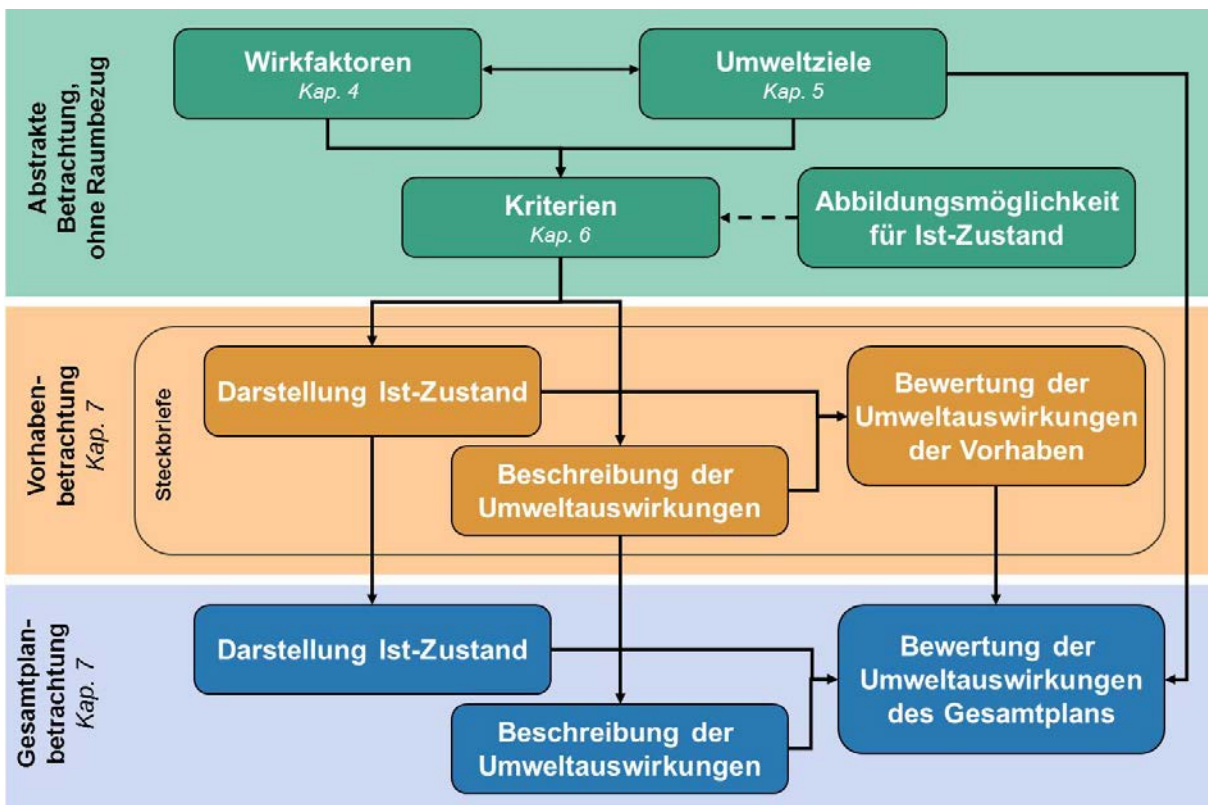


Abbildung 10: Aufbau der Strategischen Umweltprüfung

Alternativenprüfung

Abschließend werden vernünftige Alternativen betrachtet. Sie werden auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen untersucht und miteinander verglichen (s. oben). Wegen der Abstraktionsebene („Überflughöhe“) und Prüftiefe auf Ebene des Bundesbedarfsplans sind dem Vergleich der Alternativen allerdings Grenzen gesetzt.

²⁷ Natura 2000-Gebiete sind nach europäischem und nationalem Recht streng geschützt, da sie sehr wertvoll für bestimmte europäische Lebensräume und Arten sind.

Zu den Ergebnissen: Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?

Gesamtbewertung: Szenario B 2024

Die Bundesnetzagentur prüft für das Szenario B 2024 61 Maßnahmen des NEP Strom 2024 und drei Maßnahmen des O-NEP 2024²⁸. Diese Einzelmaßnahmen werden jeweils in einem Steckbrief überprüft (die einzelnen Steckbriefe sind im Anhang aufgeführt, der auf dem beigefügten Datenträger oder unter www.netzausbau.de zum Download zu finden ist). Zusätzlich werden die Auswirkungen der im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen gekennzeichneten Vorhaben sowie die landseitigen Offshore-Anbindungsleitungen als Erdkabel geprüft, auch hierfür werden Steckbriefe erstellt. Die Gesamtübertragungskapazität des Zubau-Offshore-Netzes beträgt 2,3 GW und die im O-NEP beantragte Gesamtlänge beläuft sich auf rund 480 km, wovon 310 km auf HGÜ-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und 170 km auf HDÜ-Netzanbindungssysteme in der Ostsee entfallen.

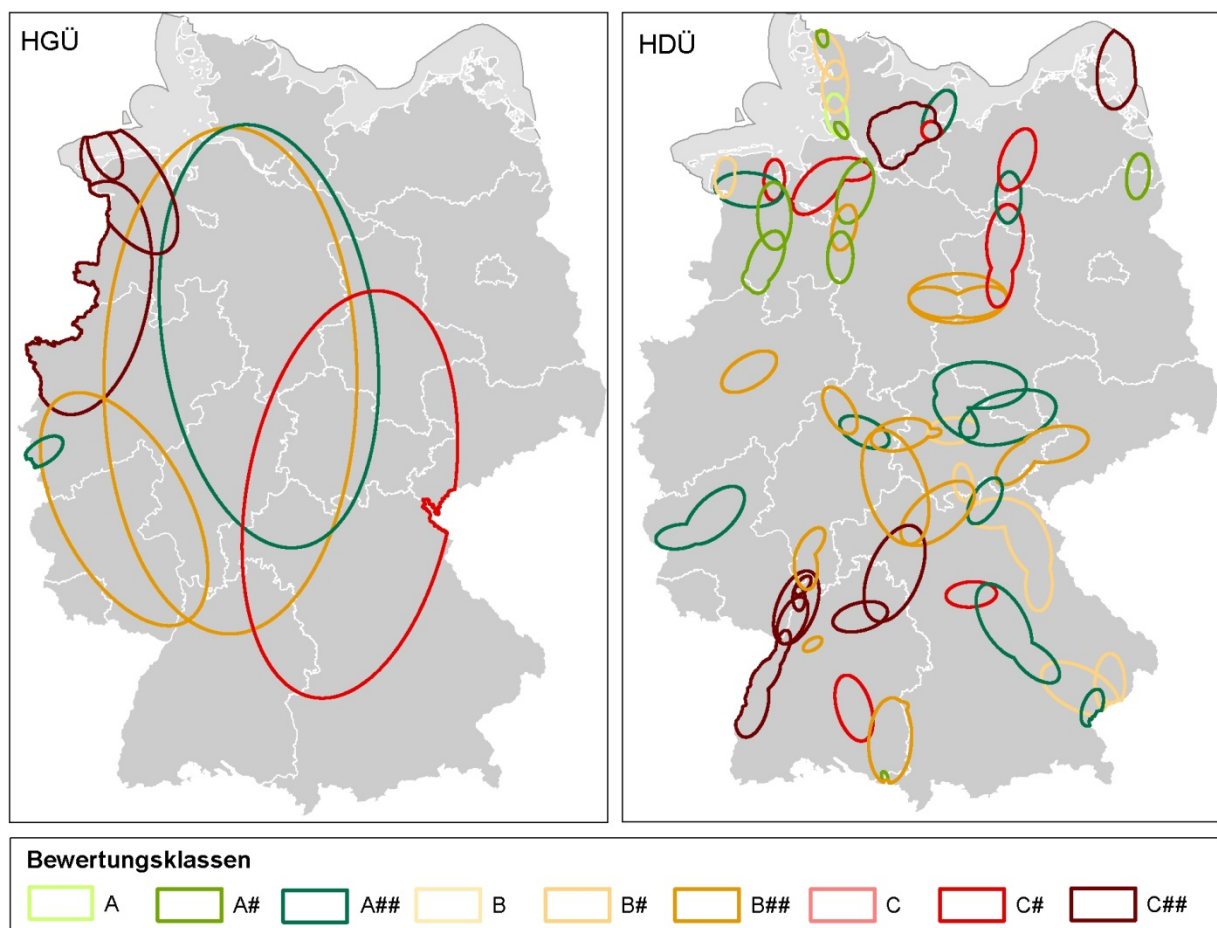


Abbildung 11: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024

Die Abbildung 11 zeigt, wie die Teiluntersuchungsräume unter Einbeziehung *aller* Schutzgüter als Freileitungen bewertet wurden: Bei fast allen HGÜ-Maßnahmen ist in der schutzgutübergreifenden Betrachtung mit voraussichtlichen, erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Entweder treten Riegel

²⁸ Maßnahmen werden nur betrachtet, soweit sie sich nicht auf den Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone beziehen. Es kann daher zu Abweichungen zu NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 bzgl. der Gesamtzahl der Maßnahmen kommen.

auf, also nicht umgehbarer Bereiche, und/oder es sind voraussichtliche, erhebliche Umweltauswirkungen für den betrachteten Restraum umfangreich zu erwarten. Bei den HDÜ-Maßnahmen ergibt sich ein stärker differenziertes Bild: Fast das gesamte Bewertungsspektrum wird abgebildet.

Die Abbildung 12 stellt die Zusammensetzung des Gesamtergebnisses für Freileitungen dar: 67 % der Teiluntersuchungsräume enthalten Riegel (Bewertung mit B und C). In 31% der Fälle handelt es sich dabei um einen breiten oder mehrere Riegel (Bewertung mit C). 33 % der Untersuchungsräume enthalten keinen Riegel, also keinen nicht umgehbarer Bereich (Bewertung mit A). In 2 % der Fälle sind erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter nur in geringem Umfang zu erwarten (kein Rauten-Symbol). In 38 % der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen in moderatem Umfang möglich (Bewertung mit #) und in 60 % der Fälle werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst (Bewertung mit ##).

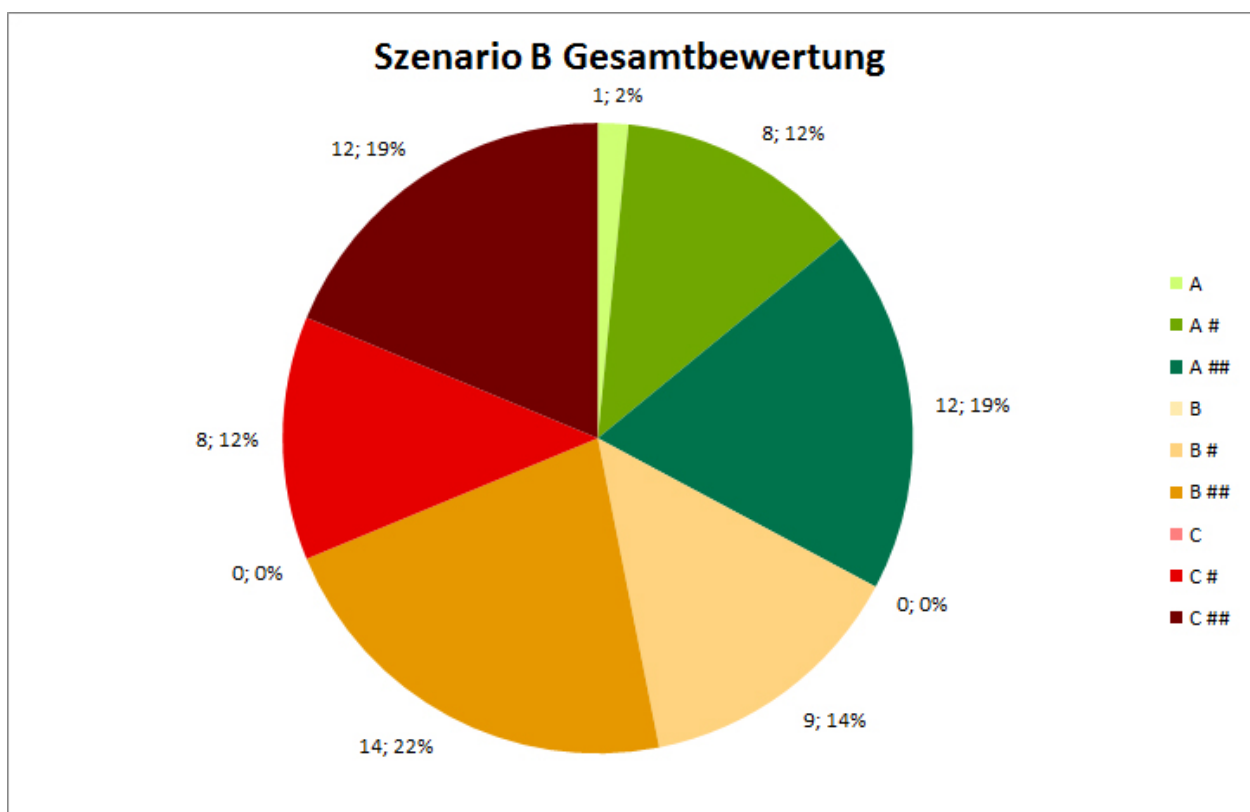


Abbildung 12: Szenario B 2024 Gesamtbewertung (Anzahl der Maßnahmen und Häufigkeitsverteilung der Bewertungen)

Bei der Betrachtung einer veränderten technischen Ausführung ergeben sich für die überprüften Maßnahmen Unterschiede bei der Bewertung einer Erdverkabelung im Vergleich zu einer Freileitung. Bei der Ausführung als Freileitung ergeben sich dabei meist weniger und schmalere Riegel (häufig Bewertungskategorie B anstatt C). Dies betrifft insbesondere die Schutzgüter Boden und Wasser. Hinsichtlich der Umweltauswirkungen der Anbindungsleitungen zeigt eine veränderte Technik keine bis wenige Auswirkungen auf das Gesamtergebnis der Maßnahmen. Wesentlichen Einfluss auf die Bewertung haben dabei die der Küste bandartig vorgelagerten hoch empfindlichen Flächen. Zu Unterschieden führen zum einen im Teiluntersuchungsraum liegende Städte, zum anderen erosionsempfindliche Festlandböden sowie Gewässer. Bei einer schutzgutbezogenen Betrachtung fallen vor allem die stärkeren Betroffenheiten der Schutzgüter Wasser und Boden bei einer

Ausführung als Erdkabel auf: Während sich für beide bei einer Ausführung als Freileitung keine Riegel ergeben (Bewertungskategorie A) kommt es bei einer Ausführung als Erdkabel auch durch linienhafte Strukturen von Fließgewässern und bestimmten Böden zu Riegeln (Bewertungskategorien B und C), für das Schutzgut Wasser sogar in 78 % der Maßnahmen. Bei diesen Maßnahmen, für die auch eine Ausführung als Erdkabel geprüft wird, wird allerdings nicht berücksichtigt, dass dies auch nur in Teilabschnitten erfolgen kann. Dies kann zu anderen Ergebnissen führen, als eine Erdverkabelung auf der Gesamtstrecke.

Es ist stets zu beachten, dass sich aufgrund des groben Maßstabs auf dieser Betrachtungsebene nur sehr allgemeine Aussagen treffen lassen und zudem von einer Worst-Case-Betrachtung (s. oben) ausgegangen wird. Auf den nachfolgenden, sehr viel detaillierteren Ebenen der Bundesfachplanung oder Planfeststellung lässt sich möglicherweise feststellen, dass keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind oder dass erhebliche Umweltauswirkungen durch geeignete Maßnahmen vermieden oder zumindest verringert werden können, eventuell könnten Umweltauswirkungen aber auch höher ausfallen.

Folgende Bereiche gilt es auf den nachfolgenden Planungsebenen bei der Trassenkorridor- bzw. Trassenfindung daher besonders sorgfältig zu betrachten:

- Gebiete entlang von Flüssen, an denen sich häufig Siedlungsräume und Flächen mit hoher naturschutzfachlicher Wertung (z.B. Naturschutzgebiete) aneinanderreihen;
- Ballungsräume, in denen Siedlungen und wertvolle Naturschutzflächen aneinander grenzen;
- der Limes als 550 km lange UNESCO-Weltkulturerbestätte, der mit seiner linienförmigen Struktur einen langen Riegel bildet, der gequert werden muss;
- Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Netzausbaumaßnahmen sowie ggf. zugehörige Nebenanlagen, wenn diese in der Nähe von Siedlungen liegen;
- Küstengewässer (die Bewertung der Teiluntersuchungsräume im Küstenbereich enthält seeseitig wegen der bandartig der Küste vorgelagerten Schutzgebiete für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt immer einen Riegel oder einen breiten bzw. mehrere Riegel (Bewertungskategorien B und C; vgl. Abbildung 13)).

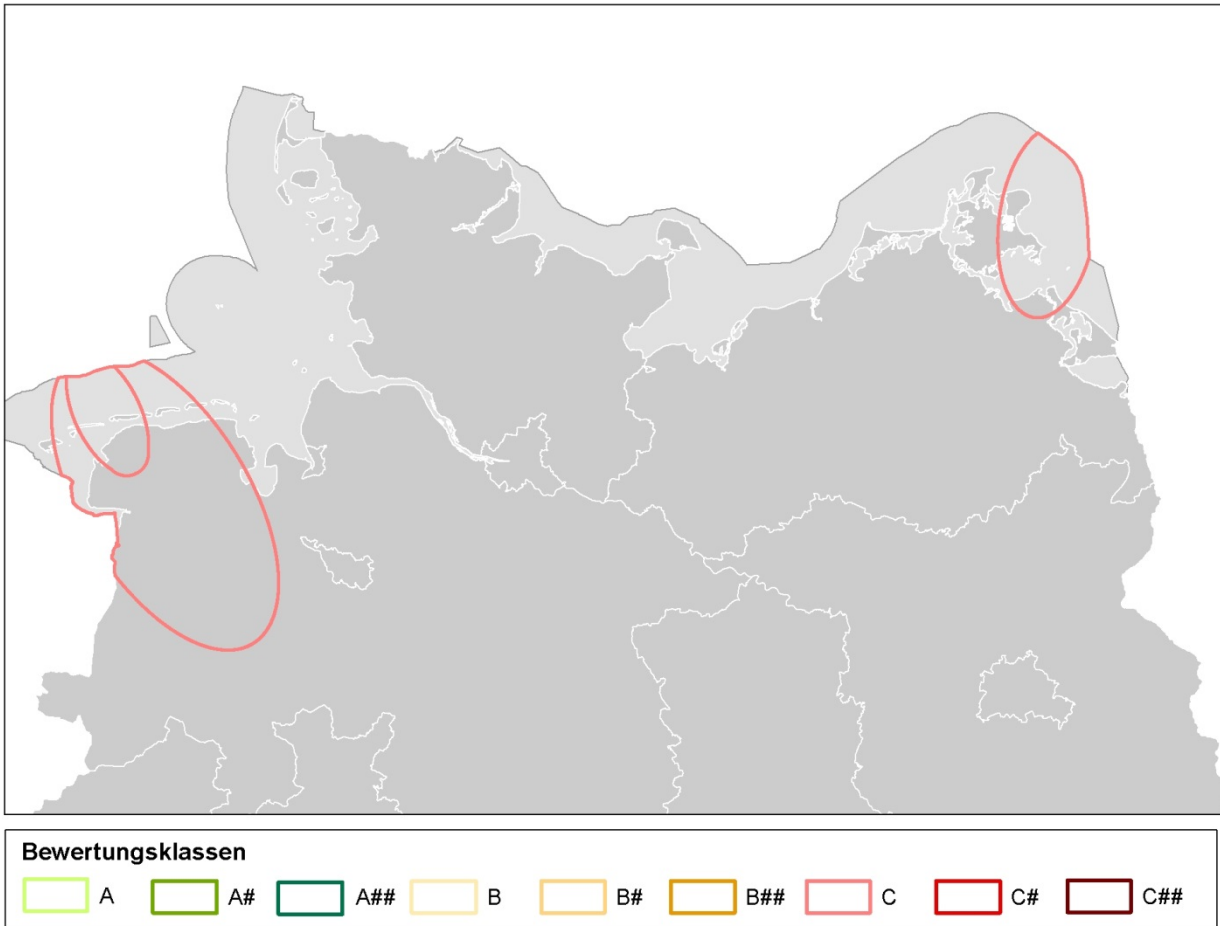


Abbildung 13: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt im Küstenmeer (seeseitige Auswirkungen)

In den Gebieten, in denen mehrere Vorhaben geplant sind, ist voraussichtlich auch in größerem Umfang mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Betroffen sind insbesondere folgende Räume mit hoher Maßnahmen- bzw. Vorhabendichte:

- Oberrheinebene mit Rhein-Main- und Rhein-Neckar-Region,
- Küstengewässer,
- Ost- und Nordfriesland, Lüneburger Heide und Wendland, Altmark, Schwarzwald und Thüringer Wald, Rhön, Nordhessen, Raum Kassel - Ludwigsau - Fulda sowie Großräume Stuttgart und Schwäbische Alb.
- In diesen folgenden großräumigen Bereichen mit einer hohen Empfindlichkeit ist eine mittlere Maßnahmen- bzw. Vorhabendichte gegeben:
- Tide- bzw. Unterelbe,
- Unter- und Mittelweser mit Bremen und Bremerhaven,
- Ruhrgebiet und Rheinland mit den nordöstlich angrenzenden Bördelandschaften,
- Fichtelgebirge, Raum Regensburg und entlang des Bayerischen Waldes.

Den negativen Auswirkungen auf die Schutzgüter stehen jedoch auch indirekte positive Effekte des Netzausbaus im Zuge der Energiewende gegenüber. Diese sind jedoch nur schwer zu beziffern bzw. durch die

angewendeten Bewertungskriterien nicht abzubilden. Zu nennen sind hier z.B. der Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele (Reduzierung von CO₂) oder der Beitrag zu Luftreinhaltzielen (Verringerung von Luftschadgasen durch die verstärkte Nutzung regenerativer Energien).

Darüber hinaus gehend hat die Bundesnetzagentur untersucht, welche Regionen in Deutschland durch die Maßnahmen des zweiten Entwurfes des NEP Strom 2024 sowie des O-NEP 2024 stärker oder weniger stark betroffen wären. Hierfür ist eine räumlich-quantitative Ermittlung der Lage und der Menge der Maßnahmen erfolgt und nachfolgend dargestellt, ohne dabei auf Schutzgüter, bzw. Umweltauswirkungen im Speziellen einzugehen. Ferner erfolgt eine Darstellung der gegenüber Freileitungen hoch empfindlichen Flächen (siehe Abbildung 14). Als Projektionsgröße werden hierfür die (Land-)Kreise und kreisfreien Städte genutzt.

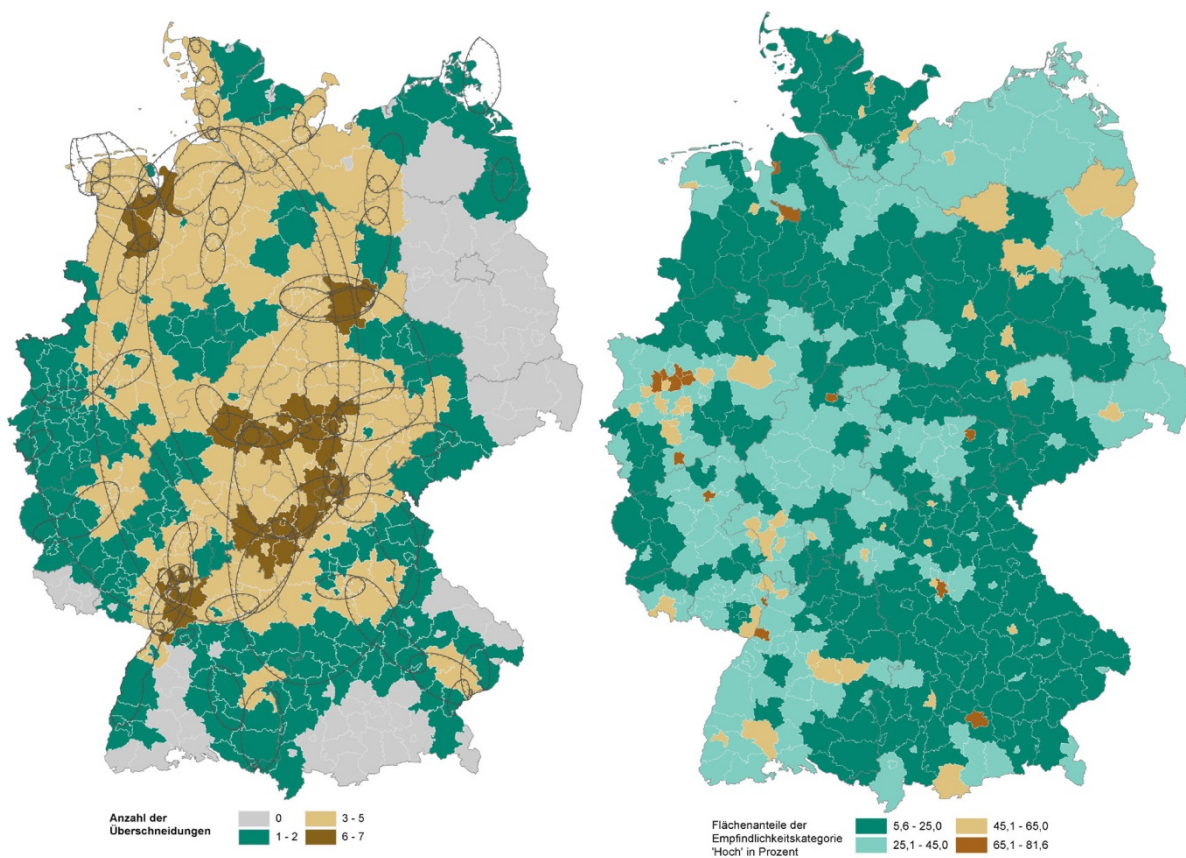


Abbildung 14: Betroffenheit durch Maßnahmen von NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 (links) und Flächenanteile der Kriterien der Empfindlichkeit „hoch“ bei Freileitungen (rechts)

Die Auswertungen geben ein Indiz dafür, welche Regionen in Deutschland durch die Maßnahmen des NEP Strom 2024 sowie des O-NEP 2024 stärker oder weniger stark betroffen wären. Das Ergebnis ist eine Worst-Case-Betrachtung, da nicht alle Kreise, die von einer Überschneidung von Ellipse und Kreis „betroffen“ sind, auch vom tatsächlichen Netzausbau betroffen sein werden. Soweit konkrete Betroffenheiten vorliegen, sind Umweltauswirkungen durch Anwendung des NOVA-Prinzips (wo möglich) zu vermeiden bzw. zu minimieren. Durch einen gebündelten Verlauf mit ähnlichen Vorhaben kann zumindest die weitere Zerschneidung von Natur und Landschaft nach § 1 Abs. 5 BNatSchG vermieden werden.

Die Abbildung (links) zeigt, dass Berlin sowie weite Bereiche Brandenburg, Sachsens, des Saarlandes sowie Teile Bayerns, Baden-Württembergs und Mecklenburg-Vorpommerns nicht durch den Netzausbau betroffen sind (graue Färbung). Umweltauswirkungen sind hier somit durch die Auswirkungen des Plans generell nicht zu erwarten.

Die zweite Auswertung zeigt die Flächenanteile der bezüglich Freileitungen als „hoch“ empfindlich eingestufteten Kriterien für die Kreise bzw. kreisfreien Städte. Nur in wenigen Kreisen bzw. kreisfreien Städten liegen zu etwa 50 % Flächen, die gegenüber dem Freileitungsbau eine hohe Empfindlichkeit aufweisen. Ein Anteil von über 65 % solcher Flächen findet sich ausschließlich in kreisfreien Städten mit hohem Siedlungsflächenanteil. Insgesamt zeigt die Analyse aber auch, dass in vielen Kreisen/ kreisfreien Städten „hoch“ empfindliche Flächen nur bis etwa ein Viertel der Kreisfläche einnehmen. Die Analyse gibt ein Indiz dafür, welche Gebiete für die zukünftige Planung weiterer Maßnahmen auf Ebene des NEP Strom 2024 bzw. für die Konkretisierung der Planung bereits gesetzlich bedarfsfestgestellter Vorhaben besonders konfliktträchtig sein können. Im Zuge des Netzausbaus sollten Bereiche, die in dieser Analyse einen hohen Flächenanteil ausweisen und sich auch auf den folgenden Planungsebenen als sehr konfliktträchtig herausstellen, möglichst umgangen werden. Es sollte – wie ohnehin gesetzlich vorgeschrieben – geprüft werden, ob Umweltauswirkungen durch die Beachtung des NOVA-Prinzips minimiert werden können.

Alternativer Gesamtplan: Szenario A 2024

Die Bundesnetzagentur hat auch die Szenarien überprüft. Insgesamt umfasst Szenario A 2024 67 Maßnahmen, davon sind 65 Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 und zwei Maßnahmen aus dem O-NEP 2024. Gegenüber dem Szenario B 2024 werden in Szenario A 2024 sechs zusätzliche Maßnahmen berücksichtigt, es fallen jedoch auch zwei Maßnahmen weg, die wiederum nur in Szenario B 2024 enthalten sind. Die Anzahl der Maßnahmen aus dem O-NEP 2024 reduziert sich im Vergleich zu den drei Maßnahmen des Szenarios B 2024 (zwei in der Nordsee sowie eine in der Ostsee) im Szenario A 2024 auf zwei Maßnahmen (beide in der Nordsee).

Für 2 % der ausgewerteten Teiluntersuchungsräume sind erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter voraussichtlich nur in geringem Umfang zu erwarten (kein Rauten-Symbol). Bei 40 % der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung mit #), und in 58 % der Fälle ist davon auszugehen, dass mit den Netzausbaumaßnahmen voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen umfangreich ausgelöst werden (Rauten-Symbol ##).

Vergleich der Szenarien A 2024 und B 2024

In Szenario A 2024 sind 67 Maßnahmen und in Szenario B 2024 sind 64 Maßnahmen enthalten. Die Abbildung 15 zeigt, wie viele Maßnahmen auf die einzelnen Bewertungen entfallen.

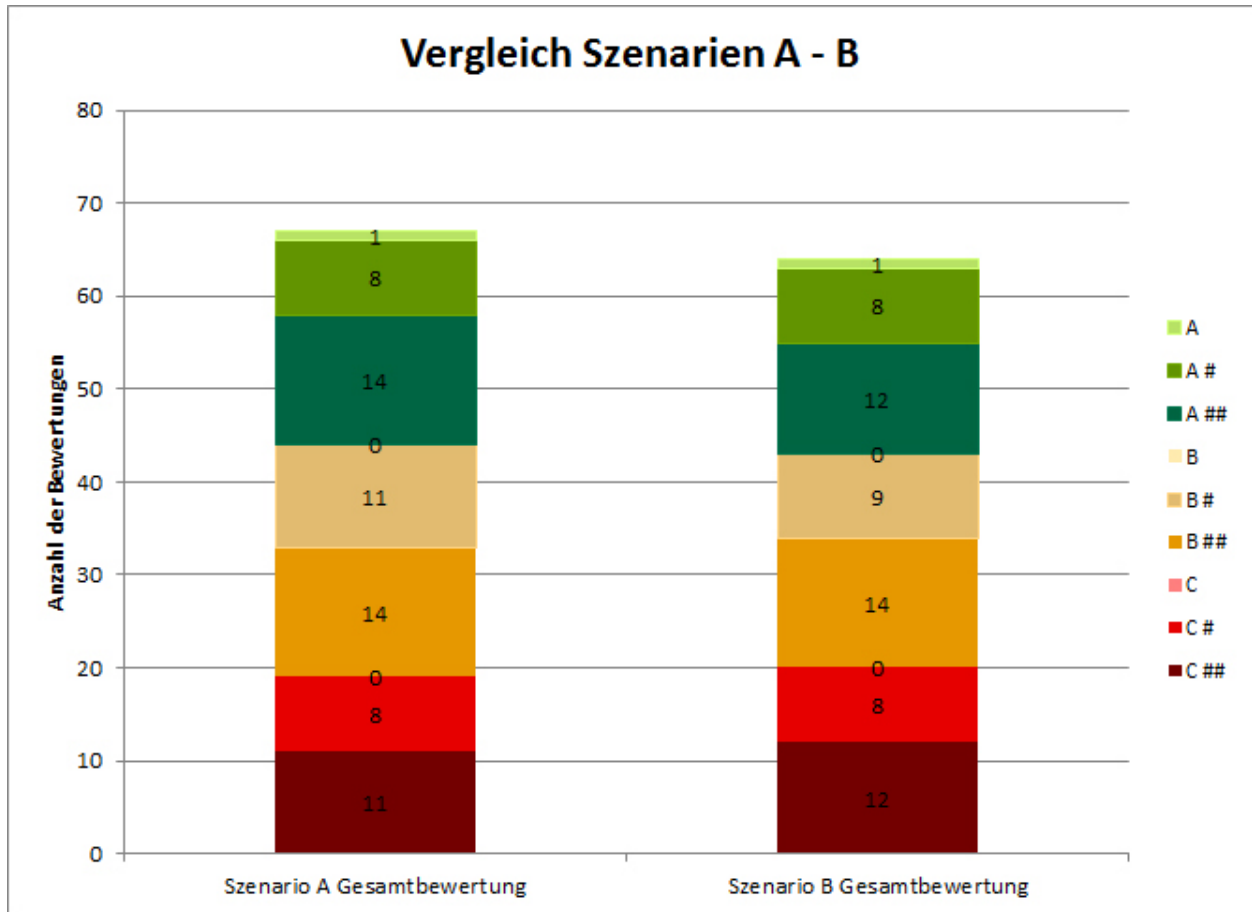


Abbildung 15: Vergleich der Gesamtbewertungen für die Szenarien A und B

In Bezug auf die prozentuale Verteilung der Maßnahmen auf die Bewertungskategorien lassen sich nur geringe Unterschiede mit Verschiebungen um wenige Prozentpunkte feststellen (s. Tabelle 3).

Tabelle 3: Vergleich der prozentualen Bewertungen der Szenarien A und B

Bewertungskategorie	A 2024	B 2024
A	35 %	33 %
B	37 %	36 %
C	28 %	31 %
ohne Raute	2 %	2 %
#	40 %	38 %
##	58 %	60 %

Hervorzuheben sind allerdings Unterschiede für die Maßnahmen des O-NEP 2024, für den sowohl die landseitigen als auch die seeseitigen Auswirkungen betrachtet wurden. Durch den geringeren Anteil der installierten Windenergieleistung reduziert sich die Anzahl der Maßnahmen des O-NEP gegenüber Szenario B 2024 um eine auf zwei Maßnahmen, die beide in der Nordsee liegen. Somit kommt es zu geringeren Umweltauswirkungen. Dennoch ist bei einer Realisierung der geprüften Maßnahmen mit erheblichen Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich zu rechnen. Dies betrifft die Seekabelverlegung in den hochempfindlichen Bereichen der Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer. Zusammenfassend ist festzuhalten: Das Szenario B 2024 weist mit 60 % eine im Vergleich zu Szenario A 2024 geringfügig niedrigere Prozentzahl bei den Bewertungen mit ## (erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst) auf. Gleiches gilt für den Anteil der Bewertungskategorie C (breiter oder mehrere Riegel). Bei den Bewertungen A und B verschiebt sich der Anteil der Bewertungskategorie B (ein oder schmaler Riegel) von Szenario B 2024 zu Szenario A 2024 um ein Prozentpunkt nach oben und der Anteil der Bewertungskategorie A (kein Riegel) um zwei Prozentpunkte nach oben.

Vorhabenbezogene Alternativen

Zusätzlich wurden diejenigen Maßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen geprüft, die von der Bundesnetzagentur aus dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 als „vernünftige Alternativen“ identifiziert wurden. In erster Linie handelt es sich hierbei um solche Angaben der ÜNB, die in den einzelnen Steckbriefen der vorgeschlagenen Ausbauprojekte als „Planungsüberlegungen“ formuliert sind. Die Bundesnetzagentur hat im vorliegenden Umweltbericht zu den 13 Projekten des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 insgesamt 15 vorhabenbezogene Alternativen überprüft.

Neu aufgenommen wurde die Betrachtung der Maßnahme Wolmirstedt – Isar als Alternative zu Maßnahme D 18 Wolmirstedt – Gundremmingen. Die ÜNB haben in der Folge der Konsultation des Netzentwicklungsplans und Umweltberichts (auf Grundlage der Stellungnahme des Landes Bayerns) eigene Berechnungen für die Maßnahme Wolmirstedt – Isar als weitere Alternative für die im NEP 2024 beantragte Maßnahme Wolmirstedt - Gundremmingen (D 18) vorgelegt, was die Würdigung als vernünftige Alternative ermöglichte. Der Vergleich zeigt, dass für die Ausführung als Freileitung für die Alternative eine B ## und für die Vorzugsvariante Wolmirstedt – Gundremmingen eine C # vergeben wurde. Als Erdkabel wurde für beide Untersuchungsräume eine C ## vergeben. Zusätzlich zur Maßnahme Wolmirstedt – Isar wäre in der Alternative die Maßnahme Oberbachern – Ottenhofen notwendig, die ca. 38 km Luftlinie besitzt und mit B ## bewertet wurde.

Bei der Betrachtung der vorhabenbezogenen Alternativen im Bereich des Festlandes (d.h. Alternativen) für bestimmte Maßnahmen ergibt sich darüber hinaus ein differenziertes Bild:

Als Ergebnis des Vergleichs der 15 vorhabenbezogenen Alternativen zeigt sich, dass in sechs Fällen die Alternative einen Riegel weniger aufweist, als die Vorzugsvariante. In zwei weiteren Fällen ist die Alternative im betrachteten Reistraum außerhalb der vorliegenden Riegel besser als die Vorzugsvariante. Auf der anderen Seite ist die Anzahl der Rauten bei vier Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 geringer, als bei der jeweils betrachteten Alternative. Fünf der 15 Alternativen sind in ihrer Bewertung identisch. Eine eindeutige Vorzugswürdigkeit, indem bspw. sowohl die Bewertung des Riegels als auch der Rauten besser wäre, ist bei keinem Alternativenvergleich gegeben. Grund hierfür ist auch, dass häufig Teile der Untersuchungsräume zwischen Alternative und Vorzugsvariante deckungsgleich sind.

Die reine Betrachtung der Umweltauswirkungen ist allerdings für eine Auswahlentscheidung nicht ausreichend. In einer gesamthaften Bewertung der Alternativen wäre ebenfalls zu berücksichtigen, ob es sich entsprechend des NOVA-Prinzip um eine Netzverstärkung, Zubeseilung oder einen Neubau handelt. Zudem sind die Distanzen zwischen den Netzverknüpfungspunkten zwischen Vorzugsvariante und Alternative zu betrachten. Diese sind zum Teil sehr unterschiedlich. Zum Beispiel ist die Vorzugsvariante zu Projekt P 30/M 61 von Hamm/Uentrop nach Kruckel (Dortmund) als Netzverstärkung geplant. Zwischen den Punkten liegt eine Luftliniendistanz von 47 km. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP Strom 2024 wie bereits 2013 ein Neubau von Lippe nach Mengede (Dortmund) aufgeführt. Hier beträgt die Luftliniendistanz allerdings lediglich 10 km. Zudem sind stets die Gegebenheiten des Einzelfalles zu würdigen.

Neben den vorhabenbezogenen Alternativen im Bereich des Festlandes existieren für zwei Maßnahmen des O-NEP 2024 mit dem bestehenden Umspannwerk Conneforde Anbindungsalternativen, bei denen der notwendige Netzausbaubedarf und dessen Umweltauswirkungen gegenüber den Vorzugsvarianten der ÜNB variieren. Bei der Prüfung wurden die landseitigen Abschnitte der Anbindungsleitungen jeweils als Freileitungs- und Erdkabelalternative untersucht. Im Ergebnis reduziert sich bei einer Verlagerung des NVP von Cloppenburg nach Conneforde die Strecke, als auch die Anzahl der Rauten (von zwei auf eine Raute). Dennoch weisen alle Vorzugsvarianten und ihre Alternativen einen breiten oder mehrere Riegel auf (Bewertungskategorie C), die sich insbesondere durch die Lage der Kriterien der Schutzgüter Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, Boden und Landschaft im Küstenmeer ergeben.

Zusätzliche Gesamtplanüberlegungen: Sensitivitäten

Die beiden mit dem Sensitivitätenbericht 2014 von den ÜNB vorgelegten Sensitivitäten konnten nicht als vernünftige Gesamtplanalternativen eingestuft werden²⁹. Gleichwohl können beide Sensitivitätsanalysen als lohnenswerte Betrachtung eingestuft werden, da die Bundesregierung beabsichtigt mit einer weiteren EnWG/EEG Novelle 2015/2016 eine Einspeiseregulierung per Gesetz zu verankern. Insofern haben die Erkenntnisse aus den Sensitivitäten indikativen Wert und werden daher zumindest in Kapitel 9 qualitativ untersucht. Hiermit entspricht die Bundesnetzagentur auch einem in der (Fach-)Öffentlichkeit häufig geäußerten Wunsch.

Mit Hilfe der Sensitivität „Deckelung Offshore“ wurden im Rahmen des Umweltberichts mögliche Umweltauswirkungen hinsichtlich einer Reduzierung der installierten Offshore-Leistung auf 9,9 GW untersucht. Diese Sensitivität zeigt die Folgen eines verlangsamten Ausbaus der Offshore-Windenergie. Die fehlende installierte Leistung wird in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber nur zum Teil kompensiert; ein Ersatz der Energieerzeugung durch andere erneuerbare Energien findet demzufolge nicht statt. Es ist somit zu erwarten, dass sich der jährliche CO₂-Ausstoß im Energiesektor erhöht und voraussichtlich Auswirkungen auf die Schutzgüter Klima und Luft hat. Weiter entfällt bei dieser Sensitivität bis zum Zieljahr 2024 eine Anbindungsleitung. Als vermiedene Umweltauswirkung kann dies jedoch nicht bewertet werden, da es sich lediglich um eine zeitliche Verschiebung handelt und die Leitung bereits zwei Jahre später benötigt wird. Der Ausbaubedarf reduziert sich insgesamt um etwa 30 km Höchstspannungsleitungen im Jahr 2024, wobei vor allem im Norden Maßnahmen entfallen und in der Mitte und im Osten zusätzliche Leitungen erforderlich werden.

²⁹ Die Sensitivitätenberichte sind unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivit%C3%A4ten> abrufbar.

Für die Sensitivität „Einspeisemanagement“ haben sich die ÜNB dazu entschieden, aufbauend auf der Sensitivität „Deckelung Offshore“, nur die Leistungsspitzen von Windenergieanlagen an Land zu reduzieren, die nach dem 01.01.2015 an das Netz angeschlossen werden. Dabei wurde zusätzlich ein maximal mögliches Einspeisemanagement von 2,5 % der Jahresenergiemenge von Onshore-Windkraftanlagen zu Grunde gelegt.

Ergebnis der Sensitivität ist, dass sich der Ausbaubedarf bei 15 entfallenden Maßnahmen um etwa 800 km Höchstspannungsleitungen reduzieren würde; zusätzliche Maßnahmen wären nicht notwendig.

Im Gegensatz zur Sensitivität „Deckelung Offshore“, in der noch 6,4 TWh der Jahresenergiemenge von Offshore Windparks reduziert wurden, werden alle Windenergieanlagen an Land bei der Sensitivität „Einspeisemanagement“ lediglich um (weitere) 0,3 TWh reduziert. Dies beläuft sich auf gerade einmal 0,3 % der Jahresenergieleistung der gesamten installierten Windenergieanlagen an Land. Die 0,3 TWh werden vollständig durch Energie aus Steinkohle- und Gaskraftwerken kompensiert. Es ist somit zu erwarten, dass sich der jährliche CO₂-Ausstoß im Stromsektor nur leicht erhöht und dies mit entsprechenden Auswirkungen auf die Schutzgüter Klima und Luft einhergehen wird. Da die ÜNB jedoch in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die Sensitivitäten aufeinander aufbauend berechnet haben, also in der Sensitivität Einspeisemanagement die reduzierten Werte des Offshore-Ausbaus der ersten Sensitivität ebenfalls berücksichtigen, wird eine über diese Einschätzung hinaus gehende Bewertung der vorgelegten Ergebnisse erschwert.

Auch wenn die Aussagekraft der Sensitivitäten — wie bereits dargelegt — begrenzt ist, wird deutlich, dass der Netzausbaubedarf durch ein Einspeisemanagement — je nach konkreter Ausgestaltung — reduziert werden kann. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geringeren Umfang des Netzausbaus auch die durch den Netzausbau ausgelösten Umweltauswirkungen (u.a. Flächeninanspruchnahme, Bodenversiegelung, u.ä.) geringer ausfallen. Die Effekte eines zeitlich nach hinten verschobenen Ausbaus der Offshore-Windenergie sind demgegenüber gering — vor allem da es sich um temporäre Effekte handelt.

Die Bundesnetzagentur wird auch in den folgenden Jahren insbesondere die Auswirkungen des Einspeisemanagements analysieren. Daher wurden die ÜNB aufgefordert, das Einspeisemanagement in allen Szenarien des jüngst genehmigten Szenariorahmen 2025 zu berücksichtigen.

2. Einleitung

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Redaktionelle Änderungen zur Anpassung an den aktuellen Verfahrensstand
-

2.1 Ausgangssituation – Gesetzliche Grundlagen zur Bedarfsermittlung

Für das Gelingen der Energiewende ist der rasche Ausbau der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Der Gesetzgeber hat daher für die Stromübertragungsnetze mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2011 ein mehrstufiges Verfahren eingeführt, um den energiewirtschaftlichen Bedarf zu ermitteln. Hierfür erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber jährlich zunächst einen gemeinsamen Szenariorahmen. Darin prognostizieren sie für die nächsten zehn bzw. zwanzig Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen hinsichtlich der Erzeugung, des Verbrauchs und der Versorgung mit Strom und dessen Austausch mit anderen Ländern im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, § 12a EnWG. Auf der Grundlage des Szenariorahmens legen die Übertragungsnetzbetreiber den NEP Strom vor, § 12b EnWG. Dieser wird konsultiert und nach einer energiewirtschaftlichen Prüfung durch die Bundesnetzagentur bestätigt, § 12c EnWG. Zusammen mit dem Umweltbericht dient der NEP Strom als Grundlage für einen möglichen Bundesbedarfsplan, der als Gesetz erlassen wird. Für die darin enthaltenen Vorhaben werden durch den Bundesgesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, § 12e Abs. 4 EnWG. Der Entwurf für einen Bundesbedarfsplan ist bei wesentlichen Änderungen, jedoch mindestens alle drei Jahre der Bundesregierung vorzulegen.

Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans erstellt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 2 S. 1 EnWG i.V.m. § 14g des UVPG frühzeitig einen Umweltbericht aufgrund einer nach §§ 14a ff. UVPG durchzuführenden SUP.

Mit einer weiteren Änderung des EnWG im Dezember 2012³⁰ wurde die Bedarfsplanung auf den Bereich des Meeres ausgedehnt. Neben dem NEP Strom haben die Netzbetreiber nunmehr auch gemäß § 17b Abs. 1 EnWG jährlich auf der Grundlage des Szenariorahmens einen gemeinsamen O-NEP für die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland und das Küstenmeer, bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land zur Bestätigung vorzulegen. Hierbei gilt, dass der O-NEP die Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplanes Offshore berücksichtigen muss. Dieser wird gemäß § 17a EnWG durch das BSH für die jeweilige AWZ der Nord- und Ostsee erstellt. Dieser Plan hat grundsätzlich die Aufgabe, sowohl eine Entscheidungshilfe für die Ermittlung der einzubeziehenden Windpark-Cluster für den Szenariorahmen zu bieten, als auch die räumliche Fachplanung als Grundlage für den O-NEP zu liefern. Zu diesem Bundesfachplan Offshore führt das BSH eine SUP durch und erstellt einen Umweltbericht, den die Bundesnetzagentur in ihre Prüfung mit einzubeziehen hat, § 12c Abs. 2 S. 2 EnWG. Die SUP zum

³⁰ EnWG: Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 (BGBl. I 2012, 2730).

Bundesbedarfsplan kann daher auf andere oder zusätzliche erhebliche Umweltauswirkungen, als die bereits im Umweltbericht zum Bundesfachplan Offshore enthaltenen, beschränkt werden, § 14f Abs. 1 UVPG.

Die Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land sind durch diese Regelung ebenfalls in den Bundesbedarfsplan aufzunehmen und entsprechend zu kennzeichnen, § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG.

Die sich an den Erlass des Bundesbedarfsplans anschließenden Planungsverfahren hängen wesentlich von der Kennzeichnung des jeweiligen Vorhabens ab. Sind Leitungen als grenz- und länderübergreifend oder als Anbindungsleitungen³¹ gekennzeichnet, so führt die Bundesnetzagentur die bundeseinheitliche Bundesfachplanung durch. Mit dem Erlass der Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV)³² wurde für die genannten Vorhaben die Planfeststellungskompetenz auf die BNetzA übertragen. Der Gesetzgeber hat zudem das Verfahren zur Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung entsprechend erweitert. Für die übrigen (nicht gekennzeichneten) Vorhaben sind weiterhin die vorgesehenen Zulassungsverfahren bei den zuständigen Landesbehörden zu führen.

Am 01.08.2014 ist das reformierte EEG³³ in Kraft getreten. Die Reform des EEG soll eine Neuausrichtung der Energiewende bewirken. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromversorgung soll stetig erhöht werden. Die Vorgabe bestimmter Ausbauziele für die zuzubauenden Erneuerbare Energien-Anlagen soll dafür sorgen, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien für alle Akteure der Energiewirtschaft planbar zu gestalten.³⁴ Die EEG-Reform wirkt sich damit auch aus auf die Alternativenprüfung, die im Rahmen der SUP durchzuführen ist: Sie beeinflusst die Auswahl der über den Szenariorahmen 2014 (Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2024)³⁵ genehmigten Szenarien als „vernünftige“ Alternativen im Sinne der SUP.

2.2 Aktueller Stand

Den ersten erstellten Szenariorahmen zum NEP Strom 2012 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2022 genehmigte die Bundesnetzagentur am 20.12.2011³⁶. Im Anschluss daran fertigten und konsultierten die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen nationalen NEP Strom 2012, der von der

³¹ Für Offshore-Anbindungsleitungen ist eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur lediglich für den Bereich des Küstenmeeres, vom BSH festgelegten Übergabepunkt im Bundesfachplan-Offshore, d.h. von dem in der AWZ bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land durchzuführen.

³² PlfZV- Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur - Planfeststellungszuweisungsverordnung vom 23. Juli 2013, BGBl. I S. 2582.

³³ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.

³⁴ Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304 vom 05.05.2014, Begründung, Kap. A I.

³⁵ Bundesnetzagentur (2013a)

³⁶ Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens 2011 zum NEP Strom 2012 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2022 vom 20.12.2011.

Bundesnetzagentur nach der Prüfung und erneuten Konsultation am 26.11.2012 bestätigt wurde³⁷. Von den ursprünglich enthaltenen 74 Maßnahmen wurden von der Bundesnetzagentur 51 Maßnahmen bestätigt.

Der Umweltbericht wurde auf der Grundlage einer durchgeführten SUP erstellt. Nach der Festlegung des Untersuchungsrahmens entsprechend § 14f UVPG hat die Bundesnetzagentur nach der Durchführung der SUP einen Umweltbericht veröffentlicht und diesen konsultiert. Unter Berücksichtigung der übermittelten Stellungnahmen und Äußerungen wurde der Umweltbericht überarbeitet und zusammen mit dem bestätigten NEP Strom am 26.11.2012 der Bundesregierung vorgelegt. Das auf dieser Grundlage erarbeitete erste Gesetz über den Bundesbedarfsplan ist am 27.07.2013 in Kraft getreten.

Parallel läuft die jährlich fortzuschreibende Bedarfsermittlung weiter. So wurde im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2023 der NEP Strom und O-NEP am 19.12.2013 bestätigt³⁸. Von den ursprünglich enthaltenen 90 Maßnahmen wurden von der Bundesnetzagentur 56 Maßnahmen als energiewirtschaftlich notwendig bestätigt. Die Dokumente wurden zusammen mit dem Umweltbericht am 08.01.2014 veröffentlicht.

Im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2024 wurde am 02.04.2013 der nächste Entwurf des Szenariorahmens für den NEP Strom und O-NEP 2024 vorgelegt. Am 30.08.2013 genehmigte die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den NEP Strom und O-NEP 2024³⁹. Die ersten Entwürfe des NEP Strom und des O-NEP wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Mitte April 2014 veröffentlicht und bis zum 28.05.2014 konsultiert. Die Netzentwicklungspläne wurden unter Berücksichtigung der zahlreichen Konsultationsbeiträge durch die ÜNB überarbeitet und als zweite Entwürfe am 04.11.2014 der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorgelegt. Diese und den Entwurf des Umweltberichts stellte die Bundesnetzagentur vom 27.02. bis 15.05.2015 zur Konsultation und veröffentlichte zeitgleich die vorläufigen Prüfungsergebnisse.

Strategische Umweltprüfung (SUP)

Die Bundesnetzagentur führt gemäß § 14b Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 1.10 UVPG eine SUP zum Bundesbedarfsplan durch und erstellt entsprechend § 12c Abs. 2 EnWG zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans einen Umweltbericht.

Mit der SUP verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, bereits weit vor der konkreten Zulassungsentscheidung Umweltbelange in die Planung zu integrieren. Dies geht auf das Vorsorgeprinzip und den Grundsatz des nachhaltigen Umgangs mit Ressourcen zurück. Daher ist die SUP für bestimmte Pläne und Programme zwingend vorgeschrieben.

Zusätzlich zur SUP zum Bundesbedarfsplan erfolgt im Rahmen der sich anschließenden Bundesfachplanung, die für gekennzeichnete Anbindungsleitungen sowie gekennzeichnete länder- und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen durchzuführen ist, eine weitere SUP (§ 5 Abs. 2 NABEG, § 14b Abs. 1 Nr. 1 UVPG

³⁷ Bundesnetzagentur (2012a)

³⁸ Bundesnetzagentur (2013b)

³⁹ Bundesnetzagentur (2013a)

i.V.m. Nr. 1.11 der Anlage 3 UVPG). Im Rahmen der Planfeststellung wird anschließend eine projektbezogene Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt.

Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist die nach § 12c Abs. 2 i. V. m. § 54 Abs. 1 EnWG zuständige Regulierungsbehörde und demnach verpflichtet, zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans frühzeitig, bereits während des Verfahrens zur Erstellung und Bestätigung des NEP Strom und O-NEP, einen Umweltbericht zu erstellen.

Bundesbedarfsplan als Trägerverfahren

Nach § 2 Abs. 4 Satz 1 UVPG ist die SUP ein unselbständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen⁴⁰, eines sog. Trägerverfahrens. Die Aufstellung des Bundesbedarfsplans ist ein solches Trägerverfahren, für das die Durchführung einer SUP zwingend vorgeschrieben ist (vgl. Nr. 1.10 der Anlage 3 zum UVPG).

Die Bundesnetzagentur übermittelt mindestens alle drei Jahre den bestätigten NEP Strom und O-NEP als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor. Mit Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes durch den Bundesgesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Da der Entwurf des Bundesbedarfsplanes auch bei wesentlichen Änderungen, mindestens jedoch alle drei Jahre zu übermitteln ist, kann der notwendige Ausbaubedarf für die Übertragungsnetze jeweils zeitnah in einen Bundesbedarfsplan aufgenommen werden.

Das Bundesbedarfsplangesetz enthält keine Vorgaben zu der konkreten Ausführung der Vorhaben. Bei der energiewirtschaftlichen Prüfung wird dem sog. NOVA-Prinzip gefolgt, nach dem grundsätzlich die Optimierung und Verstärkung dem Ausbau des Netzes vorgehen. Diese Maßgabe wird auch im Rahmen der Bestätigung des NEP Strom und O-NEP berücksichtigt. Wie jedoch ein Vorhaben letztlich auszuführen ist, wird nicht im Bundesbedarfsplan, sondern auf späteren Planungsebenen (Bundesfachplanung sowie Planfeststellung) entschieden. Daher ist der Bundesbedarfsplan hinsichtlich der Ausführungsart der enthaltenen Vorhaben offen und stellt allein den energiewirtschaftlichen Bedarf zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten fest. Der Umweltbericht enthält, als vorbereitendes Element, keine Differenzierung nach dem sog. NOVA-Prinzip.

Für die im NEP Strom enthaltenen Projekte und Maßnahmen geben die Übertragungsnetzbetreiber Punktepaare an, zwischen denen das Netz verstärkt bzw. ausgebaut werden soll. Weiterhin haben sie für die einzelnen Projekte bzw. Maßnahmen die Spannungsebene sowie die vorgesehene Übertragungstechnik (Gleichstrom oder Drehstrom) angegeben.

Der Bundesbedarfsplan (Anlage zum Bundesbedarfsplangesetz) enthält Vorhaben, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit nachvollzogen werden konnte. Festlegungen zur konkreten Dimensionierung (z.B. Lage und Flächeninanspruchnahme) der Errichtung oder Erweiterung der vom Bundesbedarfsplan betroffenen, bereits bestehenden netztechnischen Anlagen sind Gegenstand der Verfahren

⁴⁰ Die SUP-Pflicht besteht grundsätzlich für bestimmte Pläne und Programme. Da vorliegend die SUP zur Vorbereitung eines Plans dienen soll, wird im Folgenden auf die Aufführung von Programmen, die ebenfalls eine SUP-Pflicht auslösen würden, verzichtet.

nachfolgender Planungsstufen. Auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes lässt sich nicht absehen, in welcher technischen Ausführung und auf welcher Trasse ein Vorhaben tatsächlich realisiert werden kann. Dies gilt auch für die Maßnahmen, die als Ertüchtigung bestehender Leitungen oder als Neubau in bestehender Trasse im NEP Strom ausgewiesen sind. Die umweltfachliche Prüfung der Zulässigkeit der Errichtung oder Erweiterungen dieser Anlagen erfolgt daher im Rahmen der jeweiligen behördlichen Genehmigungsverfahren. Über daraus resultierende Kompensationserfordernisse wird im Rahmen der Planfeststellungsverfahren entschieden.

Abweichend hierzu bestehen für den Teil des O-NEP, der sich auf die AWZ bezieht, weitreichende Vorgaben zur Lage und Ausführung des Seekabels. Anders als auf dem Festland, wo die Trassenfindung in der Bundesfachplanung erst nach der Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes beginnen kann, werden durch den Bundesfachplan Offshore in der AWZ bereits konkrete Trassen oder Trassenkorridore gesichert. Dies ist sachgerecht, um die Windparkcluster und die entsprechend notwendigen Kabeltrassen räumlich und in ihrer Dimensionierung aufeinander abzustimmen. Schlussendlich werden die Ausweisungen der Kabeltrassen des Bundesfachplans Offshore direkt in den Bundesnetzplan überführt, um eine gemeinsame Basis für folgende Planfeststellungsverfahren zu schaffen, nachdem das Verfahren der Bundesfachplanung im Küstenmeer abgeschlossen ist, § 17 NABEG.

Der überarbeitete Umweltbericht enthält die Maßnahmen des NEP Strom und O-NEP, die aufgrund ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bestätigt worden sind. Die Prüfung wird entsprechend angepasst.

Festlegung des Untersuchungsrahmens

Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens, einschließlich des Detaillierungsgrades der in den Umweltbericht aufzunehmenden Angaben. Hierzu dient das sog. Scoping, das für eine SUP zwingend durchzuführen ist. Der Bundesnetzagentur obliegt die Festlegung des Untersuchungsrahmens nach §§ 12c Abs. 2, 54 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 14f Abs. 1 UVPG. Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Bundesbedarfsplan berührt wird, sind gemäß § 14f Abs. 4 UVPG bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens der SUP zu beteiligen. Für die Festlegung des Untersuchungsrahmens der SUP führt die Bundesnetzagentur ein schriftliches Scoping durch. Neben Behörden sind auch umwelt- und naturschutzfachliche Vereinigungen aufgerufen, Stellungnahmen abzugeben.

Der notwendige Inhalt des Umweltberichts wird in § 14f Abs. 2 S. 2 UVPG näher präzisiert. Danach kann der Umweltbericht auf die Angaben beschränkt werden, die mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können, wobei der gegenwärtige Wissensstand und die der Behörde bekannten Äußerungen der Öffentlichkeit, allgemein anerkannte Prüfungsmethoden, Inhalt und Detaillierungsgrad des Planes sowie dessen Stellung im Entscheidungsprozess zu berücksichtigen sind.

Um Mehrfachprüfungen zu vermeiden, soll bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens bestimmt werden, auf welcher der Stufen eines mehrgliedrigen Planungsprozesses bestimmte Umweltauswirkungen schwerpunktmäßig geprüft werden sollen, § 14f Abs. 3 UVPG. Das Ziel bei der Ermittlung der entscheidungsrelevanten Prüfungsinhalte und damit der aufzunehmenden Kriterien ist es einerseits, durch eine Ebenen spezifische Zuordnung eine Überfrachtung hochstufiger Planungsebenen mit dort nicht sachgerecht abzuarbeitenden, nicht entscheidungsrelevanten, Untersuchungsgegenständen zu vermeiden. Andererseits soll eine unsachgemäße Verschiebung auf nachgelagerte Ebenen verhindert werden. Für die Abschichtung ist demnach entscheidend, auf welcher Planungsebene bestimmte Umweltauswirkungen

optimal geprüft werden können und inwieweit Prüfungsgegenstände auf bestimmten Planungsebenen abschließend entschieden werden, so dass ihre Berücksichtigung auf einer nachfolgenden Ebene nicht mehr nötig ist.

Inhalte des Umweltberichts

Im Untersuchungsrahmen werden der Umfang und Detaillierungsgrad der in den Umweltbericht nach § 14g UVPG aufzunehmenden Angaben festgelegt. Der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan muss gemäß §§ 14f Abs. 1, 14g Abs. 2 UVPG i.V.m. § 12c Abs. 2 EnWG folgende Angaben enthalten:

Tabelle 4: Inhalte des Umweltberichts und gesetzliche Grundlagen

Quelle im UVPG	Anforderung	Umsetzung
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 1	Kurzdarstellung des Inhalts und der wichtigsten Ziele des Bundesbedarfsplans sowie seine Beziehung zu anderen relevanten Plänen und Programmen.	Kap. 2 und Kap. 3.1
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 2	Darstellung der für den Bundesbedarfsplan geltenden Ziele des Umweltschutzes sowie der Art, wie diese Ziele und sonstige Umwelterwägungen bei der Ausarbeitung des Planes berücksichtigt wurden.	Kap. 5 und Kap. 6
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 3	Darstellung der Merkmale der Umwelt, des derzeitigen Umweltzustandes sowie dessen voraussichtliche Entwicklung bei Nichtdurchführung des Bundesbedarfsplanes.	Kap. 3.5.6.1., Kap. 7.3 und Kap. 7.4
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 4	Angabe der derzeitigen, für den Bundesbedarfsplan bedeutsamen Umweltprobleme, insbesondere der Probleme, die sich auf ökologisch empfindliche Gebiete nach Nummer 2.6 der Anlage 4 UVPG beziehen.	Kap. 3.5.6.1 und Kap. 7.4
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 5	Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt nach § 2 Abs. 4 Satz 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 Satz 2 UVPG.	Kap. 7.5 und Kartenanhang
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 6	Darstellung der Maßnahmen, die geplant sind, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen aufgrund der Durchführung des Bundesbedarfsplans zu verhindern, zu verringern und soweit wie möglich auszugleichen.	Kap. 3.5.8, Kap. 4.3 und Kap. 7.6
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 7	Hinweise auf Schwierigkeiten, die bei der Zusammenstellung der Angaben aufgetreten sind, zum Beispiel technische Lücken oder fehlende Kenntnisse.	Kap. 10
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 8	Kurzdarstellung der Gründe für die Wahl der geprüften Alternativen sowie eine Beschreibung, wie die Umweltprüfung durchgeführt wurde.	Kap. 3.4, Kap. 3.5 und Kap. 8
§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 9	Darstellung der geplanten Überwachungsmaßnahmen gemäß § 14m UVPG.	Kap. 3.5.8 und Kap. 7.6
§ 14g Abs. 2 S. 2	Die Angaben nach § 14g Abs. 2 Satz 1 UVPG sollen entsprechend der Art des Plans Dritten die Beurteilung ermöglichen, ob und in welchem Umfang sie von den Umweltauswirkungen des Plans oder Programms betroffen werden können.	
§ 14g Abs. 2 S. 3	Allgemein verständliche, nichttechnische Zusammenfassung der Angaben.	Kap. 1

3. Inhalte und Methodik

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Unter Kapitel 3.2 und 3.3 wird eine erweiterte Darstellung zum Untersuchungsraum und zur Reichweite der Prüfung dieser strategischen Umweltprüfung vorgenommen. Ebenso werden einzelne Fragen zur Prüfung von Erdkabeln beantwortet.
 - Unter 3.5.4 erfolgt eine erweiterte Darstellung des Begriffes „Stellung im nationalen Ziel- bzw. Rechtssystem“.
 - In Kapitel 3.5.8 wurde die Darstellung der Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen innerhalb der Strategischen Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan in Abgrenzung zu den Bundesfachplanungen erweitert.
 - In Kapitel 3.6 wurde das Thema der Natura 2000-Abschätzung konkreter dargelegt.
-

Im Folgenden werden die in der SUP zum Bundesbedarfsplan enthaltenen Inhalte dargestellt sowie die Methodik zur Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen erläutert.

3.1 Untersuchungsgegenstand

Nach § 2 Abs. 4 S. 1 UVPG ist die SUP ein unselbständiger Teil behördlicher Planungsverfahren, des sogenannten Trägerverfahrens. Die Aufstellung des Bundesbedarfsplans ist ein solches Trägerverfahren, für das die Durchführung einer SUP obligatorisch vorgeschrieben ist (vgl. Anlage 3 Nr. 1.10 UVPG). Die Bundesnetzagentur ist als die nach § 12c Abs. 2 EnWG zuständige Regulierungsbehörde verpflichtet, zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans frühzeitig bereits während des Verfahrens zur Erstellung des jeweiligen NEP Strom und des O-NEP einen Umweltbericht zu erstellen. Gemäß § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 1 UVPG soll der Umweltbericht u.a. die Beziehung zu anderen relevanten Plänen kurz darstellen. Für die Netzentwicklungsplanung sind der NEP Strom und der O-NEP, die jeweils als Grundlage für den Bundesbedarfsplan dienen, solche relevanten Pläne, ebenso der für Nord- und Ostsee gültige Bundesfachplan Offshore (BFO).

Der Bedarf für den Ausbau des Übertragungsnetzes Strom an Land ergibt sich aus dem von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam zu erstellenden und von der Bundesnetzagentur zu bestätigenden NEP Strom. Die SUP umfasst grundsätzlich den gesamten Bereich des Bundesbedarfsplans, also auch den räumlichen Bereich der im O-NEP dargestellten Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken in der AWZ über das Küstenmeer bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land. Alle, in NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen dienen somit als Grundlage für die SUP.

Die Bundesnetzagentur untersucht nicht nur die Maßnahmen, die aufgrund der energiewirtschaftlichen Prüfung zum Beginn der Konsultation als bestätigungsfähig angesehen werden, sondern grundsätzlich alle im

jeweiligen NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen. Erst nach der abschließenden Bewertung der Ergebnisse der SUP im Anschluss an die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden ausschließlich die bestätigten Maßnahmen im Umweltbericht enthalten sein. Dieses Vorgehen trägt dem Umstand Rechnung, dass sich im Rahmen der Beteiligung hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Bestätigung einzelner Maßnahmen Änderungen ergeben können.

Der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan bezieht nach § 12c Abs. 2 EnWG den Umweltbericht zum Bundesfachplan Offshore des BSH mit ein und kann auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen als diejenigen, die bereits im Umweltbericht zum Bundesfachplan Offshore dargestellt sind, beschränkt werden. Nur zusammen ist der Geltungsbereich des Bundesbedarfsplans vollständig erfasst. Für die Nord- und Ostsee wurde in den Jahren 2012 und 2013 bereits durch das BSH ein Bundesfachplan Offshore mit der dazugehörigen SUP erstellt. Diese gesetzliche Aufgabenteilung ist im Hinblick auf Erfahrungswerte, die umweltfachliche Datenbasis und die Zuständigkeit für nachgelagerte Prozesse sachgerecht und ermöglicht eine abgestimmte Vorgehensweise für den gesamten Ausbau der Offshore-Windenergie. Im Bundesfachplan Offshore werden Grenzkorridore festgelegt, die zum Teil bereits in der Raumordnungsverordnung für die AWZ von Nord- und Ostsee aus dem Jahr 2009 konkretisiert wurden, an denen die Sammelanbindungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer kreuzen. Diese in einem formellen Verfahren und insbesondere mit den Küstenbundesländern abgestimmten Festlegungen begründen u.a. den Zuschnitt für die Untersuchungsräume im Küstenmeer im Rahmen der vorliegenden SUP.

Für den Bereich der AWZ der Nordsee wurde durch das BSH eine technische Regelvorgabe entwickelt, wonach windparkinterne Verkabelungen auf der Spannungsebene 155 kV und die Anbindungsleitungen der Windparks in HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW bei einer Spannungsebene von +/- 380 kV auszuführen sind. Für die Ostsee legte das BSH in seinem am 7. März 2014 bekanntgemachten BFO fest, dass nach erfolgter Alternativenprüfung und in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur AC-Anbindungsleitungen mit einer Übertragungskapazität von 250 MW und einer Spannungsebene von 220 kV als Planungsgrundsatz gelten.

Die im NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen werden durch die Bundesnetzagentur auf ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit geprüft und konsultiert. Anschließend werden unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung die Netzentwicklungspläne bestätigt.

In der SUP zum Bundesbedarfsplan prüft die Bundesnetzagentur die im NEP Strom aufgeführten Maßnahmen im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland, die zunächst aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber als energiewirtschaftlich notwendig erachtet werden. Als Anfangs- und Endpunkte dienen die im NEP Strom benannten Netzverknüpfungspunkte.

Die Bundesnetzagentur untersucht die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der im NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen. Überschreiten Untersuchungsräume (Ellipsen) das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland, so endet der potenzielle Projektrealisierungsbereich an der deutschen Grenze und die Auswirkungen werden grundsätzlich bis dort betrachtet. Gleiches gilt für den Übergangsbereich zwischen dem Küstenmeer und der AWZ, wo ebenfalls keine Auswirkungen innerhalb der AWZ geprüft werden, sondern auf die entsprechenden Untersuchungen des BSH Bezug genommen wird. Der Untersuchungsraum erstreckt sich hier zwischen den durch das BSH im Bundesfachplan Offshore ausgewiesenen Grenzkorridoren auf der Grenze der AWZ und den Netzverknüpfungspunkten an Land.

Außerhalb der Betrachtung

Nicht geprüft werden sogenannte Startnetzmaßnahmen, da diese entweder bereits realisiert sind oder der Bedarf für diese Maßnahmen bereits anderweitig festgestellt ist. Zum einen sind die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) enthaltenen Vorhaben nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans, da für diese die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bereits gesetzlich festgestellt sind. Zum anderen sind Maßnahmen nicht enthalten, die bereits planfestgestellt sind oder sich schon im Bau befinden. Daher wird die Bundesnetzagentur diese bei der SUP nicht berücksichtigen. Dies gilt auch für Maßnahmen, die zwar im NEP Strom dem Zubaunetz zugeordnet werden, jedoch zum Zeitpunkt der Durchführung der SUP bereits planfestgestellt sind und daher grundsätzlich dem Startnetz angehören müssten.

Für den Bereich des O-NEP ergibt sich eine leicht veränderte Definition des Startnetzes. Nicht betrachtet werden hier, ergänzend zu den Maßnahmen des bereits realisierten Netzes, die Anbindungsleitungen, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben aus einer gültigen Netzanbindungszusage von Offshore-Windparks resultieren bzw. Maßnahmen zum Anschluss der Windparks, die über eine Kapazitätszuweisung durch die Bundesnetzagentur verfügen.

Ebenfalls werden sogenannte Punktmaßnahmen umweltfachlich nicht überprüft. Die nicht mit Leitungsbaumaßnahmen verknüpften Punktmaßnahmen des NEP Strom (z.B. Umspannwerke) werden vom Bundesbedarfsplan nicht erfasst. Der Bundesbedarfsplan soll die Planrechtfertigung für bestimmte Maßnahmen für die spätere Planfeststellung schaffen. Die Punktmaßnahmen sind jedoch nicht planfeststellungsbedürftig. Die durch eine Aufnahme in den Bundesbedarfsplan begründete Planrechtfertigung liefe damit leer.

Ziel der strategischen Umweltprüfung ist es die wirksame Umweltvorsorge sicherzustellen. Dabei ist die Strategische Umweltprüfung ein unselbstständiger Teil des Verwaltungsverfahrens, in das sie integriert wird. Für die Bedarfsermittlung des Stromnetzausbaues hat der Gesetzgeber vor die Erstellung bzw. Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes als ersten Schritt die Genehmigung des Szenariorahmens gestellt. Basierend auf dieser Genehmigung werden (als zweiter Schritt) die Netzentwicklungspläne entworfen und nach Prüfung durch die Bundesnetzagentur bestätigt, somit sind die Netzentwicklungspläne an die Festsetzungen des Szenariorahmens gebunden. Mindestens alle drei Jahre wird aus den Netzentwicklungsplänen der Entwurf eines neuen Bundesbedarfsplangesetzes durch die Bundesnetzagentur erstellt (dritter Schritt). Der Umweltbericht dokumentiert für diese Gesetzesanpassung die Strategische Umweltprüfung. Im Umweltbericht werden die Auswirkungen der konkreten Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen auf die Umwelt ermittelt, beschrieben und bewertet. Alternative Annahmen zur Erzeugungsleistung, dem Nettostrombedarf, der Jahreshöchstlast (und vergleichbare Punkte) können daher bei den Festlegungen des Untersuchungsrahmens sowie dem Umweltbericht nicht mehr neu diskutiert werden, sondern können im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens eingebracht werden. Der Netzausbaubedarf der einzelnen Szenarien wird dann wiederum Grundlage für Betrachtungen von Gesamtplanalternativen im Rahmen des Umweltberichts.

3.2 Untersuchungsraum

Der Untersuchungsraum des Gesamtplans ergibt sich grundsätzlich aus der Summe der Untersuchungsräume für die einzelnen Vorhaben des Bundesbedarfsplans. Da erst am Ende des Prüfprozesses fest steht, welche Maßnahmen aus energiewirtschaftlicher Sicht bestätigt werden, die SUP jedoch frühzeitig zu erfolgen hat,

dienen die von den Übertragungsnetzbetreibern in den NEP Strom zur Bestätigung vorgeschlagenen Maßnahmen und Projekte als Grundlage der umweltfachlichen Prüfung. Die Einteilung der bestätigten Maßnahmen in Vorhaben, die aufgrund ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und vordringlichen Bedarfs in einen Bundesbedarfsplan Eingang finden können, wird erst mit dem Abschluss des Prüfprozesses im überarbeiteten Umweltbericht vorgenommen.

Wegen der auf der Bundesbedarfsplanebene bestehenden Ungewissheiten hinsichtlich der konkreten Lage der Vorhaben und deren potenziellen Auswirkungen auf Nachbarstaaten überprüft die Bundesnetzagentur keine grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen auf der Bedarfsplanebene, es sei denn, es liegen für grenzüberschreitende Leitungen aussagekräftige Informationen des jeweiligen Nachbarstaats vor. Vom Grundsatz her wird eine belastbare Prognose erheblicher grenzüberschreitender Umweltauswirkungen frühestens mit der näheren Bestimmung eines Trassenkorridors grenzüberschreitender Vorhaben im Rahmen der Bundesfachplanung möglich sein. Die Planungsebene für eine grenzüberschreitende SUP ist deshalb die an einen Bundesbedarfsplan anknüpfende Bundesfachplanung. Dennoch hat die Bundesnetzagentur bereits in den letzten Jahren die Nachbarstaaten über die Netzentwicklungspläne und die Strategische Umweltprüfung informiert, und wird dies auch in diesem Jahr vornehmen.

Dasselbe gilt für die Maßnahmen des O-NEP für den Übergangsbereich zur deutschen AWZ. Die potenziellen Umweltauswirkungen hat die Bundesnetzagentur wegen der oben beschriebenen Systematik jedoch grundsätzlich ausschließlich bis an die deutsche Hoheitsgrenze betrachtet. Hinsichtlich der grenzüberschreitenden Untersuchungsräume werden daher die grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen aus den zuvor genannten Gründen auf dieser Ebene nicht betrachtet. Die Bundesnetzagentur unterrichtet jedoch die potenziell betroffenen Nachbarstaaten über die Prozesse der Bedarfsfeststellung, also die energiewirtschaftliche Prüfung des NEP Strom und O-NEP sowie über die SUP. Darüber hinaus wird im weiteren Verlauf bei grenzüberschreitenden Vorhaben sowie bei solchen, die sich zwar ausschließlich auf dem deutschen Hoheitsgebiet befinden, jedoch voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auch im jeweiligen Nachbarstaat haben können, die betroffenen Mitgliedstaaten am Verfahren der Bundesfachplanung beteiligt.

Prüfung der maßnahmenbezogenen Untersuchungsräume (Ellipsen)

Die Bundesnetzagentur ermittelt, beschreibt und bewertet die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Vorhaben des Bundesbedarfsplans (Punktepaare) innerhalb eines Untersuchungsraums in Form einer Ellipse, soweit diese nicht das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland überschreiten (siehe Abbildung 16). Die Punktepaare ergeben sich aus den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, zwischen welchen Netzverknüpfungspunkten Übertragungsbedarf bestehen soll.

Ferner können Maßnahmen Stützpunkte enthalten. Stützpunkte konkretisieren neben Anfangs- und Endpunkt den Untersuchungsraum einer Maßnahme, indem zwischen ihnen sowie zwischen Anfangs- bzw. Endpunkt jeweils eine separate Ellipse gelegt wird. Die Verwendung einer Bestandstrasse wird dabei nicht als Zwischenpunkt angesehen, sondern nur als Bündelungsoption innerhalb der Ellipse.

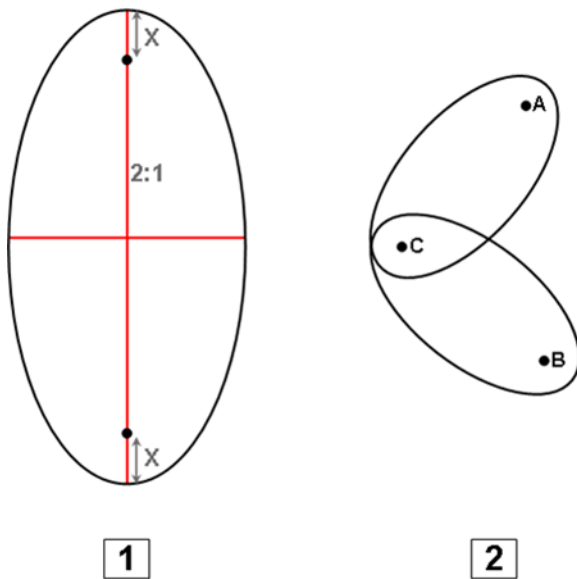


Abbildung 16: (1) Bemessung eines elliptischen Untersuchungsraums; (2) Darstellung eines Punktpaares AB mit dem Stützpunkt C

Die Ellipse umschließt die Anfangs- und Endpunkte bzw. Stützpunkte. Die im Umweltbericht dargestellten Netzverknüpfungspunkte wurden anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilten Koordinaten dargestellt. Stützpunkte wurden nur in den Maßnahmen aufgenommen, in denen die Übertragungsnetzbetreiber diese aus netztechnischen Gründen vorgeschlagen haben. Dabei wird für die Hauptachse der Ellipse die direkte Verbindung zwischen Anfangs- bzw. Stütz- und End- bzw. Stützpunkt um jeweils eine entsprechend der Luftliniendistanz zwischen den Punkten geltende Strecke verlängert. Die Nebenachse bemisst die Hälfte der Hauptachse.

Ist die Luftliniendistanz zwischen Anfangs- bzw. Stütz- und End- bzw. Stützpunkt größer als 20 km, so wird für die Hauptachse die direkte Verbindung um jeweils 10 km verlängert. Beträgt die Luftliniendistanz 10 bis 20 km, so wird um 5 km verlängert. Bei Maßnahmen, deren Punkte weniger als 10 km Luftlinie auseinander liegen, wird um mindestens 2 km verlängert, maximal jedoch um 50 % der Luftliniendistanz.

Einen Sonderfall stellen für diesen Umweltbericht die Maßnahmen dar, bei denen statt eines Anfangs- oder Endpunkts in den Netzentwicklungsplänen ein Suchraum genannt wird, beispielsweise durch Angaben von Gebietskörperschaften (z.B. Kreis, Gemeinde). In der Regel handelt es sich bei den im NEP Strom und O-NEP genannten Netzverknüpfungspunkten um bereits bestehende Umspannwerke. Für diesen fest umrissenen Suchraum wird ein ungewichteter geometrischer Schwerpunkt ermittelt, mit dem sich dann für die Maßnahme der elliptische Suchraum konstruieren lässt (siehe Abbildung 17). Außerdem wird um den Suchraum ein Puffer gelegt, der in Abhängigkeit der Länge der Luftliniendistanz ermittelt wird. Diese entstandene Fläche (Suchraum plus Puffer) bildet gemeinsam mit der Ellipse den Untersuchungsraum für die Maßnahme. Lediglich für neu zu errichtende Netzverknüpfungspunkte ist die geographische Angabe des Netzverknüpfungspunktes im Bundesbedarfsplan naturgemäß als Suchraum in der näheren Umgebung des angegebenen Ortes zu verstehen.

Die Wahl der Untersuchungsräume als Ellipsen bezieht sich auf sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans und schließt dabei sowohl den Neubau als auch Netzverstärkung bzw. -optimierung mit ein.

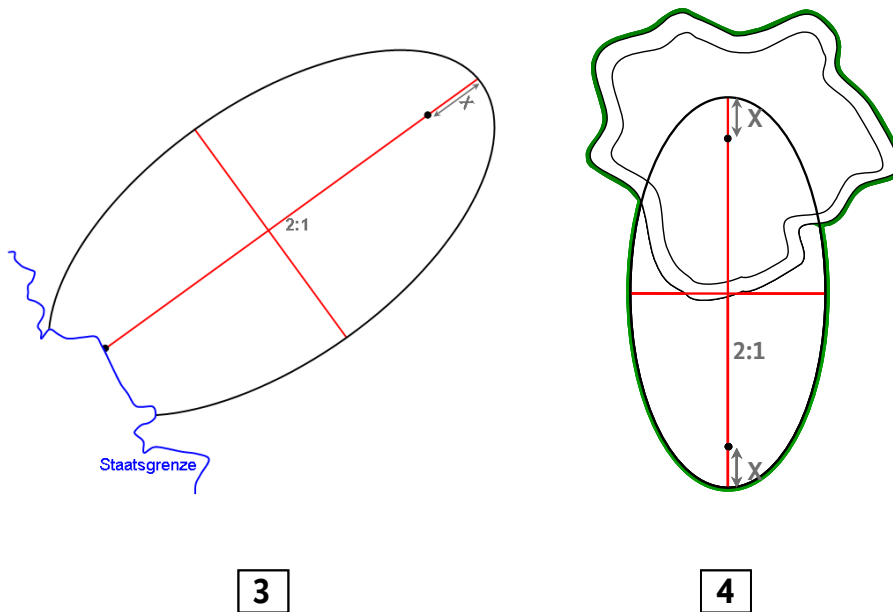


Abbildung 17: (3) Untersuchungsraum, der an der Staatsgrenze (blau) endet; (4) schematisches Beispiel eines Untersuchungsraums mit Punkt und Suchraum, bestehend aus der Teilellipse und dem Suchraum plus Puffer (grün umrandet)

Bei der Prüfung von Offshore-Anbindungsleitungen wird ebenfalls der Untersuchungsraum in Form einer Ellipse gebildet. Dabei erstreckt sich der Untersuchungsraum der jeweiligen Maßnahme zwischen dem Netzverknüpfungspunkt auf dem Festland und einem Grenzkorridor auf der 12-Seemeilengrenze, der im Bundesfachplan Offshore bestimmt wird. Hierbei wird der Teiluntersuchungsraum an der Grenze zur AWZ abgeschnitten, wobei der Konstruktionspunkt der Ellipse den Mittelpunkt des Grenzkorridors bildet. Die Interkonnektoren und Anbindungsleitungen weisen sowohl einen Abschnitt auf dem Festland als auch einen auf dem Meer auf. Hierbei wird die Untersuchung mithilfe des Steckbriefs für beide Bereiche in einer Ellipse kombiniert.

Die Bundesnetzagentur prüft die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen innerhalb der ellipsenförmigen Untersuchungsräume anhand der unter Kapitel 6 aufgelisteten räumlich relevanten Kriterien. Die Kriterien werden durch ein Geografisches Informationssystem (GIS) abgebildet. Für die Untersuchung der Kriterien wurde der Maßstab 1:250.000 gewählt. Maßgeblich für die Bewertung ist, ob die räumliche Anordnung der Kriterien innerhalb des Untersuchungsraums für Höchstspannungsleitungen bzw. Anbindungsleitungen erhebliche Umweltauswirkungen bei der Realisierung der Vorhaben erwarten lässt.

Eine Veränderung des Untersuchungsraums zur Korridor-/ Trassenfindung in nachfolgenden Planungsverfahren ist nicht ausgeschlossen.

Die im NEP Strom zur Nutzung vorgeschlagenen Bestandstrassen werden als mögliche Bündelungsoptionen innerhalb der Teiluntersuchungsräume nachrichtlich ohne Bewertung der Realisierungsmöglichkeit betrachtet. Der ellipsenförmige Untersuchungsraum wird auch bei bereits bestehenden Leitungen angewandt, da über die mögliche Bündelung mit bestehenden Trassen erst auf der Ebene der Bundesfachplanung und der Planfeststellung entschieden wird. Auch die im Rahmen der Konsultation vorgetragene Nutzung von Autobahnen und die Bündelung mit diesen ist erst Prüfgegenstand der Bundesfachplanung. Eine

Veränderung des Untersuchungsraumes auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes aufgrund des NOVA-Prinzips erfolgt daher nicht.

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverterstationen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunktes errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt gelegen sein und durch eine Stickleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Hinzuweisen ist aber darauf, dass mit Erlass des Bundesbedarfsplans für die darin enthaltenen Vorhaben die Anfangs- und Endpunkte durch die Angabe von Netzverknüpfungspunkten verbindlich vorgegeben werden müssen. Auch die Netzberechnungen gehen daher für die Bestätigung der Maßnahme, also für die Feststellung der Erforderlichkeit der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen zwei NVP, von konkreten Anfangs- und Endpunkten der Maßnahmen aus.

Lediglich für neu zu errichtende Umspannwerke – hier im Umweltbericht definiert als bisher nicht in das Hoch- und Höchstspannungsnetz integriert – ist die geographische Angabe des Netzverknüpfungspunktes naturgemäß als Suchraum zu verstehen. Für neu zu errichtende Umspannwerke sind im NEP daher durchgängig geographische Angaben zu wählen, die einerseits den Bestimmtheitsanforderungen gesetzlicher Regelungen Rechnung tragen und andererseits ausreichende Spielräume für die genaue Standortfestlegung belassen. In diesem Zusammenhang ist die Bezeichnung „Raum“ ausgeschlossen, da sie den Bestimmtheitsanforderungen gesetzlicher Regelungen nicht genügt. Möglich wäre die Angabe einer oder mehrerer Gebietskörperschaft(en) gewesen. Abweichend zum Umweltbericht, der auf Grundlage des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 erstellt wurde, muss daher in der vorläufigen Vorhabendarstellung des Bundesbedarfsplans die Angabe „Raum“ gestrichen werden.

3.3 Betrachtete Technologien

Die Bundesnetzagentur prüft im Rahmen dieser SUP Auswirkungen der Maßnahmen entsprechend der gesetzlichen Bestimmungen technologieoffen. Dabei werden, ohne eine Vorfestlegung vorzunehmen, sowohl die Übertragung per Höchstspannungs-Gleichstrom als auch die spezifischen Umweltauswirkungen der Ausführung als Erdkabel berücksichtigt. Die Prüfung bedeutet keine Vorfestlegung zum Einsatz von Erdkabeln, weder über den generellen Einsatz noch über Teilabschnitte. Die „Frühwarnfunktion“ der SUP gilt für Freileitungen ebenso wie für Erdkabel, dies ersetzt jedoch nicht die detaillierte Prüfung in den nachfolgenden Genehmigungsschritten. Erst in den nachfolgenden Genehmigungsschritten kann aufgrund der detaillierten Prüfung anhand von Trassenkorridoren eine belastbarere Einschätzung über den Einsatz von Erdkabeln getroffen werden.

Nach der bis zum 31. Juli 2014 geltenden Rechtslage konnten die im Bundesbedarfsplan mit „C“ gekennzeichneten HGÜ-Leitungen bei Unterschreitung der im Energieleitungsausbaugesetz definierten Abstände zu Wohngebäuden (400m bzw. 200m) auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel ausgeführt werden. Durch diese Regelung hatte der Gesetzgeber die Erdverkabelungsmöglichkeit für HGÜ-Leitungen auf die zwei im Bundesbedarfsplan entsprechend gekennzeichneten Pilotprojekte beschränkt: Wilster – Grafenrheinfeld (Vorhaben Nr. 4 des Bundesbedarfsplans) und Oberzier - Belgien (Vorhaben Nr. 30 des Bundesbedarfsplans). Im Zuge der zum 1. August 2014 in Kraft getretenen EEG-Reform

wurde die Erdverkabelungsmöglichkeit für HGÜ-Leitungen ausgeweitet. Nunmehr können alle HGÜ-Leitungen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel ausgeführt werden, wenn die im EnLAG definierten Abstände zu Wohngebäuden (400m bzw. 200m) unterschritten werden.⁴¹ Daher werden Offshore-Anbindungsleitungen, sogenannte Interkonnektoren (grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen, die das Übertragungsnetz mit dem Netz anderer Länder verbinden) sowie die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten Pilotprojekte einer verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen, hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen sowohl in einer Ausführung als Erdkabel, als auch als Freileitung betrachtet.

Für Drehstrommaßnahmen nimmt die Bundesnetzagentur keine Prüfung als Erdkabelmaßnahmen vor. Im Drehstrombereich entsprechen Erdkabel noch nicht dem Stand der Technik. Lediglich für die Pilot-Maßnahmen aus dem EnLAG, die der Erprobung der Erdverkabelung dienen und nicht Teil dieser strategischen Umweltprüfung sind, besteht die Möglichkeit der Drehstrom-Erdverkabelung.

3.4 Alternativen

Gemäß § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG besteht die gesetzliche Verpflichtung, die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen nicht nur des Plans selbst, sondern auch der vernünftigen Alternativen zu prüfen. Die Alternativenprüfung beginnt im ersten Schritt mit der Auswahl vernünftiger Alternativen. Im zweiten Schritt sind die ausgewählten vernünftigen Alternativen zu prüfen, d.h. die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten.

Bei vernünftigen Alternativen im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG muss es sich um realistische und realisierbare Alternativen handeln, mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele unter dem Vorbehalt gewisser Abstriche erreicht werden können (sogenannte Planzielkonformität). Vernünftige Alternativen sind daher mehr als sich „ernsthaft anbietende“ oder „aufdrängende“, „von der Sache her nahe liegende“ Alternativen. Umfasst sind vielmehr alle Alternativen, die „nicht offensichtlich ohne vernünftigen Zweifel fernliegen“.⁴² In Betracht kommen allerdings nur Alternativen, die mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt werden können. Die Vernünftigkeit der Alternativen ist somit auch im Sinne einer Zumutbarkeitsgrenze zu verstehen.⁴³

Auf der Ebene der Bundesbedarfsplanung kann die Frage der Zumutbarkeit eine entscheidende Rolle spielen, da die bundesweite energiewirtschaftliche Bedarfsermittlung äußerst aufwendig und komplex und nicht vergleichbar mit anderen SUP-pflichtigen Plänen ist. Diese Komplexität schlägt sich darin nieder, dass jede einzelne Maßnahme in das Gesamtnetz integriert ist. Ändert sich eine Maßnahme im vermaschten Netz, hat dies regelmäßig Auswirkungen auf weitere Maßnahmen. Die vor- und nachgelagerten Lastflüsse verschieben sich und das Gesamtnetz ist erneut auf seine Konsistenz hin zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen. Dies erfordert vom Grundsatz her eine vollständige Neuberechnung des NEP Strom.

Im Bereich des Meeres ist diese Komplexität allerdings weniger ausgeprägt, da die Anbindungsleitungen von den Offshore-Windparks tatsächlich den Charakter von Kraftwerksanschlussleitungen haben. Gleichwohl

⁴¹ § 2 Abs. 2 BBIG i.V.m. § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG.

⁴² Kment (2012) In: Hoppe (2012):§ 14g Rn. 23.

⁴³ Kment (2012) In: Hoppe (2012):§ 14g Rn. 21.

bestehen große Wechselwirkungen zwischen den landseitigen Netzverknüpfungspunkten der Offshore-Anbindungsleitungen und dem vermaschten Netz an Land.

Gesetzliche Vorgaben, ob alternative Gesamtpläne oder Alternativen innerhalb eines Plans zu prüfen sind, gibt es nicht. Grundsätzlich denkbar sind beide Wege. Daher sollen – wie bereits im letzten Jahr – grundsätzlich neben Gesamtplanalternativen auch Alternativen zu Einzelmaßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen überprüft werden.

Die Bundesnetzagentur wird im Rahmen der diesjährigen SUP das Szenario A 2024 als alternativen Gesamtplan sowie auch Alternativen zu Einzelmaßnahmen prüfen. Abweichend vom Umweltbericht des Jahres 2013 wird der Netzausbaubedarf des Szenarios C 2024 nicht als vernünftige Alternative betrachtet. Beide Betrachtungen aus dem Sensitivitätenbericht 2014 kommen ebenfalls nicht als vernünftige Gesamtplanalternativen in Betracht. Die Auswahl der Gesamtplanalternativen wird im Folgenden begründet.

Gesamtplanalternativen

Für die diesjährige SUP spielt unter anderem die EEG-Novelle 2014⁴⁴ eine wichtige Rolle, da diese Einfluss auf die Auswahl der Gesamtplanalternativen als vernünftige Alternativen im Sinne des UVPG hat. Die Gesamtpläne müssen sich insbesondere auch vor den neueren politischen und gesetzlichen Entwicklungen als realistisch, realisierbar und wahrscheinliche Entwicklung darstellen, um – entsprechend der oben genannten Definition – als nicht offensichtlich fernliegend bewertet und einer genaueren Prüfung unterzogen werden zu können. Die Vorgaben des Gesetzgebers im EEG hinsichtlich des angenommenen Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 40 % bis 45 % hat letztlich zur Folge, dass sich im Endeffekt die Bandbreite der zu prognostizierenden installierten Leistung erneuerbarer Energien im Jahr 2024 gegenüber den im letzten Jahr getätigten Annahmen verengt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kommt demnach als wahrscheinliche Entwicklung nur noch ein angemessener Prognosekorridor in Frage, der einen Ausbau der installierten Leistung erneuerbarer Energie vorsieht, der im Jahr 2024 die Werte von 40 % bis 45 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nicht wesentlich verfehlt.

Grundsätzlich kämen auch in diesem Jahr als Gesamtplanalternativen die Pläne zu den Szenarien A 2024 und C 2024 in Betracht. Hinzukommen die vorgelegten „Ergebnisse aus den Leistungsflussberechnungen“ der Sensitivität „Deckelung Offshore“ und der darauf aufbauenden Sensitivität „Einspeisemanagement“ aus dem Sensitivitätenbericht der ÜNB vom April 2014. Es würden sich somit von den Übertragungsnetzbetreibern vier vorgelegte Gesamtplanalternativen zu Szenario B 2024 ergeben.

Szenarien

Zunächst wurden die Szenarien A 2024 und C 2024 daraufhin überprüft, ob es sich hierbei um vernünftige Alternativen im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG handelt. Der aus dem Szenario B 2024 abzuleitende Netzentwicklungsbedarf kommt wegen des abweichenden Prognosejahres (2034 statt 2024) für die Alternativenprüfung nicht in Betracht.

Es wird im Rahmen der Beteiligung hierzu vorgetragen, die Szenarien seien keine ausreichende Grundlage für die Alternativenprüfung, da sie nicht alle die Ziele der Bundesregierung erfüllen. Das ist jedoch nicht notwendig. Bei „vernünftigen Alternativen“ im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG muss es sich um realistische

⁴⁴ § 2 Abs. 2 BBIG i.V.m. § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG.

und realisierbare Alternativen handeln, mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele – unter dem Vorbehalt gewisser Abstriche – erreicht werden können (sogenannte Planzielkonformität). Bei Plänen für lange Zeiträume sind Szenarien eine Möglichkeit, Alternativen und deren Auswirkungen zu untersuchen.⁴⁵ Daher kommen auch die Szenarien grundsätzlich als vernünftige Alternative in Betracht. Gerade die Überprüfung des Netzausbaubedarfs der einzelnen Szenarien, als Rahmen der Planung, wird in Teilen der Fachwelt im Gegenteil zunehmend gefordert.

Nach eingehender Prüfung kommt von den Szenarien lediglich der Netzausbaubedarf von Szenario A 2024 als vernünftige Alternative und damit als alternativer Gesamtplan in Betracht. Im Gegensatz zum letzten Jahr scheidet die Betrachtung der Netzberechnungen des Szenarios C 2024 aus. Die Ausgangswerte dieses Szenarios haben sich durch die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, sowie durch das aktuelle EEG – insbesondere §§ 1, 3 EEG – deutlich von einem realistischen, nicht offensichtlich fernliegenden Ausbaupfad der nächsten Jahre entfernt, so dass sie nicht mehr als planzielkonform angesehen werden können.

Sämtliche Zielvorgaben, sowohl der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, als auch die einzelnen Ausbaupfade, sind im aktuellen EEG als Soll-Bestimmungen formuliert. Da eine zu starke Überschreitung der Zielvorgaben – wie dies in Szenario C 2024 hinsichtlich des Ausbaus der Windenergie an Land und auf See der Fall wäre – mit entsprechenden Reduzierungen der Fördersätze einherginge, bzw. durch eine reglementierte Zuweisung von Anschlusskapazitäten begrenzt ist, wird die Wahrscheinlichkeit eines solchen Zuwachses jedoch erheblich eingeschränkt. Auch die Überschreitung der Zielvorgabe im Bereich Windenergie an Land im Jahr 2014 ist für die Bundesnetzagentur kein ausreichender Anhaltspunkt um die Werte des Szenarios C 2024 für realistisch einzuschätzen.

Gerade der Ausbau der Windenergie auf See und an Land hat einen entscheidenden Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung⁴⁶. Genau diese beiden Energieformen werden jedoch laut aktuellem EEG in ihren Ausbaupfaden jährlich begrenzt. Die zugrunde gelegten Annahmen des Szenarios C 2024 rechtfertigen nach gründlicher Prüfung aufgrund der Vorgaben des EEG 2014 die Einschätzung, es handele sich nicht mehr um einen realistischen, nicht offensichtlich fernliegenden Ausbaupfad in den nächsten Jahren (Wind-Offshore Szenario C 2024: 16,1 GW/ Wert laut § 3 EEG skaliert auf das Jahr 2024: ca. 9,7 GW/ Wind-Onshore Szenario C 2024: 87,4 GW/ Wert laut § 3 EEG skaliert auf das Jahr 2024: ca. 60,5 GW).

Bei der letztjährigen SUP wurde auch das Szenario C 2023 als Alternative herangezogen, weil dieses den oberen Rand der wahrscheinlichen Entwicklung beim Zubau Erneuerbarer Energien abbildete und daher zum Zeitpunkt der Prüfung als planzielkonform und realistisch anzusehen war. Die Bundesnetzagentur kommt im Hinblick auf die Planzielkonformität des Szenarios C 2024 bzw. hinsichtlich der Realitätsnähe aufgrund der jüngsten energiepolitischen Entwicklungen nun zu einer anderen Einschätzung als im letztjährigen Umweltbericht. Die jüngsten Vorgaben aus dem EEG 2014 sind im Szenariorahmen für den NEP Strom 2025 und O-NEP 2025 umgesetzt, so dass die Bundesnetzagentur aktuell davon ausgeht, dass im kommenden Umweltbericht das Szenario C wieder eine vernünftige Gesamtplanalternative darstellen wird.

⁴⁵ EU-Kommission: Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, 2003, S. 30.

⁴⁶ Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2014a): S. 23.

Sensitivitätsanalysen

Neben den Szenarien kommen auch die von den Übertragungsnetzbetreibern gerechneten Sensitivitätsbetrachtungen als alternative Gesamtpläne in Betracht. Dem steht auch nicht entgegen, wie im Rahmen der Beteiligung vorgetragen, dass diese nicht Teil des NEP Strom 2024 sind. Der Rückschluss, nur Bestandteile des NEP Strom kämen als vernünftige Alternativen für die SUP in Betracht, ist nicht zwingend und ergibt sich auch nicht aus den rechtlichen Rahmenbedingungen.

Den Übertragungsnetzbetreibern wurde in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024, der als maßgebliche Grundlage für den NEP Strom 2024 sowie dessen spätere Bestätigung dient, aufgegeben, Sensitivitätsbetrachtungen für die im Szenario B 2024 enthaltenen Maßnahmen durchzuführen. Angesichts der geänderten politischen Rahmenbedingungen werden die Sensitivitätsbetrachtungen nicht im Vergleich zum Szenario B 2024, sondern im Vergleich zum Szenario A 2024 durchgeführt.⁴⁷ Das Ziel dieser Sensitivitäten ist es zu überprüfen, welche Auswirkungen die Veränderung bestimmter Parameter auf den Netzausbaubedarf haben. Dies soll zeigen, welche Maßnahmen bei abweichenden Rahmenbedingungen (noch) nicht oder gegebenenfalls zusätzlich erforderlich sind.

Dabei handelt es sich erstens um eine Absenkung der installierten Offshore-Leistung auf 9,9 GW und zweitens, darauf aufbauend um eine Untersuchung, welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP Strom 2024 unter Anwendung eines Einspeisemanagements von neuen, ab 2015 errichteten Onshore-Windenergieanlagen benötigt werden.

Nach eingehender Prüfung ist die Bundesnetzagentur auch hier zur der Einschätzung gelangt, dass beide Sensitivitätsbetrachtungen nicht als vernünftige Gesamtplanalternativen in Betracht kommen. Die Sensitivitäten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis des 1. Entwurfes NEP Strom 2024 erstellt und im April 2014 vorgelegt. Die Netzberechnungen des 1. Entwurfs NEP Strom 2024 weisen jedoch in allen drei Szenarien eine Inkonsistenz zu den installierten Leistungen an den Netzverknüpfungspunkten des O-NEP 2024 auf und widersprechen § 17b Abs. 2 EnWG. Die Korrektur dieser Fehler erfolgte erst mit dem 2. Entwurf NEP Strom 2024 und ist somit auch in den Sensitivitäten enthalten. Aus diesem Grund stellen die Sensitivitäten keine vernünftigen Gesamtplanalternativen dar. Des Weiteren wurde im 2. Entwurf NEP Strom 2024 eine neue Regionalisierung von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen, die die räumliche Entwicklung des aktuellen EEG besser abbildet.⁴⁸ Diese Weiterentwicklung konnte bei der Erstellung der Sensitivitäten noch nicht berücksichtigt werden. Dennoch sind die Erkenntnisse aus den Sensitivitäten wichtig.

Die Netzberechnungen der Sensitivität „Deckelung Offshore“ liegen im Bereich einer wahrscheinlichen Entwicklung, sind jedoch durch die oben beschriebene Inkonsistenz nicht als vernünftige Gesamtplanalternative zu betrachten, da sich die Auslastung einzelner Maßnahmen ändern und Neuberechnungen erforderlich würden. Für die Sensitivitätsbetrachtung „Einspeisemanagement“ fehlt zwar derzeit noch der gesetzliche Rahmen, da u.a. der durch EE-Anlagen erzeugte Strom vorrangig abzunehmen ist und die Netzberechnungen lediglich für abzuregelnde Onshore-Windenergieanlagen nicht aber Photovoltaikanlagen vorgenommen wurden. Gleichwohl kann diese Sensitivitätsanalyse als lohnenswerte Betrachtung eingestuft werden, da mit einer weiteren EnWG/EEG Novelle 2015/2016 eine Einspeiseregulierung

⁴⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 5.

⁴⁸ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 21.

aufgenommen werden soll.^{49,50} Auch wenn für diese zweite Sensitivität der derzeitige gesetzliche Rahmen noch nicht gegeben ist, so hat die Bundesregierung eine entsprechende Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen in ihrem Koalitionsvertrag vereinbart und zeitlich durch die 10-Punkte-Energie-Agenda für Ende 2015 bzw. Anfang 2016 in Aussicht gestellt. Eine entsprechende Regelung ist auch Bestandteil des durch das Bundeskabinett am 22. Januar 2014 bestätigten Eckpunktepapiers zur EEG-Reform.⁵¹

Obwohl die vorgelegten Sensitivitäten wie dargelegt nicht als vernünftige Alternativen eingeschätzt werden können, werden diese in einem eigenen Kapitel im Umweltbericht qualitativ bewertet. Dies zeigt, dass die Bundesnetzagentur über das geforderte Maß hinaus bereit ist, vorgelegte Netzberechnungen zu würdigen und diese in ihre Erkenntnisse einfließen lässt.

Freiwillige Sensitivitätsbetrachtung der Übertragungsnetzbetreiber: Preiserhöhungen für CO₂-Emissionszertifikate

Die dritte, von den ÜNB freiwillig erarbeitete Sensitivität wurde Mitte Juli 2014 eingereicht und untersucht die Auswirkungen einer deutlichen Erhöhung der Preise für die CO₂-Emissionszertifikate im Jahr 2024 von prognostizierten 29 €/t auf 93 €/t. Bei dieser Sensitivität werden die Auswirkungen auf den Netzausbau jedoch lediglich indikativ bewertet. Die Bundesnetzagentur ist nach eingehender Untersuchung zu dem Ergebnis gelangt, dass eine „indikative Analyse“ keine ausreichende Grundlage für die Alternativenprüfung darstellt, da nicht ohne weiteres nachvollziehbar ist, welche Netzausbaumaßnahmen im Einzelnen erforderlich sind. Ob sich eine solche Preiserhöhung der CO₂-Emissionszertifikate einstellen wird, bleibt abzuwarten. Eine solche Entwicklung erscheint jedoch derzeit fernliegend. Insofern sind hier zwei klare Unterschiede zur Einschätzung gegenüber den Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ festzuhalten, die dazu führen dass auch diese Sensitivitätsbetrachtung nicht als vernünftige Alternative betrachtet werden kann.

Alternativen zu Einzelmaßnahmen

Die Bundesnetzagentur überprüft diejenigen Maßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen, die nach der Auswertung der im zweiten NEP-Entwurf dargestellten anderweitigen Planungsmöglichkeiten von der Bundesnetzagentur als vernünftige Alternativen i.S.d. § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG identifiziert wurden. Die so herausgearbeiteten vernünftigen Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen werden auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen geprüft und die Bewertungen mit denjenigen der Vorzugsvariante verglichen. Als Vorzugsvariante werden Maßnahmen bezeichnet, die von den Übertragungsnetzbetreibern in den NEP Strom zur Prüfung und Bestätigung vorgelegt wurden.

Zudem werden auch in diesem Jahr alternative Netzverknüpfungspunkte für die Anbindungsleitungen des O-NEP 2024 umweltfachlich überprüft.

Die Grundlagen der Prüfung der Alternativen zu Einzelmaßnahmen für den Bereich des O-NEP sind eigene Überlegungen der Bundesnetzagentur. Da die Anbindungsleitungen zu den Offshore-Windparks den Charakter von Kraftwerkanschlussleitungen haben, spielt hierbei die Frage der Integration in das Gesamtnetz eine weniger entscheidende Rolle, was die eigenen Überlegungen erst möglich macht. Mangels

⁴⁹ CDU,CSU und SPD (2013): S. 40.

⁵⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014a): S. 6.

⁵¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014b): S. 10.

entsprechender Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber führt die Bundesnetzagentur hierbei eine eigene energiewirtschaftliche Plausibilisierung alternativer landseitiger Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen durch.

Im Umweltbericht werden anschließend die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der alternativen Anbindungszuordnung für den Bereich der Nordsee ermittelt, beschrieben und bewertet und dem beantragten Anbindungskonzept gegenüber gestellt. Die Überlegungen zur alternativen Anbindungszuordnung folgen somit einem übergreifenden Ansatz von Netzentwicklung und umweltfachlicher Prüfung gleichermaßen. Die SUP konzentriert sich jedoch entsprechend der gesetzlichen Vorgaben auf die rein umweltfachlichen Aspekte. Für die Ostsee sind bereits die wenigen sich anbietenden Netzverknüpfungspunkte mit entsprechenden Maßnahmen beplant, so dass hier eine Alternativenprüfung direkt über die umweltfachliche Bewertung der Maßnahmen und ohne entsprechende energiewirtschaftliche Plausibilisierung möglich ist.

Im Umweltbericht werden als Alternative keine Umweltauswirkungen einer stärkeren Vermaschung auf See durch Gleichstromleitungen, bzw. von Querverbindungen zwischen Windparks oder Windpark-Clustern untersucht. Eine Vermaschung der Anbindungsleitungen in der Nordsee per Gleichstromseekabel ist nach aktuellem Stand der Technik nicht durchführbar, da „für diesen Zweck noch keine ausgereifte Technik im Gleichstrombereich zur Verfügung steht“⁵². Zwar hält der Bundesfachplan Offshore Trassen für eine mögliche Verbindung von Konverterplattformen und Anbindungsleitungen untereinander frei, jedoch eher im Sinne einer planerischen Flächensicherung und nicht als Vorgabe zur Umsetzung. Ausführungen von Verbindungen untereinander per Drehstrom sind technisch denkbar, unterliegen jedoch ebenfalls Einschränkungen. Bereits in der Bestätigung des O-NEP 2013 hat sich die Bundesnetzagentur intensiv mit der Frage auseinandergesetzt, wie Querverbindungen zwischen zwei Clustern oder zwischen zwei Offshore-Windparks einzuordnen sind. Deutlich hierbei wurde, dass es sich bei dem O-NEP gerade nicht um ein zu vermaschendes Stromnetz handelt, sondern um ein Kraftwerksanschlusskonzept. Parallel hierzu heißt es in der Gesetzesbegründung zum dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften zu dem § 17a EnWG: „Das n-1-Kriterium, das an Land für das Übertragungsnetz gilt, findet auf die Offshore-Anbindungen weiterhin keine Anwendung, so dass über derartige Maßnahmen im Einzelfall zu entscheiden ist.“ Weiter heißt es zu § 17e EnWG: „Zur Reduzierung der Netzausbaukosten im Offshore-Bereich wird im Interesse der Verbraucher auf das n-1-Kriterium, das an Land für das Übertragungsnetz gilt, verzichtet.“⁵³

Der Planungsgrundsatz 5.4.2.6 des Entwurfs der Fortschreibung des Bundesfachplan Offshore Nordsee 2013/2014 sieht zudem ein Gebot vor, nach dem Windparks vorrangig im eigenen Cluster an die Konverterplattform anzuschließen sind, die innerhalb des Clusters dafür vorgesehen ist. In Kombination mit weiteren Planungsgrundsätzen (Vermeidung von Kreuzungen und Begrenzung der Länge des Drehstrom-Kabelsystems) wird eine zu starke Verbindung zwischen den einzelnen Windpark-Clustern abgelehnt. „Dabei soll die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit dem Umspannwerk (Drehstrom-Seekabelsystem) aufgrund ihrer Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Bodens möglichst minimiert werden.“⁵⁴ Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung und stimmt ebenfalls mit der Ausnahme überein, dass lediglich im Einzelfall eine clusterübergreifende Anbindung

⁵² Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014a): S. 70.

⁵³ Deutscher Bundestag 2012: S. 24; 26.

⁵⁴ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014b): S. 56.

zur Gewährleistung einer dauerhaft effizienten Nutzung errichteter Netzanbindungssysteme erforderlich sein könnte.

Eine Einschätzung über die Anzahl der zu prüfenden Alternativen zu Einzelmaßnahmen ist aufgrund der späteren Vorlage der Netzentwicklungspläne derzeit noch nicht abschließend möglich. Die Bundesnetzagentur hat wiederholt die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, in den NEP Strom weitere anderweitige Planungsmöglichkeiten aufzuführen.

3.5 Untersuchungsmethode

Das methodische Vorgehen der Bundesnetzagentur ist zweistufig: zunächst werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der maßnahmenbezogenen Teiluntersuchungsräume für jedes Vorhaben ermittelt, beschrieben und bewertet und anschließend zu einer Bewertung der Gesamtauswirkungen des Plans zusammengeführt.

Die SUP untersucht die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter des UVPG entsprechend der Planungsstufe. Die Schutzgüter sind gemäß § 2 Abs. 1 S. 2 UVPG:

- Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit,
- Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt,
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie
- die Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

§ 14f Abs. 2 S. 1 UVPG legt fest, dass sich der Umfang und der Detaillierungsgrad der in den Umweltbericht aufzunehmenden Angaben nach den Rechtsvorschriften bestimmt, die für die Entscheidung über die Ausarbeitung, Annahme oder Änderung des Planes maßgeblich sind. Auf der Ebene des Bundesbedarfsplans wird jedoch, abgesehen von den Anfangs- und Endpunkten sowie den Grenzkorridoren auf der Grenze der AWZ als Orientierungsräume der Vorhaben, noch keine abschließende Aussage über die konkrete räumliche Verortung eines Vorhabens getroffen. Aus diesem Grund erfolgt die Betrachtung der Auswirkungen auf die Schutzgüter des UVPG in einem relativ großen elliptischen Untersuchungsraum zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten. Auf dieser Planungsstufe sind die Schutzwürdigkeit und Empfindlichkeit potenziell betroffener flächiger Schutzgutkriterien maßgeblich. Entsprechend der „Grobkörnigkeit“ der Planungsstufe wird eine Abschätzung durchgeführt, inwieweit die Schutzgüter des UVPG betroffen sein könnten.

Die folgende Untersuchungsmethode wird der SUP zum Bundesbedarfsplan zugrunde gelegt. Sie bezieht sich auf die im jeweiligen NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen.

Mit Hilfe standardisierter Steckbriefe ermittelt, beschreibt und bewertet die Bundesnetzagentur die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen innerhalb der Teiluntersuchungsräume für einzelne Maßnahmen. Die Betrachtung beschränkt sich auf Karten des Maßstabs 1:250.000. Die Steckbriefe bilden die konkreten Untersuchungsräume zudem als Karte in einem jeweils angemessenen Übersichtsmaßstab ab, um auch für Dritte die Umweltprüfung und Bewertung verständlich darzustellen.

In einem ersten Schritt ermittelt, beschreibt und bewertet die Bundesnetzagentur die sogenannten Wirkfaktoren, d.h. die Wirkungen des Ausbaus von Höchstspannungsleitungen (z.B. Freileitungen, Erdkabel sowie Seekabel) auf Mensch und Umwelt. Dies geschieht zunächst abstrakt und ohne Raumbezug. So wirken Bau, Anlage und Betrieb einer Freileitung, eines Erdkabels oder eines Seekabels jeweils unterschiedlich auf die verschiedenen Schutzgüter. Zudem werden die geltenden Umweltziele betrachtet. Aus den relevanten Umweltzielen und den Wirkfaktoren hat die Bundesnetzagentur die schutzgutbezogenen Kriterien generiert. Diese Kriterien spiegeln wider, welche Umweltziele auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes relevant sind.

Die ermittelten schutzgutbezogenen Kriterien werden einer der zwei Empfindlichkeitskategorien „hoch“ oder „mittel“ zugeordnet. Daneben werden teilweise zusätzliche flächenbezogene Inhalte betrachtet. Dabei handelt es sich zum einen um Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit, also um Bereiche, bei denen bereits bei diesem Betrachtungsmaßstab absehbar ist, dass sie aufgrund nutzungsrechtlicher und anderer nicht umweltfachlicher Gründe nicht oder nur eingeschränkt für den Leitungsbau genutzt werden können. Zum anderen werden bestimmte Bereiche nicht dargestellt, da auf dieser Planungsebene und bei dem Betrachtungsmaßstab voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen nicht betrachtet und/oder nicht ermittelt werden können.

Die Kriterien dienen in Verbindung mit den Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit dazu, den Ist-Zustand darzustellen sowie die Umweltauswirkungen bei der Durchführung des Bundesbedarfsplans zu ermitteln und zu beschreiben. Die Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen erfolgt anhand der Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit des jeweils innerhalb einer Ellipse betrachteten Bereichs. Davon abhängig werden die einzelnen Bereiche anhand eines zweiteiligen Systems bewertet.

Die anschließende Gesamtplanbetrachtung erfolgt verbal-argumentativ. Die deutschlandweite Gesamtplanbetrachtung erfolgt auf der Grundlage der Ergebnisse der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen sowohl statistisch als auch deskriptiv. Dabei werden in der Zusammenschau die erheblichen Umweltauswirkungen der Maßnahmen bewertet und in Zusammenhang zu anderen nicht über Kriterien abgebildeten Auswirkungen gesetzt. Berücksichtigt werden hier auch positive Auswirkungen, die sich bei Umsetzung des Plans voraussichtlich ergeben. Dies erfolgt sowohl schutzgutbezogen, als auch gesamtplanbezogen.

Die Gesamtplanalternativen werden anhand derselben Methode geprüft. Zunächst werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen der jeweiligen Alternative untersucht und anschließend alle Umweltauswirkungen in einer Betrachtung der Gesamtplanauswirkungen zusammengeführt. Die Ergebnisse dieser Gesamtplanbetrachtungen werden dann nebeneinandergestellt und miteinander verglichen.

Die Alternativen zu Einzelvorhaben werden ebenfalls nach der beschriebenen Methodik überprüft. Im Steckbrief werden für alle sich aus dem NEP Strom und O-NEP ergebenden Alternativen die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bewertet und mit den Bewertungen der Vorzugsvariante verglichen.

Im Folgenden werden die einzelnen methodischen Schritte dargestellt.

3.5.1 Analyse der Wirkfaktoren

Im ersten Schritt werden sogenannten Wirkfaktoren ermittelt, beschrieben und bewertet, d.h. die Wirkungen des Ausbaus von Höchstspannungsleitungen (z.B. Freileitungen, Erdkabel und Seekabel) auf die Schutzgüter des UVPG (Kapitel 4). Dies geschieht zunächst abstrakt und ohne Raumbezug, differenziert nach bau-, betriebs- und anlagebedingten Wirkungen der jeweiligen Ausführungstechnik. Die dargestellten Wirkfaktoren und Wirkpfade sollen im Folgenden der Identifizierung der relevanten Umweltziele und der Ableitung der schutzgutbezogenen Kriterien dienen. Zudem werden sie als Grundlage für die Bewertung der Kriterien in die Empfindlichkeitskategorien „hoch“ oder „mittel“ herangezogen.

3.5.2 Umweltziele

Nach § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 2 UVPG sind in dem Umweltbericht die für den Plan geltenden Ziele des Umweltschutzes sowie die Art ihrer Berücksichtigung bei der Ausarbeitung des Plans darzustellen. Die geltenden Umweltziele für den Bundesbedarfsplan bilden die Grundlage des Prüfprogramms der SUP (Kapitel 5).

Aus den Umweltzielen werden Kriterien unter Berücksichtigung der potenziellen Vorhabenauswirkungen abgeleitet. So finden einerseits die Umweltziele beim Herausarbeiten der Kriterien sowie der Einordnung ihrer Empfindlichkeit Berücksichtigung. Andererseits bilden die Kriterien den Umweltzustand und die potenziellen erheblichen Umweltauswirkungen der Vorhaben ab. Dabei werden nur die auf dieser Ebene sachlich relevanten Aspekte für Planungsverfahren von Höchstspannungsleitungen identifiziert und geprüft.

3.5.3 Ableitung der Kriterien

Innerhalb der maßnahmenbezogenen Prüfung werden der Ist-Zustand der Umwelt sowie die potenziellen Umweltauswirkungen von Leitungsbauvorhaben anhand der Schutzgutkriterien ermittelt.

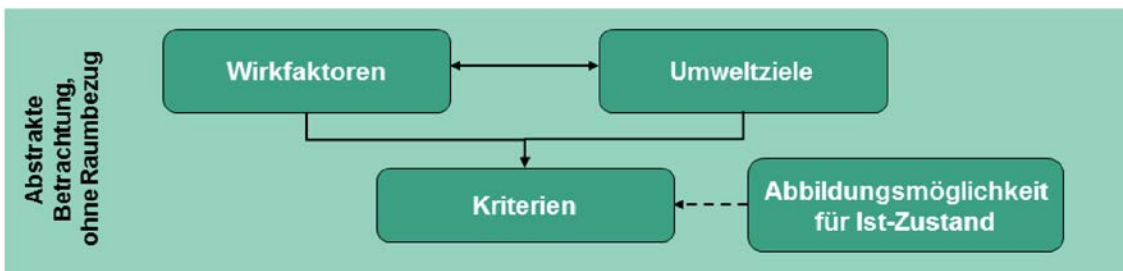


Abbildung 18: Ableitung der Kriterien

Aus den Umweltzielen und den Wirkfaktoren für den Netzausbau hat die Bundesnetzagentur die schutzgutbezogenen Kriterien generiert (siehe Kapitel 6). Diese Kriterien spiegeln wider, welche Umweltziele auf der Ebene des Bundesbedarfsplans relevant sind.

Das Ziel des Bundesbedarfsplans ist es, für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf gesetzlich festzustellen. Für die Realisierbarkeit von Energieleitungen ist maßgeblich, welche raumkonkreten potenziellen Umweltauswirkungen der Führung einer Energieleitung in einem Untersuchungsraum (Ellipse) entgegenstehen können. Diese werden über operationalisierte Kriterien der Umweltziele und Wirkfaktoren abgebildet.

Im Hinblick auf die umweltbezogene räumliche Ausprägung sind auf dieser Ebene daher zumindest solche Kriterien heranzuziehen, die mittlere bis hohe Umweltauswirkungen durch den Energieleitungsausbau befürchten lassen, und daher nur mit höherem Aufwand in einem späteren Planungs- oder Zulassungsverfahren überwunden werden könnten. Aspekte, die nicht SUP-relevant sind, werden demzufolge nicht über Kriterien abgebildet; sie können ggf. als zusätzliche flächenbezogene Inhalte abgebildet werden. Entscheidend für die Aufnahme von Kriterien ist die potenzielle Beeinflussung durch die Wirkungen des Netzausbaus (siehe Abbildung 19).

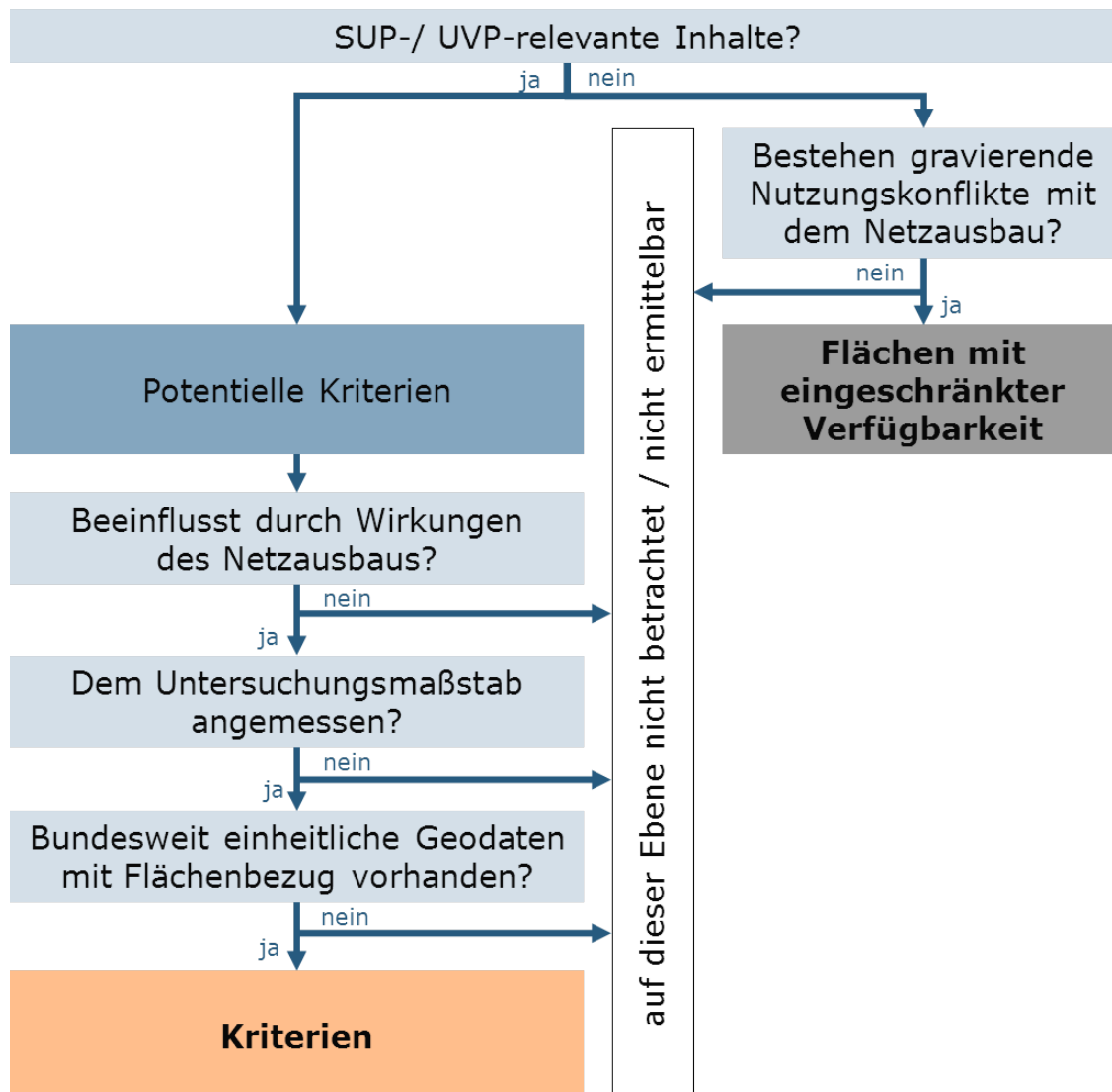


Abbildung 19: Auswahl der Kriterien

Ferner sollen die Kriterien dem Untersuchungsmaßstab angemessen sein. Die Betroffenheit von Kriterien operationalisierter Umweltziele, die sich in einem Untersuchungsraum nur kleinflächig darstellen, kann durch entsprechende Korridor- und Trassenplanungen auf den nachfolgenden Planungsebenen vermieden werden. Das gilt selbst bei potenziell ganz erheblichen Umweltauswirkungen von Energieleitungen auf einen kleinflächigen Bereich. Daher schichtet die Bundesnetzagentur Kriterien kleinflächiger Bereiche in die nachfolgenden Planungsebenen der Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung ab, § 14g Abs. 2 S. 1 i.V.m. § 14f Abs. 3 Satz 1 UVPG. Auf den nachfolgenden Planungsebenen ist die Betrachtung kleinflächiger Bereiche mit hohen Umweltschutzanforderungen sinnvoller einzuordnen. Bei der Planung eines Trassenkorridors

(Bundesfachplanungsebene) bzw. später einer Leitung innerhalb eines Trassenkorridors (Planfeststellungsebene) können auch kleinräumige, besonders schutzwürdige Bereiche Relevanz erlangen.

Für die Küstenregion des Meeres (Litoral) berücksichtigt die Kriterienauswahl die ökologische Zonierung. Unterschieden wird dabei in das dauernd wasserbedeckte Sublitoral meerseits der Niedrigwasserlinie und das **Eulitoral** als Bereich zwischen Niedrig- und Hochwasserlinie, der im Wechsel von Ebbe und Flut periodisch trocken fällt oder überflutet wird (Gezeitenzone). Das abschließende **Supralitoral** wird nur von Spritzwasser oder Springtiden erreicht.^{55,56,57} Aufgrund der Datenverfügbarkeit und vor dem Hintergrund von Schwierigkeiten bei Vereinheitlichung von Daten aus unterschiedlichen Bezugsquellen, wird statt des Eulitorals hilfsweise der Bereich zwischen der Küstenlinie und der meerseitigen Begrenzung der mittleren Tideniedrigwasserlinie (ohne die Inseln) abgebildet. Als Datengrundlage für die Küstenlinie dienen die jeweils zum Beginn der Prüfung aktuellen Daten des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie. Der mittleren Tideniedrigwasserlinie werden die Daten des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrografie zugrunde gelegt, die anhand von Pegelständen entlang der Küste generiert wurden.

Die danach entwickelten Kriterien werden für die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung erheblicher Umweltauswirkungen herangezogen (siehe Übersicht in Kapitel 6). Eine Wertung zwischen Freileitungen und Erdkabeln in Bezug auf deren Umweltverträglichkeit wird hierdurch nicht getroffen. Durch die Auflistung der Kriterien werden nur abstrakt die möglichen Auswirkungen beschrieben.

Wechselwirkungen

Die einzelnen Schutzgüter stellen lediglich Teilaspekte des gesamten Wirkungsgefüges der Prozesse in der Umwelt dar. Eine isolierte Betrachtung und Bewertung der Auswirkungen auf einzelne Schutzgüter ohne Beachtung der Wirkungszusammenhänge würde z.T. zu widersprüchlichen und unvollständigen Ergebnissen führen. Allerdings kann die Darstellung aufgrund der Grobkörnigkeit der Ebene des Bundesbedarfsplans nicht über abstrakte Ausführungen hinausgehen.

Im Rahmen dieser SUP werden daher Wechselwirkungen bei der Beschreibung und Bewertung der einzelnen Schutzgüter berücksichtigt. In dem vorgesehenen Untersuchungsansatz werden nicht lediglich strikt voneinander trennbare Schutzgüter betrachtet, sondern bestimmte Funktionen des Naturhaushalts, die sich einzelnen Schutzgütern zuordnen lassen, deren konkrete Bedeutung aber schutzgutübergreifend zu bestimmen ist. So sind z.B. besonders wertvolle Biotopstrukturen oft an besondere Böden gebunden und diese Standorte stellen in der Regel für das Landschaftsbild wertvolle Bereiche dar.

Erhebliche Umweltfolgen der möglichen Wechselwirkungen sind aufgrund der abstrakten Ebene des Bundesbedarfsplans und der unterschiedlichen Betroffenheit der Schutzgüter im Untersuchungsraum nur schwer zu ermitteln. Die dargestellten Verflechtungen der Schutzgüter machen aber deutlich, dass sich die umweltbezogene Bewertung nicht nur auf einzelne Umweltmedien erstreckt, sondern auch die Wechselwirkungen innerhalb der Schutzgüter sowie die Auswirkungen auf die Umwelt als Ganzes einschließen. Es ergibt sich vielmehr die Notwendigkeit eines ökosystemaren Denkansatzes, der eine

⁵⁵ Bick, H. (1989).

⁵⁶ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 543 ff.

⁵⁷ Sommer, U. (2005): S. 20.

Gesamtbetrachtung des Ökosystems Umwelt vornimmt, aber auch Kumulationen von Vor- und Zusatzbelastungen sowie synergetische Reaktionen berücksichtigt.⁵⁸

Vor dem Hintergrund des derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstands und der Komplexität der Zusammenhänge sind der Betrachtung der Wechselwirkungen Grenzen gesetzt. Eine umfassende ökosystemare Darstellung kann aufgrund fehlender Grundlagen und Modelle nicht im Rahmen des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplan erarbeitet werden. Daher gilt es, auf den nachfolgenden Planungsebenen die Wirkungszusammenhänge sorgfältig zu betrachten, wenn die Details der jeweiligen Vorhaben sowie die genaue Betroffenheit der einzelnen Schutzgüter abzusehen ist.⁵⁹

Kumulative Wirkungen

Noch im Untersuchungsrahmen zu diesem Umweltbericht, der am 07.01.2015 veröffentlicht wurde, ging die Bundesnetzagentur davon aus, dass kumulative Wirkungen aufgrund des Abstraktionsgrades des Plans nur in geringem Umfang betrachtet werden können. Legt man die Definition zu Grunde, nach der kumulative Wirkungen die räumliche Überlagerung der Umweltauswirkungen mehrerer Planfestlegungen, bezogen auf ein Schutzgut (z.B. Landschaftsbild, Luftqualität oder Lärmsituation eines Teilraumes) bezeichnen, kann weiterhin dieses nur eingeschränkt geleistet werden. Dennoch möchte die Bundesnetzagentur die wiederkehrenden Forderungen im Rahmen der Konsultationen aufgreifen und stellt nach § 14g Abs. 2 Nr. 5 UVPG in Kapitel 7 dar, welche voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen nicht nur des Plans ermittelt werden konnten, sondern auch durch das Zusammenwirken mehrerer Festlegungen innerhalb des Plans entstehen.

3.5.4 Empfindlichkeitskategorien

Entscheidend bei der SUP ist die Frage, ob Räume für Energieleitungen auf Grundlage der entscheidungserheblichen Umweltkriterien und damit mit vertretbaren Umweltauswirkungen bestehen. Bei der Einteilung eines Kriteriums zu der Empfindlichkeitskategorie werden die Auswirkungen während der Bauphase, des Betriebs sowie diejenigen von der Anlage selbst und evtl. notwendigen Nebenanlagen berücksichtigt. In der SUP zum Bundesbedarfsplan werden daher die Kriterien den zwei Empfindlichkeitskategorien „hoch“ und „mittel“ zugeordnet.

Angesichts des hohen Abstraktionsgrades der Planungsebene wird die Bundesnetzagentur die Kriterien bei der Zuordnung zu Empfindlichkeitskategorien in einer Worst-Case-Betrachtung zuordnen. Eine tiefer gehende Untersuchung im Einzelfall, z.B. bis in die Schutzzwecke der jeweiligen „Schutzgebiete“, ist aufgrund des kleinen Maßstabs, der der Prüfung zugrunde gelegt wird, nicht möglich. Daher wird stets davon ausgegangen, dass die jeweils betrachteten Kriterien gegenüber Höchstspannungsleitungen „hoch“ oder „mittel“ empfindlich reagieren, obwohl dies bei zahlreichen Flächen, die durch Kriterien abgebildet werden, wahrscheinlich bei Betrachtung des konkreten Einzelfalls tatsächlich nicht gegeben sein wird. Durch dieses Vorgehen wird gewährleistet, dass die SUP ihrem Zweck, mögliche Folgen einer späteren Planung für die Umwelt frühzeitig aufzuzeigen, gerecht wird.

Für die Einstufung der Kriterien in Empfindlichkeitskategorien sollen insbesondere ihre Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem sowie ihre Beeinflussung durch

⁵⁸ Kment In: Hoppe (2012): § 14g UVPG, Rn. 88.

⁵⁹ Rasmus, J. et al. (2001): S. 112ff.

Wirkfaktoren ausschlaggebend sein (siehe Abbildung 20). Dabei ist unter Stellung im nationalen Ziel- und Rechtssystem grundsätzlich zu verstehen, welchen Schutz vor Eingriffen die jeweilige Norm gibt. Sofern das auf dieser abstrakten Ebene bereits bewertbar ist, wird hierunter verstanden, ob es sich um eine Art absolutes Verschlechterungsverbot, ein Verbot mit wenigen Ausnahmen oder nur eine relativ geringe Schwelle mit vielen Ausnahmen handelt. Die Einstufung erfolgt unabhängig davon, ob es eine Bundes- oder Landesregelung ist. In die Betrachtung des letztgenannten Aspekts sollen dabei v.a. die Wirkphasen, -dauer, -form und -stärke sowie Wirkumfang und Wirkungsebene einfließen. Die Einstufung der Kriterien in die Empfindlichkeitskategorien soll für jedes Schutzgut und für jede Technik separat erfolgen, so dass sich die Empfindlichkeit je nach Ausführungstechnik (Freileitung, Erdkabel und Seekabel) für das gleiche Kriterium eines Schutzgutes unterscheiden kann.

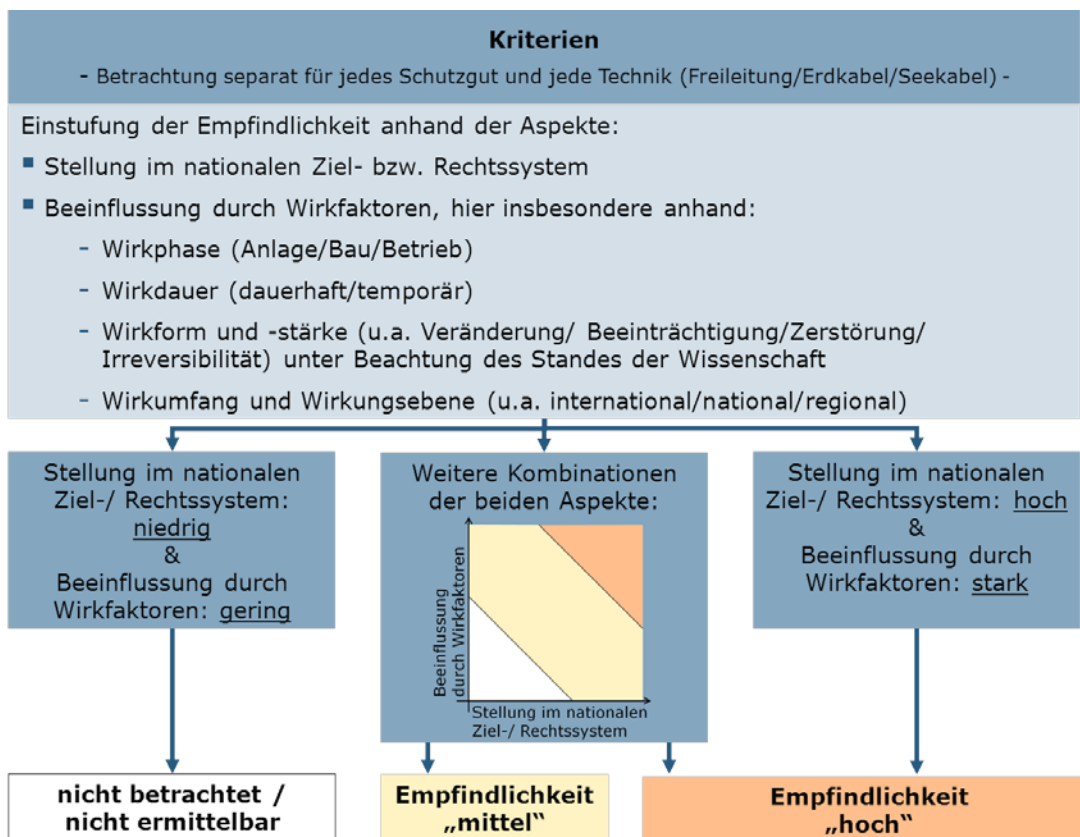


Abbildung 20: Einstufung der Empfindlichkeit der Kriterien

Die Kriterien erhalten die Empfindlichkeitskategorie „hoch“, wenn sie im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem eine hohe Stellung innehaben und gleichzeitig durch die Wirkfaktoren des Netzausbaus stark beeinflusst werden können. Kriterien werden auf dieser Ebene nicht betrachtet bzw. sind nicht ermittelbar, wenn ihre Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem niedrig ist und sie gleichzeitig durch die Wirkfaktoren des Netzausbaus nur gering beeinflusst werden (siehe Abbildung 20). Für alle weiteren Kombinationen der Aspekte „Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem“ und „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ soll die Einstufung entsprechend des in Abbildung 20 dargestellten Schemas erfolgen. Dieses Schaubild dient der Orientierung, die Begründung für die Einstufung der einzelnen Kriterien in die Kategorien erfolgt in Kapitel 6. Diese Einstufung soll umso eher zu Gunsten einer höheren Empfindlichkeitskategorie ausfallen, je höher die beiden genannten Aspekte „Stellung im Zielsystem der

nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem“ und „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ für das jeweilige Kriterium eingeschätzt werden. Eine generelle Einordnung in die Empfindlichkeit „hoch“, wenn nur ein Aspekt hoch/stark betroffen ist, erfolgt nicht. Daraus ergeben sich für die schutzgutbezogenen Kriterien folgende zwei Empfindlichkeitskategorien:

Tabelle 5: Erläuterung der Empfindlichkeitskategorien

Empfindlichkeitskategorien	Gegenstand
hoch	<p>Bereiche mit bedeutender Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem, die umfangreich durch die Wirkfaktoren beeinflusst werden (z.B. Siedlungen);</p> <p>dazu gehören auch:</p> <p>Umweltfachlich wertvolle Bereiche, in denen ohne begründeten Nachweis fehlender zumutbarer (Vermeidungs-) Alternativen keine Höchstspannungsleitung realisiert werden kann und</p> <p>Umweltfachlich wertvolle Bereiche, in denen bei der Planung einer Höchstspannungsleitung voraussichtlich mit einem besonders hohen Aufwand zur Vermeidung und Minderung erheblicher Umweltauswirkungen und mit einem besonders hohen planerischen und verfahrensrechtlichen Aufwand zu rechnen ist.</p>
mittel	<p>Bereiche mit bedeutender Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem, die gering durch die Wirkfaktoren beeinflusst werden, Bereiche mit mittlerer Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem oder Bereiche mit nachrangiger Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem, die umfangreich durch die Wirkfaktoren beeinflusst werden;</p> <p>dazu gehören auch:</p> <p>Umweltfachlich wertvolle Bereiche, in denen bei der Planung einer Höchstspannungsleitung voraussichtlich mit einem erhöhten Aufwand zur Vermeidung und Minderung erheblicher Umweltauswirkungen und mit einem erhöhten planerischen und verfahrensrechtlichen Aufwand zu rechnen ist.</p>

Für Kriterienflächen, die die Empfindlichkeitskategorie „hoch“ erhalten haben, sind erhebliche negative Umweltauswirkungen wahrscheinlich. Bei den Kriterienflächen handelt es sich jedoch nicht um sogenannte „Tabubereiche“. Diese Bereiche mit hohen Raumempfindlichkeiten bedürfen bei konkreter Kenntnis des Vorhabens, des betroffenen Raumes, der betroffenen Schutzgüter einschließlich aller Schutzzwecke einer exakten Analyse. Diese kann dazu führen, dass diese Gebiete in der späteren Planung nicht von Trassenkorridoren bzw. Trassen berührt werden. Entscheidungen dieser Art sind auf Bundesbedarfsplanebene angesichts des hohen Abstraktionsgrades jedoch nicht möglich. Entsprechende Bewertungen sind den nachfolgenden Planungsstufen vorbehalten.

Für Kriterien, die die Empfindlichkeitskategorie „mittel“ erhalten, sind erhebliche negative Umweltauswirkungen möglich.

Die der Prüfung zugrunde gelegte Einstufung der Kriterien in die Empfindlichkeitskategorien wird für die einzelnen Schutzgüter und die unterschiedlichen Ausführungstechniken vorgenommen (siehe Tabelle 17).

Kriterienzuordnung in Worst-Case-Betrachtung

Angesichts des hohen Abstraktionsgrades der Ebene der Bedarfsermittlung werden die Kriterien in einer Worst-Case-Betrachtung zu den oben genannten Empfindlichkeitskategorien zugeordnet (siehe Kapitel 6).

Eine tiefer gehende Untersuchung im Einzelfall, z.B. bis in die Schutzzwecke der jeweiligen „Schutzgebiete“, ist aufgrund des vorliegenden Maßstabes nicht möglich. Deshalb wird stets davon ausgegangen, dass die jeweils vorliegenden Gebiete gegenüber Höchstspannungsleitungen grundsätzlich empfindlich reagieren. Bei der Betrachtung des konkreten Einzelfalls könnte bei zahlreichen über die Kriterien abgebildeten Flächen diese Einordnung anders ausfallen.

Beispielsweise kann es für die Erhaltungsziele eines Fauna-Flora-Habitat-Gebietes gemäß §§ 31 ff. BNatSchG (FFH-Gebiet) zugunsten bestimmter Pflanzenhabitate gänzlich irrelevant sein, wenn das Gebiet durch eine Freileitung geschnitten wird, ohne dass die entsprechenden Habitate tangiert werden. Beispielsweise können in einem als hochempfindlich eingestuften FFH-Gebiet Tier- oder Pflanzenarten wie der Luchs (*Lynx lynx*) unter Schutz stehen, die gegenüber dem Höchstspannungsleitungsbau anlage- und betriebsbedingt keine oder nur sehr geringe Empfindlichkeiten aufweisen. Durch die generelle Zuordnung des FFH-Gebietes in die höhere Empfindlichkeitskategorie bleiben solche Fälle unberücksichtigt.

Diese Betrachtung ist der zugrunde liegenden Grobkörnigkeit der Planung angemessen und steht auch mit dem Ziel der SUP in Einklang, mögliche Beeinträchtigungen der Umwelt frühzeitig aufzuzeigen.

3.5.5 Zusätzliche flächenbezogene Inhalte

Sonstige **flächenbezogene** Inhalte werden in der SUP zum Bundesbedarfsplan teilweise zusätzlich betrachtet, obwohl diese nicht unmittelbar auf umweltfachliche Gründe zurückzuführen sind.

Durch die Flächen mit **eingeschränkter Verfügbarkeit** wird dem Leitungsverlauf in späteren Planungsverfahren Rechnung getragen, wenn auf der jetzigen Ebene bereits absehbar ist, dass räumliche Nutzungskonflikte vorliegen, die auf späteren Planungsebenen u.U. umgangen werden müssten. Die Folge einer solchen Meidung dieser Gebiete wäre die Nutzung entsprechend benachbarter verfügbarer Räume, die dann wiederum durch Kriterien dieser SUP beschrieben werden. Es erfolgt somit zwangsläufig eine Verlagerung der potenziellen Betroffenheiten, da die dargestellten Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit gemieden werden müssten.

Bei folgenden Flächen soll aufgrund nutzungsbedingter und anderer, nicht umweltfachlicher Gründe von einer eingeschränkten Verfügbarkeit für den Ausbau von Höchstspannungsleitungen ausgegangen werden:

- Bereiche mit einem Radius von 4 km um Flughafenbezugspunkte sowie Flächen mit einem Radius von 1,5 km um Landeplätze⁶⁰,
- Ausgewiesene Gebiete mit dem Zweck der Verteidigung⁶¹,

⁶⁰ Ein Bereich mit einem Radius von 4 km um die Bezugspunkte von Flughäfen entsprechend § 12 Abs. 3 Nr. 1a LuftVG sowie ein Bereich um Flug- und Landeplätze mit einem Radius von 1,5 km nach § 17 Nr. 1 LuftVG werden für Freileitungen in die Betrachtung einbezogen. Diese Bereiche gelten nicht für Erdkabelvorhaben, da ein Genehmigungsvorbehalt nur für Hochbauten existiert. Eine zusätzliche Differenzierung um die Anflugsektoren bei Flughäfen wurde nicht getroffen.

- Flächen für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs⁶².

Die Bundesnetzagentur betrachtet jedoch nicht alle Erfordernisse sonstiger nicht umweltfachlicher Restriktionen, da sich nicht jegliche Restriktion auf diesem abstrakten Niveau in den Planungsvarianten späterer Verfahren als schwerwiegender Nutzungskonflikt darstellen muss. Dies kann bei dem zugrunde gelegten Maßstab ausschließlich für Hindernisse besonderer Intensität und Größe gelten. Die drei genannten Kriterien der Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit beruhen auf Gesetzvorgaben des Bundes und lassen sich somit einheitlich für den Geltungsbereich der SUP darstellen.

Darüber hinaus werden bestimmte Bereiche nicht dargestellt, da für diese Bereiche auf dieser Planungsebene bei dem Betrachtungsmaßstab voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen nicht sinnvoll betrachtet und/ oder nicht ermittelt werden können. **Nicht betrachtet/ nicht ermittelt** werden:

- Bereiche mit geringer ökologischer Bedeutung, d.h. mit nachrangiger Stellung im nationalen Ziel-/ Rechtssystem und gleichzeitig geringer Beeinflussung durch die Wirkfaktoren des Netzausbaus,
- Umweltfachlich wertvolle Bereiche, die aufgrund des Maßstabs auf Ebene der SUP zum Bundesbedarfsplan nicht sichtbar oder wegen der Kleinräumigkeit später zu betrachten sind,
- Umweltfachlich wertvolle Bereiche, für die keine fachlich geeigneten und bundesweit vergleichbaren räumlichen Daten vorlagen,
- Landwirtschaftliche Flächen und
- sonstige Freiflächen.

Die Flächen, für die keine Daten verfügbar sind, werden nicht dargestellt, weil gemäß § 14f Abs. 2 Satz 2 UVPG der Umweltbericht nur „Angaben, die mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können“ enthalten muss. Da auf den nachgelagerten Planungsstufen Daten für diese Flächen erhoben und berücksichtigt werden, ist die Prüfung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen für diese Bereiche im Rahmen der Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung sachgerecht. Auch raumordnerische Belange, Vorrang- und Vorbehaltsgebiete sowie Inhalte von Landes- und Regionalen Raumordnungsprogrammen und -plänen sind nicht Gegenstand der vorliegenden SUP, da diese nicht auf die Umweltziele der Schutzgüter nach § 2 UVPG zurückzuführen sind und in der SUP nur umweltfachliche Aspekte betrachtet werden. Raumordnerische Belange werden erst im Zuge der Trassenkorridorfindung auf Bundesfachplanungsebene im Rahmen einer durchzuführenden Raumverträglichkeitsprüfung betrachtet.

3.5.6 Maßnahmenbetrachtung

Die im NEP Strom und O-NEP enthaltenen Projekte und Maßnahmen werden innerhalb der Steckbriefe geprüft. Die Kriterien dienen in Verbindung mit den Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit der Darstellung

⁶¹ Gebiete, die in der Regel mit dem „Zwecke der Verteidigung“ ausgewiesen wurden, werden u.a. auf Grund ihrer zum Teil erheblichen Größe in die Betrachtung einbezogen. Diese Bereiche gelten nur für das Festland, und nicht für die Nord- und Ostsee, da hier lediglich von Beeinträchtigungen während des Baus, jedoch nicht für die Anlage des Seekabels an sich ausgegangen werden kann.

⁶² Diese Bereiche gelten nur für das Küstenmeer, da nur bei einer geplanten Verlegung als Seekabel diese Bereiche einen Genehmigungsvorbehalt auslösen. Diese Bereiche unterliegen nach § 31 Abs. 1 Nr. 2 einem Genehmigungsvorbehalt durch das Wasser- und Schifffahrtsamt und werden daher als Bereiche eingeschränkter Flächenverfügbarkeit nur bei Anbindungsleitungen betrachtet. Gleichwohl ist es nicht von vorneherein ausgeschlossen, dass diese Bereiche in späteren Planungsstufen mit entsprechenden Auflagen für eine Seekabelverlegung genutzt werden können.

des Ist-Zustandes sowie der Ermittlung und Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bei der Durchführung des Bundesbedarfsplanes. Die Beschreibung der Umweltauswirkungen erfolgt anhand der Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit des jeweils innerhalb einer Ellipse betrachteten Bereichs (vgl. Abbildung 21). Davon abhängig werden die einzelnen Bereiche anhand eines zweiteiligen Systems bewertet. Die einzelnen Bewertungen werden schließlich in einer Betrachtung der Gesamtauswirkungen des Plans zusammengeführt.



Abbildung 21: Maßnahmenbetrachtung

Worst-Case-Ansatz

Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes werden unter mehreren Gesichtspunkten auf der Grundlage eines Worst-Case-Ansatzes untersucht.

- Angesichts des hohen Abstraktionsgrades der Planungsebene werden die Kriterien zu den jeweiligen Empfindlichkeitskategorien in einer Worst-Case-Betrachtung zugeordnet (siehe Kapitel 3.5.4).
- Der Maßstab von 1:250.000 bedingt eine Unschärfe, die in Verbindung mit einer relativ großen Darstellung der den Maßnahmen zugehörigen Punkte (z.B. vorhandene Umspannanlagen) bereits ein direktes Schneiden von Siedlungen aufzeigt, obwohl tatsächlich noch Freiräume zur Siedlung vorhanden sind.
- Grundsätzlich werden Bündelungsoptionen zwar nachrichtlich aufgenommen, für die Bewertung nach dem Worst-Case-Ansatz werden alle Maßnahmen jedoch auf dieser Ebene als Neubauprojekte betrachtet und bewertet.

Die Prüfung der Maßnahmen nach dem Worst-Case-Ansatz entspricht der Frühwarnfunktion der SUP auf dieser Ebene. Dies bedeutet, dass die jeweiligen Bewertungen nicht zum Vorzug oder zum Ausschluss einer bestimmten Maßnahme oder der Identifizierung von „Tabubereichen“ auf dieser Ebene führen, sondern darauf aufmerksam machen sollen, dass auf der nachfolgenden Planungsstufe der Bundesfachplanung u.U. mit erheblichem planerischen Aufwand bei der Festlegung eines raum- und umweltverträglichen Trassenkorridors zu rechnen sein kann.

3.5.6.1 Darstellung des Ist-Zustandes der Umwelt

Nach § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 3 UVPG hat der Umweltbericht die Merkmale der Umwelt, des derzeitigen Umweltzustandes sowie dessen voraussichtliche Entwicklung darzustellen. Gemäß § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 4 UVPG sind die für den Plan bedeutsamen Umweltprobleme anzugeben. Insbesondere sind die Probleme für ökologisch empfindliche Gebiete abzubilden (Schutzgebiete der Umweltmedien, Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte, Denkmäler und -ensembles und archäologisch bedeutsame Landschaften).

Der Ist-Zustand der Umwelt wird innerhalb der Steckbriefe anhand der abgeleiteten Kriterien analysiert. Hier wird vor dem Hintergrund des Vorsorgegedankens der Worst-Case-Ansatz verfolgt.

Der Darstellung der voraussichtlichen Entwicklung des derzeitigen Umweltzustandes sind jedoch Grenzen gesetzt. Eine belastbare Prognose des Status quo müsste den Umweltzustand zum Planungszeitpunkt, also in den nächsten zehn Jahren darstellen. Innerhalb der maßnahmenbezogenen Betrachtung würde dies Prognosen über den Status konkreter geschützter Flächen voraussetzen. Unter Berücksichtigung der Größe des Untersuchungsraumes, der Länge des Prognosezeitraumes, der Vielzahl der in diesem Raum und dieser Zeit auftretenden Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern sowie der Grobkörnigkeit der Planungsebene ist dies nicht mit zumutbarem Aufwand zu ermitteln (vgl. § 14g Abs. 2 S 1 i.V.m. § 14 f Abs. 2 Satz 2 UVPG).

3.5.6.2 Beschreibung der Umweltauswirkungen

Die Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen erfolgt anhand der Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit der jeweils betrachteten Bereiche.

Dafür wird die Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit der Kriterien innerhalb der einzelnen Steckbriefe eingeschätzt und in vier Stufen angegeben (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Betroffenheitswahrscheinlichkeit

Abk. (Steckbrief)	Definition
u unwahrscheinlich	Es liegen nur wenige oder sehr kleine, sehr verstreute oder randlich angeordnete zu betrachtende Flächen im Untersuchungsraum. Es ist daher unwahrscheinlich, dass diese Flächen tangiert oder gequert werden müssen.
m möglich	Die betrachteten Flächen liegen aufgrund ihrer Anordnung und/oder Anzahl so im Raum, dass einige der Flächen möglicherweise tangiert oder gequert werden müssen (z.B. bei wenigen großen Anhäufungen oder vielen kleineren bis mittleren, aber verteilt liegenden Flächen).
w wahrscheinlich	Die betrachteten Flächen liegen aufgrund ihrer Anordnung und/oder Anzahl so im Raum, dass einige Flächen wahrscheinlich tangiert oder gequert werden müssen. Sie kommen z.B. zahlreich und in Anhäufung vor und liegen zentral im Untersuchungsraum.
s sicher	Das betrachtete Kriterium bildet ein quer durch den gesamten Untersuchungsraum reichendes Band. Es ist daher sicher, dass die betrachteten Flächen gequert werden müssen.

3.5.6.3 Bewertung der Umweltauswirkungen

Die Bewertung der Umweltauswirkungen erfolgt für jede Maßnahme in einem Steckbrief. Dabei werden zunächst die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen auf das jeweilige Schutzgut bewertet und anschließend zu einer maßnahmenbezogenen Gesamtbewertung zusammengeführt. Das Ergebnis dient auch der Bewertung der Gesamtauswirkungen des Plans. Die Bewertung erfolgt dabei auf der Grundlage der Betroffenheitswahrscheinlichkeit der Kriterien in Verbindung mit deren Wertigkeit.

Bei der Bewertung wird innerhalb der Ellipse unterschieden zwischen Bereichen, die einen sogenannten Riegel bilden und dem restlichen Raum innerhalb der Ellipse.

Riegel

Ein Riegel stellt einen durchgängigen Bereich dar, der quer zu möglichen Trassenverläufen durch den gesamten Untersuchungsraum reicht. Aufgrund seiner Lage und Ausprägung im Untersuchungsraum muss ein Riegel bei der späteren Korridorfindung in jedem Fall gequert werden.

Ein Riegel besteht zum einen, wenn durch Kriterien abgebildete Bereiche „hoher“ Empfindlichkeit sicher betroffen sind. Zum anderen kann sich ein Riegel aus der Verbindung eines solchen hoch empfindlichen Bereichs mit Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit ergeben. Dadurch, dass diese Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit auf späteren Planungsebenen bei der Ausweisung von Trassenkorridoren bzw. Trassen u.U. umgangen werden müssten, wäre das Ausweichen auf den hoch empfindlichen Bereich notwendig und damit dessen Betroffenheit sicher (vgl. Abbildung 22).

- Der Riegel kann, abhängig von der Größe des Untersuchungsraumes, schmal (1) oder breit (2) ausgeprägt sein. Er besteht auch, wenn ein Netzverknüpfungspunkt innerhalb einer hoch empfindlichen Fläche liegt bzw. von dieser ringförmig umgeben ist (3).
- Ein Riegel kann sich auch aus hoch empfindlichen Flächen und Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit zusammensetzen (4).
- Kein Riegel besteht, wenn ein Punkt innerhalb einer mittel empfindlichen Fläche oder einer Fläche mit eingeschränkter Verfügbarkeit liegt bzw. von diesen ringförmig umgeben ist (5 und 8). Auch ein Band aus mittel empfindlichen Flächen stellt keinen Riegel dar (6). Besteht ein durchgehender Bereich aus hochempfindlichen Flächen, die aber hinter dem Anschlusspunkt im rückwärtigen Raum oder seitlich davon liegen, wird davon ausgegangen, dass diese Bereiche nicht zwingend gequert werden müssen, also nicht sicher betroffen sind. Sie stellen somit keinen Riegel dar (7).

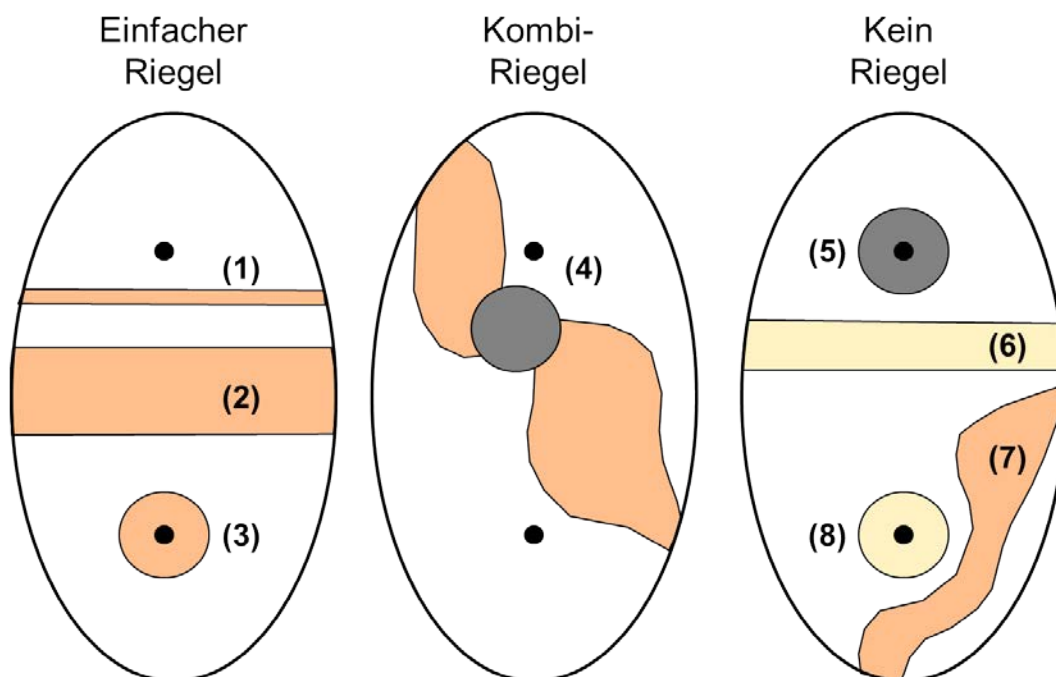


Abbildung 22: Schema für die Klassifizierung von Riegeln

Liegt ein Riegel vor, lässt dies allerdings keine Aussage darüber zu, ob eine spätere Korridor- bzw. Trassenfindung möglich ist. Aufgrund des Betrachtungsmaßstabes und der Betrachtungstiefe (Betrachtung der Flächenausweisungen ohne Prüfung von Schutzzielen etc.) kann ein Riegel in späteren Planungsebenen durchaus durchgängig sein. Daher gilt ein Riegel nicht per se als Ausschlusskriterium einer Maßnahme. Er deutet vielmehr eine entsprechend umfangreiche Prüfung in späteren Planungsschritten an.

Dieser Prüfauftrag lässt sich aufgrund der abstrakten Betrachtung der Flächenausweisungen (ohne die genaue Prüfung der Schutzziele und deren tatsächliche Empfindlichkeit auf den Netzausbau) auch nicht konkretisieren. Eine solche Konkretisierung erfolgt auf den nachgelagerten Prüfungsebenen, sobald aufgrund des anderen Betrachtungsmaßstabes und der konkreten Prüfung der Schutzziele festgestellt wird, dass der Riegel weiterhin existiert, ist aufgrund des Ergebnisses dieser Prüfung herausgearbeitet, ob und ggf. wie dieser Riegel umgangen werden kann. Die Riegel innerhalb einer Ellipse werden durch folgende Abkürzungen dargestellt:

Tabelle 7: Darstellung der Riegel

Symbolteil	Bedeutung
A	kein Riegel
B	ein Riegel: Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.
C	mehrere Riegel bzw. ein breiter Riegel: Es bestehen ein bzw. mehrere nicht umgehbare Bereiche, in dem/ denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

Restlicher Raum innerhalb der Ellipse

Nach der Riegelbewertung, die hoch empfindliche nicht umgehbare Bereiche und damit mögliche Konflikte auf späteren Planungsebenen aufzeigt, wird der restliche Raum innerhalb einer Ellipse betrachtet. Das Rauten-Symbol (#) zeigt an, in welchem Umfang in der übrigen Fläche des Untersuchungsraumes mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Dies ergibt sich aus der Empfindlichkeit der Kriterien gegenüber dem Leitungsbau sowie der Größe und Lage entsprechender Flächen im Untersuchungsraum.

Tabelle 8: Darstellung der Bewertung des Restraumes

Rauten-Symbol	Bewertung
	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in geringem Umfang möglich.
#	Erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in moderatem Umfang möglich.
##	Erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

Im Regelfall findet dabei das in Tabelle 8 zur Beurteilung der Betroffenheitswahrscheinlichkeit dargestellte System Anwendung. Da die Vielfalt der natürlichen Gegebenheiten allerdings nicht vollständig durch ein

einfaches System abgebildet werden kann, besteht in atypischen Konstellationen die Möglichkeit, sachgerecht begründet von diesem Schema abzuweichen.

Tabelle 9: Bewertung (Quantität der erheblichen Umweltauswirkungen – ohne Riegel)

Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit / (Rauten-Symbol)		unwahrscheinlich	möglich	wahrscheinlich	sicher
Empfindlichkeitskategorie					
Hoch	()	(#)	(##)		
	wenige	moderate	umfangreiche	Riegel s.o.	
Mittel	()	()	(#)	(#)	
	wenige	wenige	moderate	moderate	

Für die Schutzgüter sowie die Maßnahme selbst werden die Bewertungen von Flächen mit „hoher“ und „mittlerer“ Empfindlichkeitskategorie der Kriterien gutachterlich zusammengeführt. Eine quasi mathematische Verrechnung ist hierbei nicht sachgerecht. Die mit „hoch“ bzw. „mittel“ bewerteten Flächen weisen i.d.R. unterschiedliche geografische Ausprägungen auf. Dabei sind häufig Schnittmengen von „hoch“ und „mittel“ gegeben (vgl. Tabelle 9). Sie können sich entweder gegenseitig überlappen oder so nebeneinander angeordnet sein, dass die Betroffenheitswahrscheinlichkeit für das Schutzgut insgesamt steigt.

Zusammenführung der Bewertungen

Durch die Zusammenführung der Riegelbewertung (A, B, C) und der Bewertung des Restraumes (#) wird eine einheitliche Bewertung innerhalb des ellipsenförmigen Untersuchungsraumes erreicht. Diese Zusammenführung erfolgt zunächst auf Ebene des Schutzgutes und anschließend ein weiteres Mal auf Ebene der Maßnahme. Für die Bewertung der Maßnahme werden die Kriterienflächen aller Schutzgüter grafisch überlagert. Dabei ist die Entstehung neuer Geometrien möglich (siehe Abbildung 23).

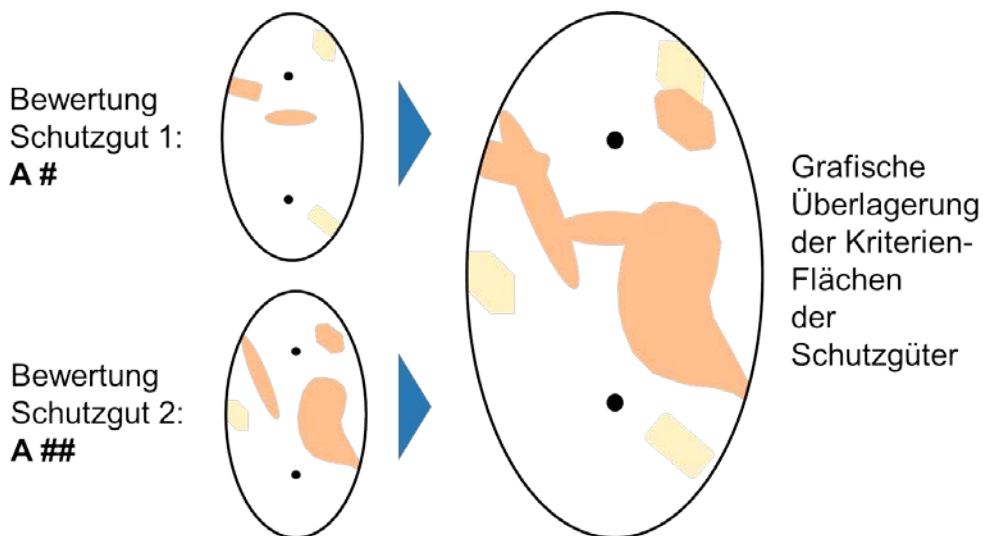


Abbildung 23: Grafische Überlagerung der Kriterienflächen für die Schutzgüter als Basis für die Bewertung der Maßnahme

Diese Kriterienflächen werden anschließend in ihrer neuen räumlichen Gesamtausprägung bewertet. Zunächst werden hierfür die Riegel bewertet. Aufgrund der Überlagerung der Kriterienflächen verschiedener Schutzgüter können dabei neue Riegel aus den hoch empfindlichen Flächen verschiedener Schutzgüter entstehen (siehe Abbildung 23, links oben). Keinen Einfluss auf die Riegelbewertung haben die als mittel und hoch empfindlich bewerteten Flächen im Restraum (siehe Abbildung 23, links oben, schattierte Flächen). Nach der Riegelbewertung wird anschließend der Restraum bewertet (siehe Abbildung 23, links unten). Dabei werden diejenigen Flächen nicht mehr betrachtet, die zuvor bereits in die Riegelbewertung eingeflossen sind (siehe Abbildung 23, links unten, schattierte Flächen). Die beiden Einzelbewertungen für Riegel (im Beispiel: B) und Restraum (im Beispiel: #) werden nun zur Bewertung der Maßnahme zusammengeführt (im Beispiel: B #, siehe Abbildung 23, rechts).

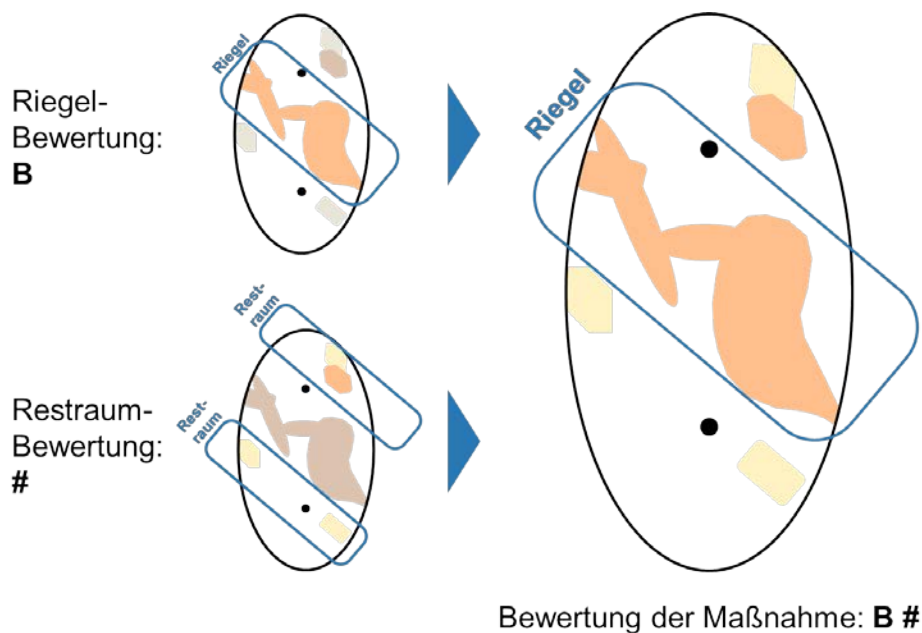


Abbildung 24: Riegel- und Restraumbewertung führen zur Bewertung der Maßnahme

Im Rahmen der Riegelbewertung der Maßnahme ist es nun möglich, dass einige Flächen, die bei der Bewertung auf Schutzgutebene zu der Einschätzung „erhebliche Umweltauswirkung sind potenziell in moderatem Umfang möglich“ (#) bzw. „erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst“ (##) führten, bei gemeinsamer Betrachtung einen Riegel bilden (siehe Abbildung 23 und Abbildung 24, links oben). Im Vergleich zur Schutzgutbewertung fiel damit die Riegelbewertung höher aus („Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist“ (B) statt „kein Riegel“ (A)). Da die in die Riegelbewertung eingeflossenen Flächen nicht erneut bei der Bewertung des Restraums berücksichtigt werden, ist es möglich, dass weniger Kriterienflächen im Restraum verbleiben (siehe Abbildung 24, links unten). Damit fällt die Restraumbewertung im Vergleich zur jeweiligen Bewertung der einzelnen Schutzgüter niedriger aus („erhebliche Umweltauswirkungen sind potenziell in moderatem Umfang möglich“ (#), statt bei Schutzgut 2 „erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst“ (##)).

Die dargestellte Untersuchungsmethode wird der SUP zugrunde gelegt und bezieht sich auf die im NEP Strom und O-NEP enthaltenen Maßnahmen. Die ermittelten Wirkfaktoren und Wirkungspfade unterscheiden dabei nach Freileitungen, Erdkabel und Seekabeln (siehe Tabelle 14 und Tabelle 15).

Es wird eine einheitliche Bewertungsmethodik für alle Teiluntersuchungsräume des NEP Strom und O-NEP angewendet. Die Maßnahmen des O-NEP beinhalten in den Ellipsen sowohl Bereiche des Festlandes als auch des Küstenmeeres. Dem wird mit entsprechenden Kriterien und einer separaten Bewertung der einzelnen Schutzgüter für das Küstenmeer und das Festland entsprochen. Eine Differenzierung in der methodischen Herangehensweise zur Bildung der Ellipsen zwischen Festland und Meeresbereich ist nicht zielführend und würde zu Bewertungsschwierigkeiten oder Doppeluntersuchungen führen.

Für die Offshore-Anbindungsleitungen gilt, dass bei vielen Maßnahmen innerhalb der Ellipse auch Inseln oder Halbinseln vorhanden sind, die mit den entsprechenden Empfindlichkeiten und Kriterien für Erdkabel und Freileitungen untersucht werden. Gerade für die Maßnahmen des O-NEP ist eine Differenzierung in Riegel und den restlichen Untersuchungsraum entscheidend. Es hat sich gezeigt, dass bei einem Großteil der Maßnahmen Riegel im Küstenmeer vorhanden sind, jedoch der Reistraum differenziert betrachtet werden kann.

Ein Identifizieren von sog. „Tabubereichen“ lässt die dem Bundesbedarfsplan entsprechende Untersuchungstiefe nicht zu. So werden z.B. keine konkreten Schutzzwecke der Schutzgebiete betrachtet. Bestimmte Schutzgebiete generell als ‚zu umgehen‘ zu kennzeichnen, ginge daher zu weit. Es können sich durchaus im Einzelfall in späteren Planungsstufen für als Riegel bewertete Bereiche Trassierungsmöglichkeiten ohne erhebliche Umweltauswirkungen ergeben. Daher dient eine kritische Bewertung eines Vorhabens als Warnfunktion, dass in den nachfolgenden Planungsstufen eine besonders sorgfältige Prüfung dieser Bereiche zu erfolgen hat.

3.5.6.4 Maßnahmenbezogene Darstellung im Steckbrief

Zur besseren Übersicht werden die einzelnen Projekte und Maßnahmen anhand von Steckbriefen mit ergänzenden Karten dargestellt. Die Steckbriefe sind jeweils im Anhang des Entwurfs bzw. des überarbeiteten Umweltberichts abgebildet.

Steckbrief

Anhand von Steckbriefen werden der Ist-Zustand und die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in den Teiluntersuchungsräumen der einzelnen Vorhaben beschrieben, bewertet sowie kartografisch dargestellt. Anbindungsleitungen verfügen über einen zweigeteilten Steckbrief, da diese sowohl einen Abschnitt als Seekabel und einen als Erdkabel oder Freileitung auf dem Festland besitzen.⁶³

Kartografische Darstellung der Teiluntersuchungsräume

Für die Darstellung des Untersuchungsraumes gibt es für die geprüfte Maßnahme im jeweiligen Steckbrief eine Übersichtskarte. Der verwendete Untersuchungsmaßstab beträgt 1:250.000. Um den Untersuchungsraum jeweils auf einer Seite darstellen zu können, wird in den Übersichtskarten zum Steckbrief der Maßstab entsprechend angepasst. Für die Darstellung im Maßstab 1:250.000 werden dem Umweltbericht mehrere Karten, die den gesamtdeutschen Raum zeigen, mit einer Einzeichnung aller Untersuchungsräume im DIN A0-Format beigelegt.

⁶³ Hierbei kommt es dazu, dass für die unterschiedlichen Bereiche des Meeres und des Festlandes sowohl unterschiedliche Kriterien verwendet werden, als auch unterschiedliche Empfindlichkeitseinschätzungen auftreten können.

Die Übersichtskarte gliedert sich in den Kartenausschnitt und die Legende. Abhängig von der Ausrichtung des Untersuchungsraumes kann die Karte im Längs- oder Querformat dargestellt sein. Der Untersuchungsraum wird in der Übersichtskarte durch eine schwarze Linie sowie die markierten Anfangs- und Endpunkte und eventuelle Stützpunkte kenntlich gemacht. Ragt die Ellipse über die Staatsgrenze hinaus, endet der Untersuchungsraum dort.

Zur Orientierung sind das Küstenmeer blau, die Grenzen der Bundesländer grau sowie die Staatsgrenze schwarz eingezeichnet. Bestehende Infrastruktur wird durch farbige Linien gekennzeichnet. Hierdurch sollen, ohne Vorwegnahme einer vertieften Betrachtung in den nachfolgenden Planungsebenen, potenzielle Bündelungsmöglichkeiten dargestellt werden. Übertragungsnetze mit mindestens 220-kV sind als dunkelgrüne Linien dargestellt, Bundesautobahnen werden durch rote Linien abgebildet und das Bahnstromnetz DB Energie durch hellgrüne Linien.

Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit sind grau schraffiert. Flughäfen und Flugplätze sowie Truppenübungsplätze werden bei der Prüfung als Erdkabel in ihrer realen Flächenausdehnung dargestellt. Bei der Prüfung als Freileitung wird zudem bei Vorliegen eines Bauschutzbereiches die reale Fläche kreisförmig erweitert. Flächen, die durch die Schutzgutkriterien abgebildet werden, sind entsprechend ihrer Empfindlichkeitskategorie farblich markiert. Diese farbliche Markierung kann, je nach Ausführungstechnologie, unterschiedlich ausfallen.

Die hoch empfindlichen Flächen werden in einem blassroten Ton dargestellt. Die als Punktdaten vorliegenden UNESCO-Welterbestätten werden mit einem Rhombus gezeichnet. Die mittel empfindlichen Flächen sind in einem gelben Ton gehalten. Die in der Karte abgebildeten Weißflächen sind solche Bereiche, die auf dieser Planungsebene und bei dem zugrunde liegenden Betrachtungsmaßstab nicht betrachtet bzw. nicht ermittelt werden können.

Die Oberflächengewässer werden blau abgebildet. Dies betrifft Fließgewässer ab einer Breite von 12 m sowie Stillgewässer. Sie sind zugleich ein Kriterium des Schutzgutes Wasser und werden mit einer mittleren Empfindlichkeit bewertet. Das Küstenmeer fällt nicht unter die Oberflächengewässer und wird daher, auch bei der Betrachtung von schmalen Wasserflächen zwischen Inseln im Küstenmeer (z.B. Stralsund), nicht mit einer Empfindlichkeit eingestuft.

Der Maßstab, mit dem der betreffende Untersuchungsraum in der Karte abgebildet wird, wird zur Orientierung mittels einer Maßstabsleiste angegeben. Für ein besseres Erkennen der räumlichen Lage des Untersuchungsraums wird dieser zudem auf einer Deutschlandkarte dargestellt.

Bei Erdkabeln werden für die Bewertung der Umweltauswirkungen annähernd die gleichen Schutzgutkriterien wie bei Freileitungen zugrunde gelegt. Allerdings ist die Empfindlichkeit der jeweiligen Kriterien gegenüber dem Bau von Erdkabeln z.T. anders eingeordnet (siehe Kapitel 6). In welchen Fällen der Einsatz von Erdkabeln tatsächlich geringere Umweltauswirkungen hervorruft, ist Teil der nachgelagerten Prüfung, aus der Tabelle ist keine Wertung für oder gegen die Ausbauart ableitbar.

Steckbriefe für die Maßnahmen

Die einzelnen Maßnahmen und ihre Untersuchungsräume werden auf drei Ebenen betrachtet. Zunächst werden die Kriterien einzeln, dann die Schutzgüter als Gruppe von Kriterien zusammen untersucht.

Schließlich erfolgt eine Gesamtbetrachtung des jeweiligen Untersuchungsraums. Alle drei Stufen bekommen eine eigene Bewertung anhand der Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit.

Der Steckbrief enthält auf der ersten Seite die Gesamtbetrachtung der Maßnahme und bietet einen allgemeinen Überblick über den Untersuchungsraum. Ab der zweiten Seite werden die schutzgutbezogenen Kriterien sowie die Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit dargestellt (vgl. Abbildung 25). Dort werden die auf der ersten Seite enthaltenen Ergebnisse im Detail erläutert. Für ein besseres Verständnis des Steckbriefs erfolgt die Erläuterung entsprechend des durchgeführten Prüfablaufs. Zunächst werden an dieser Stelle die detaillierten Schutzgutbewertungen beispielhaft erläutert und anschließend auf dem Deckblatt abgebildet.

2. Beschreibung und Bewertung nach Schutzgütern				
Schutzgut	Raumkriterien	Empfindlichkeit	Beschreibung	Betroffenheit
Mensch und Gesundheit (Wohnen und Erholung)	Siedlungsbereiche	Hoch		
	Sonstige Siedlungsbereiche	Mittel		
Bewertung:			Schutzgut Mensch:	<input type="text"/>
Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt	Natura 2000: FFH-Gebiete	Hoch		
	Natura 2000: EU-Vogelschutzgebiete	Hoch		
	Nationalparke	Hoch		
	Biosphärenreservat Kernzone	Hoch		
	Biosphärenreservat Pflegezone	Hoch		
	Naturschutzgebiete	Hoch		
	Important Bird Areas (IBA)	Mittel		
	Feuchtgebiete gem. Ramsar-Konvention	Mittel		
	UNESCO-Weltnaturerbebestätten	Hoch		
	Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume	Mittel		
Bewertung:			Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt:	<input type="text"/>

Abbildung 25: Steckbriefseite mit schutzgutbezogenen Kriterien

Für jedes Schutzgut werden die Umweltauswirkungen entsprechend der oben erläuterten Methode beschrieben und bewertet. Dort, wo Untersuchungsräume sowohl einen Festlandabschnitt als auch einen Bereich des Küstenmeeres abdecken, werden Schutzgüter doppelt, aber differenziert betrachtet. Die Bewertung ergibt sich aus den Ergebnissen für die einzelnen Kriterien, die sich aus der Empfindlichkeit der Flächen und ihrer wahrscheinlichen Betroffenheit zusammensetzt. Die Lage der Kriterienflächen zueinander fließt in die Bewertung des gesamten Schutzgutes ein. Hierbei wird die Betroffenheitswahrscheinlichkeit in der Gesamtschau der Kriterien auf Schutzgutebene bewertet. Aus Flächen mit hoher Empfindlichkeit eines Kriteriums können in Kombination mit Flächen hoher Empfindlichkeit anderer Kriterien Verkettungen entstehen, die quer durch den gesamten Untersuchungsraum reichen und dadurch Riegel bilden.

Liegen Flächen mehrerer Kriterien übereinander, ist für die Bewertung der Fläche die Empfindlichkeitskategorie des höher empfindlichen Kriteriums ausschlaggebend; bei gleicher Empfindlichkeitskategorie wird die Kategorie beibehalten. Dies gilt sowohl bei der schutzgutspezifischen wie schutzgutübergreifenden Betrachtung.

Anschließend werden auch die Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit beschrieben. Da diese aber keine Schutzgüter gemäß UVPG sind, werden hier die potenziellen Umweltauswirkungen nicht bewertet und erhalten keine Bewertung (siehe Tabelle 17).

Gesamtübersicht

Die erste Seite des Steckbriefes (siehe Abbildung 26) gibt eine Gesamtübersicht über den betroffenen Untersuchungsraum. Die Aussagen beruhen auf den Erkenntnissen der Kriterien- und Schutzgutbewertung. Sie werden ergänzt durch Aussagen, die sich erst aufgrund der Zusammenschau der Schutzgüter ergeben. Der inhaltlichen Gesamtübersicht vorangestellt sind Informationen zu der betreffenden Maßnahme, die nachrichtlich aus dem jeweiligen NEP Strom und O-NEP entnommen sind.

Maßnahme Nr. A01: Emden/Ost - Osterath Geprüfte Ausführungsart: Freileitung		
Nachrichtlich aus dem Netzentwicklungsplan		
Szenario A: x	Szenario B: x	Szenario C: x
Maßnahme:	A01	
Projekt:	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	
1. Gesamtübersicht		
1.1 Lage des Untersuchungsraums		
1.2 Beschreibung des Untersuchungsraums und seines Umweltzustands		
1.3 Bewertung der Umweltauswirkungen		
		Bewertungs- kategorie
1.4 Bündelungsoptionen, die in nachfolgenden Planungsstufen zu prüfen sind <i>(Übertragungsnetz ≥ 220-kV, sonstige Infrastrukturen: z.B. Bahnstromnetz DB Energie, Bundesautobahnen)</i>		
Im Netzentwicklungsplan angegebene Bündelungsoptionen:		
Weitere Bündelungsoptionen zur potenziellen Minimierung von Umweltauswirkungen:		
1.5 Natura 2000-Abschätzung		

Abbildung 26: Gesamtübersicht des Steckbriefs

Die inhaltliche Gesamtübersicht besteht aus fünf Unterkapiteln.

Unter Punkt 1.1 wird die Lage des Untersuchungsraumes beschrieben, beispielweise durch die Angabe des Bundeslandes, des Naturraumes, wichtiger Städte oder Flüsse. Auch die Luftliniendistanz zwischen den Anschlusspunkten wird angegeben.

Unter Punkt 1.2. werden die Schutzgüter in ihrer Lage und Anordnung im Raum zueinander beschrieben. Inhalt sollen wesentliche Aspekte und Erkenntnisse sein, die sich bereits auf Kriterien- und Schutzgutebene ergeben haben. Hinzu kommen aber auch Erkenntnisse für den Untersuchungsraum insgesamt. Die Flächen der einzelnen schutzgutbezogenen Kriterien können in der Gesamtschau, durch Überlagerung oder Verkettung, zusätzliche Riegel bilden. Dies wird beschrieben und bei der Bewertung berücksichtigt.

Unter Punkt 1.3 wird die Bewertung der Umweltauswirkungen mit der Bewertungskategorie gekennzeichnet und erläutert. In der Erläuterung werden markante Erkenntnisse aus Punkt 1.2 aufgegriffen, beispielsweise vorhandene nicht umgehbare Bereiche.

Zusätzlich zu der Bewertung des Untersuchungsraumes werden unter Punkt 1.4 nachrichtlich die Bündelungsoptionen aufgezeigt. Dies betrifft zum einen die im Netzentwicklungsplan angegebenen Bündelungsoptionen, zum anderen werden darüber hinaus weitere Bündelungsoptionen zur potenziellen Minimierung von Umweltauswirkungen angegeben. Im Rahmen dieser Informationen wird gezeigt, ob bei einer im NEP Strom vorgesehenen Bündelung hoch empfindliche Flächen betroffen wären oder nicht. Bündelungsoptionen können durch bestehende Übertragungsnetze mit mindestens 220-kV sowie sonstige Infrastruktur (z.B. Bahnstromnetz DB Energie, Bundesautobahnen) bestehen. Die Bündelungsoptionen und deren mögliche Umweltauswirkungen werden nicht bewertet und sind in nachfolgenden Planungsstufen zu prüfen.

Unter Punkt 1.5 wird in der Gesamtübersicht die Natura 2000-Abschätzung vorgenommen. Diese zeigt auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes auf, ob und in welchem Ausmaß Natura 2000-Gebiete möglicherweise betroffen sein können. Hierbei wird zunächst unterschieden, ob FFH- und VS-Gebiete vorliegen oder nicht. Wenn diese vorliegen, wird zudem darauf eingegangen, ob sie einen nicht umgehbaren Bereich bilden.

3.5.7 Gesamtplanbetrachtung

Die Gesamtplanbetrachtung erfolgt verbal-argumentativ. Die deutschlandweite Gesamtplanbetrachtung erfolgt auf der Grundlage der Ergebnisse der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen sowohl statistisch als auch deskriptiv. Dabei werden in der Zusammenschau die erheblichen Umweltauswirkungen bewertet und in Zusammenhang zu anderen, nicht über Kriterien abgebildeten, Auswirkungen gesetzt. Berücksichtigt werden hier auch positive Auswirkungen, die sich bei Umsetzung des Planes voraussichtlich ergeben. Dies erfolgt sowohl schutzgutbezogen als auch gesamtplanbezogen.

Die Bewertung der Umweltauswirkungen des Gesamtplanes erfolgt auf der Grundlage der Darstellung des Ist-Zustandes und der Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen. Der Umweltzustand sowie die voraussichtlichen Umweltauswirkungen werden zunächst schutzgutbezogen betrachtet bzw. bewertet. Dabei werden jeweils die maßnahmenbezogenen Darstellungen summarisch analysiert.

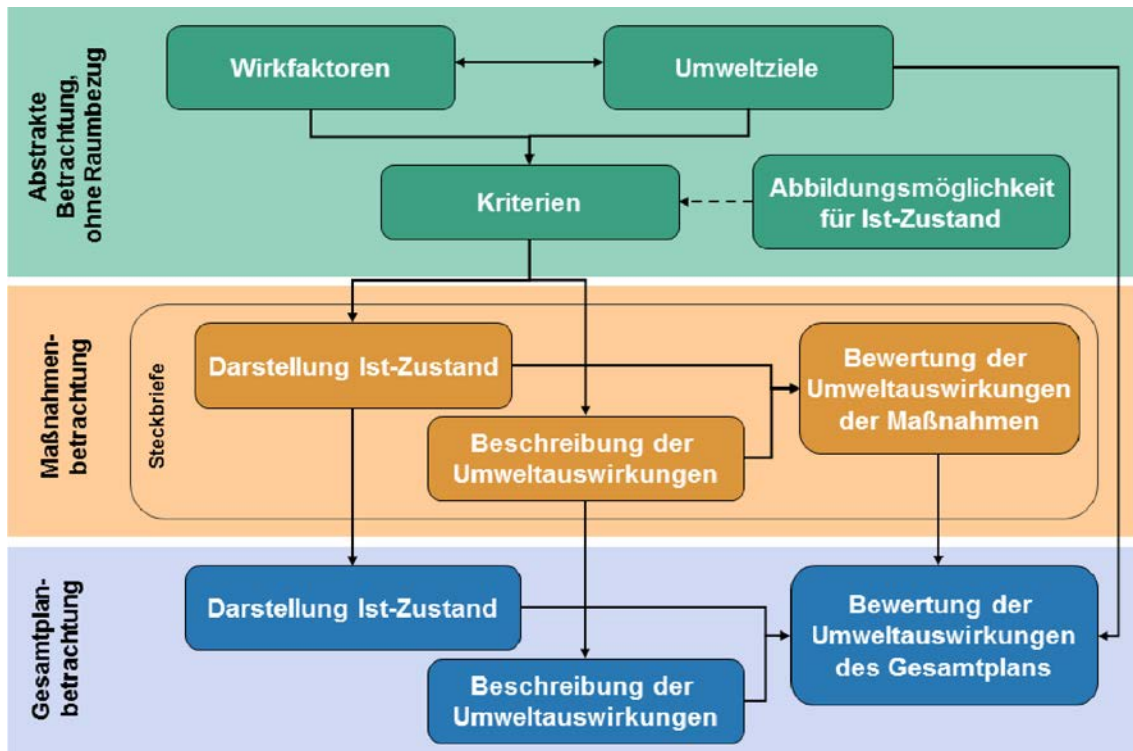


Abbildung 27: Aufbau der Strategischen Umweltprüfung (SUP)

Zudem erfolgt eine schutzgutübergreifende Betrachtung der Gesamtauswirkungen des Plans. Dies erfolgt durch eine Zusammenstellung sowie statistische Auswertung der Ergebnisse der einzelnen Maßnahmen. Zur summarischen Betrachtung und statistischen Auswertung für die Einzelmaßnahmen bzw. Vorhaben kommen zudem verschiedene Aspekte hinzu, die nur auf der Gesamtplanebene betrachtet werden können. Beispielsweise erfolgt ein Abgleich mit den wichtigsten abstrakten Zielen des Umweltschutzes, die nicht in Kriterien einfließen konnten (vgl. Abbildung 27).

3.5.8 Sonstige Angaben

Berücksichtigung von Bündelungsoptionen

Entsprechend des in § 1 Abs. 5 Satz 3 BNatSchG verankerten Bündelungsgebots sind Bündelungen mit anderen linienhaften Infrastrukturen im Rahmen der konkreten Planung von Leitungstrassen grundsätzlich zu prüfen.

Bei der Prüfung der einzelnen Maßnahmen wird innerhalb des Steckbriefs die Bündelung nur nachrichtlich dargestellt, indem potenziell bündelungstaugliche Infrastruktur (Höchstspannungsnetz, DB Energie-Hochspannungsleitungen, Bundesautobahnen) angegeben wird. Mögliche Bündelungsoptionen fließen jedoch nicht in die Bewertung der Umweltauswirkungen ein. Bei Maßnahmen, die auch in der Ausführung als Erdkabel geprüft werden, werden dieselben Bündelungsoptionen dargestellt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP Strom vorgeschlagenen Bündelungsoptionen werden nicht übernommen oder in die Bewertung eingestellt. Die Überprüfung der Bündelung mit vorhandener Infrastruktur erfolgt auf den nachfolgenden Planungsstufen, da sich dort sowohl die Umweltauswirkungen, als auch die Raumverträglichkeit mit einer größeren Detailschärfe prüfen lässt. Hierbei wird dann u.a. auch eine mögliche „Überlastung“ durch die gemeinsamen Effekte der bereits vorhandenen und neu zu errichtenden Infrastruktur geprüft. Dabei gilt es, die weitere Belastung von bereits betroffenen Räumen zu

vermeiden und die Bewahrung von bislang unbelasteten Räumen und unzerschnittenen Landschaften sorgfältig zu prüfen und abzuwägen.

Bündelungsoptionen im Meer werden nicht betrachtet. Zum einen ist die Datenlage schwierig. Zum weiteren sind nennenswerte positive Effekte ausschließlich auf die Umwelt von einer Bündelung von Seekabeln auf dieser abstrakten Ebene kaum zu erwarten. Eine zeitliche Bündelung des Verlegevorgangs und dadurch erzeugte positive Effekte bei der Ausführung können hingegen auftreten. Dennoch kann sich die frühzeitige Suche nach Bündelungsoptionen zur Vermeidung von räumlichen Nutzungskonflikten als vorteilhaft erweisen.

Beziehungen zu anderen Plänen und Programmen

Die Beziehungen des Bundesbedarfsplans zu anderen relevanten Plänen und Programmen gemäß § 14g Abs. 2 Nr. 1 UVPG werden in Kapitel 3.1 dargestellt. Dem Aufzeigen relevanter Beziehungen zu anderen Planungen ist aufgrund des abstrakten Charakters der Bedarfsermittlung Grenzen gesetzt.

Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen

Der Umweltbericht soll nach § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 6 UVPG Maßnahmen vorstellen, die geplant sind, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen aufgrund der Durchführung des Bundesbedarfsplanes zu verhindern, zu verringern und soweit wie möglich auszugleichen. Der Betrachtung von Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen sind jedoch auf dieser Ebene wegen des hohen Abstraktionsniveaus des Bundesbedarfsplans enge Grenzen gesetzt. Dies hängt insbesondere mit dem weitgehenden Fehlen von projektbezogenen, raumkonkreten Daten zusammen, da der Bundesbedarfsplan weder Trassenkorridore noch Trassen ausweist, sondern lediglich den Übertragungsbedarf und Netzverknüpfungspunkte festlegt. Konkrete Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen können erst entwickelt und umgesetzt werden, wenn zumindest der grobe Verlauf der geplanten Leitung bekannt ist. Dies ist frühestens auf der Ebene der Bundesfachplanung im Rahmen der Festlegung eines raumverträglichen Trassenkorridors der Fall.

Überwachungsmaßnahmen

Ferner soll der Umweltbericht Aussagen über Überwachungsmaßnahmen (§ 14g Abs. 2 S.1 Nr. 9 UVPG) enthalten. Dieser Betrachtung sind durch das hohe Abstraktionsniveau des Bundesbedarfsplanes und aufgrund des weitgehenden Fehlens von projektbezogenen Daten ebenfalls Grenzen gesetzt. Die Darstellung von Überwachungsmaßnahmen erfolgt frühestens auf der Ebene der Bundesfachplanung und wird im Rahmen der Planfeststellung konkretisiert.

Abschichtung

Sind Pläne und Programme Bestandteil eines mehrstufigen Planungs- und Zulassungsprozesses, sieht § 14f Abs. 3 UVPG die Möglichkeit der Abschichtung vor, um so Mehrfachprüfungen innerhalb eines Prozesses zu vermeiden. Die Abschichtung erfordert eine Entscheidung der Bundesnetzagentur bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens darüber, auf welcher Stufe bestimmte Umweltauswirkungen schwerpunktmäßig geprüft werden sollen. Ziel bei der Ermittlung der Prüfungsinhalte und damit der aufzunehmenden Kriterien ist es, diese Ebenen spezifisch zuzuordnen und auf der Planungsebene zu konzentrieren, auf der sie am sachgerechtesten geprüft werden können.⁶⁴ Für die Zuordnung der zu prüfenden Kriterien spielt dabei ihre

⁶⁴ Kment In: Hoppe (2012): § 14g UVPG, Rn. 32.

Relevanz für die zu treffende Entscheidung auf der konkreten Planungsebene eine ausschlaggebende Rolle.⁶⁵ So soll eine Überfrachtung hochstufiger Planungsebenen mit Detailprüfungen und dort nicht sachgerecht abzuarbeitenden Kriterien vermieden und eine unsachgemäße Verschiebung von Prüfinhalten auf nachgelagerte Planungsebenen vermieden werden.

Diesem Grundsatz folgend hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Kriterien für Umweltschutzziele erst folgenden Planungsebenen (Bundesfachplanung/ Raumordnungsverfahren, Planfeststellung) zugeordnet. Eine Übersicht dieser Kriterien mit der Begründung, warum diese auf der Ebene des Bundesbedarfsplans nicht betrachtet werden, befindet sich in Kapitel 6 der Festlegung des Untersuchungsrahmens. Bei diesen „abgeschichteten“ Kriterien handelt es sich um solche, die zum einen auf dieser Ebene, z.B. aufgrund des Maßstabes, nicht „sichtbar“ sind. „Nicht sichtbare“ Kriterien können gleichwohl in nachgeordneten Planungsebenen durchaus starke Realisierungshindernisse darstellen. Zum anderen handelt es sich z.T. um wertvolle Bereiche, für die entweder gar keine oder bundesweit nicht vergleichbare räumliche Daten⁶⁶ vorliegen und Bereiche mit geringerer umweltfachlicher Bedeutung. Eine Betrachtung dieser Kriterien ist auf nachgeordneten Planungsebenen besser möglich, weil dort bei den Korridor- bzw. Trassenplanungen detailschärfer geprüft wird und so kleinräumige Konflikte überhaupt erst ausfindig gemacht werden können. Zudem lassen sich in abschnittswisen Planungen folgender Planungsebenen bundeslandspezifisch einheitliche Daten besser in die Umweltprüfung einbinden. Es entstünde hingegen ein unverhältnismäßiger Aufwand im Sinne von § 14f Abs. 2 Satz 2 UVPG, wenn im Rahmen der SUP bundesweit unterschiedliche Daten zunächst vereinheitlicht und für das GIS verwertbar gemacht werden müssten.

Hinweise auf Schwierigkeiten, Vorbelastungen, Umweltprobleme

Im Umweltbericht wird auf Schwierigkeiten hingewiesen werden, die bei der Zusammenstellung der Angaben aufgetreten sind (§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 7 UVPG).

Da der Bundesbedarfsplan keine konkreten Angaben zu den jeweiligen Vorhaben enthält, ist (bis auf den Bereich des Bundesfachplans Offshore) noch weitgehend unklar, wie diese genau verwirklicht werden. Daher sind Vorbelastungen und ihre Wirkungen mit bzw. ohne die konkreten Leitungsvorhaben nicht absehbar.

Die Darstellung der Umweltprobleme nach § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 4 UVPG kann über die in diesem Kapitel erläuterte Vorgehensweise in Bezug auf Schutzgebiete der Umweltmedien bei der Ellipsen- und Gesamtplanbetrachtung wegen des Abstraktionsniveaus nicht hinausgehen. Die Umweltprobleme sind auf dieser Planungsstufe nicht konkret erkennbar. Sie können insgesamt lediglich stark verallgemeinernd in der Gesamtplanbetrachtung dargelegt werden.

3.6 Natura 2000-Abschätzung

Das Bundesnaturschutzgesetz schreibt vor dem Hintergrund europäischen Rechts die Prüfung von Plänen und Projekten auf ihre Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen eines Natura 2000-Gebietes vor, wenn sie einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Projekten oder Plänen geeignet sind, das Gebiet erheblich zu

⁶⁵ Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung und zur Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG (SUPG), BT-Drucks. 15/3441, S. 31.

⁶⁶ Diese Daten müssten häufig erst aufwändig harmonisiert werden, um dem Ziel der Festlegung gerecht zu werden, bzw. würden das einheitliche Bewerten von Untersuchungsräumen dadurch erschweren, dass eine unterschiedliche Ausweisungspraxis zu flächenmäßigen Unterschieden in Dichte und Größe führt.

beeinträchtigen (siehe § 34 Abs. 1 BNatSchG). Ergibt diese Verträglichkeitsprüfung, dass es zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Natura 2000-Gebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen kommen kann, ist das Projekt unzulässig (siehe § 34 Abs. 2 BNatSchG). Es kann abweichend davon nur dann zugelassen werden, wenn es aus zwingenden Gründen des öffentlichen Interesses notwendig ist und zumutbare Alternativen, den mit Plan oder Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen, nicht gegeben sind (siehe § 34 Abs. 3 BNatSchG). In diesem Fall sind Maßnahmen zur Sicherung des Zusammenhangs des Netzes „Natura 2000“ vorzusehen (sogenannte Kohärenzsicherungsmaßnahmen, siehe § 34 Abs. 5 BNatSchG). Unter anderem für Pläne, die bei behördlichen Entscheidungen zu beachten oder zu berücksichtigen sind, gelten diese Ausführungen entsprechend (§ 36 S. 1 Nr. 2 BNatSchG).

Mit dem Bundesbedarfsplan werden Festlegungen getroffen, die sich bei der weiteren Konkretisierung im späteren Planungsverlauf potenziell auf FFH- und VS-Gebiete auswirken können. Demzufolge erfasst der Umweltbericht potenzielle Betroffenheiten von Natura 2000-Gebieten (FFH- und VS-Gebiete) durch eine dem Planungsstand angemessene Natura 2000-Abschätzung gemäß §§ 36 S. 1 Nr. 2 und 34 Abs. 1ff. BNatSchG. An der Zielrichtung des Planes der jeweiligen Planungsebene ausgerichtet, prüft die Bundesnetzagentur, ob überhaupt und wie sicher Natura 2000-Gebiete, die innerhalb der Teiluntersuchungsräume liegen, betroffen sein können. Dies geschieht im Rahmen der Betrachtung der Teiluntersuchungsräume bezogen auf das jeweils betroffene Natura 2000-Gebiet sowie übergreifend bei der Gesamtbetrachtung des Plans.

In der Natura 2000-Abschätzung wird demzufolge anhand der folgenden drei Kategorien aufgezeigt, ob eine Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten möglich erscheint und wie sicher diese ist (Tabelle 10).

Tabelle 10: Kategorien der Natura 2000-Abschätzung

Natura 2000-Abschätzung	
I	Es liegen keine Schutzgebiete des Natura 2000-Netzes innerhalb des Untersuchungsraumes. Diese Maßnahmen lösen demzufolge keine erheblichen Beeinträchtigungen von Natura 2000-Gebieten innerhalb des Untersuchungsraumes aus.
II	Es liegen Schutzgebiete des Natura 2000-Netzes innerhalb des Untersuchungsraumes. Bei Verwirklichung dieser Maßnahmen können demzufolge erhebliche Beeinträchtigungen der Natura 2000-Gebiete nicht ausgeschlossen werden.
III	Es liegen Schutzgebiete des Natura 2000-Netzes innerhalb des Untersuchungsraumes und bilden einen nicht umgeharen Bereich. Bei Verwirklichung dieser Maßnahmen können demzufolge erhebliche Beeinträchtigungen der Natura 2000-Gebiete ausgelöst werden.

Auf der Grundlage der geprüften möglichen Auswirkungen der Maßnahmen ergeben sich anhand der vorstehend genannten Kategorien erste Hinweise zum Umfang der potenziellen Beeinträchtigungen von Natura 2000-Gebieten. Ob tatsächlich erhebliche Beeinträchtigungen eines oder mehrerer Gebiete ausgelöst werden, bleibt allerdings aufgrund des der Prüfung zugrunde gelegten Maßstabs und der noch unklaren konkreten räumlichen Betroffenheit hier zunächst offen und den nächsten Planungsebenen überlassen. Gleiches gilt für die in § 34 Abs. 3 BNatSchG vorgesehene Abweichungsprüfung. Demzufolge ist auch keine abschließende Feststellung zur Kohärenz(wahrung) des Schutzgebietsnetzwerkes möglich. Im Bundesbedarfsplan werden schließlich keine konkreten Trassenverläufe oder exakten Standorte dargestellt. Vielmehr ist Gegenstand des Bundesbedarfsplans, den energiewirtschaftlichen Bedarf festzustellen. Auf den

folgenden Planungsebenen werden für Korridor- bzw. Trassenverläufe, die aus den Punktepaaren des Bundesbedarfsplans entwickelt werden, die potenziellen bzw. konkreten Umweltauswirkungen untersucht. Auf der Bedarfsplanebene bestehen lediglich relativ unspezifische Anknüpfungspunkte, um zu beurteilen, ob die Planung Natura 2000-Schutzgebiete tatsächlich erheblich beeinträchtigen könnte. Die Prüfung wird deshalb der räumlichen „Grobkörnigkeit“ bzw. dem Untersuchungsmaßstab des Bundesbedarfsplans angepasst.

Soweit sich bereits auf dieser Planungsebene deutliche Hinweise darauf ergeben, dass in nachgeordneten Planungsstufen mit hoher Wahrscheinlichkeit eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, zeigt die Bundesnetzagentur dies entsprechend im Rahmen obiger Kategorien auf.

Die Einschätzung erfolgt auf der Basis der vorhandenen Daten zu FFH- und VS-Gebieten. Der Schutzzweck und die Erhaltungsziele sowie die Umgebung der jeweiligen Gebiete werden aufgrund der Planungsebene allerdings noch nicht in die Betrachtung einbezogen, da der Bundesbedarfsplan keine raumkonkreten Festlegungen trifft. Die weitere Abwägung und Vertiefung in einer FFH-Verträglichkeitsprüfung, ggf. einschließlich Alternativenprüfung, kann erst auf den nachfolgenden Planungsstufen erfolgen, wenn die geplanten Energieleitungen räumlich konkretisiert sind. Auf diesen Ebenen wird die Prüfung entsprechend § 34 BNatSchG auch den Schutzzweck und die Erhaltungsziele der konkreten Schutzgebiete einbeziehen. Die Natura 2000-Abschätzung auf Ebene des Bundesbedarfsplanes ersetzt daher nicht die FFH-Verträglichkeitsprüfungen auf den nachfolgenden Ebenen. Die Abschätzung erstreckt sich zudem nur auf Natura 2000-Gebiete, die innerhalb der Teiluntersuchungsräume liegen.

4. Analyse der Wirkfaktoren

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Unter Kapitel 4.1.2 wurde eine Textstelle zu den größeren Sicherheitsabständen der Leiter bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen und unter Kapitel 4.1.5 wurden die Ausführungen zum Betrieb von Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel ergänzt.
 - In Kapitel 4.1.7 wurden die Ausführungen zu den Konverteranlagen ergänzt und überarbeitet.
 - In Kapitel 4.2.1.1 wurde die Textstelle zur 26. BImSchV überarbeitet.
 - In Kapitel 4.3 wurde die Einleitung ins Unterkapitel ausführlicher gestaltet, um zukünftigen Missverständnisse in Bezug auf die Schärfe der Festlegungen vom Bundesbedarfsplan zu vermeiden.
 - In Kapitel 4.3.2 wurden auf die Möglichkeit der Horizontalbohrung bei Seegrasswiesen, Salzwiesen und Dünen sowie das Schallschutzkonzept vom BMUB hingewiesen.
 - Redaktionelle Anpassungen und Korrekturen
 - Aktualisierung der Quellen
-

Die Analyse der Wirkfaktoren dient der Ermittlung und Beschreibung der voraussichtlichen potenziellen Umweltauswirkungen bei der Errichtung, der Anlage und dem Betrieb von Höchstspannungsleitungen und ihrer zugehörigen Komponenten. Die Analyse erfolgt im folgenden Kapitel abstrakt und ohne konkreten Raumbezug. Es wird dabei vom Normal- bzw. Regelfall ausgegangen und nicht von möglichen, sowohl qualitativ wie auch quantitativ nicht abschätzbaren Ausnahmefällen durch Havarien, Unfälle oder gesetzeswidrige Handlungen. Die bauliche und betriebliche Umsetzung des Planungsvorhabens auf Grundlage gesetzlicher Vorschriften und unter Einhaltung behördlicher Auflagen stellt den zu berücksichtigenden und anzunehmenden Regelfall dar. Dabei werden in Kapitel 4.1 zunächst die von den Höchstspannungsleitungen ausgehenden potenziellen Wirkungen beschrieben, bevor in Kapitel 4.2 darauf aufbauend die potenziellen Wirkungen auf die Schutzgüter gemäß § 2 Abs. 1 des UVPG ermittelt und beschrieben werden. In Kapitel 4.2.8 werden die in den vorangestellten Kapiteln ermittelten Wirkfaktoren mit ihren direkten oder indirekten Wirkzusammenhängen zusammengetragen und ihre Relevanz für die Schutzgüter des UVPG bewertet. Schließlich werden in Kapitel 4.3 mögliche Maßnahmen, die die erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen verhindern bzw. verringern, dargestellt.

Die in diesem Kapitel aufgezeigten Wirkfaktoren und Wirkpfade dienen im Folgenden der Identifizierung der relevanten Umweltziele (siehe Kapitel 5) und Kriterien sowie als Grundlage für die Bewertung der Empfindlichkeit der Kriterien (siehe Kapitel 6).

4.1 Beschreibung der Übertragungstechniken unter Umweltgesichtspunkten

Für die Übertragung von Höchstspannungs-Drehstrom und Höchstspannungs-Gleichstrom kommen Freileitungen und Erdkabel sowie als Unterarten bei Freileitungen Hochtemperaturleiter und bei Erdkabeln

gasisolierte Rohrleitungen (*gas-insulated lines*, GIL) in Betracht. Aufgrund vergleichsweise niedriger Investitionskosten, schneller Erreichbarkeit und eines robusten elektrischen Betriebsverhaltens sowie kurzer Reparaturzeiten im Schadensfall haben sich Freileitungen als die meistgebräuchlichste Übertragungsvariante im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz etabliert. Die Betriebserfahrung mit Freileitungen als Übertragungstechnik beträgt mehr als 50 Jahre. Eine im Höchstspannungsnetz bislang noch kaum erprobte Übertragungsmöglichkeit sind Erdkabel. Ihr Anteil am 380-kV-Übertragungsnetz macht derzeit in Europa noch weniger als 0,1 % aus. Ebenso sind GIL bisher nur für eine geringe Anzahl an Strecken von wenigen hundert Metern verwendet worden.⁶⁷

Für die Anbindung der Offshore Windenergieparks an das Übertragungsnetz werden Seekabel eingesetzt. Die zu verwendenden Kabel sind grundsätzlich wartungsfrei. Lediglich im Fall eines selten vorkommenden Kabeldefekts kann es für die Reparatur notwendig werden, den schadhaften Kabelabschnitt auszuspülen. Um Beschädigungen von allen in der See verlegten Kabeln (z.B. durch Schiffsanker, Bagger oder Fischfanggeräten) vorzubeugen, hat sich das Zusammenlegen von mehreren Kabeln zu Kabelbündeln (im Folgenden zum Begriff Kabel generalisiert), die Kennzeichnung der Route und das Einbringen der Kabel in den Seegrund als wirksame Schutzmaßnahme bewährt. Entsprechend des Leitungsabschnittes werden die Kabel mit verschiedenen Überdeckungen und in verschiedenen Abständen zu einander und zu anderen Kabelleitungen arrangiert. Kreuzungen von Seekabeln untereinander als auch mit anderen bestehenden und geplanten Rohrleitungen und Seekabeln sollen so weit wie möglich vermieden werden.

Für die Stromübertragung mit Hilfe von Kabeln gilt generell, dass je höher die Nennspannung des Übertragungssystems, desto kleiner sind die Ströme bei gleicher zu übertragender Leistung und desto geringer sind die Wärmeverluste. Ferner kann die Spannung auch nicht beliebig erhöht werden, da sie durch die Spannungsfestigkeit der Isolation des verwendeten Kabeltyps begrenzt ist. Für die Unterscheidung zwischen Höchstspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ) und Höchstspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) sind die folgenden technischen Aspekte zu beachten. Ein HGÜ-System ist dadurch gekennzeichnet, dass die (z.B. in einem Windenergiepark) erzeugte Wechselspannung, nachdem sie in einer Trafostation auf ein anderes Spannungsniveau gebracht wurde, in einer Konverterstation gleichgerichtet wird. Der so über das Land bzw. durch das Meer geleitete Gleichstrom wird in einer zweiten Konverterstation wieder in Drehstrom umgerichtet. Die damit einhergehenden zusätzlichen Investitionskosten amortisieren sich meist nur bei großen Entfernungen bzw. bei hohen zu übertragenden Leistungen. Dementsprechend wird diese Technik z.B. eher bei küstenfernen Offshore-Parks mit hoher Leistung eingesetzt. Der Vorteil einer HGÜ im Vergleich zur HDÜ ist der höhere Wirkungsgrad, bei der zusätzliche Verluste zu berücksichtigen sind, u.a. durch induzierte Wirbelströme (z.B. in der Armierung), den daraus resultierenden Skin-Effekt (Verringerung des tatsächlich genutzten Leiterquerschnitts aufgrund der Strom-Verdrängung zu den äußeren Leiterschichten) und Blindleistung. Diese Verluste sind zum einen von der Leitfähigkeit des verwendeten Kabelmaterials abhängig und zum anderen nehmen sie mit dem Durchmesser der Leiter ab und mit der Länge des Kabels zu.

4.1.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Allgemeine Anforderungen, die es bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen einzuhalten gilt, werden durch die DIN EN 50341⁶⁸ festgelegt. Dadurch werden u.a. die Personensicherheit und der Betrieb

⁶⁷ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2006): S. 2.

⁶⁸ DIN EN 50341/ VDE 0210 (2013)

einer Freileitung gewährleistet und Aspekte wie Umweltfragen und die Instandhaltung einer Freileitung berücksichtigt.

Vor Beginn der **Bauphase** wird üblicherweise auf der gesamten Trassenlänge die volle Schutzstreifenbreite von hohem Bewuchs (Bäume) befreit. Außerdem müssen für die Mastgründungen im Vorfeld Erdarbeiten vorgenommen werden, deren Umfang mit der Gründungsart variiert. Die in Abhängigkeit des vorherrschenden Bodenprofils in Frage kommenden Fundamente sind Bohrfundamente, Rammfahlgründungen oder vor Ort aus Fertigbeton gegossene Stufenfundamente sowie, in Sonderfällen wie bspw. Bergsenkungsgebieten, Plattenfundamente. Für die Fundamente ist in der Regel eine Aushubtiefe von 3 bis 4 m notwendig. Teilweise sind hierfür Wasserhaltungen mit Einleitung des anfallenden Wassers in Oberflächengewässer oder Versickerung erforderlich. Für die Erdarbeiten müssen die Maststandorte von LKWs angefahren werden. Für die Zufahrten ist es notwendig, teilweise temporäre, Baustraßen anzulegen. Für die Errichtung von Freileitungsmasten ist eine Arbeitsfläche von mind. 40 m x 40 m eingeplant, um die einzelnen Bauteile vorzumontieren und mit Hilfe eines Autokrans aufzustellen. In unzugängliche Gebiete erfolgt der Transport teilweise mit dem Hubschrauber. Während der Bauphase sind Baustelleneinrichtungsflächen insbesondere für die Materiallagerung erforderlich. Es kommt durch den Baustellenbetrieb zu Geräusch- und Abgasemissionen.⁶⁹

Zur Aufhängung der Leiter- und Erdseile wird an den errichteten Masten ein Führungsseil mittels Kran aufgehängt, über welches die weiteren Seile eingezogen werden. Für die Trommel der Leiter- und Erdseile sind geeignete Abspulstandorte erforderlich. Ein Transport entlang der Trasse ist dadurch aber nicht notwendig. Für den Seilzug werden Flächen zwischen den Maststandorten als Fahrspur und für die Stellplätze der Winden in Anspruch genommen.

Die **Anlage** von Freileitungen besteht im Wesentlichen aus Masten, deren Gründungen (Fundamente) sowie Leiterseilen und weiteren Leitungsteilen. Die in Deutschland für Höchstspannungsübertragungen verwendeten Masten haben je nach Bauart eine übliche Höhe von ca. 40 m (Einebenenmast) bis ca. 61 m (Tonnenmast). Die übliche Höhe des weithin verbreiteten Donaumastes beträgt ca. 54 m. Bei größeren Abständen werden aufgrund des größeren Durchhangs höhere Masten eingesetzt. Bei der Elbekreuzung bei Stade sind die Masten z.B. bis zu ca. 227 m hoch. Die Traversen haben je nach Bauart eine Breite von ca. 23 m (Tonnenmast) bis ca. 45 m (Einebenenmast), bei einem Donaumast ca. 32 m. Zum Schutz der Leitungen ist ein Schutzstreifen von ca. 80 m Breite erforderlich, in dem sich kein hoher Bewuchs oder größere Bauten befinden dürfen.⁷⁰ In Hinsicht auf mögliche Barriereeffekte für Kleintiere und Landschaftsbildveränderungen wird jedoch empfohlen, dass die Trasse nicht einheitlich maximal breit ist und der Bewuchs auf Höhe des Mastes, unabhängig vom Masttyp, weiter in die Schneise hineinragen kann, da die Leiterseile hier nicht ausschwenken können.⁷¹ Die üblichen Abstände zwischen den Masten betragen 300 bis 400 m, teilweise bis ca. 700 m. Mit Spezialmasten können aber auch wesentlich größere Spannfeldweiten, etwa zu Überquerung großer Gewässer, erreicht werden. In der Regel kommen Stahlgitter- bzw. Stahlfachwerk-Mastkonstruktionen zum Einsatz. An Trag- und Abspannmasten werden unterschiedliche statische Anforderungen gestellt, je nachdem, welche Funktion sie haben. Abspannmasten müssen stabiler gebaut werden, um die Zugkräfte der Leiterseile bei Richtungsänderung der Leitungsführung aufnehmen zu können. Neue Masttypen sind

⁶⁹ Runge, K. et al. (2012)

⁷⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): S. 3.

⁷¹ 50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.) (2010): S. 101 ff.

Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Insbesondere durch den Ersatz der Stahlgitter- durch Stahlvollwand- und Stahl-Beton-Konstruktionen oder neue Aufhängungssysteme sollen geringere Trassenbreiten erzielt werden. Mittels Zwischenabhängungen soll der Leiterseildurchhang verkleinert werden, wodurch auch eine niedrigere Masthöhe möglich ist. Als Blitzschutz sowie zum Potenzialausgleich dienen in der Regel sogenannte Erdseile, die oberhalb der Leiterseile angebracht werden. Die Erdseile werden mit den Masten leitend verbunden, diese wiederum über Erdungen mit dem Boden. Als spannungsführende Leiter werden typischerweise Aluminium-Stahl-Seile benutzt. Die elektrischen und mechanischen Eigenschaften blanker elektrischer Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten beschreibt DIN EN 50182⁷². Um die Leiterseile an der Aufhängung zu isolieren, werden Porzellan- oder glasfaserverstärkte Kunststoffkonstruktionen verwendet. Zwischen den Leiterseilen wirkt die Luft als Isolator. Üblicherweise werden zwischen zwei und vier Stromkreise (aus je drei Phasen bestehende Übertragungssysteme) pro Trasse eingesetzt. Häufig werden auch Stromkreise niedrigerer Spannungsebenen in den Trassen mitgeführt. Die zu erwartende technische Lebensdauer der Leiterseile und Isolatoren beträgt ca. 40 Jahre. Die Stahlgittermasten können bei regelmäßiger Wartung, d. h. Überprüfung und gegebenenfalls Nachbesserung des Korrosionsschutzes alle 25 bis 30 Jahre, ca. 80 Jahre benutzt werden. Zum Korrosionsschutz werden bei den Masten zunehmend Zinkanstriche, früher auch bleihaltige Anstriche verwendet. Bei den Mastgründungen ist zwischen Kompaktgründungen (Platten- und Blockfundamente), die insbesondere bei großen Masten zum Einsatz kommen, und aufgeteilten punktförmigen Gründungen (Stufenfundamente, Ramppfahlgründungen, Bohrfundamente), bei denen die Mastfüße jeweils eigene Gründungen besitzen, zu unterscheiden. Je nach Eigenschaften des Bodens werden unterschiedliche Gründungsarten verwendet. Die Gesamtfläche der Platten- und Stufenfundamente ist ebenfalls abhängig von den Bodeneigenschaften und dem gewählten Masttyp und kann zwischen 10 m x 10 m und 20 m x 20 m betragen.^{73, 74, 75}

Für HDÜ-Freileitungen können Hochtemperaturseile verwendet werden, die auf betriebliche Belastungsspitzen im Netz ausgelegt sind. Ein Betrieb mit dauerhaft hoher Leistung ist wegen der deutlich erhöhten Leistungsverluste unwirtschaftlich. Weiter wird der Hochtemperaturbetrieb durch die Spannungs-Blindleistungssituation eingeschränkt, wodurch Hochtemperaturseile gerade auf langen Übertragungsstrecken nur bedingt eingesetzt werden können.⁷⁶

In regelmäßigen zeitlichen Abständen wird die gesamte Trasse der Freileitung per Hubschrauber oder Begehung auf Beschädigungen überprüft. Auch die Masten werden turnusmäßig kontrolliert und gewartet. Dabei entstehen Lärm- und Abgasemissionen. Ferner sind regelmäßig Pflegeschnitte an der Vegetation notwendig, um hohen Bewuchs zu vermeiden. Dabei kommt es u.a. zu Zu- und Abfahrtsverkehr, Lärm, Lebensraumverlust und somit auch zu Störungen der Fauna. Der Umfang ist dabei aber deutlich geringer als beim Bau einer Leitung.⁷⁷

⁷² DIN EN 50182 (2006)

⁷³ Runge, K. et al. (2012)

⁷⁴ Kießling, F. et al. (2001)

⁷⁵ Hofmann, L. et al. (2012)

⁷⁶ Rehtanz, C. (2011): S. 528.

⁷⁷ Runge, K. et al. (2012): S. 123.

Beim **Betrieb** von Drehstrom-Übertragung entstehen niederfrequente elektrische und magnetische Wechselfelder. An den Leiterseilen treten in Abhängigkeit von der Luftfeuchtigkeit durch stoßweise Ionisierung von Luftmolekülen sogenannte Korona-Geräusche (Knistern, Surren und Brummen) durch elektrische Entladungen auf. Die durch Koronaentladung verursachten Geräusche entstehen durch hohe Feldstärken an den Leiteroberflächen und hängen von der Betriebsspannung, der Leitergeometrie, dem Leiterzustand und der Witterung ab. Besonders feuchte Witterungsbedingungen wie Nebel oder Raureif verstärken die Effekte (siehe Kapitel 4.2.1.1). Leiterseile von Freileitungen erreichen im Normalbetrieb bei Dauerlast eine Temperatur von 70 bis 80°C.⁷⁸ Durch die Verwendung von Hochtemperatur-Leiterseilen (sogenannte Heißleiterseile), mit denen die Übertragungskapazität von Freileitungen um 50 bis 100 % gesteigert werden kann, können allerdings zu Zeiten der Höchstlast Temperaturen bis zu 150°C, bei der neuesten Generation von Hochtemperatur-Leiterseilen bis zu 200°C auftreten. Mit dem Betrieb von Freileitungen befasst sich allgemein die DIN VDE 0105-100⁷⁹.

4.1.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.1.1 entsprechend. Bei der Anwendung höherer Spannungen (z.B. $\pm 500\text{kV}$) ist es erforderlich, die Sicherheitsabstände der Leiter zueinander, zur Geländeoberfläche als auch zum Mast zu erhöhen, um Überschläge auszuschließen. In diesem Fall kommt es bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen zu einer höheren Mastauslegung als bei Freileitungen im Drehstrombereich. Im Gegensatz zu Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen können bei Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlage**bedingt kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Im **Betrieb** entstehen im Gegensatz zur Drehstrom-Übertragung bei der Gleichstrom-Übertragung statische elektrische und magnetische Gleichfelder anstelle von Wechselfeldern. Die Stromwärmeverluste sind geringer als beim Drehstrom, da kein Blindleistungsbedarf vorhanden ist. Außerdem sind die Verluste durch Koronaentladungen wesentlich geringer als bei gleich hohen Wechselspannungen⁸⁰, allerdings neutralisieren sich die ionisierten Partikel nicht in gleichem Maße. Die durch Koronaentladung entstandenen Luftionen besitzen dieselbe Polarität wie der Leiter: ein positiver Leiter bewirkt positiv geladene Luftpartikel, ein negativ geladener Leiter negativ geladene Luftionen. Da sich die Polarität beim Gleichstrom im Gegensatz zum Drehstrom nicht ändert, werden beim Gleichstrom Luftionen nicht schon am Entstehungsort neutralisiert, sondern erst durch möglichen Drift zum anderen Leiter.⁸¹

4.1.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Die Prüfverfahren und Anforderungen für fest verlegte Übertragungskabelsysteme werden in der DIN IEC 62067⁸² beschrieben. Die Verlegung von Erdkabeln und GIL ist in der **Bauphase** deutlich aufwändiger als die von Freileitungen. Vor Beginn der Bauarbeiten ist eine Rodung von insgesamt ca. 13 bis 21 m im

⁷⁸ Runge, K. et al. (2012)

⁷⁹ DIN VDE 0105-100 (2009)

⁸⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 28.

⁸¹ Runge, K. et al. (2012): S. 27.

⁸² DIN IEC 62067 / VDE 0276-2067 (2013)

Trassenbereich sowie für die Fahrwege und evtl. weitere Arbeitsbereiche notwendig. Die Kabeltrassen müssen dabei den Anforderungen nach DIN 4124⁸³ entsprechen. Die gesamte Kabeltrasse bei der üblichen offenen Bauweise bis auf eine Tiefe von ca. 2 m aufgedigelt. Hierdurch kommt es zu umfangreichen Erdbewegungen und ggf. zu zusätzlichen notwendigen Anforderungen, wie z.B. Munitionsberäumungen. Zu Beginn der Bauphase wird der Oberboden in der gesamten Breite des Baufeldes abgetragen und in der Nähe des Kabelgrabens nach Horizonten getrennt gelagert. Dabei ist es möglich, dass nicht unerhebliche Mengen von Erdaushub und Abraum anfallen, die z.T. nicht unmittelbar am Entstehungsort wieder eingebaut werden können (siehe Kapitel 4.2.3.3). Für die offene Bauweise kann je nach Grundwasserstand eine Grundwasserhaltung bzw. bei Querung von Gewässern eine Einstauung und Umleitung des Wassers mittels Pumpe erforderlich sein. Bei Dükerungen von mehr als 300 m Länge kommen größere Bohranlagen auf einer Fläche von ca. 1.000 m² auf der Seite des Bohrgeräts und ca. 300 m² auf der Zielseite der Bohrungen zum Einsatz.⁸⁴

Die Kabeltrasse muss für Abtransport von Bodenmaterial und Antransport von Baumaterial, insbesondere Bettungsmaterial zugänglich sein. Für ein Kabelsystem ergibt sich ein Bodenaushub von ca. 4,5 m³/m, wobei der Bedarf an Bettungsmaterial ca. 1,5 m³/m beträgt. Ein Zugang für Schwertransporter zum Transport der Kabelspulen mit einem Gewicht von ca. 40 t ist mindestens im Abstand der verwendeten Kabellängen erforderlich. Auch für den Transport von größeren Bohranlagen ist die Zufahrt für Schwerlasten notwendig. Während der Bauphase kommt es durch die Baustelleneinrichtung und den Baustellenbetrieb außerdem zu Geräusch- und Abgasemissionen. Entlang der gesamten Trasse müssen Bau- und Zufahrtsstraßen angelegt werden. Für die Dauer der gesamten Bauphase werden abseits der Trasse Materiallager notwendig.⁸⁵

Die **Anlage** der Erdkabel unterscheidet sich grundlegend von der Anlage der Freileitung (vgl. 4.1.1). Derzeit existieren jedoch für den Aufbau der Kabelsysteme auf Höchstspannungsebene weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene entsprechende Normen. In der Regel werden Aluminium-, aber auch Kupferleiter benutzt, die von einer Isolierungsschicht in der Regel aus VPE (vernetztes Polyethylen) ummantelt sind. Der Leiter weist dabei meist einen Durchmesser von ca. 50 mm auf. Der Gesamtdurchmesser liegt bei ca. 115 mm. Ein Erdkabel wiegt pro Meter ca. 13 kg. Der Biegeradius beträgt ca. 2,5 bis 3 m bzw. mindestens das ca. 20-fache vom Kabeldurchmesser. Aufgrund des hohen Kabelgewichts und der Transportkapazitäten von einsetzbaren Fahrzeugen können an Land Kabel mit einer Länge von max. 600 bis 800 m am Stück verlegt werden.⁸⁶ Die Kabel werden in ca. 1,5 m Tiefe verlegt. Bei der Drehstromübertragung besteht ein System aus drei Adern, die je nach Anordnung in unterschiedlichem Abstand zueinander liegen. Verschiedene Systeme werden mit einem Mindestabstand von 1 m zueinander verlegt. Die Leiter werden je nach zu erwartender Wärmebildung und Bodenbeschaffenheit in speziellen Bettungen verlegt, die den Wärmetransport begünstigen. Entlang der Trasse werden in Abständen Markierungspfähle gesetzt, die vor unbeabsichtigter Beschädigung des Kabels bei Bauarbeiten beispielsweise im Straßenbau warnen. Bezüglich der VPE-Kabel sowie der dazugehörigen Endverschlüsse und Muffen geht man bei ordnungsgemäßem Betrieb von einer technischen Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten (mindestens 40 Jahre) aus, wobei noch keine Langzeitbetriebserfahrungen existieren und zu beachten ist, dass dauerhaft hohe Temperaturen zu einer signifikant beschleunigten Zersetzung der

⁸³ DIN 4124 (2012)

⁸⁴ Runge, K. et al. (2012)

⁸⁵ Hofmann, L. et al. (2012)

⁸⁶ Benz, T.; Görner, R. (ABB) (2012)

Kunststoffisolation führen können.^{87, 88} Eine GIL besteht aus einem Aluminiumleiter, der in einem Metallrohr eingeschlossen ist, das mit Isoliergas gefüllt ist. Als Isoliergas wird ein Stickstoff-Schwefelhexafluorid-Gemisch verwendet, das zu 80 % aus Stickstoff (N₂) und zu 20 % Schwefelhexafluorid (SF₆) besteht. SF₆ wird verwendet, um Lichtbögen zu löschen. Aufgrund der Gasisolierung zeigen GIL im Gegensatz zu Kabelstrecken ein elektrisch erwünschtes, der Freileitung sehr ähnliches Betriebsverhalten. Das Gasgemisch ist nicht entzündlich und für den Menschen nicht giftig. SF₆ wird jedoch als stark klimaschädliches Treibhausgas eingestuft⁸⁹, das in der Atmosphäre eine Verweilzeit von über 1.000 Jahren hat⁹⁰, und daher strengen Umweltkontrollen unterliegt. Zur Vermeidung von Leckagen sind GIL standardmäßig in geschlossene Gasräume unterteilt. Diese sind bis zu 1.200 m lang und mit einem Gasüberwachungssystem ausgestattet, das den Gasdruck überwacht.⁹¹ Die Lebensdauer von GIL wird mit mindestens 50 Jahren kalkuliert.⁹² Die Anforderungen an gasisolierte Leitungen sind in der DIN EN 62271-204⁹³ beschrieben.

Während des **Betriebs** erwärmt sich das Höchstspannungskabel und gibt diese Wärme an die Umgebung ab. Die Erwärmung an der Leiteroberfläche ist abhängig von einer Reihe von Faktoren (u.a. Legetiefe, Kabelisolierung, Bettung des Kabels, Anordnung der Kabel, Abstand der Kabel untereinander, Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs, sowie der tatsächlichen Kabelauslastung). GIL haben eine geringere Wärmebildung als Drehstrom-Erdkabel mit herkömmlicher VPE-Isolierung. Anders als bei Freileitungen treten beim Betrieb von Erdkabeln keine Koronaeffekte mit ihren Folgewirkungen auf. Außerdem emittieren Erdkabel ausschließlich magnetische und keine elektrischen Felder, da diese durch die metallische Kabelumhüllung abgeschirmt werden. Im Bereich der Erdkabeltrassen treten die stärksten Magnetfeldstärken an den Orten mit der geringsten Bodenüberdeckung auf. Die Stärke nimmt mit zunehmendem Abstand zur Trassenmitte mit einer negativen Potenz und deutlich schneller als bei Freileitungen ab. Sie ist abhängig von konstruktiven und betrieblichen Parametern wie der Stärke des übertragenen Stroms, der Verlegungstiefe, der relativen Anordnung der Phasenleitungen der Systeme sowie deren Strombelegung. Infolge der abschirmenden Wirkung der Metallkapselung weisen GIL-Übertragungssysteme direkt oberhalb der Trasse ein geringeres magnetisches Feld auf als Drehstromkabelsysteme mit VPE-Isolierung.⁹⁴

Die für unterirdisch verlegte Kabel und GIL benötigte Kabeltrasse mit Schutzstreifen darf nicht bebaut werden und muss von tief wurzelnden Pflanzen freigehalten werden, um ein Eindringen der Wurzeln in den Kabelgraben zu vermeiden. Je nach Anzahl der verlegten Systeme sind die Schutzstreifen bei Drehstrom-Erdkabeln ca. 13 m bis 21 m breit (bei vier Systemen). Bei GIL beträgt die Trassenbreite ca. 7 m bis 9 m (bei zwei

⁸⁷ Runge, K. et al. (2012)

⁸⁸ Hofmann, L. et al. (2012)

⁸⁹ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2010)

⁹⁰ Victor, D.G.; MacDonald, G.J. (1999): S. 633-662.

⁹¹ Runge, K. et al. (2012)

⁹² Aundrup, T. et al. (2010): S. 35.

⁹³ DIN EN 62271-204 (2012)

⁹⁴ Runge, K. et al. (2012)

Systemen)⁹⁵. Zusätzlich ist in jedem Fall ein 4 m bis 5 m breiter Korridor für den zukünftigen Zugang freizuhalten. Ansonsten kann der Boden land- und forstwirtschaftlich genutzt werden.⁹⁶

Bei Erdkabeln sind Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebs durch mechanische Einwirkung, Korrosion, Überspannung oder mechanisch-thermische Überbeanspruchung (Wärmeemissionen) möglich. Potenzielle Wirkungen können beim Betrieb von Erdkabeln auch von Bränden und Explosionen der Endverschlüsse der Muffen ausgehen. Darüber hinaus werden in regelmäßigen zeitlichen Abständen Wartungsarbeiten durchgeführt, bei denen Lärm- und Abgasemissionen entstehen und ggf. zusätzlich notwendige Vorrichtungen, wie z.B. Munitionsberäumungen, erforderlich werden können.

4.1.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.1.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Zum **Betrieb** ist anzumerken, dass die Maximalwerte der magnetischen Flussdichte bei gleicher Verlegetechnik um ein Vielfaches unter dem Grenzwert von 500 μT liegen und Werte zwischen 40 und 75 μT (bei einer Leistung von 3.000 MW) aufweisen.⁹⁷ Des Weiteren ist die Erwärmung der Bodenumgebung bei der Übertragung von Gleichstrom geringer als von Drehstrom, so dass die Kabel bei sandigen Böden teilweise direkt im Graben verlegt werden können und keine Auffüllung zum Schutz des Kabels notwendig ist. Je nach Anzahl der verlegten Systeme sind die Schutzstreifen bei Gleichstromerdkabeln ca. 11 bis 20 m breit (bei vier Systemen).^{98, 99}

4.1.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Bevor es in der **Bauphase** zur eigentlichen Kabelverlegung kommen kann, ist eine gezielte Trassenräumung von außer Betrieb genommenen Leitungen (*Route Clearance*) und eine generelle Räumung des Arbeitsbereichs (*Pre-Lay Grapple Run*, PLGR) durchzuführen, damit die Kabellegung und das Eingraben möglichst risikofrei erfolgen kann. Dabei ist auch auf eine ggf. notwendige Munitionsberäumung zu achten. Beim *Route Clearance* wird das jeweilige Fremdkabel auf der Kabelachse der späteren Verlegung mit Hilfe eines sogenannten Suchankers aufgenommen und hochgezogen. An Bord wird ein Stück herausgeschnitten und die verschlossenen Kabelenden werden mit Beton beschwert wieder abgelegt. Die herausgeschnittenen Kabelreste sind dabei an Land ordnungsgemäß wiederzuverwerten bzw. zu entsorgen. Bezüglich der Wirkungen ist bei der punktuell durchgeführten *Route Clearance* davon auszugehen, dass diese nicht über die eigentlichen Wirkungen des Einbaus der Kabel hinausgehen und nur kleine Flächen betroffen sind. Eine potenziell mögliche Eingriffsrelevanz ist im Projekteinzelfall zu prüfen. Das PLGR wird entlang der gesamten Route, ab einer Wassertiefe von ca. 2 m im Sublitoral, und erst kurz vor Beginn der Kabelverlegung durchgeführt. Dabei wird ein spezieller Suchanker bzw. werden mehrere unterschiedlich geformte Anker entlang der

⁹⁵ Angaben der Siemens AG, Energy Sector, Power Transmission Division, Power Transmission Solutions, E T TS 2 G&C GIL

⁹⁶ Runge, K. et al. (2012)

⁹⁷ Hofmann, L. et al. (2012): S. 255.

⁹⁸ Runge, K. et al. (2012)

⁹⁹ Hofmann, L. et al. (2012)

vorgesehenen Kabelroute geschleppt. Die Anker dringen ca. 50 cm tief ins Sediment ein, um Legehindernisse (z.B. Netze, Ketten, etc.) zu entfernen. Die direkte Wirkbreite, in der es zu einer Durchmischung des Sediments kommt, entspricht in etwa der Breite des breitesten Suchankers (üblicherweise ca. 45 bis 55 cm). Entdeckte Fremdkörper sind auch hier an Land ordnungsgemäß wiederzuverwerten bzw. zu entsorgen.¹⁰⁰

Entscheidend für die Wahl des Verfahrens zur Kabelverlegung in der See ist neben der Wassertiefe (siehe Tabelle 11), v.a. die Seebodenbeschaffenheit. Das jeweilige Kabel wird dabei zunächst auf dem Meeresboden verlegt und anschließend versenkt. Um Einschränkungen der Schifffahrt, Fischerei etc. zu minimieren, wird ein zeitlich koordiniertes Verlegen und Eingraben von mehreren Seekabeln angestrebt. Die Verlegung von zwei oder mehreren Kabeln erfolgt dabei in einem oder mehreren Schritten, je nachdem ob die Kabel gebündelt oder einzeln vorliegen. Des Weiteren werden die Kabel zueinander und zu bestehenden Infrastrukturen grundsätzlich parallel geführt. Die Mindestabstände sind dabei so zu wählen, dass eine thermische Entkopplung sichergestellt ist und kumulative Wärmeeffekte ausgeschlossen werden können. Die Parallelführung der Seekabel dient zusätzlich der Vermeidung von negativen Effekten auf die Meeresumwelt (v.a. auf die Schutzgüter Benthos und Boden), weil dadurch die Einbringung künstlicher Kreuzungsbauwerke, insbesondere in Meeresgebieten mit überwiegend homogenen sandigen Böden, vermieden werden kann.

Die Seekabelverlegung erfolgt bei einer Wassertiefe von mehr als 10 m (Tiefwasserzone) mit einem sogenannten *Dynamic-Positioning-Schiff* (DP-Schiff). Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass keine Anker benutzt werden müssen. Die DP-Schiffe können ca. 100 bis 150 km Kabellänge bei separaten Kabeln und ca. 75 km eines gebündelten Kabels laden. Im Bereich von ca. 10 m Wassertiefe bis zur Anlandung (sogenannte Flachwasserzone) wird die Seekabelverlegung mit einem Ponton oder Barges bevorzugt. Ein Ponton ist ein fahrtauglicher, wasserstandsabhängiger Schwimmkörper, der eine Ladekapazität von ca. 30 km bis 40 km Kabellänge aufweist. Sie können im Unterschied zu Verlegeschiffen auch im flachen Wasser eingesetzt werden und trocken fallen (Liegefläche ca. 1.500 m²)¹⁰¹. Sie sind aber auch, in höherem Maße als Verlegeschiffe, auf gute Wetterbedingungen angewiesen und ihre Transportkapazität ist eingeschränkt.¹⁰² Die Pontons werden mit Hilfe eines Zugankers und seitlich ausgebrachter Positionsanker bewegt. Dabei kann es zu großflächigen Abrasionserscheinungen kommen. Um die kontinuierliche Fortbewegung des Pontons zu garantieren, sind sogenannte Ankerziehschlepper (AHT = *Anchor Handling Tug*) im ständigen Einsatz, die die 5 bis 7 Anker des Pontons versetzen. Die Kabelverlegung und die Fortbewegung des Pontons werden dabei an die Hoch- und Niedrigwasserzeiten angepasst. Nach der Anlandung der Seekabel werden für den Anschluss der Landkabel Kabelmuffen gesetzt (vgl. Kapitel 4.1.3).¹⁰³

Um die Kabelverlegung möglichst umweltfreundlich zu gestalten, sollten unter Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt, Fischerei, etc. die Seekabel nur so tief wie erforderlich und möglichst schonend verlegt werden. Dies würde nicht nur einen umfangreichen Bodenaushub und eine erhöhte Beanspruchung des Sediments vermeiden, sondern gleichzeitig z.B. den Siedlungsraum der benthischen Lebensgemeinschaften schützen (siehe Kapitel 4.2.2.5). Die empfohlene Verlegungstiefe, also der Abstand von der Oberkante des Kabels bis zur Oberkante des Meeresgrundes, beträgt für die AWZ 1,5 m, für das Küstenmeer 1,5 m bis 3 m und

¹⁰⁰ IBL Umweltplanung (2012a): S.4.

¹⁰¹ IBL Umweltplanung (2012a)

¹⁰² Hunke et al. (2009)

¹⁰³ Fichtner GmbH & Co. KG (2010): S. 20 f.

für die Anlandungszone 1,5 m bis 2 m. Der Mindestabstand zu anderen Leitungen sollte im Meer 100 m und in der Anlandungszone 20 m nicht unterschreiten. Das Versenken der Seekabel in den Meeresboden ist grundsätzlich mittels Pflügen, Vibrationspflügen, Fräsen, Einspülen und Horizontalbohrung möglich.^{104, 105}

Das **Einpflügen** von Seekabeln ist eine etablierte Technik für bis in sehr große Wassertiefen und verschiedene, bis zu mittelschwer zu bearbeitende Bodenarten. Das Kabel wird simultan in den gepflügten Graben gelegt, wobei ein Schlitten als Träger des Pfluges benutzt wird. Die maximale Verlegungstiefe ist abhängig vom Bodentyp und kann in sandigen Böden 3 bis 5 m betragen. Der Schlitten kann von Schiffen und (z.B. im Watt) von Winden gezogen werden. Dadurch, dass die benötigten Zugkräfte jedoch mit der Verlegungstiefe stark ansteigen, kann bei tieferer Verlegung ggf. kein schwimmendes Gerät eingesetzt werden und die Wahrscheinlichkeit für Kabelbeschädigungen steigt an. Ein Kabelpflug verursacht eine relativ breite Furche.^{106,}

¹⁰⁷

Ein sogenannter **Vibrationspflug** arbeitet als selbstfahrendes Kettenfahrzeug bodengestützt im sogenannten *Post-Lay-Burial*-Verfahren, d.h. die bereits im Arbeitsbereich abgelegten Kabel werden nachträglich ins Sediment eingebracht. Der Vibrationspflug wird vorzugsweise auf trockenfallendem Watt eingesetzt, ist aber bei hochgefahrener Fahrerkabine bis ca. 2,5 m (bis ca. 3,5 m ohne Seegang) Wassertiefe arbeitsfähig. Während einer Tide können so ca. 500 bis 1.000 m Kabel verlegt werden. Da das Fahrzeug aufgrund seiner breiten Ketten (jeweils ca. 1,5 m Laufbreite) einen sehr geringen Druck auf den Boden bewirkt und die Furche nur aus einem weniger als 50 cm breiten Schlitz besteht, der unmittelbar nach Verlegung im Mischwatt größtenteils wieder zufällt und im Sandwatt nach einer Tide verschwunden ist, handelt es sich um eine relativ bodenschonende Verlegetechnik. Beim Einvibrieren mit Vibrationspflug bei Niedrigwasser oder Vibrationsschwert an einer schwimmenden Einheit bei Hochwasser kommt es zu keiner lateralen Sedimentumlagerung bzw. Sedimentverdriftung. Das Sediment wird nicht völlig umgeschichtet, sondern überwiegend durchschnitten und seitlich verdrängt. Nur in den obersten Schichten fällt das vorkommende Sediment zusammen und wird durchmischt.^{108, 109}

Im Gegensatz zum Pflug wird bei Arbeiten mit einer **Fräse** der Kabelgraben in offener Bauweise hergestellt. Fräsen schneiden den Boden mechanisch und sind daher besonders für bindige bis harte Böden bzw. bei steilen Unterwasserböschungen geeignet. Der Arbeitsfortschritt liegt in Wattsand bei ca. 600 bis 800 m pro Stunde. Die maximale Furchentiefe ist abhängig vom Bodentyp und kann bei nicht bindigen Böden 3 m erreichen. Das Kabel wird simultan über einen Schutzschacht in den Graben geführt. Im Watt und in geringen Wassertiefen werden bemannte, mobile Grabenfräsen eingesetzt. Darüber hinaus kommen für tiefere Wasser Unterwasserfräsen zum Einsatz, die von Barges oder Schiffen aus bedient werden. Bei kontrollierter Arbeitsweise kommt es bei Arbeiten ohne Wasser auf beiden Seiten des Grabens zur Sedimentablagerung von weniger als 1 m. Bei wasserbedecktem Arbeiten mit der Fräse kommt es schnell zur Verflüssigung und Verteilung des Substrats. Die Folge ist, dass der ca. 1,5 bis 2,5 m breite Graben nicht wiederverfüllt wird,

¹⁰⁴ IBL Umweltplanung (2012b)

¹⁰⁵ Hunke et al. (2009)

¹⁰⁶ Hunke et al. (2009)

¹⁰⁷ IBL Umweltplanung (2012a)

¹⁰⁸ Hunke et al. (2009)

¹⁰⁹ IBL Umweltplanung (2012a)

sondern laterale, bis zu über 1 cm mächtige und insgesamt ca. 15 m breite Ablagerungen entstehen, die auch nach mehreren Tiden noch zu erkennen und deren Auswirkungen naturschutzfachlich nicht unerheblich sein können. Um darüber hinaus eine mögliche sekundäre Prielbildung zu vermeiden, kann der entstandene Kabelgraben im Eulitoral nachträglich durch einen Wattbagger, mit einem ca. 15 m breiten Arbeitskorridor, wiederverfüllt werden. Das Material wird dabei im Wesentlichen aus dem Überlagerungsbereich im Seitenraum genommen.^{110,111}

Das **Einspülen** eignet sich besonders für sandig bis schlickiges Material. Je nach Anforderungen können dabei unterschiedliche Geräte zum Einsatz kommen. Mit vom Schiff geführten Spülschläuchen können beispielweise bereits auf dem Meeresboden verlegte Seekabel ins Sediment eingespült oder bereits in Betrieb befindliche Seekabel nachträglich auf größere Überdeckungstiefen gebracht werden. Dabei wird der Meeresboden unterhalb des Seekabels fluidisiert, wodurch das Seekabel durch sein Eigengewicht tiefer im Sediment versinkt. Des Weiteren gibt es von einem Schiff oder bei geringer Wassertiefe von einem Ponton gezogene Spülschlitten, die mit Hilfe eines Spülschwerts 3 bis 5 m tiefe Gräben erzeugen und darin simultan Seekabel verlegen können (*simultaneous lay burial*). Das Einspülverfahren kann auch mittels eines ferngesteuerten Geräts (*Remotely Operated Vehicles*, ROV) durchgeführt werden. Dabei wird das Seekabel zunächst entlang der vorgesehenen Trasse gelegt und dann im zweiten Schritt (*post lay burial*) durch das ROV 1 bis 3 m tief in den Meeresboden eingespült. Diese Verlegemethode ist jedoch nicht in Flachwasserbereichen anwendbar, sondern erst ab einer Wassertiefe von ca. 10 m. Eine weitere Möglichkeit zur Seekabelverlegung stellt das stehende Spülschwert dar. Anders als alle anderen Verlegetechniken besitzt es das Potenzial, in nicht-bindigen Böden und mit entsprechenden technischen Anpassungen Furchentiefen von bis zu 10 m zu erreichen. Im Flachwasserbereich wird das stehende Spülschwert von einem Ponton aus betrieben und mit Spülwasser versorgt. Diese Art der Kabelverlegung ist allerdings abhängig von einer Mindestwassertiefe von 2,5 m und sehr guten Seegangs- bzw. Wetterbedingungen. Der Einsatz des stehenden Spülschwertes und aller anderen Spülverfahren ist ähnlich dem Einsatz von Fräsen mit relativ großen Umweltbelastungen verbunden. Ihr Gebrauch führt zur Zerstörung von Bodenstrukturen und zu großflächigen Bodenumlagerungen. Speziell bei sensiblen Flächen, die einer geringen Dynamik ausgesetzt sind (z.B. Wattflächen), sollten daher schonendere Verfahren angewendet werden. In hochdynamischen Systemen werden die entstehenden Umlagerungen dagegen schnell wieder ausgeglichen.^{112, 113}

In Bezug auf die Minimierung möglicher Umwelteingriffe hat sich die **Horizontalbohrung** (*Horizontal Direct Drilling*, HDD) als konkurrenzloses Verfahren etabliert. Die Seekabel unterqueren dabei in geschlossener Bauweise empfindliche Bodden-, Watt- und Dünenbereiche. Die einzigen oberirdischen Arbeiten bestehen in der Auslegung eines Messkabels über der Bohrachse, um damit die genaue Lage des Bohrkopfes festzustellen. Dieses Kabel wird fußläufig verlegt und nach der Bohrung wieder entfernt. Zu schützende Bereiche können so von aktiven Bautätigkeiten freigehalten werden. Jede HDD Baustelle ist individuell unterschiedlich. Es lassen sich jedoch folgende zwei grundsätzliche Typen voneinander unterscheiden: Land- und wasserseitige Baustellen. Die landseitige Baustelle umfasst in der Regel eine Einrichtungsfläche (ca. 10.000 m², wovon ca. die Hälfte durch Baucontainer, Lagerflächen etc. versiegelt ist), eine Zufahrt (ca. 6 m breit), eine Fläche für den bis

¹¹⁰ Hunke et al. (2009)

¹¹¹ IBL Umweltplanung (2012a)

¹¹² Hunke et al. (2009)

¹¹³ IBL Umweltplanung (2012a)

zu 4 m hohen Oberbodenabtrag, eine Übergabestation (ca. 100 m²) und einen Kabelgraben (inklusive eines ca. 10 m breiteren Arbeitsstreifen). Die Einrichtung einer wasserseitigen Arbeitsfläche ist für die Sicherung des Bohraustrittspunktes gegen Bentonitaustritt bzw. des Bohrkanals gegen den Eintrag von Salzwasser und einem damit verbundenen negativen Einfluss auf die Bohrkanalstabilität notwendig. Hierfür werden in der Regel Spundwandkästen (jeweils ca. 250 m²) benutzt, die die eigentliche Arbeitsebene (ein trockenfallender Ponton, ca. 600 m²) umschließen. Darüber hinaus wird das Bohrgestänge und Werkzeug zwischengelagert bzw. ausgewechselt und erforderliche Prüf- und Sicherungsmaßnahmen für den eingezogenen Rohrstrang durchgeführt, so dass insgesamt eine Einrichtungsfläche von ca. 5.000 m² entsteht. Außerdem erfolgt die Zusammenführung der Kabel in offener Bauweise. Die Baugrube am Übergabepunkt nimmt insgesamt ca. 1.600 m² ein. Die Flächen werden nach der Baudurchführung rekultiviert und der zwischengelagerte Oberboden wieder lagegerecht eingebaut. Der standardmäßige Ablauf einer gesteuerten Horizontalbohrung unterteilt sich in eine Pilotbohrung mit einem relativ dünnen Pilotbohrgestänge, gefolgt von einer Aufweitung der Bohrung und dem eigentlichen Einziehen des Kabels. Die maximale Länge einer HDD wird durch die Zugbelastbarkeit des Kabels definiert. Bei der Verlegung auf Norderney wurde bei einer ca. 15 m tiefen Bohrung eine Länge von 750 m realisiert. Bohrlängen von bis zu 2.500 m werden aber als realistisch eingeschätzt.^{114, 115}

Neben der eigentlichen Seekabelverlegung müssen auch die Instandhaltung bzw. das eventuelle Beheben von Defekten betrachtet werden. In der Regel wird bei einer technischen Störung der schadhafte Abschnitt recht genau lokalisiert und gezielt aufgesucht und dann gegen ein neues Stück Kabel mit zwei Kabelmuffen ausgetauscht. Hierbei ist erneut auf ggf. zusätzlich notwendige Vorrichtungen, wie z.B. Munitionsberäumungen, zu achten. Um das Anheben des Kabels über die Wasseroberfläche zu ermöglichen, ist eine von der Wassertiefe abhängige Mehrlänge des Kabels erforderlich. Nach der Reparatur wird der ausgebesserte Kabelabschnitt in einer Parallelschleife (sogenannte „Omegaschleife“) abgelegt und wieder in den Meeresboden zurückgeführt, wodurch der Verlegekorridor insgesamt entsprechend breiter wird. Bei der Reparatur potenziell auftretende Beeinträchtigungen sind äquivalent mit den oben aufgeführten baubedingten Auswirkungen. Darüber hinaus ist auch auf den später anfallenden Rückbau der Seekabel zu achten, die generell nach Aufgabe der Nutzung wieder entfernt werden müssen, sofern eine Gefährdung des Lebens oder der Gesundheit von Personen oder eine Beeinträchtigung überwiegend öffentlicher Interessen vorliegt. Ausnahmen gibt es hier nur, wenn der Rückbau vergleichsweise größere Nachteile mit sich bringen würde.

Die Seekabelverlegung und -wartung sowie der später anfallende Rückbau der Seekabel finden lokal und zeitlich begrenzt statt und bedingen einen erhöhten Schiffsverkehr und Schallemissionen. Darüber hinaus kommt es entlang des Verlegegrabens zu Sedimentfahnen und zu einer daraus resultierenden Resuspension von sedimentgebundenen Nähr- und Schadstoffen, welche sich aufgrund von bodennahen Strömungen über einen größeren Bereich ablagern und zu natürlichen Hintergrundkonzentrationen verdünnen können. Die aufgewirbelten Sande lagern sich rasch im Umfeld der Kabeltrasse ab, sind in Relation also eher zu vernachlässigen. Generell ist durch die natürliche Sedimentdynamik von einer Wiedereinebnung des Meeresbodens nach einigen Sturmperioden auszugehen.

¹¹⁴ Hunke et al. (2009)

¹¹⁵ IBL Umweltplanung (2012a)

Um mögliche Beeinträchtigungen bei der Querung von sensiblen Habitaten möglichst gering zu halten, werden in der Feintrassierung auf Grundlage von aktuellen Daten Lageoptimierungen durchgeführt und artspezifisch besonders störanfällige Zeiträume gemieden. Beispielsweise soll daher in Rastgebieten von Seevögeln ausschließlich in den Zeiträumen gearbeitet werden, in denen nicht mit einem erhöhten Vorkommen zu rechnen ist. Darüber hinaus werden ökologische Wechselbeziehungen und Ausbreitungsvorgänge der Arten und ihrer Lebensräume generell bei der Standortwahl der Seekabel berücksichtigt. Außerdem sollen Beschädigungen oder Zerstörungen von Sandbänken, Riffen und anderen submarinen entstandenen Strukturen sowie Kulturgüter bei Verlegung und Betrieb von Seekabeln ebenfalls vermieden und Vorkommen schutzwürdiger Benthoslebensgemeinschaften beachtet werden.^{116,117,118}

Tabelle 11: Überblick zur Anordnung und Verlegetechnik von Seekabeln in Abhängigkeit zur Wassertiefe

Trassenabschnitt	Kabelanordnung	Verlegetechnik
AWZ	gebündelt	Einspülen
ab 12-sm-Grenze	gebündelt	Einspülen Eingraben
ab ca. 10 m Wassertiefe	gebündelt	Ein vibrieren Einspülen
Wattenmeer	gebündelt	Ein vibrieren Einspülen Eingraben (Bagger)
Anlandung	getrennt	in Schutzrohren

IBL Umweltplanung (2012b): S. 3.

Im Bereich von Hoch- und Höchstspannung gibt es bei der **Anlage** von Seekabeln zwei unterschiedliche Typen. Prinzipiell sind beide Kabeltypen ähnlich aufgebaut. Die elektrischen Leiter sind durch einen Stoff isoliert und durch einen Schutzmantel gegen mechanische Beschädigung geschützt. Beim ersten Kabeltyp, dem sogenannten **papierisolierten Kabel**, besteht die Isolierungsschicht aus in Öl getränktem Papier, über das schwach kupferlegiertes Blei nahtlos aufgepresst wird (siehe Abbildung 28). Dieser Bleimantel bietet Schutz gegenüber dem Eindringen von Feuchtigkeit und ist relativ korrosionsunempfindlich. Die Kupferlegierung ist notwendig, da reines Blei zu spröde und damit anfällig gegen Schwingungen wäre, die zu Rissen führen könnten, was wiederum ein Eindringen von Feuchtigkeit zur Folge haben kann. Ein Ausbreiten von Feuchtigkeit unter dem Schutzmantel wird zusätzlich durch den Einbau bestimmter Stoffe, z.B. Gummi oder Quellschleim/-bänder, verhindert. Papierisolierte Kabel sind bei Spannungen bis 110 kV konventionell und können ein- oder mehradrig aufgebaut sein. Die Kabel werden je nach Verwendungszweck in einem bestimmten Öl- bzw. Ölharzgemisch getränkt. Die Viskosität dieser sogenannten Tränkmasse ist dabei so

¹¹⁶ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹¹⁷ Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN) (2012)

¹¹⁸ Kögler, J.F.(2015): S. 32 ff.

gewählt, dass diese bei kleinen Höhenunterschieden nicht abwandert. Je nach Tränkungsart unterscheidet man die papierisolierten Kabel in Öl- und Massekabel.¹¹⁹

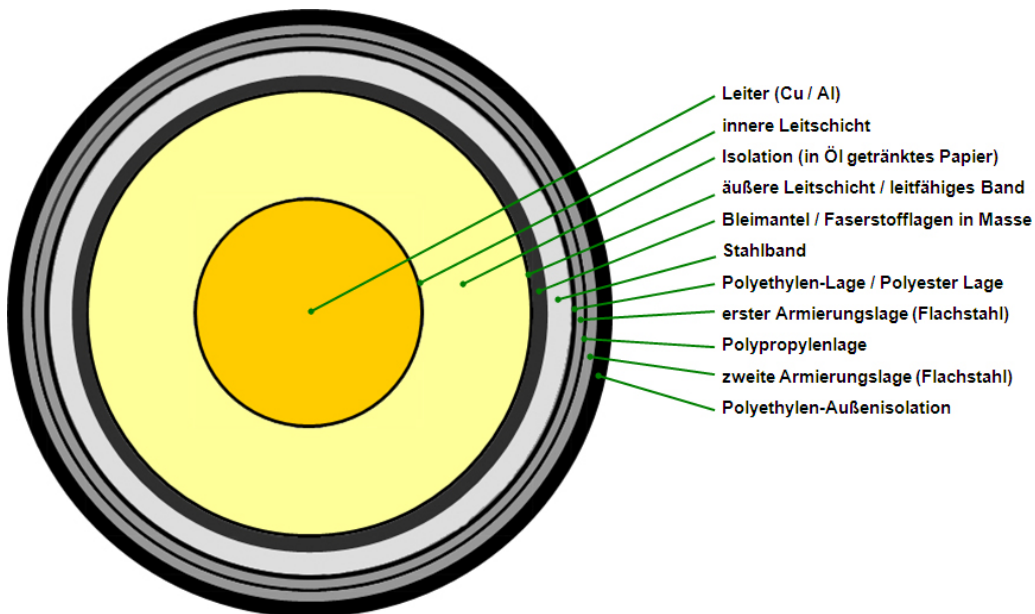


Abbildung 28: Schematische Darstellung eines einaderigen Seekabels mit einer Papier-Öl-Isolation („Öl-Massekabel“) im Querschnitt

Dem papierisolierten Kabel steht das sogenannte **VPE-Kabel** gegenüber, bei dem die isolierende Schicht aus einem vernetzten Polyethylen (VPE) und einem Mantel aus einer Kupfer-, einer Gummi- und einer abschließenden Polyethylenschicht besteht (siehe Abbildung 29). Polyethylen ist eine Kohlenwasserstoffverbindung mit kettenförmigen Molekülen, die infolge ihres polaren Aufbaus ausgezeichnete elektrische und dielektrische Eigenschaften besitzt. Die Weiterentwicklung vom thermoplastischen Polyethylen zum thermoelastischen VPE durch eine Vernetzungsmethode führte zur stärkeren Anwendung des VPE. Bei nahezu gleichbleibend guten elektrischen und dielektrischen Eigenschaften bedeutet die höhere Wärmebeständigkeit auch eine höhere zulässige Belastbarkeit im Kurzschlussfall und im Dauerbetrieb. So können VPE-Kabel bis zu einer Spannung von 400 kV benutzt werden, also fast 300 kV mehr als papierisolierte Kabel. Weitere Vorteile von VPE-Kabeln gegenüber papierisolierten Kabeln sind geringere Produktionskosten und geringere dielektrische Verluste. Darüber hinaus ist VPE ein trockenes Isoliermedium und stellt verglichen mit dem ölgetränktem Papier, bei dem trotz aller Maßnahmen immer auch ein Leckage-Risiko gegeben ist, ein geringeres Umweltrisiko dar.¹²⁰

¹¹⁹ Küchler, A. (2009): S. 477 ff.

¹²⁰ Küchler, A. (2009): S. 477 ff.

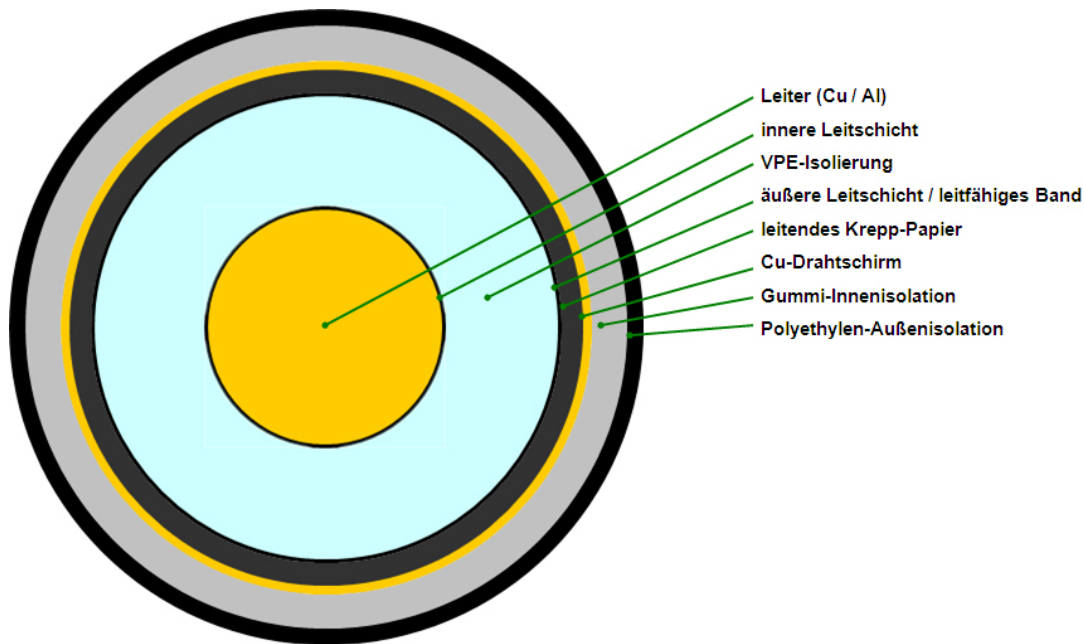


Abbildung 29: Schematische Darstellung eines einaderigen Seekabels mit einer VPE-Isolation im Querschnitt

Unabhängig von der Isolierung besteht der Leiter bei einem Seekabel in der Regel aus Kupfer (Aluminium wird eher bei Landkabeln eingesetzt) und besitzt einen Durchmesser von ca. 45 mm. Das Gewicht eines Seekabels beträgt pro Meter ca. 44 kg.¹²¹ Aufgrund dieses hohen Kabelgewichts richtet sich die Länge der Seekabel nach der Ladekapazität des Verlegeschiffes. Die jeweiligen Kabelteilstücke werden durch sogenannte Muffen miteinander verbunden. Darüber hinaus werden relativ aufwändige Kreuzungsbauwerke notwendig, sobald sich zwei Kabel kreuzen.

Beim **Betrieb** von Drehstromsystemen kommen generell drei Leiter zum Einsatz, die im Idealfall jeweils um 120° gegeneinander phasenverschobene elektrische Ströme führen und meist zusammen mit zwei Lichtwellenleitern in jeweils einem (sogenannten multipolaren) Kabelsystem gebündelt vorliegen. Das Ringintegral der magnetischen Feldstärke verschwindet gemäß den Maxwell'schen Gleichungen, da die Summe der durch den gesamten Kabelquerschnitt tretenden Ströme zu jedem Zeitpunkt null ist. Daraus folgt allerdings nicht, dass keine magnetischen Felder auftreten, sondern vielmehr ist die Kompensationswirkung abhängig vom Abstand und der Anordnung der einzelnen Leiter. Werden die Leiter in getrennten Kabeln geführt, so lässt die Kompensationswirkung mit zunehmendem Abstand zwischen den einzelnen Leitern schnell nach. Die Verlegung von getrennten Kabeln in einem gemeinsamen Kabelgraben nach dem „*close laying*“ Verfahren führt daher tendenziell zu höheren Emissionen.¹²²

Nach technischen Vorgaben des BFO werden Hochspannungs-Drehstrom-Seekabel auf einer Spannungsebene von 155 kV betrieben.¹²³ In dem im Sediment am Meeresgrund verlegten Kabel kann es dadurch zu einer Temperaturerhöhung kommen. Die Manteltemperatur der Seekabel kann dabei im Extremfall bis zu 70°C betragen, die Temperatur im Leiter kann bei einer Überlastung sogar bis auf 90°C ansteigen. In welchem Ausmaß die Erwärmung des Kabels auch zu einer Erwärmung des Sediments

¹²¹ Benz, T.; Görner, R. (ABB) (2012)

¹²² Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

¹²³ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

unmittelbar am Kabelmantel führt, hängt zum einen von der Wärmekapazität, der Wärmeleitfähigkeit und der Temperatur des Sediments ab, zum anderen spielen aber auch der Kabeltyp und dessen Auslastung eine entscheidende Rolle. Bei Drehstromsystemen kann es darüber hinaus durch Polarisationsverluste im Isolationsmaterial und in der Armierung zu Wirbelstromverlusten kommen, was wiederum zu einer zusätzlichen Erwärmung des Kabels führen kann. Im Durchschnitt ist unmittelbar am Kabel ein Temperaturanstieg im Bereich von 5 bis 15 K zu erwarten, unter ungünstigen Voraussetzungen kann aber auch mit einem Temperaturanstieg um bis zu 30 K gerechnet werden. Der entsprechende Wärmegradient umfasst mehrere Meter.¹²⁴ Bezogen auf die AWZ wurde in 20 cm Sedimenttiefe ein maximaler Temperaturanstieg von 2 K als zulässig festgelegt.¹²⁵ Es kann derzeit nicht ausgeschlossen werden, dass mit einer stärkeren Temperaturveränderung besonders empfindliche kalt-stenotherme Arten beeinflusst werden und sich darüber hinaus gebietsfremde, wärmeliebende Arten (thermophile Neobiota) ansiedeln könnten. Ein Monitoring der Bodenfauna nach der Verlegung der Kabel wird daher für notwendig gehalten. Das BSH hat dazu mit dem Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“ (StUK4)¹²⁶ erstmals auch Monitoringanforderungen für die Untersuchung von potenziellen Auswirkungen von Seekabeltrassen hinsichtlich Benthos, Biotopstruktur und Biotoptypen benannt. Ferner ist aufgrund des zu erwartenden geringen Anteils an organischem Material im Sediment davon auszugehen, dass es beim Einhalten des 2 K Kriteriums zu keiner nennenswerten Freisetzung von Schad- und Nährstoffen im Bereich der stromführenden Seekabel (auch während der Phasen mit Volllast) kommt, die signifikante Auswirkungen auf die Meeresumwelt hätte. Für den küstennahen Bereich der Boddengewässer und des Wattenmeeres sollte der Temperaturanstieg im Sediment schon in 30 cm Tiefe 2 K nicht überschreiten. Die intensive bodennahe Wasserbewegung (v.a. in der Nordsee) führt zwar zu einem relativ schnellen Abtransport von lokaler Wärme, trotzdem könnte eine stärkere Erwärmung im Frühjahr einen Einfluss auf den Reproduktionszyklus des Zoobenthos haben (siehe Kapitel 4.2.2.5). Zudem könnte eine veränderte Bodentemperatur die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Substrates bedingen, was eventuell zur Veränderung von Redox-, Nährstoff-, und Sauerstoffprofilen führen kann. Während der ersten Pilotvorhaben und darüber hinaus weitergehende Untersuchungen sollen profundere Erkenntnisse bringen.¹²⁷ Für den küstennahen Bereich des Wattenmeeres und der Windwatten in der Ostsee muss außerdem beachtet werden, dass durch den Gezeitenwechsel eine ständige Wasserbedeckung teilweise nicht möglich ist. Eine Erwärmung des Wattbodens ist demnach während Ebbe deutlich wahrscheinlicher. Des Weiteren sind während des Betriebs Störungen durch mechanische Einwirkung, Korrosion, Überspannung oder mechanisch-thermische Überbeanspruchung (Wärmeemissionen) möglich. Potenzielle Wirkungen können beim Betrieb von Seekabeln auch von Bränden und Explosionen der Endverschlüsse der Muffen ausgehen.

Bezogen auf die magnetischen und induzierten elektrischen Felder werden keine gravierenden schädlichen Einflüsse (z.B. Beschädigungen von Gewebe oder Erbgut) erwartet. Allerdings sei erwähnt, dass bestimmte

¹²⁴ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

¹²⁵ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹²⁶ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH (2013d)

¹²⁷ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH (2013d)

Arten die elektrischen Felder wahrnehmen können (siehe Kapitel 4.2.2.6), was zu Abweichungen vom natürlichen Verhalten führen könnte.¹²⁸

Nach derzeitiger Zulassungspraxis ist die Lage des Kabels der zuständigen Zulassungsbehörde in den ersten fünf Jahren der Betriebsphase jährlich durch jeweils mindestens eine Überprüfung der Tiefenlage („Survey“) nachzuweisen. Darauf folgend wird die Anzahl der „Surveys“ von der Zulassungsbehörde einzelfallbezogen festgelegt.¹²⁹

4.1.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.1.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Die Notwendigkeit von zwischen geschalteten Konverterstationen (siehe Kapitel 4.1.7) stellt den wesentlichen Unterschied dar. Muffenbauwerke, wie bei Hochspannungs-Drehstromkabeln, sind bei HGÜ-Kabeln nicht erforderlich. Im Meer werden die Muffen direkt zusammen mit dem Kabeln in den Meeresboden eingespült.

Im Gegensatz zu Drehstromkabelsystemen ist es bei der Höchstspannungs-Gleichstromübertragungstechnik (HGÜ) grundsätzlich möglich, monopolare bzw. einpolige Kabelsysteme zu benutzen. Dabei handelt es sich um Systeme, bei denen der Rückleiter nicht als Kabel ausgeführt wird, sondern die Stromrückleitung über das Meerwasser bzw. das Erdreich stattfindet, wofür großflächige Elektroden benötigt werden, um die Stromdichten gering zu halten. Bei monopolaren Systemen findet keine Kompensation von elektromagnetischen Feldern statt, so dass hier prinzipiell die höchsten Emissionen zu erwarten sind. Gängiger sind allerdings die multipolaren bzw. mehrpoligen Systeme, bei denen Hin- und Rückleiter ausgebildet sind. Diese können in einem Kabel zusammen mit einem 2 bis 3 cm dicken Lichtwellenleiter, dem sogenannten Steuerkabel oder in zwei getrennten Kabeln geführt werden. Sind sie zusammen in einem Kabel, ergibt sich, ähnlich wie bei Drehstromsystemen, eine partielle Auslöschung der magnetischen Felder. Multipolare Kabelsysteme sind demnach unter den Gesichtspunkten des Strahlenschutzes den monopolaren vorzuziehen, v.a. bei einer Führung einzelner Leiter in einem gemeinsamen Kabel. Unter die bipolaren Kabelsysteme für die Gleichstromübertragung fällt z.B. das sogenannte „flat type“ Kabel, das u.a. für eine ca. 570 km lange Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung zur Kopplung des niederländischen und des norwegischen Stromnetzes (NorNed) benutzt wurde. Das NorNed-Seekabel hat einen Durchmesser von ca. 13 cm, ein Gewicht von ca. 60 kg/m und eine Übertragungsspannung von ca. 600 kV.¹³⁰ Neben den ein- und mehrpoligen Systemen gibt es auch noch koaxiale Systeme. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass Hin- und Rückleiter in einem Kabel geführt werden, wobei ein Leiter den anderen getrennt durch die Isolation umschließt, so dass hier die geringsten Emissionen elektromagnetischer Felder zu erwarten sind. Derzeit sind koaxiale Seekabelsysteme für die Höchstspannungs-Gleichstromübertragung allerdings noch in der Testphase.¹³¹

¹²⁸ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

¹²⁹ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013a): S. 98.

¹³⁰ Internetseite Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)

¹³¹ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

Im **Betrieb** entstehen im Gegensatz zur Drehstrom-Übertragung bei der Gleichstromübertragung statische elektrische und magnetische Gleichfelder anstelle von Wechselfeldern. Die Seekabel emittieren aber ausschließlich magnetische und keine elektrischen Felder, da diese durch die metallische Kabelumhüllung abgeschirmt werden (vgl. Kapitel 4.1.3). Die Erwärmung der Bodenumgebung ist bei der Übertragung von Gleichstrom geringer als von Drehstrom.

4.1.7 Nebenanlagen

Durch **Umspannwerke** und **Kompensationsanlagen** kommt es regelmäßig zu einer weiteren Flächeninanspruchnahme über die eigentlichen Stromleitungen hinaus. Die Größe der Umspannwerke variiert je nach Übertragungsleistung, Anzahl der Leitungen, dem Vorhandensein von Sammelschienen und den angeschlossenen Spannungsebenen. Ein durchschnittliches Umspannwerk mit einer Leistung von 500 MW hat einen Flächenbedarf von ca. 100 m x 200 m; bei sehr großen Übertragungsleistungen reicht der Flächenbedarf bis zu 400 m x 600 m. Bei HDÜ-Freileitungen mit einer Länge von über ca. 100 km sind Kompensationsanlagen zur Blindleistungskompensation notwendig. Meistens sind diese Bestandteil der Umspannwerke. Sowohl Transformatoren, als auch die für ihre Kühlung notwendigen Lüfter und Schaltvorgänge von Hochspannungsschaltern sowie Kompensationsanlagen verursachen Geräuschemissionen. Durch Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebes kann es im Falle von Explosionen bei Umspannwerken und Kompensationsanlagen zu Schadstoffemissionen durch die Freisetzung von Luftschadstoffen kommen.¹³²

Sogenannte Umrichter- oder **Konverteranlagen** werden benötigt, um eine Stromübertragung mittels Gleichstrom zu ermöglichen. In Kraftwerken wird die elektrische Energie zunächst als Drehstrom erzeugt und bisher auch in der HDÜ transportiert. Für die Nutzung der verlustärmeren Übertragung mittels HGÜ muss eine Umrichtung des Dreh- in Gleichstrom in Konverteranlagen erfolgen. Die wesentlichen Komponenten einer solchen Anlage sind die Konverterhalle, die Luftkühleranlage, die Konverterdrehstromanlage und die Gleichstromanlage. Des Weiteren gehören zum Grundaufbau einer Konverterstation Filter zum Absaugen von Oberschwingungen (die durch den Betrieb des Converters verursacht werden), Kondensatorbänke zur Kompensation der Blindleistung sowie eine Schaltanlage für die Gleichstromseite zum Anschluss einer Leitung. Für klassische HGÜ-Systeme auf Basis von Thyristoren als Halbleiterbauelement wird bei regelmäßiger Wartung eine Lebensdauer von ca. 40 bis 50 Jahren für die Konverter angenommen.¹³³ Der Flächenbedarf einer Konverteranlage kann mehrere Hektar betragen, die zum Teil mit Gebäuden bebaut sind. So hat beispielweise eine netzunabhängige, selbstgeführte VSC-HGÜ-Konverteranlage (VSC: *Voltage Source Converter*) bei 1.000 MW eine Grundfläche von ca. 100 m x 50 m (5.000 m²), auf der (je nach technischen Anforderungen) eine bis zu 30 m hohe Ventilhalle, Stromrichtertransformatoren sowie ein Kontrollgebäude stehen (siehe z.B. Abbildung 30). In der Regel nimmt der Flächenbedarf mit zunehmender Bemessungsleistung zu. Er ist jedoch immer abhängig von den elektrischen Anforderungen und den konkreten topografischen Gegebenheiten.¹³⁴ Durch den Flächenbedarf entsteht ein Lebensraumverlust für Tiere und Pflanzen und es kann zu Barrierewirkungen kommen. Vor allem durch die hohe Konverterhalle kann das Landschaftsbild beeinträchtigt werden. Umweltwirkungen im Betrieb von Konverteranlagen entstehen insbesondere durch Geräuschemissionen, die im Wesentlichen von den Transformatoren und den Luftkühlern erzeugt werden.

¹³² Runge, K. et al. (2012)

¹³³ Dörnemann, C. et al. (2011): S. 31.

¹³⁴ Stigler, H. et al. (2012): S. 129 ff.

Weiterhin entstehen während des Betriebes sowohl hoch- als auch niederfrequente elektromagnetische Felder. Die Konverterhalle dient zur Lärminderung und zur Abschirmung der elektrischen, teilweise auch der magnetischen Felder (Faraday'scher Käfig).¹³⁵



Abbildung 30: Konverteranlage vom Projekt „EstLink 2“ in Püssi, Estland (© Siemens AG (2014)).

Für eine Verbindung zwischen einer Freileitung und einem Erdkabel sind **Übergangsbauwerke** notwendig. Für 380-kV-Leitungen werden Abspannportale errichtet, in denen die Leiterseile auf Überspannungsableitern zu den Kabelendverschlüssen führen. Der Gesamtflächenbedarf für ein Übergangsbauwerk beträgt ca. 30 m x 70 m bzw. 50 m x 50 m.^{136, 137} Kabelübergangsanlagen sind üblicherweise als ca. 27 m hohe Stahlkonstruktionen ausgelegt, wobei für ein System eine umzäunte Fläche mindestens der Maße 20 m x 70 m benötigt wird. Bei Drehstrom-Erdkabeln sind schon bei kurzen Leitungslängen (nach ca. 25 bis 30 km) Blindleistungskompensationsdrosselspulen notwendig. Kompensationsdrosselspulen mit einer Leistung von 150 Mvar sind ca. 9 m lang, 6 m breit und 9,2 m hoch. Kompensationsanlagen beanspruchen eine Fläche von ca. 20 m x 50 m.¹³⁸

¹³⁵ Runge, K. et al. (2012)

¹³⁶ Polster, K., et al. (2009): S. 27.

¹³⁷ Hofmann, L. (2012)

¹³⁸ Runge, K. et al. (2012)

Als weitere Nebenbauwerke sind bei Erdkabelleitungen gegebenenfalls **Tunnel-** und **Düker-Bauwerke** zu errichten. Außerdem sind aufgrund der zum heutigen Zeitpunkt liefer- bzw. transportierbaren Kabellängen alle 600 bis 900 m **Verbindungsmuffen** notwendig, die in Muffengruben oder Muffenbauwerken montiert werden. Die Muffenlänge beträgt ca. 3 m.¹³⁹ Bei Drehstromkabeln werden sogenannte **Cross-Bonding-Systeme** installiert, um die gewünschte Übertragungsleistung sicherzustellen und um Überspannungen zu verhindern. Das Cross-Bonding-System kann in Muffenbauwerken direkt neben die Muffen montiert werden, während sie bei Muffengruben oberirdisch z.B. in einem Kabelverteilerschrank oder einem Cross-Bonding-Bauwerk (ca. 1,8 m breit, 2,9 m lang und 1,35 m hoch) oder oberflächennah in einem Schacht montiert werden. Muffengruben werden nach der Montage wieder verfüllt, während Muffenbauwerke dauerhaft erhalten bleiben und für Prüfung und Instandhaltung zugänglich sein müssen.¹⁴⁰ Muffenbauwerke haben eine Grundfläche von ca. 3 m x 10 m.¹⁴¹ Bei GIL ist ca. alle 1,2 km die Anlage eines Zugangsschachtes notwendig.¹⁴² Eine zusammenfassende und vergleichende Übersicht der Nebenanlagen für alle Techniken findet sich in Tabelle 12.

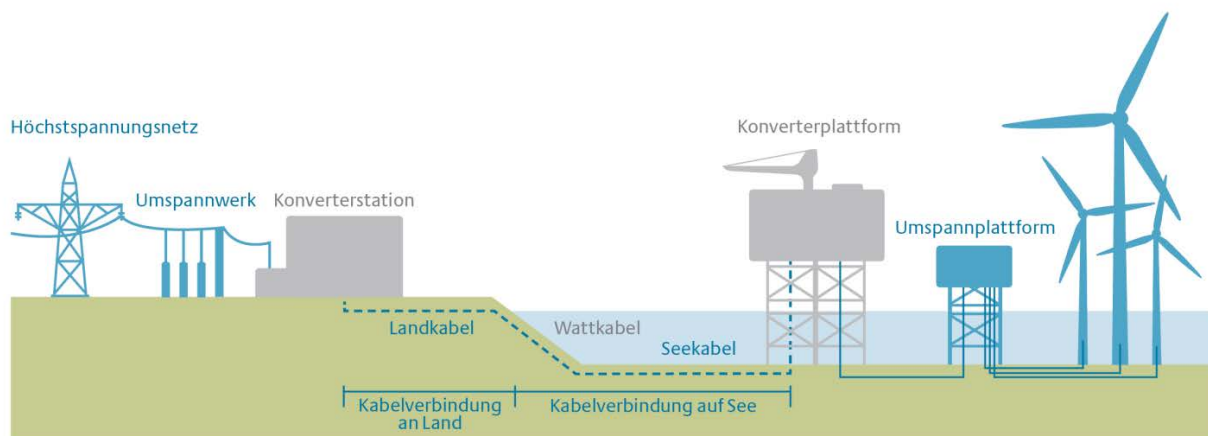


Abbildung 31: Überblick über die Nebenanlagen für eine Offshore Anbindung

Die Abbildung 31 und die folgenden Ausführungen sollen einen Überblick über die Nebenanlagen auf See darstellen. Der von den Offshore-Windenergieanlagen erzeugte Strom muss gebündelt und für den Transport in Drehstrom auf eine einheitliche Übertragungsspannung von 220 kV umgespannt werden. Dies geschieht auf den **Umspannplattformen** (USP) des Windparks, die nach dem Anbindungskonzept durch den Netzbetreiber mitgenutzt werden. Für die USP sind folgende Planungsgrundsätze exemplarisch. Umspannplattformen sollen möglichst am Rand der Windparks liegen und der Flächenbedarf soll 100 x 200 m pro Plattform und einem zusätzlichen Manövrierraum nicht überschreiten. Der Flächenanspruch geht dabei mit der Größe und Leistung und damit zusammenhängend mit der Größe, Dimensionierung und Anzahl der auf der USP unterzubringenden technischen Anlagen, wie z.B. Transformatoren und Kompensationsspulen des jeweiligen Windparks einher. Daneben spielt die Entfernung der USP zur Küste für die Größe der Plattform eine wichtige Rolle. So kann bei weit entfernten Plattformen neben dem obligatorischen Zugang für

¹³⁹ Hofmann, L. (2012)

¹⁴⁰ Polster, K. et al. (2009): S. 30.

¹⁴¹ TenneT TSO GmbH (2011)

¹⁴² Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2006): S. 2

Schiffe auch ein Heli-Deck für Notfälle vorgesehen sein. Allgemein ist ein Abstand von 500 m zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt einzuhalten, um die Sicherheit des Verkehrs nicht zu beeinträchtigen. Darüber hinaus müssen auch alle anderen bestehenden und genehmigten Nutzungen mit einem 500 m Abstand berücksichtigt werden. Eine Errichtung von Umspannplattformen in geschützten Biotopen bzw. in Natura 2000-Gebieten ist generell unzulässig. Des Weiteren besteht für alle Plattformen eine Rückbaupflicht.¹⁴³

Die Untersuchung der potenziellen Umweltauswirkungen von Umspannplattformen hat auf Projektebene in Abstimmung mit der zuständigen Zulassungsbehörde und gemäß dem Standard „Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen“ (StUK4)¹⁴⁴ zu erfolgen.¹⁴⁵ Ferner wird im Rahmen des Schallschutzkonzepts des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) die Schallentwicklung und Lärmbelastung bei der Errichtung der Fundamente der USP in der AWZ der Nordsee berücksichtigt.¹⁴⁶ Umspannplattformen stellen insbesondere in beleuchtetem Zustand durch Anlockeffekte und unter witterungsbedingt ungünstigen Verhältnissen anlagebedingte Hindernisse mit entsprechendem Kollisionsrisiko für die Avifauna dar.

Die hier gemachten Ausführungen gelten auch für die im Folgenden beschriebenen Umspannplattform-Sondertypen.

Vor dem Hintergrund der mit dem EnWG¹⁴⁷ geschaffenen gesetzlichen Möglichkeiten bzw. Verpflichtungen, den Offshore-Netzausbau projektübergreifend, systematisch und nachhaltig zu gestalten, gibt es auch den Ansatz mehrere Netzanbindungen von Windparks eines Clusters oder benachbarter Cluster über eine **Sammelplattform** mit einer gemeinsamen Schaltanlage zu führen. Dies hat den Vorteil, dass bei Ausfall eines Seekabels zwischen Sammelplattform und Netzverknüpfungspunkt an Land (z.B. durch einen Kabelfehler oder Beschädigung durch Ankerwurf), die Leistung des entsprechenden Windparks zumindest zeit- und teilweise über freie Übertragungskapazitäten auf anderen Kabeln abgeführt werden kann. Dadurch können eine relative Redundanz der Netzanbindungen der Windparks erreicht und ggf. noch freie Kapazitäten in bereits vorhandenen Kabeln genutzt werden, um zusätzliche Leistung (z.B. infolge weiterer Windparks) abzuführen und somit die Zeit bis zur erfolgten Kabelverlegung zu überbrücken bzw. sogar eine Neulegung von Kabeln gänzlich zu vermeiden.¹⁴⁸

Bei Seekabeln liegt die Grenze der Effizienz für Drehstromübertragungen bei Entfernungen von mehr als ca. 80 km.^{149,150} Um eine Stromübertragung mittels Gleichstrom zu ermöglichen werden analog zur

¹⁴³ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁴⁴ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013d)

¹⁴⁵ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014a): S. 97 f.

¹⁴⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2013): S. 3.

¹⁴⁷ EnWG: Energiewirtschaftsgesetz in der Fassung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Art. 2 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) geändert worden ist.

¹⁴⁸ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁴⁹ Benz, T.; Görner, R. (ABB) (2012)

¹⁵⁰ Niehage, U., Siemens AG (Energy Sector) (2011)

Stromübertragung an Land Konverterstationen benötigt. Für eine Übertragungsleistung von 900 MW ist dabei eine **Konverterplattform** auf See und eine Konverterstation an Land für die Umrichtung des Stroms notwendig. Die Hauptkomponenten einer Konverterplattform sind die Ventilhalle, in der sich die Thyristorventile befinden, eine Hochspannungsschaltanlage zum Anschluss an das Übertragungsnetz und die HGÜ-Transformatoren, in denen die Anpassung der Netzspannung an die Thyristorventile erfolgt und die mit einem Gewicht von bis zu 400 t die größten Einzelkomponenten darstellen. Des Weiteren gehören Filter zum Absaugen von Oberschwingungen, die durch den Betrieb des Konverters verursacht werden, Kondensatorbänke zur Kompensation der Blindleistung und eine Schaltanlage für die Gleichstromseite zum Anschluss der Kabel zum Grundaufbau einer Konverterstation. Insgesamt hat beispielweise die Konverterplattform DolWin alpha eine Gesamtgröße von 62 x 43 x 36 m. Die Konverterhalle, in der die Stromrichtertransformatoren sowie ein Kontrollgebäude stehen, wiegt allein ca. 11.000 t und der gesamte Unterbau ca. 5.000 t.¹⁵¹ Die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt durch den Bau einer Konverterplattform können vielfältig sein. Es entsteht primär ein Lebensraumverlust für Tiere und Pflanzen. Durch die Höhe der Konverterhalle wird zusätzlich das Landschaftsbild beeinträchtigt. Weiterhin kommt es anlagenbedingt durch die Veränderung der Strömungsverhältnisse rund um das Bauwerk, die Resuspension von Sedimenten, das Einbringen von Hartsubstraten sowie die Flächenversiegelung zu Veränderungen der benthischen Gemeinschaft. Betriebsbedingt kann es außerdem durch die notwendige Kühlung der Aggregate zu einer lokalen Erwärmung des eingeleiteten Meerwassers kommen. Prinzipiell führen Erhöhungen der Wassertemperatur zu Veränderungen der Faunengemeinschaften und zumindest bei sehr hohen Temperaturen zu letalen Schädigungen v.a. bei Eiern und Larven. In Relation zur Größe des Wasserkörpers ist die Menge des zurückgegebenen Kühlwassers jedoch sehr gering. Darüber hinaus ist durch die vorherrschende Strömung von einer zügigen Vermischung auszugehen, so dass relevante Auswirkungen auf das Zoobenthos nicht zu erwarten sind.¹⁵²

Die eigentliche **Plattform**, also eine künstlich geschaffene Standfläche über dem Meeresspiegel, ist in der Regel als Tiefgründung installiert. Die Plattform wird dabei unter Verwendung von Stahlpfählen gesichert, die im Abstand von ca. 23 m im Meeresboden verankert sind. Die Länge der Pfähle ist stark abhängig von den Bodenverhältnissen. Den in den Boden gerammten Gründungspfählen schließt sich über dem Meeresgrund eine fachwerkähnliche, versteifende, ca. 40 m hohe und 500 t schwere Rahmenstruktur aus Stahlrohren und Verstrebungen an, die sogenannte Jacketkonstruktion.¹⁵³ Um eine mögliche Erosion in Form einer Vertiefung am Grund durch die Fließdynamik von Wasser (Verkolkung) zu verhindern, werden zum einen die Gründungspfähle entsprechend tiefer in den Boden eingebracht und zum anderen Schutzmatten (*Mudmats*) oder Steinschüttungen um die jeweiligen Elemente ausgelegt. Bei der Tiefgründung wird der Meeresboden durch das Einbringen von Gründungselementen relativ kleinräumig in Anspruch genommen. Durch die Rammarbeiten der Gründungspfähle sind allerdings Schallemissionen zu erwarten. Deren Intensität und Dauer hängt vom einzelnen Verfahren ab, prinzipiell aber wird die Meeresfauna gefährdet (v.a. Schweinswale, Robben und Seehunde), was jeweils Verminderungs- oder Vermeidungsmaßnahmen notwendig machen kann.^{154, 155} Des Weiteren kommt es kurzzeitig zur Aufwirbelung von Sedimenten und zur Ausbildung von

¹⁵¹ Ehrhardt-Unglaub, T., Tennen Offshore GmbH (2013)

¹⁵² TenneT Offshore GmbH (2011)

¹⁵³ Schwenzer, J., Iberdrola Renovables Offshore Deutschland GmbH (2014).

¹⁵⁴ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁵⁵ TenneT Offshore GmbH (2011)

Trübungsflächen. Dies kann, wenn auch lokal kleinräumig begrenzt, Wasser, Boden, Benthos, Fischfauna und marine Säuger beeinträchtigen. Da es sich bei den Oberflächensedimenten in Nord- und Ostsee zum größten Teil um Fein- und Mittelsande (stellenweise auch Grobsande) handelt, wird sich das freigesetzte Sediment voraussichtlich jedoch auch schnell wieder absetzen. Schad- und Nährstoffe, die aus dem Sediment in das Bodenwasser freigesetzt werden können, sind aufgrund der geringen Schadstoffbelastung und der verhältnismäßig raschen Resedimentation der Sande eher zu vernachlässigen. Die sandigen Sedimente werden natürlicherweise durch den Meeresboden berührenden Seegang (z.B. bei Stürmen) und entsprechende Strömung aufgewirbelt und umgelagert.^{156, 157}

Neben der Tiefgründung, gibt es allerdings auch andere Gründungsstrukturen, wie z.B. die **Schwerkraftfundamente**, die durch ihr Eigengewicht fest am Meeresboden stehen. Die direkte Flächeninanspruchnahme des Meeresbodens durch Schwerkraftfundamente ist erheblich größer als bei Tiefgründungen, woraus auch größere Auswirkungen auf die Schutzgüter Boden, Biotoptypen und Benthos resultieren. Des Weiteren sind eventuell bauvorbereitende Maßnahmen notwendig, z.B. der Aushub von Baugruben oder ein Nivellieren des Bodens, um einen stabilen Stand der Anlagen zu gewährleisten. Die daraus folgenden Effekte auf Boden, Biotoptypen und Benthos sind schwer abzuschätzen und können erst auf der Grundlage fundierter Informationen über die erforderlichen bodenvorbereitenden Maßnahmen (z.B. anfallende Aushubmengen) und die Geometrie bzw. Abmessung der Fundamente beurteilt werden. Im Vergleich zu Tiefgründungen spricht für die Errichtung von Schwerkraftfundamenten, dass sie geringere Schallemissionen verursachen.¹⁵⁸

Aufgrund begrenzter Ladekapazitäten von Verlegeschiffen (vgl. Kapitel 4.1.5) werden Seekabel in Etappen verlegt. Die entsprechenden Kabelteilstücke werden dabei durch sogenannte Muffen miteinander verbunden. Darüber hinaus werden relativ aufwändige **Kreuzungsbauwerke** notwendig, sobald sich zwei Kabel kreuzen. Diese bestehen grundsätzlich aus zwei Elementen. Zum einen aus Schutzmatten zur physischen Trennung der sich kreuzenden Kabel und zum anderen aus einer Steinschüttung, die das oben liegende Kabel vor einer Beschädigung (z.B. durch Anker) schützen soll. Das Kreuzungsbauwerk wird dabei auf einer Länge von mindestens 70 m mit Steinen überschüttet (sogenanntes „Rock Placement“). Bei einer nicht rechtwinkligen Kreuzung kann es entsprechend zu längeren Überschüttungen kommen. Die Breite einer Überschüttung beträgt davon unabhängig mindestens 3 m zur Überdeckung der Matte.^{159, 160}

Zur Übertragung von Steuer-, Schutz- und Reglersignalen sowie zur Kommunikation werden **Steuerkabel** mit Lichtwellenleiter eingesetzt. Der Kabeldurchmesser des Steuerkabels beträgt je nach Ausführung zwischen ca. 22 mm bis 26 mm und das Gewicht pro Meter ca. 1,1 kg bis 1,9 kg.¹⁶¹

¹⁵⁶ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁵⁷ Herrmann, C., Krause, J.C. (2000)

¹⁵⁸ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁵⁹ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

¹⁶⁰ TenneT Offshore GmbH (2013)

¹⁶¹ TenneT Offshore GmbH (2013)

Tabelle 12: Nebenanlagen für unterschiedliche Übertragungstechniken

	HDÜ Freileitung	HGÜ Freileitung	HDÜ Erdkabel	HGÜ Erdkabel	HDÜ Seekabel	HGÜ- Seekabel
Umspannwerk (ca. 100 m x 200 m = 20.000 m ² bei 500 MW)	X	X	X	X	X	X
Konverterstationen (HDÜ-HGÜ) (ca. 100 m x 50 m = 5.000 m ² bei 1.000 MW)		X		X		X
Übergangsbauwerke (ca. 2.100 m ² bis 2.500 m ²)			X	X	X	X
Muffengraben oder Muffenbauwerk (ca. 3 m x 10 m = 30 m ²) alle 600 m bis 900 m			X	X		
Cross-Bonding-Bauwerk (ca. 1,8 m x 2,9 m = 5,2 m ²)			X			
Kompensationsanlagen (ca. 20 m x 50 m = 1.000 m ²)	X		X			

4.2 Potenzielle Wirkungen der Übertragungstechniken auf die UVPG-Schutzgüter

4.2.1 Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Unter dem Schutzgut „Mensch“ ist primär auf Faktoren, die das Leben, die Gesundheit und/oder das Wohlbefinden beeinflussen, einzugehen. Diese können durch physikalische, chemische und biologische Aspekte geprägt sein. Gutachten und Leitfäden zeigen dabei auf, dass im Rahmen der Umweltprüfung insbesondere auf Gesundheit und Wohlbefinden (v.a. unter dem medizinischen Blickwinkel einer Bewertung schädlicher Umweltbelastungen), Wohn-, Erholungs- und Freizeitfunktionen zu achten ist. Es bestehen darüber hinaus diverse Verflechtungen und Wechselwirkungen zu anderen Schutzgütern. So ist der Mensch indirekt mitbetroffen, wenn die anderen Schutzgüter und damit seine Lebensgrundlagen beeinträchtigt werden.¹⁶²

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen. Nach der Rechtsprechung können immissionsschutzrechtliche Belange auch dann noch abwägungserheblich sein, wenn die Grenzwerte der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung

¹⁶² Gassner, E. et al. (2010): S. 254.

(26. BImSchV) eingehalten werden, solange es sich nicht um objektiv nicht mehr begründbare Befürchtungen handelt.¹⁶³

Darüber hinaus wirken sowohl Höchstspannungsfreileitungen als auch Erdkabel v.a. aufgrund der Sichtbarkeit von Bauwerken und Schneisen (über Wechselwirkungen mit dem Schutzgut Landschaft, siehe Kapitel 4.2.6) auf Menschen und deren Erholung. Auswirkungen von Seekabeln auf die Erholung des Menschen werden bei den Ausführungen zum Schutzgut Landschaft erläutert (siehe Kapitel 4.2.6.5).

4.2.1.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

In der **Bauphase** von Höchstspannungsfreileitungen kommt es zu erhöhten Schall-, Abgas- und Staubemissionen sowie zu Erschütterungen insbesondere durch den Verkehr von Baustellenfahrzeugen, den Betrieb von Baumaschinen und durch Gründungsarbeiten. Hierdurch wird die Wohn- und Erholungsqualität im Umfeld der jeweiligen Bauabschnitte beeinträchtigt. Vor allem bei Tiefbauarbeiten (Erdaushub und Bodenzwischenlagerung) kann es bei Trockenheit zu Winderosion und Staubverdriftung kommen. Zudem werden für den Bau von Höchstspannungsfreileitungen während der Bauphase Flächen in Anspruch genommen, z.B. für Tiefbaumaßnahmen, Baustelleneinrichtung und Schaffung von Zufahrten und Lagerplätzen. Hierdurch wird die Flächennutzung vorübergehend verändert.

Eine dauerhafte Flächeninanspruchnahme erfolgt durch die **Anlage** der Höchstspannungsfreileitungen. Dies beinhaltet neben den oberirdischen Bauwerken (Masten und Nebenanlagen) und dem Trassenbereich samt Schutzstreifen auch die Sicherung von Fahrwegen für notwendige Wartungsarbeiten. Im Trassenbereich und Schutzstreifen sind viele Nutzungen (z.B. Landwirtschaft) weiterhin nahezu ohne Einschränkungen möglich. Im Bereich der Mastfüße und der Bauwerke für Nebenanlagen werden Flächen dagegen dauerhaft ihrer bisherigen Nutzung entzogen. Insbesondere die Masten und die Schneisen können weithin sichtbar sein und abhängig von der Verletzlichkeit und Vorbelastung der Landschaft (siehe Kapitel 4.2.6) deren Erholungswert negativ beeinflussen. An der Anlage können zudem Windgeräusche auftreten. Da bei stärkerem Wind auch die sonstigen Umgebungsgерäusche zunehmen, ist das Wirkungspotenzial der Windgeräusche im Allgemeinen jedoch gering. Des Weiteren wird in regelmäßigen Abständen die gesamte Trasse der Freileitung per Hubschrauber oder Begehung auf Beschädigungen überprüft (vgl. Kapitel 4.1.1).¹⁶⁴

Beim **Betrieb** von Drehstrom-Übertragung entstehen niederfrequente elektrische und magnetische Wechselfelder. Magnetische Felder können organische und anorganische Stoffe durchdringen. Elektrische Felder werden durch viele Materialien (z.B. Bäume, Straßenlaternen oder Bauwerke) verzerrt und teilweise abgeschirmt. Beide Felder nehmen in ihrer Stärke mit zunehmendem Abstand von der Leitung rasch ab. Ihre Stärke am jeweiligen Ort hängt neben dem Abstand auch von verschiedenen weiteren Faktoren der jeweiligen Leitung ab. Hier sind u.a. Stromstärke und Spannung, Anzahl der Systeme, Bodenabstand der Leiterseile (Topographie, Höhe der Masten und Spannfeldlänge) und Masttypen bzw. die Führung der Beseilung auf den Masten zu nennen.

¹⁶³ BayVGH, Urteil vom 19. Juni 2012 - Az. 22 A 11.40018, 22 A 11.40019 - Rn. 29; BVerwG, Gerichtsbescheid vom 21. September 2010 - Az. 7 A 7.10 - Rn. 17.

¹⁶⁴ Runge, K. et al. (2012)

In der 26. BImSchV¹⁶⁵ sind Grenzwerte für Gleichstrom- und Niederfrequenzanlagen festgelegt. Diese sind in ihrem Einwirkungsbereich an Orten, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, nicht zu überschreiten. An diesen Orten im Einwirkungsbereich gelten für ortsfeste Niederfrequenzanlagen (50 Hz, ≥ 1 kV) die Grenzwerte (§ 3 26. BImSchV) von $100 \mu\text{T}$ ¹⁶⁶ für die magnetische Flussdichte und 5 kV/m für die elektrische Feldstärke bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung. Anlagen, die bis zum 22. August 2013 errichtet, genehmigt oder planfestgestellt sind, ist es erlaubt die Grenzwerte kurzzeitig um nicht mehr als 100 % und maximal für 72 Minuten an einem Tag zu überschreiten. Hierbei ist die Einschränkung des § 4 Abs. 1 der 26. BImSchV zu beachten. Für elektrische Feldstärken sind zusätzlich zu kurzzeitigen auch kleinräumige Überschreitungen außerhalb von Gebäuden zulässig. Anlagen, die ab dem 22. August 2013 errichtet werden, noch nicht genehmigt oder planfestgestellt sind, dürfen die genannten Grenzwerte auch nicht kurzzeitig übersteigen. Des Weiteren wurde ein Überspannungsverbot für Gebäude oder Gebäudeteile, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (§ 4 Abs. 3 26. BImSchV), sowie ein sogenanntes Minimierungsgebot¹⁶⁷ formuliert. Dieses Minimierungsgebot soll sicherstellen, dass bei der Errichtung und bei wesentlichen Änderungen von Gleichstrom- und Niederfrequenzanlagen die technischen Möglichkeiten ausgenutzt werden, um elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder zu reduzieren.

Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)¹⁶⁸ erläutert in ihren Hinweisen zur Durchführung der 26. BImSchV den Einwirkungsbereich von Niederfrequenzanlagen und die maßgeblichen Immissionsorte. Der Einwirkungsbereich beschreibt demnach den Bereich, in dem die Anlage einen erheblichen sich von der Hintergrundbelastung abhebenden Immissionsbeitrag verursacht. Dieser ist zunächst unabhängig davon, ob die Immissionen auch tatsächlich schädliche Umweltauswirkungen auslösen. Die maßgeblichen Immissionsorte sind Orte, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind und sich in den Einwirkungsbereichen einer Niederfrequenzanlage befinden. Bei einer 380-kV-Freileitung wird der Einwirkungsbereich gemäß LAI mit 20 m vom ruhenden äußeren Leiterseil angegeben. In Bezug auf die in diesem Bereich befindlichen maßgeblichen Immissionsorte ist die Einhaltung der Grenzwerte zu betrachten.¹⁶⁹

Mit der Novellierung der 26. BImSchV wurde auch das Nachweisverfahren zur Begrenzung elektromagnetischer Felder (BEMFV) erweitert. Demnach sind bei einer Niederfrequenzanlage zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen nicht nur andere Niederfrequenzanlagen sondern auch standortbescheinigungspflichtige ortsfeste Hochfrequenzanlagen mit Frequenzen zwischen 9 kHz und 10 MHz in die Immissionsbetrachtung einzubeziehen. Um die Anforderungen der 26. BImSchV zu erfüllen, müssen alle ortsfesten Hochfrequenzanlagen, die im Frequenzbereich bis 10 MHz betrieben werden und die

¹⁶⁵ 26. BImSchV: 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 16. Dezember 1996 (BGBl. I S. 1966), geändert durch BGBl. I S.3259. vom 22.08.13.

¹⁶⁶ Der Grenzwert für die magnetische Flussdichte beträgt bei 50 Hz insgesamt $200 \mu\text{T}$. Niederfrequenzanlagen im Sinne von § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 26. BImSchV mit einer Frequenz von 50 Hz dürfen ihn zur Hälfte ausschöpfen.

¹⁶⁷ Für das Minimierungsgebot muss zuvor eine konkretisierende allgemeine Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung (AVV) erlassen werden.

¹⁶⁸ Mitglieder der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) sind die Abteilungsleiterinnen und Abteilungsleiter der für den Immissionsschutz zuständigen obersten Behörden der Länder und des Bundes.

¹⁶⁹ LAI: Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder. Mit Beschluss der 54. Amtschefkonferenz. In der Fassung des Beschlusses der 128. Sitzung am 17. Und 18. September 2014 in Landshut.

der Standortbescheinigungspflicht unterliegen, betrachtet werden. Für die Einbeziehung der Hochfrequenzanlagen wurde ein Verfahrensvorschlag entwickelt. Dieser Ansatz basiert auf messtechnischen Erkenntnissen und Berechnungen, dass für ortsfeste Hochfrequenzanlagen mit einem Mindestabstand von 300 m zu Niederfrequenzanlagen in der Regel keine Betroffenheit vorliegt.¹⁷⁰

Die möglichen Beeinträchtigungen durch diese Felder, insbesondere durch die von Freileitungen erzeugten magnetischen Wechselfelder, werden kontrovers diskutiert. Diese Diskussionen konzentrieren sich auf Expositionen mit Feldstärken unterhalb der geltenden Grenzwerte. Oberhalb der Grenzwerte sind gesundheitlich relevante Wirkungen bestätigt. Auslöser der Diskussion sind v.a. epidemiologische Studien, die einen statistischen Zusammenhang zwischen magnetischer Feldstärke und bestimmten Erkrankungen darstellen.¹⁷¹ Eine Ursächlichkeitsbeziehung konnten solche Studien nicht nachweisen. Die Strahlenschutzkommission (SSK) des BMUB hat die wissenschaftliche Literatur dahingehend bewertet, dass keine signifikanten wissenschaftlichen Erkenntnisse in Hinblick auf mögliche Beeinträchtigungen der Gesundheit durch niederfrequente elektrische und magnetische Felder vorliegen.¹⁷²

Die Auswirkung der magnetischen Felder von Niederfrequenzanlagen auf den Menschen wird auch international kontrovers erörtert. Dabei umfasst das Spektrum der diskutierten Auswirkungen auf den Menschen ein vermehrtes Auftreten von Leukämie bei Kindern und anderer Krebserkrankungen, eine Veränderung der Melatoninproduktion, ein vermehrtes Auftreten von Alzheimer, Kopfschmerzen, Erschöpfungszuständen und Allergien sowie eine Störbeeinflussung auf elektronische Implantate. Epidemiologische Studien geben zwar Anlass zur Annahme einer möglichen gesundheitlichen Beeinträchtigung, v.a. hinsichtlich Leukämie bei Kindern, allerdings haben Laborstudien bisher keine Ursache-Wirkungsbeziehung zwischen Magnetfeldexpositionen und gesundheitlichen Beeinträchtigungen absichern können. Solange das nicht der Fall ist, handelt es sich wissenschaftlich betrachtet um einen Hinweis auf ein möglicherweise erhöhtes Krebsrisiko, aber nicht um einen wissenschaftlichen Beweis. Aus anderen Studien gibt es zurzeit einzelne, nicht gesicherte Hinweise auf ein erhöhtes Risiko für degenerative Krankheiten des Nervensystems, meist bei beruflicher Exposition, die ebenfalls noch überprüft werden müssen. Für alle anderen diskutierten Auswirkungen bestehen keine klaren Hinweise auf ein erhöhtes Risiko durch eine Exposition des Menschen gegenüber elektrischen oder magnetischen Feldern. Die mit der Weltgesundheitsorganisation (*World Health Organization*, WHO) assoziierte Internationale Agentur für Krebsforschung (*International Agency for Research on Cancer*, IARC) hat niederfrequente Magnetfelder als „möglicherweise krebserregend“ eingestuft. Die Internationale Kommission für den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection*, ICNIRP) bewertete im Jahr 2010 den Forschungsstand so, dass gesundheitliche Auswirkungen nicht ausreichend belegt sind, um Grenzwerte nennenswert herabzusetzen. Hierdurch wird die Bewertung der Strahlenschutzkommission bestätigt. Vor dem Hintergrund der fehlenden, empirischen Daten fallen Grenzwerte wie ihre Berechnungsmethoden und Anwendungsbereiche weltweit sehr unterschiedlich aus.¹⁷³

¹⁷⁰ LAI (2014): S. 19 f.

¹⁷¹ Strahlenschutzkommission (SSK) (2008)

¹⁷² Strahlenschutzkommission (SSK) (2009)

¹⁷³ Runge, K. et al. (2012)

Die 26. BImSchV regelt nicht den Schutz von Trägern elektronischer Implantate (z.B. Herzschrittmacher oder Defibrillatoren). Hier sieht die SSK angesichts der steigenden Anzahl von betroffenen Personen Handlungsbedarf, Situationen mit Störbeeinflussungen im Alltag durch gerätetechnische und regulatorische Maßnahmen zu verringern bzw. zu vermeiden. Die SSK empfiehlt, dass die Induktionen bei Implantatträgern zugänglichen Bereichen und bei Feldquellen, die nicht sichtbar bzw. bei denen ein Exposition vermeidendes Verhalten nicht möglich oder nicht zumutbar sind, folgende Werte nicht überschreiten: 10 μT (50 Hz) in Bereichen, in denen mit zusätzlichen Feldquellen gerechnet werden muss (z.B. in Wohnanlagen, Seniorenheimen, Krankenhäusern) bzw. 15 μT (50 Hz) in Bereichen, in denen Einträge zusätzlicher Feldquellen nicht zu erwarten und Feldquellen (z.B. Erdkabel) nicht sichtbar bzw. nicht entsprechend gekennzeichnet sind.¹⁷⁴

Das EnLAG¹⁷⁵ enthält u.a. Abstandsregelungen für den Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen. Diese gelten allerdings nur für die dort aufgezählten Pilotprojekte zur Erprobung der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene. Nach dem EnLAG können (bzw. müssen auf behördliches Verlangen) bei vier (Pilot-)Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans neu zu bauende Höchstspannungsleitungen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten erdverkabelt werden, wenn die Leitung in bestimmten Abständen (weniger als 200 m bzw. 400 m) zu Wohngebäuden errichtet werden soll. Werden die betreffenden Abstände nicht unterschritten, scheidet eine Erdverkabelung nach dem EnLAG aus. Somit stellen die im EnLAG normierten Abstände keine Mindestabstände für Höchstspannungsfreileitungen dar. Außerdem besteht grundsätzlich keine Verpflichtung zur Teilverkabelung. Gründe für die gewählten Abstände oder gar eine wissenschaftliche Herleitung sind in der Begründung des Gesetzesentwurfs zum EnLAG nicht enthalten. Die im EnLAG genannten Abstände stützen sich auf die niedersächsische Abstandsregelung und dienen somit ganz vornehmlich dem Erhalt und Schutz des Wohnumfelds bzw. Ortsbilds und nicht dem vorsorgenden Gesundheitsschutz¹⁷⁶. Einige Bundesländer geben Empfehlungen mit der Begründung einer weitergehenden Gesundheitsvorsorge, die hinsichtlich ihrer Verbindlichkeit und der Anwendungsfälle im Einzelfall zu bewerten sind. Die derzeit gültige Änderungsverordnung zum Landes-Raumordnungsprogramm (LROP) Niedersachsen sieht beispielsweise Mindestabstände zu Höchstspannungsfreileitungen vor. Der hierin vorgesehene Mindestabstand von 400 m dient in erster Linie dem Schutz und Erhalt des Wohnumfelds und nicht dem vorsorgenden Gesundheitsschutz.¹⁷⁷ Ausnahmen bilden dabei Fälle, bei denen ein „gleichwertiger vorsorgender Schutz der Wohnumfeldqualität gewährleistet ist oder keine geeignete energiewirtschaftlich zulässige Trassenvariante die Einhaltung der Mindestabstände ermöglicht“¹⁷⁸.

Aufgrund der Abschirmwirkung von Gebäudemauern und anderen Hindernissen, ist für die Dauerexposition von Menschen keine Gefährdung durch das elektrische Feld von Freileitungen zu erwarten. Im Gegensatz dazu absorbieren Gebäudehüllen Schallemissionen nur bedingt. Die durch Koronaentladung verursachten Geräusche entstehen durch hohe Feldstärken an den Leiteroberflächen. Sie werden im Allgemeinen als

¹⁷⁴ Runge, K. et al. (2012)

¹⁷⁵ EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Art. 5 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.

¹⁷⁶ Internetseite Netzausbau Niedersachsen

¹⁷⁷ Begründung der Änderungsverordnung LROP 2012 Niedersachsen hinsichtlich der Abstandsregelung: S. 51.

¹⁷⁸ LROP-E: Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP-NS), Drucksache 16/4704, 2012.

unangenehm empfunden und schränken die Erholung in naturnahen Gebieten im unmittelbaren Nahbereich der Leitung ein. Die Stärke der Geräusche hängt von der Betriebsspannung, der Leitergeometrie, dem Leiterzustand und der Witterung ab. Besonders feuchte Witterungsbedingungen wie Regen, Nebel oder Raureif verstärken die Effekte. Die Geräuschentwicklung ist bei trockener Wetterlage geringer (ca. 28 bis 30 dB(A)) als bei Regen, wo je nach Bündelung 42 bis 59 dB(A) auftreten. Schallemissionen wirken allerdings erst in unmittelbarer Nähe von Freileitungen beeinträchtigend.¹⁷⁹ Die Grenzwerte werden in der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)¹⁸⁰ geregelt und betragen beispielsweise für Immissionsorte außerhalb von Gebäuden in allgemeinen Wohngebieten und Kleinsiedlungsgebieten tags 55 dB(A) und nachts 40 dB(A).

Durch Koronaentladungen während des Betriebs von Freileitungen können ferner Oxidantien wie z.B. Ozon oder Stickoxide entstehen. Die Auswirkungen dieser Schadstoffemissionen werden aufgrund vergleichsweise niedriger nachgewiesener Mengen von Ozon und Stickoxiden als gering eingeschätzt (siehe Kapitel 4.2.5). Über koronare Entladungen und die elektrische Aufladung von Aerosolen wird ein Zusammenhang zu gesundheitlichen Beeinträchtigungen diskutiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass Partikel aufgrund ihrer Ladung leichter am Lungengewebe anhaften und damit u.a. das Krebsrisiko erhöhen können. Über den Umfang und die Folgen dieser Effekte besteht jedoch noch Unklarheit.¹⁸¹

4.2.1.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.1.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Vor allem die hohe Konverterhalle kann über Wechselwirkungen mit dem Schutzgut Landschaft, Menschen, die menschliche Gesundheit und deren Erholung beeinträchtigen.

Zum **Betrieb** einer Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitung sei darauf hingewiesen, dass, anders als bei der Drehstrom-Übertragung, es sich um statische elektrische und magnetische Felder handelt. Statische Gleichfelder kommen auch natürlicherweise vor. Das elektrische Gleichfeld der unteren Atmosphäre liegt unter normalen Bedingungen zwischen 0,12 kV/m bis 0,15 kV/m. Ab ca. 25 kV/m bis 30 kV/m können elektrische Gleichfelder vom Menschen zwar wahrgenommen werden, allerdings nicht in den Organismus eindringen, so dass direkte biologische Auswirkungen durch leitungsinduzierte Gleichfelder ausgeschlossen werden. Indirekte Auswirkungen, wie Wahrnehmung und Funkenentladung beim Berühren geladener Objekte, kommen vor, sind aber schwach ausgeprägt. Das statische elektrische Feld ist mit bis zu 30 kV/m im Offenland am größten. Der Gesetzgeber hat mit der Novellierung der 26.BImSchV, in Kraft seit dem 22.08.2013, erstmals einen Grenzwert für Gleichstromleitungen eingeführt. Dieser Grenzwert wurde für magnetische Gleichfelder auf 500 µT festgelegt.

Magnetische Gleichfelder durchdringen den menschlichen Körper, induzieren aber im Gegensatz zu magnetischen Wechselfeldern keine Wirbelströme im Körper, die Nerven oder Muskelzellen erregen könnten.

¹⁷⁹ Runge, K. et al. (2012)

¹⁸⁰ TA Lärm: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI. Nr. 26/1998 S. 503).

¹⁸¹ Runge, K. et al. (2012)

Sie können jedoch direkte Kraftwirkungen auf Implantate und Sonden ausüben. Hierbei kann es zu mechanischen Bewegungen von Gerätebauteilen wie z.B. den Reed-Kontakten oder Hall-Sonden kommen. Die SSK empfiehlt daher in ihrem Bericht von 2008: „Die Herzschrittmacherbestimmungen sehen vor, dass die Herzschrittmacherfunktion durch statische Felder bis 1 mT nicht beeinflusst werden darf. Um eine unbeabsichtigte Umschaltung sicher zu vermeiden, sollten unbeabsichtigte Expositionen gegenüber 500 μT nicht überschritten werden“¹⁸². Grundsätzlich hat die ICNIRP in ihrer Richtlinie „Grenzwerte im Expositionsbereich statischer Magnetfelder“ einen Grenzwert der magnetischen Flussdichte von 400 000 μT (400 mT) festgelegt. Dies bedeutet, dass Menschen, die einem statischen Magnetfeld bis zu dieser Größenordnung ausgesetzt sind, nach derzeitigem wissenschaftlichem Kenntnisstand keine gesundheitsschädigenden Auswirkungen für den menschlichen Organismus befürchten müssen. Für elektrische Gleichfelder wurde in der 26. BImSchV kein Grenzwert festgelegt.

Die Richtlinie 2013/35/EU¹⁸³ gibt für den Schutz von Arbeitnehmern einen Expositionsgrenzwert für sensorische Wirkungen von 2 T für externe Magnetfelder an. Die Stärke des statischen Magnetfeldes unterhalb einer HGÜ-Leitung liegt ca. zwischen 20 μT und 25 μT und somit unterhalb der Stärke des magnetischen Erdfeldes von ca. 50 μT . Weiterhin unterscheiden sich die Wirkfaktoren, die durch Entladungen verursacht werden. So verursachen Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen bei trockenem Wetter und Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen bei Regen und Schnee den Anstieg von Koronageräuschen.¹⁸⁴ Allerdings neutralisieren sich die ionisierten Partikel bei Gleichstrom-Freileitungen in geringerem Maße. Die bei einer Koronaentladung entstehenden „Ionenwolken“ von elektrisch aufgeladenen Luftmolekülen (sogenannte „Raumladungswolken“) können mit dem Wind seitlich von der Stromtrasse abgetrieben („verdriftet“) werden. Dieser Effekt ist bei Gleichstromleitungen wesentlich stärker ausgeprägt als bei Wechselstromleitungen, weil die ständige Ladungsumkehr beim Wechselstrom die Aufladung zum Teil neutralisiert. Dadurch kommt es nur bei Gleichstrom-Freileitungen zu nennenswerten Verdriftungseffekten. Durch chemische Prozesse können im Bereich der Korona zudem Luftschadstoffe entstehen (z.B. Ozon und Stickoxide), die sich normalerweise jedoch rasch auflösen und dadurch keine große Reichweite haben.¹⁸⁵ Eine Hypothese über eine Erhöhung der Konzentration von Schadstoffpartikeln bestimmter Größe in der Nähe von Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungstrassen durch Aufladungseffekte in ionisierter Luft und nachfolgende gesundheitliche Auswirkungen durch erhöhte Schadstoffablagerung in der Lunge des Menschen konnte in unabhängigen Studien bisher nicht nachgewiesen werden.

In den Konverteranlagen entstehen beim Betrieb sowohl hoch- als auch niederfrequente elektromagnetische Felder innerhalb der Station und an den Zu- und Ableitungsstromtrassen elektrische und magnetische Gleichfelder¹⁸⁶. Geräuschemissionen werden im Wesentlichen von den Transformatoren und den Luftkühlern erzeugt. Die Konverterhalle dient zur Lärminderung und zur Abschirmung der elektrischen, teilweise auch

¹⁸² Strahlenschutzkommission (SSK) (2008): S. 24.

¹⁸³ RL 2013/35/EU

¹⁸⁴ Jardini, J.A. et al. (2008): S. 51 ff.

¹⁸⁵ Femu (2013)

¹⁸⁶ Femu (2013)

der magnetischen Felder. Durch eine entsprechende Dämmung wird die Einhaltung gesetzlicher Grenzwerte sichergestellt.¹⁸⁷

Mit der Novellierung der 26. BImSchV ist auch für HGÜ-Freileitungen das sogenannte Minimierungsgebot gemäß § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV anzuwenden. Dieses Minimierungsgebot soll sicherstellen, dass bei der Errichtung und bei wesentlichen Änderungen von Gleichstrom- und Niederfrequenzanlagen die technischen Möglichkeiten ausgenutzt werden, um elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder zu reduzieren.

Das für HDÜ-Stromleitungen anzuwendende Überspannungsverbot für Gebäude oder Gebäudeteile, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (§ 4 Abs. 3 26. BImSchV), wurde für HGÜ-Anlagen nicht formuliert.

4.2.1.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.1.1 entsprechend. In der **Bauphase** ist aufgrund der für Erdkabel umfangreichen Tiefbauarbeiten (Erdaushub und Bodenlagerung) im Vergleich zu Freileitungen mit stärkeren Emissionen und mit einem größeren Flächenverbrauch zu rechnen. Dies ist sowohl auf die vermehrten Fahrzeugbewegungen als auch auf die größeren Angriffsflächen für Winderosion und Staubverdriftung zurück zu führen. Außerdem können aufgrund der linienhaften Form der Baustelle vorübergehend Trenn- und Barrierewirkungen entstehen und die Erreichbarkeit von Siedlungen oder Erholungsmöglichkeiten während der Bauphase kurzzeitig beeinträchtigt werden.

Die Wirkung der **Anlage** auf den Menschen ist im Vergleich zur Freileitung deutlich verringert. Die Sichtbarkeit beschränkt sich auf einen, je nach Vegetation, sichtbaren Schutzstreifen und die in regelmäßigen Abständen (max. 1.000 m) auftretenden Muffenbauwerke. Aufgrund der Schutzstreifenbreite betreffen die dauerhaften Eingriffe in die Nutzbarkeit geringere Flächen als bei Freileitungen. Die Nutzungseinschränkung schließen v.a. Bewuchs und Tiefbaumaßnahmen ein und sind insofern von anderer Qualität als bei Freileitungen.

Beim **Betrieb** von Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabeln wirken oberhalb der Erdoberfläche weder elektrische Felder noch Koronaentladungen (Schallemissionen und Ionisierung). Die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion sind bei Drehstrom-Erdkabeln größer als bei Drehstrom-Freileitungen, liegen aber direkt über dem Kabel im Allgemeinen deutlich unterhalb des Grenzwertes von 100 μT . Schon in wenigen Metern Entfernung vom äußeren Kabel liegen die Feldstärken unterhalb derer von Freileitungen. Des Weiteren weisen GIL in der Regel (infolge der abschirmenden Wirkung der Metallkapselung des Übertragungssystems) direkt oberhalb der Trasse ein geringeres magnetisches Feld auf als ein Drehstromkabelsystem (vgl. Kapitel 4.1.3).¹⁸⁸

Mit der Novellierung der 26. BImSchV ist auch für das HDÜ-Erdkabel das sogenannte Minimierungsgebot gemäß § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV anzuwenden. Dieses Minimierungsgebot soll sicherstellen, dass bei der Errichtung und bei wesentlichen Änderungen von Gleichstrom- und Niederfrequenzanlagen die technischen Möglichkeiten ausgenutzt werden, um elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder zu reduzieren.

¹⁸⁷ Runge, K. et al. (2012)

¹⁸⁸ Runge, K. et al. (2012)

Die in Kapitel 4.2.1.1 unter dem Punkt Betrieb dargelegten Ausführungen zum Schutz von Träger elektrischer Implantate (Herzschrittmacher oder Defibrillatoren) gelten für das HDÜ-Erdkabel entsprechend.

4.2.1.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in den Kapiteln 4.2.1.2 und 4.2.1.3 entsprechend. Zum **Betrieb** ist anzumerken, dass die Maximalwerte der magnetischen Flussdichte bei gleicher Verlegetechnik um ein Vielfaches unter dem Grenzwert von 500 μT liegen und Werte zwischen 40 und 75 μT (bei einer Leistung von 3.000 MW) aufweisen.^{189, 190} Da die magnetischen Flussdichten der Gleichstrom-Erdkabel weit unter dem Grenzwert der 26. BImSchV – 500 μT – und dem Expositionsgrenzwert für sensorische Wirkungen von externen Magnetfeldern der europäischen Richtlinie 2013/35/EU¹⁹¹ (2 T für den Schutz von Arbeitnehmern) sowie maximal im Bereich der in Mitteleuropa auftretenden magnetischen Flussdichte des Erdmagnetfeldes von ca. 50 μT liegen, werden Beeinträchtigungen des Menschen im Allgemeinen ausgeschlossen.¹⁹²

Die in Kapitel 4.2.1.2 unter dem Punkt Betrieb dargelegten Ausführungen zum Schutz von Trägern elektrischer Implantate (Herzschrittmacher oder Defibrillatoren) gelten für das HGÜ-Erdkabel entsprechend.

4.2.1.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Die Verlegung von Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel in der **Bauphase** mittels verschiedener Einbringungsverfahren und der Implementierung der hierfür notwendigen Nebenanlagen führt zu Schall-, Abgas- und Staubemissionen sowie zu Trübungsfahnen, aufgewirbelten Sedimentverlagerungen und einer eng begrenzten Verdichtung und Versiegelung des Meeresbodens. Beim Unterqueren von Insel- und Küstengebieten mittels Bohrung bzw. Dükerung kann die Wohn- und Erholungsqualität im Umfeld der jeweiligen Bauabschnitte beeinträchtigt werden. Vor allem bei Tiefbauarbeiten (Erd- bzw.- Sandaushub und Bodenzwischenlagerung) kann es bei Trockenheit zu Winderosion und Staub- bzw. Sandverdriftung kommen. Darüber hinaus werden Flächen in Anspruch genommen (z.B. für Tiefbaumaßnahmen, Baustelleneinrichtung und Schaffung von Zufahrten und Lagerplätzen), wodurch deren Nutzung vorübergehend verändert wird.

Zur **Anlage** und zum **Betrieb** ist anzumerken, dass Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel magnetische und durch Bewegung (z.B. Meeresströmungen, Bewegungen im Wasser oder Blutkreislauf des Menschen) sekundär induzierte elektrische Felder emittieren. Primäre elektrische Felder werden durch die Isolierung der Kabel abgeschirmt und treten nicht nach außen auf. Im Bereich der Seekabeltrassen treten die stärksten Magnetfeldstärken an den Orten mit der geringsten Bodenüberdeckung auf. Die Stärke ist abhängig von konstruktiven und betrieblichen Parametern wie der Stärke des übertragenen Stroms, der Verlegungstiefe, der relativen Anordnung der Phasenleitungen der Systeme sowie deren Strombelegung. Sie nimmt mit zunehmendem seitlichem Abstand zur Trassenmitte mit negativer Potenz ab. Während des Betriebs sind außerdem Störungen durch mechanische Einwirkung, Korrosion, Überspannung oder mechanisch-thermische Überbeanspruchung (Wärmeemissionen) möglich. Potenzielle Wirkungen können beim Betrieb von Seekabeln auch von Bränden und Explosionen der Endverschlüsse der Muffen ausgehen. Generell

¹⁸⁹ Hofmann, L. et al. (2012): S. 255.

¹⁹⁰ Runge, K. et al. (2012)

¹⁹¹ RL 2013/35/EU

¹⁹² Runge, K. et al. (2012)

können Beeinträchtigungen des Menschen in der 12 Seemeilenzone und dem Küstengebiet, bezogen auf das Wohn- und Arbeitsumfeld sowie den Erholungs- und Freizeitbereich aber als sehr gering angesehen werden.

4.2.1.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in den Kapiteln 4.2.1.4 und 4.2.1.5 entsprechend. Zum **Betrieb** ist anzumerken, dass die magnetische Flussdichte bei gleichbleibender Verlegung um ein Vielfaches unter dem Grenzwert von 500 μT liegt. Beeinträchtigungen des Menschen in der 12 Seemeilenzone und dem Küstengebiet, bezogen auf das Wohn- und Arbeitsumfeld sowie den Erholungs- und Freizeitbereich, können als sehr gering eingestuft werden.

4.2.2 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Tiere und Pflanzen sind biotische Komponenten des Naturhaushalts. Die diversen Arten existieren als Individuen und Populationen. Sie leben mit anderen Arten zusammen in sogenannten Biozöosen und stellen zusammen mit der anorganischen-physikalischen Umwelt (Boden, Wasser, Luft etc.) Ökosysteme dar. Zwischen allen Bestandteilen des Ökosystems bestehen dabei enge Wechselbeziehungen. Wird nur ein Umweltfaktor durch ein Vorhaben verändert, so wirken die Veränderungen in unterschiedlicher Quantität und Qualität auch auf andere. Daher sind die Schutzgüter nicht nur einzeln, sondern in der Interaktion der vielen möglichen Wechselwirkungen zu betrachten. Vollständige Analysen von Ökosystemen im Rahmen der vorliegenden SUP sind allerdings nicht zu leisten. Ökosysteme lassen sich jedoch durch die Reduktion der Komplexität ansatzweise erfassen. Die ökosystemaren Gesichtspunkte werden dabei v.a. bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt angesprochen, die bereits komplexe natürliche Zusammenhänge widerspiegeln. Sie helfen durch ihre umfassenden Lebensraumfunktionen räumliche Ausschnitte (sogenannte Biotope) aus den Ökosystemen zu definieren. Die biologische Vielfalt (kurz: Biodiversität) ist als Variabilität lebender Organismen und der ökologischen Komplexe, zu denen sie gehören, definiert. Sie schließt in verschiedenen Ebenen die inter- und intraspezifische Artenvielfalt sowie die Vielfalt an Ökosystemen bzw. Lebensgemeinschaften, Lebensräumen und Landschaften ein.¹⁹³

Als Beeinträchtigungen der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt durch Höchstspannungsleitungen sind die Zerstörung bzw. Beschädigung von Pflanzen, die Tötung bzw. Verletzung von Tieren, auf Pflanzen und Tiere einwirkende Standortveränderungen, Lebensraumbeeinträchtigungen bzw. -verluste, die Beschädigung bzw. der Verlust von Entwicklungsformen, die Erschwerung oder Verhinderung von Biotopvernetzung sowie weitere Störungen erheblichen Umfangs (v.a. im Sinne des Artenschutzrechtes) möglich.

4.2.2.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

In der Bauphase von Freileitungen ist die Vegetation insbesondere durch die Trassenfreiräumung betroffen. Vor Beginn der Bauarbeiten wird in der Regel auf der gesamten Trassenlänge die volle Schutzstreifenbreite von bis zu 80 m¹⁹⁴ von hohem Bewuchs (z.B. Bäume) befreit. Abgesehen von den Maststandorten kann niedriger Bewuchs (z.B. Gebüsche) auf der überspannten Fläche erhalten bleiben bzw. sich dort ansiedeln. Eine vollständige Entfernung der Vegetation wird bei Tiefbaumaßnahmen für die Errichtung von Fundamenten an den Maststandorten, für die Errichtung von Nebenanlagen, für die Lagerung des Bodenaushubs sowie durch

¹⁹³ Gassner, E. et al. (2010): S. 159 f.

¹⁹⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): 3.

die Anlage von temporären Baustraßen notwendig. Aufgrund der Beseitigung von Vegetation, des Baustellenbetriebs und eventuell notwendiger kleinräumiger Grundwasserabsenkungen sind zudem temporäre und/oder dauerhafte Standortveränderungen möglich. Es kann zu Bodenverdichtungen und Änderungen des Lokalklimas kommen, die wiederum Auswirkungen auf die Flora nach sich ziehen. Eine Folge kann z.B. sein, dass sich die Anfälligkeit einer Lebensgemeinschaft durch eine sich neu etablierende Art erhöht. In der Ökologie spricht man davon, dass die Invasibilität eines Habitats zunimmt.¹⁹⁵ Zeichnen sich diese gebietsfremden Arten (sogenannte Neobiota) dadurch aus, dass sie sich in ihren neuen Standorten stärker ausbreiten als für den entsprechenden Lebensraum charakteristische Spezies und gefährden diese dadurch¹⁹⁶, z.B. durch Verdrängung oder Übertragung von Krankheiten, definiert die Ökologie diese Arten als invasiv. Invasive Arten stellen einen entscheidenden Gefährdungsfaktor von Ökosystemen, Lebensräumen und heimischen Biodiversität dar.¹⁹⁷ Auch wenn in der Bilanz die Artenzahl unverändert bleibt bzw. sogar bereichert wird¹⁹⁸, können fremde Arten die heimischen Arten sukzessive verdrängen und sich zu Dominanzbeständen ausbreiten. Ein Beispiel hierfür ist der ursprünglich aus Nordamerika stammende und sich v.a. in Ostdeutschland¹⁹⁹ invasiv verbreitende Eschenahorn (*Acer negundo*), der sich insbesondere durch seine früh einsetzende und sehr hohe Samenproduktion (bis zu 20.000 Diasporen)²⁰⁰ auf gestörten, offenen, lichtreichen Standorten etabliert.²⁰¹ Hierzu gehören z.B. auch Trassen bzw. Gehölzschnitten unter Freileitungen. Invasive Arten (z.B. Robinie (*Robinia pseudoacacia*)) können darüber hinaus auch nachhaltig die Standortbedingungen und damit ökologische Kreisläufe verändern.^{202, 203} Generell ist der Umfang aller Auswirkungen auf Vegetation und Lebensraum insbesondere von den in der Trasse vorkommenden Biotoptypen abhängig.²⁰⁴

Grundsätzlich führen alle Wirkungen auf die Vegetation zu entsprechenden Folgewirkungen auf die Fauna. Dazu gehört allgemein ein Lebensraumverlust bzw. eine Lebensraumbeeinträchtigung, ggf. auch eine Tötung bzw. Verletzung von Tieren oder ihrer Entwicklungsformen. Zudem kann die Fauna in der Bauphase v.a. durch die Anlage temporärer Baustraßen, die Emission von Lärm, Licht, Erschütterungen und Staub während der Bauarbeiten sowie den Baustellenbetrieb selbst direkt beeinträchtigt bzw. gestört werden. Der Umfang der Beeinträchtigungen hängt dabei von den vorkommenden Arten ab. Einheimische Insekten wie Libellen (*Odonata*), Käfer (*Coleoptera*) und Schmetterlinge (*Lepidoptera*) sowie Weichtiere (*Mollusca*) wie Schnecken (*Gastropoda*) weisen z.T. sehr geringe Fluchtdistanzen und kleine Aktionsradien auf, so dass für die lokalen Populationen dieser Tierarten ein hohes Risiko für Beeinträchtigungen durch den Baubetrieb besteht. Daher sind neben der Beeinträchtigung von Lebensräumen (Habitaten) auch Tierverluste und Verluste von

¹⁹⁵ Alpert, P. et al. (2000)

¹⁹⁶ Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2003): S.44.

¹⁹⁷ Ackermann, W. et al. (2013): S. 68 ff.

¹⁹⁸ Sukopp, H.: In Böcker, R. et al. (1995)

¹⁹⁹ Netzwerk Phytodiversität Deutschlands e.V. (2013): S. 95.

²⁰⁰ Kowarik, I. (2003)

²⁰¹ Erfmeier, A. et al. (2011)

²⁰² Nehring, S. et al. (2013) S. 168.

²⁰³ Rothmaler, W. (Hrsg.: Jäger, E.J.) (2011): S. 390.

²⁰⁴ Runge, K. et al. (2012)

Fortpflanzungsstadien möglich. Potenzielle Beeinträchtigungen lokaler Insektenpopulationen werden allerdings im Hinblick auf die Verbreitung und Größe ihrer Populationen bzw. ihres Erhaltungszustandes als vernachlässigbar eingestuft. Auch Amphibien und Reptilien weisen eine geringe Mobilität auf und können daher während der Bauphase leicht gestört, verletzt oder getötet werden. Zudem besteht das Risiko, Aufenthalts-, Fortpflanzungsstätten sowie Wanderwege zu beeinträchtigen. Europäisch geschützte Fledermäuse (*Microchiroptera*), die in Deutschland gemäß §§ 44 in Verbindung mit 7 Abs. 2 Nr. 13 des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG)²⁰⁵ besonders geschützt sind, können insbesondere durch die Beseitigung von Bäumen und Sträuchern beeinträchtigt werden, da baumbewohnende Fledermausarten besonders ältere Bäume als Quartierstandorte und potenzielle Wochenstuben bzw. Winterquartiere bevorzugen.^{206, 207, 208} Ohne geeignete Ausweichmöglichkeiten können sich Auswirkungen auf den Erhaltungszustand lokaler und regionaler Populationen ergeben. Fledermäuse können ferner auch durch Bautätigkeiten, Emissionen von Lärm, Licht und Erschütterungen (erheblich) gestört werden. Aufgrund des Fluchtinstinktes der ebenfalls europarechtlich geschützten Vögel, die in der Regel mit einem guten Seh- und Hörvermögen ausgestattet sind und eine artspezifische Fluchtdistanz gegenüber Störquellen einhalten, sind wenig Verluste von adulten Individuen durch Bautätigkeiten zu erwarten. Je nach Intensität der Störung und artspezifischer Stöempfindlichkeit kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass es während der Bauphase zu Scheuchwirkungen, höheren Fluchtdistanzen oder endgültiger Vergrämung, insbesondere von kulturflüchtenden Arten kommt. Finden Baumaßnahmen während der Brutzeit statt, sind zudem prinzipiell Verluste von Gelegen und flugunfähigen Jungvögeln denkbar. In durch Schall- bzw. Lärmemissionen und Bewegung vorbelasteten Gebieten ist hingegen anzunehmen, dass sich die vorkommenden Vogelarten durch eine relativ große Störungstoleranz auszeichnen. In Abhängigkeit von artspezifischen Empfindlichkeitsprofilen können regionale Auswirkungen auf den Erhaltungszustand bestimmter Arten nicht ausgeschlossen werden. Abschließend sei erwähnt, dass durch die Bautätigkeiten auch Landsäugetiere beeinträchtigt werden können. Dies gilt insbesondere durch die mit Vegetations- und damit Lebensraumverlust einhergehende Anlage der Schutzstreifen sowie durch Emissionen von Lärm, Licht, Erschütterungen und die Störung durch die Bautätigkeiten selbst.²⁰⁹

Anlagebedingte Wirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt resultieren insbesondere aus dem Schutzstreifen, den Bauwerken (Mast, Leiterseil) sowie den notwendigen Nebenanlagen. Der während der Bauarbeiten von hohem Bewuchs frei geräumte Schutzstreifen wirkt anlagebedingt durch seine ggf. andersartige Vegetation auf Fauna, Flora und Biotope. Darüber hinaus ist im Bereich der Mastfundamente eine Standortveränderung und Lebensraumbeeinträchtigung, im Falle einer Flächenversiegelung ein vollständiger Lebensraumverlust, zu erwarten. Unter anderem können hier Fortpflanzungs- und Ruhestätten von Tieren betroffen sein bzw. vollständig zerstört werden. Der Umfang der Auswirkungen ist wiederum abhängig vom vorkommenden Biotoptyp. Während außerhalb versiegelter

²⁰⁵ BNatSchG: Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege in der Fassung vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 24 vom 6. Juni 2013 (BGBl. I S. 1482) geändert worden ist.

²⁰⁶ Dietz, M. (2012): S. 128 ff.

²⁰⁷ Kerth, G. et al. (2014): S. 300 ff.

²⁰⁸ Hurst, J. et al. (2015)

²⁰⁹ Runge, K. et al. (2012)

Mastfundamente viele Biotop nach der Bauphase wieder entstehen können, ist dies unterhalb der Freileitungen aufgrund der Höhenbegrenzung für Gehölze nur eingeschränkt möglich.²¹⁰

In Waldbiotopen kann es aufgrund der ungehinderten Sonneneinstrahlung auf die Schlagfläche und auf das Bestandsinnere zu mikroklimatischen Veränderungen kommen (siehe Kapitel 4.2.1.5), die wiederum Folgewirkungen auf Pflanzen (z.B. Rindenbrand bei angrenzenden Bäumen), Tiere (z.B. Zunahme von thermophilen (Schad-) Insekten und Reptilien) und Biotop (z.B. Austrocknung von Vegetation und Oberboden) mit sich bringen.^{211, 212, 213, 214} In den baumfreien Leitungstrassen besteht ferner eine erhöhte Windwurf- und Bruchgefährdung der Randbäume durch Zunahme der Windgeschwindigkeit in Verbindung mit ihrem an den bisherigen Standort angepassten Wuchs. Unter Berücksichtigung von Aufwuchsbeschränkungen ist allerdings bei regelmäßiger Trassenpflege und forstlicher Begleitung der Aufbau niederwaldähnlicher Strukturen möglich. Des Weiteren haben Waldschneisen umfangreiche Wirkungen auf die Fauna. Einerseits können sie, wenn sie z.B. in einem engen Bereich um Horste von störempfindlichen Großvogelarten angelegt werden, über einen veränderten Gebietscharakter zur Aufgabe des Brutstandortes führen. Auf der anderen Seite können bestimmte Vogelarten auf unterschiedliche Weise von Waldschneisen profitieren, z.B. aufgrund eines verbesserten Nahrungsangebotes (u.a. durch eine Zunahme von Kleinsäuern). Hinsichtlich des Artenspektrums ist eine Verschiebung zu Arten der Waldränder und Hecken möglich. Waldschneisen können somit zu einer gesteigerten lokalen Artenvielfalt führen. Eine Barrierewirkung von Gehölzschneisen auf wandernde Tierarten ist nicht zu erwarten²¹⁵, kann jedoch abhängig von Standort und vorkommenden Arten sowie vorgenommener Standortveränderung auftreten. Bei linearen Gehölzbiotopen sind v.a. Qualitätsminderung und Funktionsverluste für Kleinsäuger und Vögel zu erwarten. Feldgehölze sind in ähnlicher Weise vom Bau von Freileitungen betroffen. Wegen ihrer Kleinräumigkeit sind Auswirkungen wie Gehölzverlust und Aufwuchsbeschränkungen bei Feldgehölzen jedoch stärker zu gewichten.²¹⁶

Lineare Biotoptypen (z.B. Flüsse und Bäche) sind wegen möglicher Überspannungen v.a. durch einen Verlust der begleitenden Vegetation betroffen, der wiederum mit einem Lebensraumverlust für die Fauna einhergeht. Werden z.B. in den häufig sensiblen und schutzwürdigen Feuchtgebietsbiotopen wie Mooregebieten, Sümpfen und Auengebieten Masten errichtet, führt dies neben dem direkten Struktur- und Lebensraumverlust aufgrund der damit verbundenen Bodenveränderungen (Verdichtung, Grundwasserabsenkungen, etc.) zu einer Standortveränderung mit möglichen Auswirkungen auf die Vegetation und die dort heimische Fauna.

Extensive, artenreiche Grünlandbiotop können durch die Errichtung der Masten und die damit verbundene Standortveränderung in ihrer Lebensraumfunktion beeinträchtigt werden. Eine Versiegelung führt zum Lebensraumverlust. Auf intensiv genutztem Grünland wird von geringeren Auswirkungen als in anderen

²¹⁰ Runge, K. et al. (2012)

²¹¹ Aberle, S., Partl, E. (2005): S. 97.

²¹² Härdtle, W. et al. (2008): S. 72 ff.

²¹³ Ziesche, T. et al. (2011): S. 143 ff.

²¹⁴ Schneeweiss, N., Stein, M. (2012): S. 189 ff.

²¹⁵ Rasmus, J. et al. (2009): S. 105.

²¹⁶ Runge, K. et al. (2012)

Biotoptypen ausgegangen und es kann durch Etablierung von Altgrasbeständen am Mast zu ökologisch funktionsfähigen Strukturelementen bzw. zu Ersatzbiotopen kommen. Intensiv genutzte Ackerbiotope sind in der Regel gut regenerierbar, vorausgesetzt eine übermäßige Bodenverdichtung während der Bauphase wird vermieden (siehe Kapitel 4.3.3). Daher sind die Auswirkungen des Freileitungsbaus auf diesen Biotop- bzw. Nutzungstyp in der Regel ebenfalls geringer als auf andere Biotoptypen.

Auch durch die für Nebenanlagen, Zufahrtsstraßen und sonstigen Wege notwendige Versiegelung und Bodenverdichtung geht weiterer Lebensraum verloren und werden ggf. Vegetationsstandorte verändert.²¹⁷ Eine Übersicht der notwendigen Nebenanlagen und der durch sie beanspruchten Flächen findet sich in Kapitel 4.1.7.

Neben der Trasse stellen die Leiterseile und Masten der Höchstspannungsfreileitungen ein hohes Beeinträchtigungsrisiko (v.a. für die Avifauna) dar, wobei Kollisionen mit der Anlage (Vogelschlag) als das größte Risiko angesehen werden. Das für Windenergieanlagen nachgewiesene Kollisionsrisiko von Fledermäusen lässt sich für die Stromseile von Freileitungen nicht übertragen.²¹⁸ Fledermäuse identifizieren Hindernisse in der Regel durch Ultraschallorientierung und können sie so meiden. Daher ist eine Kollision mit den Leiterseilen, die im Gegensatz zu den Rotorblättern von Windenergieanlagen keine Drehbewegungen ausführen, unwahrscheinlich.²¹⁹

Unabhängig vom Masttyp, den Masthöhen und den Teilleiterabständen können sich Kollisionen generell an jeder Art von Freileitung ereignen. Freileitungen stellen horizontale Strukturen dar, die in der natürlichen Umgebung der Vögel nicht vorkommen und an die sie nicht angepasst sind. Außerdem können Vögel, insbesondere Arten mit relativ kleinem Überschneidungsbereich der Gesichtsfelder (z.B. Wasservogel und Limikolen) Entfernungen schlecht abschätzen.²²⁰ Die meisten Kollisionen erfolgen an den zuoberst angeordneten, einzeln hängenden und vergleichsweise dünnen Erdseilen. Sie ereignen sich am häufigsten, wenn Vögel bei dem Versuch, die besser erkennbaren stromführenden Leitungsbündel zu überfliegen, nach oben ausweichen und aufgrund der hohen Fluggeschwindigkeit mit dem schlecht sichtbaren Erdseil zusammenstoßen. Nachts oder bei schlechter Sicht besteht sowohl an Leiter- bzw. Erdseilen als auch an Masten prinzipiell ein höheres Kollisionsrisiko. Die artspezifische Fähigkeit der Vögel auf Hindernisse zu reagieren und die Anordnung der Leiterseile (einschließlich der Erdseile) beeinflussen das Kollisionsrisiko in erheblichem Maße. Darüber hinaus spielen auch die Gebietskenntnis und der Entwicklungsstatus der Vögel eine Rolle. Betroffen sind v.a. Vogelarten mit schlechter Manövrierfähigkeit bzw. einem nach vorne eingeschränkten Sehfeld. Vor dem Hintergrund einer möglichen Adaption der Vögel an die Gefahrenquelle und der daraus möglicherweise resultierenden Meidung der kollisionskritischen Trassenbereiche ist das spezifische Nutzungsverhalten bzw. die Aufenthaltsdauer von Brut-, Rast- oder Zugvögeln in einem Gebiet eine wesentliche Einflussgröße für das Kollisionsrisiko. So können sich Brutvögel prinzipiell über die verhältnismäßig lange Dauer ihrer Anwesenheit an einem Ort an bestehende Strukturen und bauliche Veränderungen in ihrem Lebensraum gewöhnen und sich ihrer Umgebung anpassen. Allerdings sind bestimmte Brutvogelarten dennoch u.a. aufgrund ihrer Flugeigenschaften, einer Flugbalz und der genutzten

²¹⁷ Runge, K. et al. (2012)

²¹⁸ Beschluss des OVG Münster - Aktenzeichen: 11 B 289/08.AK.

²¹⁹ Runge, K. et al. (2012): S. 57.

²²⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 71.

Habitats betroffen. Rastvögel unterliegen aufgrund fehlender Ortskenntnisse in der Regel einer erhöhten Kollisionsgefahr. Bei Zugvögeln kommt es aufgrund der kurzweiligen Verweildauer in einem Gebiet nicht zu einem Gewöhnungseffekt an Freileitungen. Vor diesem Hintergrund gelten sie als besonders gefährdet. Besonders hohe Verlustzahlen sind in Durchzugs- und Rastgebieten mit großer Vogelanzahl zu verzeichnen. In feuchten, vorwiegend von Grünland beherrschten Niederungsgebieten mit starkem Vogelzug und hohen Rastbeständen verunglücken jährlich zwischen 200 und 700 Vögel pro Leitungskilometer durch Leitungsanflug. Von ähnlichen Verhältnissen ist an anderen Konzentrationspunkten des Vogelzuges wie an der Küste oder an Gebirgspässen auszugehen.²²¹ In Landschaften ohne besondere Bedeutung für den Vogelschutz ist von einer geringeren Gefährdung durch Höchstspannungsleitungen für Vögel auszugehen.²²²

Neben Kollisionen kommt es ferner durch Freileitungen zu einer Habitatentwertung, in Folge von Zerschneidung, Scheuchwirkung und Vergrämung bis hin zur permanenten Meidung und dadurch zu Beeinträchtigungen der Avifauna. Für einige Vogelarten wurden verminderte Raumnutzungsintensitäten bzw. Meidungen im Nahbereich von Leitungstrassen festgestellt. Dabei unterscheiden sich die Auswirkungen in ihrem quantitativen und qualitativen Ausmaß danach, ob sich die Vögel länger in einem Gebiet aufhalten oder es nur kurzzeitig frequentieren. Demzufolge sind insbesondere frei brütende Arten des Offenlandes wie Wiesenbrüter und Vögel der Agrarlandschaft betroffen, da sie auf offene, weite Landschaften, zum Schutz vor Fressfeinden (Greif- und Rabenvögeln), angewiesen sind.^{223, 224} Da Freileitungsmasten von diesen Prädatoren gern als Ansitzwarten genutzt werden, können unter Umständen Vergrämungseffekte und Eingriffe in das Räuber-Beute-Verhältnis auftreten.²²⁵ Rastvögel reagieren in ihren Rastgebieten mit mehr oder weniger ausgeprägtem Meideverhalten gegenüber Freileitungen, wodurch je nach Art wichtige Nahrungsflächen entwertet werden können. Dies ist bei Gänsen (*Anserinae*), Schwänen (*Cygnini*) und anderen Entenvögeln (*Anatidae*) insofern kritisch zu beurteilen, da für diese Vögel aufgrund ihrer pflanzlichen (herbivoren) Ernährungsweise die Größe der Fläche gleich Nahrungsangebot bedeutet. Auch für Rastvögel wie Kraniche (*Grus grus*), die in ihren traditionellen Herbstrastgebieten zwischen Schlafgewässer und Nahrungsfläche Strecken von bis zu über 20 km zurücklegen, reduzieren Freileitungen den nutzbaren Raum. Auch das Angebot an Ausweichmöglichkeiten bei Störungen wird eingeschränkt. Ausweichmanöver von Zugvögeln können die Zugstrecke teilweise erheblich verlängern. Sind sie durch kurzfristige Bremsmanöver oder Richtungsänderungen bedingt, bedeuten sie eine zusätzliche Kraftanstrengung für die Vögel, die den Energiehaushalt der Tiere zusätzlich belastet und zur Schwächung führt. In Summation könnte sich dies auf ihre Überlebens- und Reproduktionschancen auswirken.^{226, 227}

Insgesamt können die gemäß Kapitel 4 des BNatSchG geschützten Gebiete (z.B. Naturschutzgebiete, Nationalparke und Natura 2000-Gebiete) aufgrund ihrer Lebensraumfunktion in der Regel als sehr empfindlich gegenüber Leitungsbauvorhaben eingestuft werden.

²²¹ Runge, K. et al. (2012): S. 44 ff.

²²² Runge, K. et al. (2012): S. 47 f.

²²³ Von Oheimb, H. et al. (2006): S. 154 ff.

²²⁴ Helmecke, A., Hötker, H. (2010): S. 27 ff.

²²⁵ Altemüller, M., Reich, M. (1997): S. 111-127.

²²⁶ Runge, K. et al. (2012): S. 53.

²²⁷ Gedeon, K. et al. (2014)

Im **Betrieb** gehen Wartungs-, Pflege- und Reparaturarbeiten ggf. mit einem Rückschnitt hoher Gehölze sowie zusätzlichem Verkehrsaufkommen einher. Dabei kann es zu einer lokalen Zerstörung bzw. Beschädigung von Pflanzenbeständen und somit zu einer Lebensraumbeeinträchtigung, zu einer Tötung bzw. Verletzung von Tieren und/oder ihrer Entwicklungsformen sowie zu umfangreichen Störungen der Fauna kommen. Verglichen mit den Bauarbeiten ist das Ausmaß allerdings wesentlich geringer einzuschätzen. Störwirkungen durch Wartungs- und Kontrollarbeiten treten zudem sporadisch im Jahresverlauf auf, so dass erhebliche Störungen eine Ausnahme darstellen. Ebenso kommt der ornithologischen Diskussion hinsichtlich der elektrischen oder magnetischen Felder eine untergeordnete Rolle zu. Es gibt keine Hinweise darauf, dass ziehende Vögel, die sich am Erdmagnetfeld orientieren, durch niederfrequente Wechselfelder, wie sie bei Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen auftreten, in ihrer Zugorientierung beeinflusst werden.²²⁸ Nach heutigem Wissensstand kann die Wirkung der elektrischen und magnetischen Felder auf Vögel als vernachlässigbar eingestuft werden.²²⁹ Inwiefern die Betriebstemperaturen der Leiterseile von Höchstspannungs-Freileitungen, insbesondere bei Hochtemperaturleitern, zu Schädigungen bei den auf Leiterseilen rastenden Tieren führen können ist ungeklärt. Fraglich dabei ist, ob Vögel sich auf stromführende Leiterseile setzen. Sie werden überwiegend auf Erdseilen sitzend beobachtet. Allerdings können Anflugversuche von jungen und unerfahrenen Vögeln nicht ausgeschlossen werden. Ob diese dabei Schäden davontragen, wurde bisher nicht hinreichend untersucht. Stromschläge und Stromtod von Vögeln sind aufgrund des Abstandes zwischen Leiterseilen und Masten bzw. zwischen den einzelnen Seilen bei Höchstspannungsfreileitungen relativ unwahrscheinlich.²³⁰

4.2.2.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.2.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

Die durch den **Betrieb** von 380-kV-Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen anzunehmenden Gefährdungsfaktoren für Tiere und Pflanzen unterscheiden sich nicht wesentlich von denen für Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen. Es liegen jedoch erst wenige Erkenntnisse vor.²³¹ Hinsichtlich durch Luftionen hervorgerufener Veränderungen an Pflanzen liegen indifferente Studien vor. Darin wird von erhöhtem Pflanzentrockengewicht bei Getreidearten berichtet, von veränderten Frisch-, aber unveränderten Trockengewichten bei gesteigertem Wachstum oder von verstärktem Wachstum, höherer Fruchtzahl und Qualität von Tomaten.²³²

²²⁸ Mouritsen, H., Ritz, T. (2005): S. 406 ff.

²²⁹ Runge, K. et al. (2012): S. 44.

²³⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 50 f.

²³¹ Runge, K. et al. (2012): S. 59 f.

²³² Health Science Group (2011): S. 38.

4.2.2.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

In der **Bauphase** von Erdkabelverlegungen ist die Vegetation insbesondere durch die Trassenfreiräumung betroffen. Gegenüber Freileitungen kann die Trasse zwar schmaler sein (ca. 13 m bis 21 m bei vier Drehstrom-Systemen; noch schmaler bei der aufwendigeren Verlegung im Tunnel), jedoch ist es im Trassenbereich über die Beseitigung des hohen Bewuchses hinaus notwendig, die Flächen zu roden und den Oberboden im Vorfeld der Tiefbauarbeiten abzutragen. Hierdurch wird die Vegetationsdecke im gesamten Trassenverlauf vollständig zerstört. Soweit keine schwer wiederherstellbaren Biotoptypen betroffen sind, ist der Lebensraumverlust in weiten Bereichen temporär, da sich nach Abschluss der Bauarbeiten auf der Trasse neue Vegetation ansiedeln kann. Werden allerdings Trassen in Wäldern gerodet, verändert sich der Lebensraum im Trassenbereich dauerhaft, da eine Wiederbesiedlung nur eingeschränkt und zumindest nur unter Ausschluss tiefwurzelnder Pflanzenarten möglich ist. Im Bereich von baumfreien Trassen besteht ferner eine erhöhte Windwurf- und Bruchgefährdung der Randbäume.²³³ Weitere Vegetationsbeseitigung wird für die Anlage temporärer Baustraßen notwendig. Infolge der für den Bau von Erdkabeln erforderlichen, umfassenden Tiefbauarbeiten ist mit umfangreicher Baugrubenwasserhaltung bzw. umfangreichen Grundwasserabsenkungen sowie mit Verdichtungen bei offener Bauweise zu rechnen. Diese führen wiederum zu temporären bzw. dauerhaften Standortveränderungen, die temporäre bzw. dauerhafte und bei Grundwasserabsenkungen ggf. auch großräumige Auswirkungen auf die Wuchsbedingungen für die Vegetation und die Biotope haben. Der Umfang der Auswirkungen auf Vegetation und Biotope ist dabei von den in der Trasse vorkommenden Biotoptypen abhängig.²³⁴

Diese baubedingten Wirkungen auf die Vegetation führen durch den damit einhergehenden Lebensraumverlust bzw. die Lebensraumbeeinträchtigung zu entsprechenden Folgewirkungen auf die Fauna. Die Fauna kann in der Bauphase zusätzlich durch Emissionen von Lärm, Licht und Erschütterungen, durch Stoffeinträge in den Boden oder in die Gewässer, die sich durch die Ableitung von Grundwasser bzw. Lagerung von Boden ergeben, sowie durch den Baustellenbetrieb direkt beeinträchtigt werden. Temporär kann sich für Arten mit geringer Mobilität in geringem Umfang eine Barrierewirkung durch die lineare Baugrube ergeben. Der Umfang der Beeinträchtigungen ist dabei von den vorkommenden Arten und der Bauausführung abhängig. Die Art der Auswirkungen von Vegetationsentfernung, Emissionen und Baustellenbetrieb beim Bau von Erdkabeln ergeben sich für die einzelnen Artengruppen (z.B. für Insekten und Weichtiere, Amphibien, Reptilien, Vögel, Fledermäuse) analog zur Art der Auswirkungen beim Freileitungsbau. Die beeinträchtigte Fläche ist wegen der Trassenbreite zwar kleiner, aufgrund der umfangreicheren und streckenbegleitenden Tiefbauarbeiten ist jedoch der Umfang der Auswirkungen auf bodenlebende Tiere und auf Tiere mit kleinräumigen Aktionsradien größer. So kann ggf. die Entfernung entsprechender Bäume bei Altholz bewohnenden Käfern, zu Auswirkungen auf der Populationsebene führen.²³⁵

Auf die Verlegung von GIL im Boden sind die zu herkömmlichen Erdkabeln beschriebenen Auswirkungen auf die Flora und Fauna übertragbar. Aufgrund der Vormontage der Rohrsegmente vor Ort ist jedoch eine breitere

²³³ Institut für elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik der Technischen Universität Graz (2001): S. 32.

²³⁴ Runge, K. et al. (2012)

²³⁵ Ingenieurbüro Nickel GmbH (2008): S. 55.

Bautrasse notwendig. Bei der Verlegung von GIL in bereits bestehende Tunnel sind störende Auswirkungen während der Bauphase aufgrund von Anlieferung und Montage zu erwarten.²³⁶

Der während der Bauarbeiten gerodete Schutzstreifen hat auch **anlagebedingt** Auswirkungen auf Fauna, Flora und die Biotope. Der Umfang der Auswirkungen dieser Wirkfaktoren ist wiederum abhängig vom vorkommenden Biotoptyp. Der Trassenbereich steht nach der Bauphase erneut als Pflanzenstandort oder Habitat für Tiere –allerdings mit Einschränkungen– zur Verfügung. Anders als bei Freileitungstrassen, bei denen bestimmte Höhen von Gehölzen aus Sicherheitsgründen nicht zulässig sind, gibt es zur Pflege von Erdkabeltrassen keine belegten Aussagen. Allerdings lässt sich aus der Verlegeart und -tiefe der Erdkabel ableiten, dass tiefwurzelnde Gehölze zur Vermeidung von Schäden an den Leitungen nicht zulässig sind. Ferner lässt sich ableiten, dass die Anlage flachwurzelnder Gehölze zulässig sein dürfte. Dies bedarf jedoch weiterer Forschung. Derzeit wird wegen fehlender Erfahrungen in der Regel auf Gehölzwachstum über den Erdkabeltrassen verzichtet. Daraus lässt sich ableiten, dass bei einer Erdkabelverlegung entweder eine gezielte, gehölzfreie Bepflanzung vorgenommen und durch entsprechende Pflegegänge zur Vermeidung von natürlicher Verbreitung durch Aussaat aufrechterhalten wird. Oder es wird eine ausgesuchte (z.B. flachwurzelnde) Gehölzbepflanzung vorgenommen, die wiederum verbunden ist mit entsprechenden Pflegegängen, um eine natürliche Sukzession zu vermeiden. Hieraus ergibt sich, dass durch die Anlage der Schutzstreifen und die damit verbundenen Pflanzbeschränkungen die Auswirkungen insbesondere auf Gehölzbiotope erheblich ausfallen. Prinzipiell ergeben sich die Auswirkungen analog zu denen, die bei der Anlage von Freileitungen in Gehölzen entstehen. Abhängig von der Art der nach der Anlage im Trassenbereich zulässigen Gehölze fallen diese Auswirkungen jedoch umfangreicher als bei Freileitungen aus. Im Extremfall geht mit Verzicht auf Gehölzansiedlung der Lebensraum vollständig verloren und angrenzende Gebiete werden entsprechend überprägt.

Unsicher ist die Neuentstehung von Biotopen bei dauerhaften Auswirkungen des Kabelbaus auf den Bodenwasserhaushalt bei feuchtebeeinflussten Standorten sowie ggf. auch bei trockenen Standorten. Biotope in Feuchtgebieten, insbesondere Moore, Riede und Auenwiesen, stellen für die Verlegung von Erdkabeln nicht nur einen schlechten Baugrund dar, sondern sind auch in vielen ökologischen Faktoren sehr störanfällig.²³⁷ Trockenrasen und bestimmte Grünlandstandorte sind nur schwer regenerierbar. Veränderungen des Bodenwasserhaushalts (vgl. 4.2.3) haben Folgen für den Wuchsstandort der Pflanzen, die mit einer Verschiebung ihres Artenspektrums zusammenhängen, welche wiederum Auswirkungen auf die davon abhängige Fauna hervorruft.²³⁸

Landwirtschaftlich genutzte Flächen, insbesondere Ackerflächen, sind nach fachgemäß ausgeführten Tiefbauarbeiten, die übermäßige Bodenverdichtungen vermeiden, in der Regel gut regenerierbar. In Einzelfällen gibt es jedoch schutzwürdige Äcker und Ackerbrachen, deren Zustand nur bedingt regenerierbar ist. Die Lebensraumverluste auf Ackerflächen sind insofern marginal, als aufgrund der hohen Regenerierbarkeit der Ackerwildkräuter sowie aufgrund des durch regelmäßige Bewirtschaftung begründeten jährlich veränderten Bodengefüges eine rasche Wiederherstellung der Lebensraumfunktionen zu erwarten ist. Brutvogelhabitate der offenen Kulturlandschaft (Ackerschläge, Intensivgrünland) unterliegen aufgrund der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung ohnehin einem regelmäßigen Wandel. Abhängig von

²³⁶ Runge, K. et al. (2012)

²³⁷ Dierssen, K., Dierssen, B. (2008): S. 157 ff.

²³⁸ Runge, K. et al. (2012)

Intensivierungsgrad und Entwicklungspotenzial von Grünlandflächen ist in der Regel ebenfalls davon auszugehen, dass die Beeinträchtigungen der Lebensräume durch entfernte Vegetation und durch veränderten Boden maximal zwei bis drei Vegetationsperioden anhalten. Spätestens nach diesem Zeitraum sind die ursprünglichen Lebensraumstrukturen wieder hergestellt.^{239, 240}

Darüber hinaus ist im Bereich der Nebenanlagen eine Standortveränderung und ggf. Lebensraumbeeinträchtigung, im Falle einer Flächenversiegelung ein vollständiger Lebensraumverlust zu erwarten. Eine Übersicht der notwendigen Nebenanlagen und ihres Flächenverbrauchs findet sich in Kapitel 4.1.7. Wie bei der Anlage von Freileitungen können bei der Anlage von Erdkabeln geschützte Gebiete (z.B. Naturschutzgebiete, Nationalparke und Natura 2000-Gebiete, vgl. 4. Kapitel, 1. Abschnitt BNatSchG) aufgrund ihrer Lebensraumfunktion in der Regel als sehr empfindlich gegenüber Eingriffen eingestuft werden. Für den **Betrieb** sind Erdkabeltrassen zu pflegen. Anders als bei Freileitungstrassen, bei denen bestimmte Höhen von Gehölzen aus Sicherheitsgründen nicht zulässig sind, gibt es zur Pflege von Erdkabeltrassen keine belegten Aussagen. Aus Verlegeart und -tiefe (vgl. Kapitel 4.1.3) ist jedenfalls ableitbar, dass bei einer Erdkabelverlegung entweder eine gezielte, gehölzfreie Bepflanzung vorgenommen und durch entsprechende Pflegegänge der natürlichen Sukzession entgegengewirkt wird. Alternativ wäre ggf. eine ausgesuchte (z.B. flachwurzelnde) Gehölzbepflanzung denkbar, die wiederum verbunden wäre mit entsprechenden Pflegegängen, um die natürliche Sukzession zu verhindern. In beiden Fällen sind regelmäßige Pflegegänge und korrigierende Eingriffe in die sich entwickelnde Vegetation erforderlich, die in gehölzreichem Umfeld wegen des höheren Samenaufkommens umfangreicher ausfallen. Damit kommt es neben den baubedingten Auswirkungen auch betriebsbedingt wiederholt zu einer Standortveränderung, zu Lebensraumbeeinträchtigungen und regelmäßigen Störungen. Gegebenenfalls geht sogar mit dem Verzicht auf Gehölzansiedlung der Lebensraum vollständig verloren. Bei Gehölzverzicht werden angrenzende Bestände entsprechend beeinflusst (z.B. über höheren Lichteinfall und verstärkten Witterungseinfluss). Bodenlebende Tiere mit sehr geringer Mobilität und geringen Fluchtdistanzen (z.B. Weichtiere) könnten bei den Pflegearbeiten ggf. getötet bzw. verletzt werden. Verglichen mit den Bauarbeiten ist das Ausmaß aber wesentlich geringer. Verbundbeziehungen großräumig agierender Arten bzw. Artgruppen werden auch im Wald bei einer Trassenpflege unter Einsatz von (flachwurzelnden) Gehölzen nicht bzw. nicht wesentlich beeinträchtigt. Störwirkungen durch Wartungs- und Kontrollarbeiten treten zudem sporadisch im Jahresverlauf auf, so dass empfindliche Störungen eine Ausnahme darstellen.²⁴¹

Während der Betriebsphase von Erdkabeln ist in Abhängigkeit von der Größe des Leiterquerschnitts, thermischen Eigenschaften von Bettungsmaterial und Boden sowie insbesondere der Auslastung des Kabels eine Wärmeeinwirkung auf den Boden möglich, die kleinräumig Vegetation und Bodenlebewesen beeinflussen kann. Grundsätzlich sind hierbei negative Folgen für kältetolerante (psychrotolerante) Pflanzenarten denkbar, die bevorzugt an Nordhängen und in Senken siedeln. Auch können Verschiebungen in empfindlichen Entwicklungsphasen wie dem Frühjahrsaustrieb stattfinden. Insbesondere wenn seltene Ausnahmesituationen (z.B. Spätfrost) mit über lange Zeit andauernder, deutlich erhöhter Wärmeemission und phänologisch empfindlichen Entwicklungsphasen (z.B. Frühjahrsaustrieb) auf schlecht ableitenden Böden

²³⁹ Ingenieurbüro Nickel GmbH (2008): S. 33 ff.

²⁴⁰ Runge, K. et al. (2012)

²⁴¹ Runge, K. et al. (2012)

zusammentreffen, können Beeinträchtigungen nicht ausgeschlossen werden.²⁴² In Bezug auf die Landwirtschaft ist möglicherweise aufgrund der im Normalbetrieb geringen Wärmeemissionen einerseits und der Robustheit heutiger Kultursorten andererseits nicht mit nennenswerten Beeinträchtigungen zu rechnen. Belastbare Untersuchungen, die der Komplexität möglicher Bodentypen, Anbausorten und Kabelbelastungssituationen auf Höchstspannungsebene gerecht werden, fehlen jedoch noch weitgehend. Wichtig ist letztlich die technische Auslegung des jeweiligen Kabels.²⁴³

4.2.2.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.2.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.2.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Bei der Kabelverlegung in der **Bauphase** wird der Boden durch Verdrängung, Kompaktion und Sedimentumlagerung mechanisch beansprucht. Je nach Sedimentstruktur und Wassertiefe kommen verschiedene Verlegetechniken zum Einsatz, von denen spezifische Wirkfaktoren ausgehen. Durch die Flächenbeanspruchung des Meeresbodens kann es zu einer direkten Schädigung oder Zerstörung, am Boden lebender Organismen und deren Habitate, kommen (z.B. Riffe und Seegraswiesen). Außerdem können bei der Verlegung von Seekabeln Organismen freigelegt oder verlagert und somit indirekt geschädigt werden, da das entsprechende freigelegte Benthos (sessile oder bewegliche lebende Organismen, die im Meer an Substratoberflächen gebunden sind oder die in Weichsubstraten leben)²⁴⁴ für Beutegreifer leicht zugänglich ist. Beispielsweise nutzen Zugvögel insbesondere die Boddengewässer, das Watt und Sandbänke als Nahrungsgebiet.^{245, 246, 247}

Durch den Eingriff in die Morphologie (z.B. Sedimentumlagerung und Verdichtung mit ggf. sekundärer Graben- und Prielbildung) ist zudem lokal mit Struktur- und Funktionsverlusten für das Benthos zu rechnen. Es kann zu lokalen Veränderungen der Benthosgemeinschaft kommen.²⁴⁸ Die Schädigung oder Zerstörung benthischer Organismen tritt in der Regel nur kurzfristig auf. Aufgrund der geringen Eingriffsbreite ist generell mit einer zügigen Wiederbesiedlung durch Larvenfall und eine Einwanderung adulter Individuen zu rechnen. Im Gesamtsystem verbleibt im Falle dieser kleinräumigen Störungen ausreichend Potenzial an Organismen zur Wiederbesiedlung. Bei Weichsubstraten erfolgt diese in der Regel innerhalb von ein bis drei Jahren. Sofern langlebige, große, langsam wachsende oder seltene Arten betroffen sind (z.B. *Mya truncata*, *Mactra stultorum* und *Ensis ensis*) sind auch längere Regenerationszeiträume möglich. Für größere

²⁴² Uther, D. et al. (2009)

²⁴³ Runge, K. et al. (2012)

²⁴⁴ Sommer, U. (2005): S. 20.

²⁴⁵ Technische Universität Berlin (2003): S. 138.

²⁴⁶ Narberhaus, I. et al. (2012)

²⁴⁷ Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN) (2012)

²⁴⁸ IBL Umweltplanung (2012a)

Wasserpflanzen (Makrophyten) ist jedoch von längeren Wiederbesiedlungsprozessen auszugehen.^{249, 250} Bei der Kabelverlegung mittels hydraulischer Verfahren im Sublitoral treten zudem Sedimentaufwirbelungen und Trübungsfahnen im Wasserkörper auf. Hierdurch können insbesondere Eier und Larven von Benthos sowie von Fischen direkt geschädigt werden, sofern sie in die Spülschwertapparatur eingesaugt werden oder der Kiemenapparat verklebt und die Respiration eingeschränkt wird. Grundsätzlich ist jedoch von einem Meideverhalten adulter Fische auszugehen. In Bezug auf Fische ist daher von einer Stör- und Scheuchwirkung auszugehen.^{251, 252, 253}

Durch die Trübungsfahnen wird die Lichtverfügbarkeit im Wasserkörper reduziert. Bei einem länger anhaltenden Effekt würde das Absterben von lichtabhängigen Algen und Makrophyten (z.B. Seegraswiesen) die Folge sein. Außerdem können beim erneuten Absinken des freigesetzten Sediments sessile Organismen wie Muscheln (*Bivalvia*) und Vielborster (*Polychaeta*), Makrophyten und Fischlaich verschüttet werden. Arten der sandigen Bereiche sind aufgrund der natürlich auftretenden hydromorphologischen Umlagerungsprozesse (bedingt) an solche Überschüttungen angepasst. Ein Teil des Makrozoobenthos kann sich daher wieder freigraben bzw. in die bevorzugten oberen Schichten des Sediments zurückwandern. Für Polychaeten wie *Nereis spp.* und *Nephtys spp.* ist bekannt, dass sie eine bis zu 60 cm dicke Schlickschicht oder eine bis zu 85 cm dicke Feinsandschicht überwinden können. Bei *Tellina spp.* hingegen ist eine letale Überdeckung mit Schlick bei 38 cm (Feinsand bei 45 cm) erreicht. Die Intensität der o.g. Wirkungen ist von der Konzentration suspendierter Partikel abhängig. Diese wiederum ist je nach Gehalt an Feinbestandteilen des Bodensubstrates und der hydrogeografischen Situation unterschiedlich ausgeprägt. Monitoringergebnisse für die Baggerung von Fahrrinnen konnten jedoch zeigen, dass erhöhte Trübungen im Bereich von 100 bis maximal 200 m vom Bagger entfernt auftraten und geringfügige Trübungen bis maximal 500 m vom Bagger entfernt nachweisbar waren. Die Fahnen lösten sich in der Regel innerhalb einer Stunde wieder auf. Für die Kabelverlegung sind deutlich geringere Trübungen zu erwarten. Aufgrund der sehr kurzen Einwirkungszeiten sowie natürlicher Ereignisse mit ähnlicher Wirkungsintensität ist daher keine maßgebliche Beeinflussung des Zoobenthos oder Makrophytenvorkommen zu erwarten.^{254, 255, 256}

Durch das Einspülverfahren kann es je nach Untergrund zu einer Freisetzung von sedimentgebundenen Schadstoffen sowie Nähr- und Schadstoffen kommen. Wenn organische Stoffe umfangreich in Lösung gebracht würden, könnte dies dazu führen, dass der Sauerstoffgehalt abnimmt und sessile benthische Organismen sowie Fischlaich dadurch geschädigt werden bzw. absterben. Dass durch den Spülvorgang aufgewirbelte Sedimente aus dem sauerstofffreien Milieu zu einer messbaren Sauerstoffzehrung führen könnten, wird jedoch als äußerst unwahrscheinlich eingeschätzt. Der beim Einspülverfahren erzeugte Lärm und die Vibrationen verursachen eine Scheuchwirkung auf Fische. Inwiefern sich Lärm, beispielsweise

²⁴⁹ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 135 ff.

²⁵⁰ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2012a)

²⁵¹ Technische Universität Berlin (2003): S. 100 ff.

²⁵² Janssen, G. et al. (2008): S. 85

²⁵³ Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr (2011): S. 53

²⁵⁴ Technische Universität Berlin (2003): S. 100 ff.

²⁵⁵ Janssen, G. et al. (2008): S. 86

²⁵⁶ Essink, K. (1996): S. 12 ff.

während der Bauphase und später während des Betriebs, auf die Fischfauna auswirkt, ist derzeit nicht ausreichend bekannt.^{257, 258, 259}

Marine Säuger sind in der Bauphase in erster Linie durch Schallentwicklung sowie physische Beeinträchtigung ihrer Lebensräume betroffen. Der Schweinswal (*Phocoena phocoena*), eine nach Anhang IV der Fauna-Flora-Habitatrichtlinie (FFH_RL)²⁶⁰ der Europäischen Gemeinschaft streng geschützte Art, reagiert besonders empfindlich auf Schall. Eine hohe Schallentwicklung ist v.a. beim Bau von Fundamenten für Offshore Windenergieanlagen und Konverter- bzw. Umspannplattformen zu erwarten. Die Schallentwicklung beim Bau von Seekabeln ist als deutlich geringer einzustufen. Hier kann es zu Scheuch- und/oder Anlockwirkungen kommen, die zu Stress und im Extremfall zu Störungen in der Aufzucht führen können (Trennung von Mutter-Kalb-Paaren). Durch den baubedingten Schiffsverkehr kann es ebenfalls zu Scheuch- oder Anlockwirkungen kommen, die allerdings nicht über das Maß des „normalen“ Schiffsverkehrs hinausgehen.

Bei den ebenfalls nach Anhang IV der FFH-RL geschützten Arten Seehund (*Phoca vitulina*) und Kegelrobbe (*Halichoerus grypus*) ist einerseits mit physischer Lebensraumzerstörung zu rechnen, andererseits z.B. mit Scheuchwirkungen durch Lärm, Verkehr und menschliche Präsenz. Bei Störungen in der Aufzuchtzeit kann es zu Trennung von Mutter-Kind-Paaren, Unterernährung von Jungtieren (Störung des Stillrhythmus') und im Extremfall zum Tod der Jungen kommen (Nabelentzündung durch Wegrobben bei Flucht).²⁶¹

Scheuchwirkungen auf die Avifauna sind während der Bauphase durch den Prozess der Seekabelverlegung, durch die Errichtung seeseitiger Baustellen zur Deichunterbohrung und durch den täglichen Zugang zu den Baustellen zu erwarten. Dies kann zu Störungen in Brut-, Mauser-, Rast-, Nahrungs- und Überwinterungsgebieten führen. Grundsätzlich betroffen von den Wirkungen der Bauphase sind sämtliche Zonen des Wattenmeeres. Im Eulitoral sind in den durch Bauaktivitäten betroffenen Bereichen, Störungen bei der an die Gezeitenphasen angepasste Nahrungsaufnahme zu erwarten. Im Supralitoral muss im Bereich der Salzwiesen bei ufernahen Bauarbeiten zudem mit Störungen von Brutplätzen gerechnet werden. Im Sublitoral stehen Störungen der Mauser- und Überwinterungsplätze von teils in ihrer Manövrierfähigkeit eingeschränkten Vogelarten im Vordergrund. Störungen der Brut-, Mauser-, Rast-, Nahrungs- und Überwinterungsplätze stellen grundsätzlich negative Umweltauswirkungen für die Avifauna dar. Diese sind zwar zeitlich und räumlich begrenzt und können durch entsprechende Bauzeitenplanung im Hinblick auf Brut- und Zugaktivitäten oder Mauserzeiten gemindert werden. Allerdings sind fast zu jeder Jahreszeit bestimmte, teils besonders schutzwürdige Vogelarten nach Anhang I der europäischen Vogelschutzrichtlinie²⁶² betroffen. Das Wattenmeer ist für einige Gänse- und Enten-, v.a. aber für

²⁵⁷ Technische Universität Berlin (2003): S. 100 ff.

²⁵⁸ Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr (2011): S. 50 ff.

²⁵⁹ IBL Umweltplanung (2012a)

²⁶⁰ RL 92/43/EWG: Richtlinie zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (FFH-RL) ist seit dem 5. Juni 1992 in Kraft und liegt seit dem 01.01.2007 in konsolidierter Fassung vor.

²⁶¹ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 487 ff.

²⁶² RL 2009/147/EG: Ziel der Vogelschutzrichtlinie ist es, sämtliche im Gebiet der EU-Staaten natürlicherweise vorkommenden Vogelarten einschließlich der Zugvogelarten in ihrem Bestand dauerhaft zu erhalten, und neben dem Schutz auch die Bewirtschaftung und die Nutzung der Vögel zu regeln.

küstengebundene Watvogelarten von existenzieller Bedeutung.²⁶³ Auf ihrer Wanderung in die Brut- oder Winterquartiere legen zahlreiche Wasservogelarten regelmäßig einen Zwischenstopp in den Boddengewässern und dem Wattenmeer ein.²⁶⁴ Hier findet der für den Weiterzug notwendige Aufbau von Fettreserven statt. Für mausernde Wasservögel haben Störungen gleichfalls negative Wirkung. Sie sind für drei bis fünf Wochen flugunfähig, in dieser Zeit sehr scheu und auf nahrungsreiche, störungsarme Gewässer angewiesen. Störungen kosten die flugunfähigen Tiere überproportional viel Energie, reduzieren die während der Mauser notwendigen Reserven und setzen die Vögel zusätzlichen Gefahren aus. Unter witterungsbedingt ungünstigen Verhältnissen können zudem einzelne, möglicherweise auch zahlreiche Individuen mit Verlegungsschiffen kollidieren. Dieses Kollisionsrisiko ist durch die Anlockeffekte bei flutlichtunterstützten Arbeiten^{265, 266} sowie durch die über das Wasser gespannten Fährdrähte²⁶⁷ bedingt.²⁶⁸

Ähnliches wie die hier aufgezeigten Wirkungen auf die Vögel gilt auch für einige Fledermausarten, die jahreszeitliche Wanderungen über das Festland als auch entlang der Küstenlinie durchführen. Einzelnachweise auf einigen Ölplattformen deuten außerdem darauf hin, dass im Zuge der Wanderung z.B. auch die Nordsee von Fledermäusen gequert wird.²⁶⁹

Da die Seekabel mind. 1,5 m tief im Meeresboden verlegt werden, treten **anlagebedingte** Wirkungen nur im Zusammenhang mit den Kreuzungsbauwerken auf. Die Steinschüttungen stellen dabei ggf. einen Habitatverlust bzw. eine Habitatveränderung dar. In Gebieten mit Sanden, Schluffen und Schlickern ändern sich die strukturellen Eigenschaften des Biotops. Hierdurch kann es dazu kommen, dass sich die lokale benthische Artengemeinschaft verändert und standortuntypische Arten angesiedelt werden. Auch für Fischarten, die an Weichsubstrate gebunden sind, ist ein Lebensraumverlust zu erwarten. Allerdings kann auch von einer positiven Wirkung auf Fische ausgegangen werden. Durch die künstlichen Hartsubstrate entstehen neue Laichplätze für Substratlaicher. Die eingebrachten Hartböden sind mit den markanten Hartböden der Block- und Steingründe vergleichbar. Durch die Wechselwirkung zwischen den Steinschüttungen und der Hydrodynamik kann es möglicherweise zu einer Veränderung der Strömungsverhältnisse kommen. In der Folge werden sandige Sedimente dauerhaft aufgewirbelt und umgelagert. Die Folgen können Kolkbildung und Substratveränderungen sein. Auch dies kann sich auf die lokale Artenzusammensetzung von Weichbodengemeinschaften auswirken.^{270,271, 272}

²⁶³ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 84 f.

²⁶⁴ Wahl, J. et al. (2011): S. 6.

²⁶⁵ Hüppop, O. et al. (2009): S. 232 ff.

²⁶⁶ Schomerus, T. et al. (2007): S. 137.

²⁶⁷ Linders, H.-W. et al. (2011b)

²⁶⁸ Wahl, J. et al. (2011): S. 4 ff.

²⁶⁹ Frey, K. et al. (2012): S. 128 ff.

²⁷⁰ Janssen, G. et al. (2008): S. 84 f.

²⁷¹ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2012b)

²⁷² IBL Umweltplanung (2012a)

Die Auswirkungen von ggf. anfallenden Reparaturarbeiten entsprechen denen der baubedingten Wirkungen. Das Kabel muss freigespült, repariert und wieder eingegraben werden. Dies beschränkt sich jedoch immer auf einen sehr kurzen Abschnitt der Kabeltrasse (vgl. Kapitel 4.1.5). Für die Avifauna sind ebenfalls Störungen mit Scheuchwirkungen analog zur Bauphase zu erwarten. Mit erhöhtem Wartungsaufwand ist für Bereiche mit starker Sedimentwanderung zu rechnen, da die Verlegungstiefe der Seekabel infolge instabiler Morphologie einem dynamischen Prozess unterliegt, was u.a. Freispülungen bedingen kann. Zur Überprüfung der Lage und Überdeckung der Kabel werden regelmäßige Schiff-Surveys (in der Regel ein Jahr nach der Verlegung, dann im mehrjährigen Turnus, wenn keine größeren Abweichungen von der ursprünglichen Verlegung erkennbar sind) durchgeführt. Die hierdurch auftretenden Störungen von Arten sind jedoch aufgrund der geringen Frequenz und Intensität sowie kurzen Dauer als sehr gering einzustufen.²⁷³

Durch den Stromtransport während des **Betriebs** der Seekabel wird das umgebende Sediment erwärmt. Solch eine Erwärmung kann sich zum einen auf den Reproduktionszyklus des Zoobenthos auswirken und zum anderen die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Substrates verändern, was wiederum zu einer lokalen Veränderung der Artengemeinschaft und/oder zu einer Erhöhung der Invasibilität am Standort führen kann. Gegebenenfalls wird die winterliche Mortalität von einigen Benthosarten verringert. Auch die Möglichkeit der Vermehrungszunahme von Bakterien (z.B. *Clostridium botulinum*) ist nicht auszuschließen. Im Vergleich zur gesamten Sedimentmasse sind jedoch verhältnismäßig geringe Volumina erwärmten Sediments zu erwarten. Nach BSH-Standard²⁷⁴ und Vorgaben der Nationalparkverwaltung Niedersächsisches Wattenmeer wird durch entsprechende Verlegungstiefen der Grenzwert von 2 K Erwärmung 30 cm unter der Wattenmeersohle bzw. 20 cm unter Meeresboden in der AWZ eingehalten. Da die meisten am Meeresgrund lebenden Organismen nur die Oberflächenschicht des Sediments besiedeln, ist daher nicht von signifikanten Wärmewirkungen auszugehen. Das Makrozoobenthos ist größtenteils in den oberen 20 bis 35 cm aufzufinden.²⁷⁵ Gemäß Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“ (StUK4)²⁷⁶ vom BSH ist ein Monitoring für die Untersuchung der potenziellen Auswirkungen von Seekabeltrassen hinsichtlich Benthos, Biotopstruktur und Biotoptypen erforderlich. Demnach muss jede Biotopstruktur, die anhand der Sedimentuntersuchungen entlang des Kabelverlaufs festgestellt wurde, mit mindestens drei Transekten belegt sein. Identifizierte Verdachtsflächen von nach § 30 BNatSchG geschützten Biotoptypen sind nach StUK4 zur räumlichen Abgrenzung zusätzlich entsprechend den aktuellen Kartieranleitungen des Bundesamts für Naturschutz (BfN) zu untersuchen. Außerdem sind ein Jahr nach Inbetriebnahme der Seekabelsysteme Untersuchungen der benthischen Lebensgemeinschaften an den gleichen Transekten wie in der Basisaufnahme durchzuführen.²⁷⁷

Beim Betrieb von Drehstromleitungen entstehen magnetische und durch Bewegung (z.B. Meeresströmungen, Fischbewegungen oder Blutkreislauf der Fische) sekundär induzierte elektrische Felder. Primäre elektrische Felder werden durch die Isolierung der Kabel abgeschirmt und treten nicht nach außen auf.²⁷⁸ Gravierende

²⁷³ IBL Umweltplanung (2012a)

²⁷⁴ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

²⁷⁵ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013): S.11f.

²⁷⁶ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013c)

²⁷⁷ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013a): S. 98.

²⁷⁸ Kullnick, U., Marhold, S. (2000): S. 5 f.

schädliche Einflüsse der elektromagnetischen Felder auf Fische (z.B. genetische Schäden, Gewebeschäden, etc.) sind nicht bekannt. Elektromagnetische Felder können sich jedoch auf die Orientierung von Meeresfischen während ihrer Wanderungen auswirken und/ oder Scheuchwirkungen auslösen. Dabei spielen die artspezifische Sensitivität und Biologie sowie Wanderbewegung eine entscheidende Rolle. Fischarten, die zum Überleben großräumige und ggf. relativ häufige Wanderungen durchführen müssen, sind den Wirkfaktoren der Seekabel wahrscheinlich häufiger ausgesetzt. Direkt am Boden wandernde Fischarten sind zudem stärkeren magnetischen und elektrischen Feldern ausgesetzt als (pelagische) Arten, die sich im Freiwasserbereich bewegen. Schließlich ist auch die Wahrnehmungs- und Wirkschwelle gegenüber elektromagnetischen Feldern sehr unterschiedlich ausgeprägt. Zu den besonders betroffenen Gruppen zählen Heringe (*Clupeidae*), Haie (*Selachii*) und Rochen (*Batoidea*), Plattfische (*Pleuronectiformes*) und andere bodennah wandernde Fischarten sowie Fischeier und -larven.²⁷⁹ Ein signifikanter Einfluss von Drehstrom-Seekabeln auf das Migrationsverhalten von verschiedenen Fischarten wurde im Rahmen eines Monitorings der Windenergieanlagen Nysted und Horns Rev herausgefunden (132 kV Drehstrom, 50 Hz, Verlegungstiefe 1 m, Wassertiefe 3 bis 8 m). Es wurde festgestellt, dass die Kabel ein Hindernis, jedoch keine Barriere für die Migration darstellen. Die magnetischen Drehstromfelder sind nur innerhalb eines Radius von ca. 1 m um das Kabel von Bedeutung (bei einem Stromfluss von 1.600 A). Bereits nach 50 cm werden natürliche Werte erreicht. Das Magnetfeld ist an der Oberfläche des Leiters am größten und fällt nach der Funktion $1/x$ ab. Aufgrund des relativ geringen Wirkraums der elektromagnetischen Felder ist von lediglich geringen Wirkungen auf die Orientierung auszugehen.²⁸⁰ Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Orientierungssysteme höher entwickelter Tierarten multifaktorielle Systeme sind. Die magnetische oder elektrische Information stellt somit nur einen Parameter unter mehreren Faktoren dar. In der Fachliteratur²⁸¹ wird davon ausgegangen, dass die meisten Fischarten in ihrem Richtungsverhalten nur dann auf veränderte Erdmagnetfelder reagieren, wenn keine weiteren Orientierungsfaktoren zur Verfügung stehen. Sofern sich das Migrationsverhalten von Beutefischen verändern sollte, können so auch indirekt marine Säuger durch die Feldwirkungen betroffen sein. Die Nahrungsgründe könnten sich verschieben oder sogar verloren gehen. Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern auf die Orientierung der marinen Säuger sind bislang nicht erwiesen. Gleiches gilt für die Avifauna. Zwar orientieren sich einige Vogelarten im Flug u.a. an Magnetfeldern. See- und Wasservögel gehören aber nicht dazu. Außerhalb des Wassers kommen Vögel mit den von Seekabeln ausgehenden Feldern nicht in Kontakt. Beim Tauchen nach Beute spielen die elektromagnetischen Felder keine Rolle.²⁸²

4.2.2.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.2.5 entsprechend. Generell ist bei Gleichstrom zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau- und anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt einhergeht. Eine Ausnahme bildet dabei der Einsatz von monopolaren bzw. einpoligen Kabelsystemen²⁸³ (vgl.

²⁷⁹ Fricke, R. (2000): S. 1.

²⁸⁰ Bochert, R. (2009): S. 32 f.

²⁸¹ Kullnick, U., Marhold, S. (2000)

²⁸² Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

²⁸³ Beispielsweise das BALTIC-Cable zwischen Deutschland und Schweden, das seit 1995 am Netz ist.

Kapitel 4.1.6), bei denen im Meer primäre elektrische Felder aufgebaut werden. Bei Knochenfischen (*Osteichthyes*) sind bislang keine Reaktionen für statische Felder bis 6 V/m bekannt. Sie reagieren eher auf Wechselfelder. Die Schwellenwerte liegen je nach Art bei 10 bis 30 V/m. Allerdings reagieren Fische mit spezialisierten Elektrozeporen auch auf extrem schwache Gleichfelder. Das betrifft insbesondere Knorpelfische (*Chondrichthyes*), wie Haie und Rochen, die noch elektrische Feldstärken von 0,1 bis 0,5 $\mu\text{V}/\text{m}$ wahrnehmen können, z.T. sogar nur 0,02 $\mu\text{V}/\text{m}$. Die Elektrozeporen (Lorenzinsche Ampullen) sind ein hochempfindlicher Gleichspannungsmesser, der der passiven Orientierung dient. Es werden die (durch Magnetfelder induzierten) statischen elektrischen Felder wahrgenommen²⁸⁴ und zur Orientierung und Jagd genutzt. Störe (*Acipenser*) stellen einen Übergang zwischen Knorpel- und Knochenfischen dar und besitzen ebenfalls Elektrozeporen, die morphologisch und phylogenetisch denen der Knorpelfische entsprechen. Ihre Wahrnehmungsschwellen sind nicht erforscht. Jedoch rufen bereits Felder von 100 $\mu\text{V}/\text{m}$ starke elektrophysiologische Antworten hervor. Auch Aale (*Anguillidae*) und Neunaugen (*Petromyzontidae*) besitzen in ihrem Seitenlinienorgan spezielle Elektrozeporen, mit denen sie induzierte elektrische Gleichfelder wahrnehmen können und zur Orientierung nutzen. Aufgrund der relativ geringen Wahrnehmungsschwellen kann auch hier eine Beeinträchtigung des Orientierungsverhaltens nicht ausgeschlossen werden. Aale besitzen eine Wahrnehmungsschwelle für elektrische Felder von 0,067 mV/m. Bei Neunaugen liegt diese bei 0,1 bis 1 mV/m.²⁸⁵ Da statische Felder von ca. 10 $\mu\text{V}/\text{m}$ denjenigen Feldern ähneln, die die Beute im Wasser erzeugt, wirken sie anlockend. Daher können schwache Felder der Seekabel eine vermeintliche Beute simulieren und so bei häufigem Vorkommen das Jagdverhalten einiger Arten stören.²⁸⁶

Das Magnetfeld fällt mit zunehmendem Abstand zu den Leitern nach der Funktion $1/x$ ab. Die magnetischen Flussdichten liegen bei monopolarer Kabeltechnik bis zu einem Abstand von 6 m zum Kabel noch über dem natürlichen geomagnetischen Feld (rd. 50 μT). Sie sind aber auch darüber hinaus noch existent. Bei einer Annäherung von Tieren, die das natürliche Erdmagnetfeld als einen Parameter zur Orientierung nutzen, bis an diese 6 m, ist eine Beeinflussung wahrscheinlich.²⁸⁷ Ein negativer Einfluss der statischen Magnetfelder im Mikrotelsa-Bereich auf die Überlebensrate, Fitness, den Sauerstoffverbrauch oder die Vermehrung konnte bislang nicht ermittelt werden. Dies gilt für diverse Fische, Weichtiere, Vielborster, Stachelhäuter und Krebse.²⁸⁸

4.2.3 Boden

Naturwissenschaftlich ist Boden ein vierdimensionaler Naturkörper, in dem sich Gestein, Wasser, Luft und Lebewelt durchdringen.²⁸⁹ Gemäß § 2 Abs. 1 Bundesbodenschutzgesetzes (BBodSchG)²⁹⁰ ist Boden definiert als „die obere Schicht der Erdkruste, soweit sie die Träger der in Abs. 2 genannten Bodenfunktionen ist, einschließlich der flüssigen Bestandteile (Bodenlösung) und der gasförmigen Bestandteile (Bodenluft), ohne

²⁸⁴ Arten ohne spezialisierte Elektrozeporen reagieren stärker auf Wechselfelder als auf statische Felder.

²⁸⁵ Fricke, R. (2000): S. 43.

²⁸⁶ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013)

²⁸⁷ Technische Universität Berlin (2003)

²⁸⁸ Bochert, R. (2009)

²⁸⁹ Stahr, K. (1984): S. 228 ff.

²⁹⁰ BBodSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten vom 17. März 1998 (BGBl. I S. 502), das zuletzt durch Art. 5 Abs. 30 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.

Grundwasser und Gewässerbett. Für das Schutzgut Boden sind im Sinne der SUP im Wesentlichen die natürlichen Funktionen des Bodens als Teil des Ökosystems und seine Archivfunktion zu betrachten. Der Boden bildet zusammen mit der bodennahen Luftschicht den Lebensraum für die Lebensgemeinschaft aus Pflanzen, Tieren und Mikroorganismen. Er ist Bestandteil des Naturhaushalts, insbesondere des Wasser- und Nährstoffkreislaufs, sowie Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium für stoffliche Einwirkungen auf Grund seiner Filter-, Puffer- und Stoffumwandlungseigenschaften und hat damit auch Schutzfunktionen für das Grundwasser. Weiterhin erfüllt der Boden Funktionen als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte sowie Nutzungsfunktionen. Der Boden kann darüber hinaus auch als Ressource im Hinblick auf die Erhaltung und Förderung von Gesundheit und Wohlbefinden des Menschen angesehen werden.^{291, 292, 293}

4.2.3.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Beim Freileitungsbau treten die Auswirkungen auf das Schutzgut Boden überwiegend in der **Bauphase** auf. Im Umfeld der Baustellen und auf den Fahrwegen wird der Boden mit schweren Baufahrzeugen befahren. Dies kann zu Verdichtungen führen. Durch das Zusammenpressen des Bodens kommt es zu einer Verringerung des Porenvolumens und zu einer Unterbrechung vertikaler Porengänge, die für den Wasser- und Luftaustausch eine entscheidende Rolle spielen. Primär ist die Regler- und Speicherfunktion der Böden für den Wasserhaushalt betroffen. Durch geringere Versickerungsraten trocknet der Boden langsamer ab und neigt zu Staunässe und damit zu einer mangelnden Durchlüftung. Die Folgen sind eine verstärkte Aktivität von anaeroben Bakterien und ein veränderter Stoffhaushalt mit negativen Auswirkungen auf das Grundwasser und die Atmosphäre. Darüber hinaus ist das Pflanzenwachstum beeinträchtigt, da durch fehlende Grobporen die Durchwurzelbarkeit des Bodens sinkt und Nährstoffe schlechter über die Wurzeln aufgenommen werden können. Durch schwere Geräte hervorgerufene Strukturschäden und Verdichtungen im Unterboden können irreversibel sein. Insbesondere feuchte und nasse Böden können schon bei einmaligem Überfahren mit schweren Baumaschinen geschädigt werden.

Neben der Verdichtung des Bodens besteht insbesondere bei geringmächtigen Böden und in Hanglagen das Risiko der Erosion. Bodenerosion ist zunächst ein natürlicher Prozess in der Bodenentwicklung. Allerdings wird durch die intensive Nutzung der Böden in Mitteleuropa ein z.T. erhebliches Ausmaß in Gegenden hervorgerufen, in denen Erosion von Natur aus keine oder eine nur sehr geringe Rolle spielen würde. In der Folge führt Bodenerosion zur Boden- und Schadstoffumlagerung auf den Flächen selbst, aber auch in die Umwelt. Auf den betroffenen Flächen kann es durch die Bodenverluste zu Veränderungen der Bodenhorizonte kommen, was sich auf die natürlichen Bodenfunktionen negativ auswirkt. In der Umwelt kommt es zu Stoffeinträgen in Gewässer oder auf andere Flächen, die dort wiederum Beeinträchtigungen hervorrufen. Neben der Umlagerung durch die Bauarbeiten kann der Erosionsprozess durch die Freilegung des Bodens, z.B. durch Kahlschlag bei einer Trassenführung im Wald gefördert werden.^{294, 295}

Die **Anlage** von Freileitungen und die damit einhergehende Versiegelung führen zu einem dauerhaften Verlust der Bodenfunktion. Dies trifft v.a. auf die Mastfundamente und die Nebenanlagen zu. Darüber hinaus

²⁹¹ Rosenkranz, D. et al. (2015)

²⁹² Machtolf, M. (2015)

²⁹³ Chemnitz, C. et al. (2015): S. 12 ff.

²⁹⁴ Blume, H.-P. et al. (2010): S.506 ff.

²⁹⁵ Haber, W. (2014): S.158 f.

führen breite Schneisen in walddreichen Gebieten zu großräumigen Bodenveränderungen, insbesondere durch Austrocknung. Im Schneisenbereich kann es ferner zur Aushagerung ehemals durchwurzelter Böden durch den Abtrag mineralischer und organischer Masse kommen. Ausschlaggebend hierfür sind die jeweiligen Bodenverhältnisse, die nur standörtlich bewertet werden können. Das notwendige Freihalten der Trasse von hoch wachsenden Sträuchern und Bäumen kann sich unter Umständen qualitativ auf den Boden und seine Funktionen auswirken und auch quantitativ zum Verlust der Bodenhorizonte, z.B. durch Erosion führen.

Witterungsbedingt kann es bei Freileitungsmasten zu Stoffeinträgen in den Bodenhaushalt kommen. Bis vor kurzem wurden blei- oder zinkhaltige Korrosionsschutzanstriche verwendet, die bei einem Eintrag den Boden erheblich belasten. Die Korrosion der Masten führt zur Auswaschung der zinkhaltigen Grundierungsschicht an den Masten, so dass der allgemein gültige Richtwert für Zinkeinträge im umgebenden Boden vielfach überschritten wird. Auch mit Bleimennige behandelte Masten können zu einem erhöhten Eintrag von Blei in den Boden führen. Alle 25 bis 30 Jahre werden Wartungsarbeiten durchgeführt, bei denen es im Falle unsachgemäßer Entrostungs- und Streicharbeiten zu Schadstoffeinträgen in den Boden kommen kann.²⁹⁶ Seit einigen Jahren werden für neue Masten jedoch feuerverzinkte und damit umweltfreundlichere Materialien eingesetzt. Bei Um- und Rückbauarbeiten älterer Freileitungstahlmasten sollte eine Schadstoffprüfung des Bodens und den Ergebnissen angemessene Sanierungsmaßnahmen wie ein Bodenaustausch durchgeführt werden. Außerdem ist bei Wartungsarbeiten an Freileitungsmasten auf einen schadstofffreien Anstrich zu achten.

4.2.3.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.3.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen (vgl. Kapitel 4.1.7).

4.2.3.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Die Betroffenheit des Bodens ist in der **Bauphase** von Erdkabeln höher als beim Freileitungsbau. Für die Verlegung wird in der Regel die gesamte Kabeltrasse aufgedigelt und muss für Transporte zugänglich sein. Abgrabung, Versiegelung, Bodenverdichtung und Bodenumlagerung können das Bodengefüge und den Bodenwasserhaushalt temporär, aber auch dauerhaft stören. Hinsichtlich der Probleme durch Bodenverdichtung wird auf die Ausführungen in Kapitel 4.2.3.1 verwiesen.

Um eine Rekultivierung der beim Verlegen von Erdkabeln umfangreichen Erdbewegungen zu ermöglichen, müssen die Bodenhorizonte während des Bodenaushubs sorgfältig getrennt gelagert und anschließend in ihrer natürlichen Schichtung wieder eingebaut werden. Dabei kommt es vor, dass ggf. nicht unerhebliche Mengen von Erdaushub und Abraum anfallen, die z.T. nicht unmittelbar am Entstehungsort wieder eingebracht werden können. Die Beseitigung von überschüssigem Bodenmaterial ist im BBodSchG geregelt und in der Bundesbodenschutz- und Altlastenverordnung (BBodSchV)²⁹⁷ hinsichtlich stofflicher Einträge bzw. Altlasten konkretisiert. Infolge der Umlagerung kann es zu sogenannten *Off-Site*-Schäden kommen, d.h. die

²⁹⁶ Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2011): S. 18.

²⁹⁷ BBodSchV: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999 (BGBl. I S. 1554), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 31 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.

im Bodenmaterial gebundenen Stoffe können in benachbarte Ökosysteme gelangen und die Bodenstruktur verändern. Auch wenn das Bodenmaterial in den Graben rückverfüllt wird und sich die ursprüngliche Schichtung einfach aufgebaute Bodentypen nach einer sauberen Trennung von Ober- und Unterboden während der Entnahme, der Lagerung und dem Wiedereinbau wieder einstellt, ist das gewachsene Bodenprofil in jedem Fall gestört und kann sich nur in längeren Setzungsprozessen regenerieren. Speziell bei grundwassernahen Böden wie etwa Niedermooren verändern eine Umlagerung und Bodenaustausch die Bodenstruktur stark negativ.^{298, 299}

Auch der Bodenwasserhaushalt kann bei Böden mit hoch anstehendem Grundwasserstand wie z.B. Niedermooren sowie Böden mit gespannten Grundwasserleitern bei der Verlegung eines Erdkabels temporär, aber auch dauerhaft geschädigt werden. Während der Bauarbeiten wird bei hoch anstehendem Grundwasser Wasserhaltung betrieben, deren Dauer so kurz wie möglich bemessen sein sollte, um den natürlichen Zustand des Bodens in der Umgebung der Kabeltrasse nicht nachhaltig zu verändern. Werden wasserstauende Bodenhorizonte oder gespannte Grundwasserleiter durchstoßen, kann es bei anschließend unzureichendem Verschluss zu einer dauerhaften Drainagewirkung kommen, staunasse Böden könnten bspw. in die Tiefe entwässert werden. Dies kann bei Moorböden zu Mineralisierung und Sackung, bei Marschböden zu Versauerungen und Jarositbildung führen und die Bodenfruchtbarkeit negativ beeinflussen.³⁰⁰

Gasisolierte Leitungen (GIL) können am Boden, unterirdisch in Tunneln oder direkt im Erdreich verlegt werden, wofür der Boden aufgegraben werden muss. Die Trassenbreite der GIL ist geringer als bei vergleichbaren Kabelsystemen. Die Erdverlegung orientiert sich stark an der Verlegung von Öl- und Gaspipelines.³⁰¹

Die **Anlage** von Höchstspannungs-Erdkabeln wirkt sich ggf. durch die Bodenversiegelung nachteilig auf den Boden aus. Versiegelte Böden sind überbaute bzw. überdeckte Böden, die grundsätzlich als dauerhafte Bodenschädigung betrachtet werden können. Dies trifft v.a. auf die Muffenbauwerke und anderen Nebenanlagen zu. Auf den versiegelten Flächen kommt es zu einem vollständigen Verlust der Lebensraum- und Archivfunktionen des Bodens. Des Weiteren reduzieren die in den Boden eingebrachten Bettungsmaterialien (z.B. Magerbeton und Kabelsand) die Masse des natürlich gewachsenen Bodens und die damit zusammenhängenden Bodenfunktionen. Dies kann sich auf die natürlichen Bodenfunktionen auswirken, z.B. durch einen Verlust an Wurzelraum für Pflanzen. Auch das Freihalten der Trasse von tief wurzelnden Sträuchern und Pflanzen wirkt sich qualitativ negativ auf Boden und Bodenfunktionen aus. Es kann zur Aushagerung ehemals durchwurzelter Böden durch Abtrag mineralischer und organischer Masse kommen. Im Weiteren kann es außerdem quantitativ zum Verlust von Boden (z.B. durch Erosion) führen.³⁰²

Auswirkungen des **Betriebs** von Höchstspannungskabeln auf den Boden sind auf dem Wege einer Erwärmung und potenziellen Austrocknung des Bodens denkbar. Die Wärmeableitung eines HDÜ-Erdkabels wird üblicherweise mit Hilfe einer Magerbeton-Bettung reguliert und standortbezogen optimiert. Die technische

²⁹⁸ Bundesverband Boden e.V. (2013): S. 21 ff.

²⁹⁹ Runge, K. et al. (2012)

³⁰⁰ Blume, H.-P. et al. (2010)

³⁰¹ Runge, K. et al. (2012)

³⁰² Runge, K. et al. (2012)

Auslegung des jeweiligen Höchstspannungskabels auf die zu erwartende Auslastung ist maßgeblich für die Wärmeableitung. Während des Betriebs erwärmt sich ein Höchstspannungskabel und gibt diese Wärme an das umgebende Erdreich ab. Bei den Auswirkungen der Verlustwärme spielt neben der thermischen Bettung die Bodenbeschaffenheit bzw. die Bodenart eine zentrale Rolle. Trockenere Böden transportieren die Wärme schlechter ab als feuchte Böden. Eine gute Wasserhaltefähigkeit begünstigt die Isothermie, so dass sich Lehmböden weniger erwärmen als Sandböden. Entscheidend für das Maß der Erwärmung ist die Auslegung des Kabels, welches der zu erwartenden Auslastung angemessen sein muss. Vertreter der Landwirtschaft befürchten, dass Erdkabel den Boden soweit erwärmen, dass es zu erhöhten Verdunstungs- und Austrocknungsraten kommt, die einen breiten Schutzstreifen notwendig machen. Temperaturerhöhungen in geringer Tiefe können die Bodenfeuchte reduzieren, die Speicher-, Regler- und der natürlichen Ertragsfunktionen des Bodens verändern sowie die Artenzusammensetzung der Pflanzen- und Tierarten im Trassenbereich beeinträchtigen.³⁰³

Bei GIL entsteht im Betrieb wenig Wärme. Dies ermöglicht auch bei sehr hohen Übertragungsleistungen eine direkte Erdverlegung ohne die Grenztemperaturen für Bodenaustrocknung zu überschreiten. Die Wärmeabgabe an den umgebenden Boden ist bei Tunnelverlegung vernachlässigbar.

4.2.3.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.3.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

Die Erwärmung des umgebenden Bodens ist beim **Betrieb** von Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabeln jedoch geringer als bei HDÜ-Erdkabeln, so dass die Kabel bei sandigen Böden direkt im Graben verlegt werden können und keine Auffüllung zum Schutz des Kabels notwendig ist.

4.2.3.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Für das Schutzgut Boden treten während der **Bauphase** von Seekabeln die meisten Umweltauswirkungen auf. Dieses beruht darauf, dass fast ausschließlich während der Bauphase veränderte Einflüsse auf das Erdreich einwirken und besonders die Funktionsfähigkeit des Bodens nach §§ 3 Abs. 2a in Verbindung mit 6 Abs. 1 Nr. 1 Wasserhaushaltsgesetz (WHG)³⁰⁴ durch technische Maßnahmen beeinträchtigt wird. Zu unterscheiden ist hierbei zwischen dem tidebeeinflussten Bereich und dem ständig wasserbedeckten Meeresboden. Während der Bauphase wird zudem direkt an der Küste ein Lagerplatz mit unmittelbarem Flächen- und Raumverbrauch durch die Baustelle benötigt. Hierbei kann es zu einer Verdichtung bzw. Abtragung der oberen Bodenschicht kommen. Durch den Aufbau von Baucontainern, das Abstellen von schwerem Gerät oder technischem Equipment wird der Boden temporär verdichtet. Durch eine übermäßige Nutzung mit Fahrzeugen kann zudem der Bewuchs entfernt und folglich der Boden durch die natürlichen Witterungsverhältnisse abgetragen werden.

³⁰³ Runge, K. et al. (2012)

³⁰⁴ WHG: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 734) geändert worden ist.

Innerhalb des tidebeeinflussten Bereiches des Küstenmeeres wird das Kabel mit Hilfe einer Barge oder eines Kettenfahrzeug in den Meeresboden verbracht. Hierbei geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass (durch das konkrete Genehmigungsverfahren vorgegeben) die schonendste Verlegemethode nach dem Stand der Technik zum Einsatz kommt. Aufgrund der Erkenntnisse aus den jüngsten, durchgeführten Verfahren werden an dieser Stelle die Umweltauswirkungen von Vibrations-, Spül-, Bagger- und Saugverfahren betrachtet.³⁰⁵ Schadensfälle sowie die unsachgemäße Benutzung von Betriebsmitteln werden nicht eingehender betrachtet, sind jedoch potenziell möglich (z.B. Folgen für den Boden durch Schiffshavarien, die Einleitung von umweltgefährdenden Stoffen oder die Nutzung von Schiffsmotoren bei zu geringer Wasserhöhe).

Auch wenn der Eingriff in den Boden in den letzten Jahren reduziert werden konnte, treten dennoch temporäre Störungen des natürlichen Meeresbodens auf. Durch das Einsetzen der Geräte in den Boden sowie durch die Verlegung selbst, bildet sich in der gängigen halbgeschlossenen Bauweise ein Graben mit anstehendem Sediment an dessen Seiten. Durch diese Form der Kabelverlegung kann es zur Umlagerung des Sediments als auch zur Störung der Gefügestruktur kommen. Bei der Nutzung von Kettenfahrzeugen treten beidseits des Kabelgrabens zudem Sackungen und Verdichtungen des Bodens auf, die langfristig zu einer veränderten Graben- und Prillbildung beitragen können. Hierdurch ist eine Veränderung der Morphologie bzw. eine lokal eintretende Erosion und Sedimentation nicht ausgeschlossen. Im ständig wasserbedeckten Meeresboden können Sedimentaufwirbelungen noch stärker auftreten als im trocken gefallenem Wattbereich. Besonders durch den Einsatz von Spülverfahren wird das Sediment im Boden per Wasserdruck verflüssigt, um einen Vortrieb des Schlittens oder Schwertes zu erleichtern. Hierbei wird das Sediment teilweise mehrere Meter weit aufgewirbelt, was sich im Wasser in Trübungsfahnen äußert. Bei diesem Vorgang treten sowohl eine Sedimentverlagerung, als auch eine damit einhergehende Überdeckung der obersten Sedimentschicht auf. An den Stellen des Trassenverlaufs, an denen mit offener Bauweise gearbeitet werden muss bzw. erst Steine geräumt werden müssen, tritt eine direkte Störung der oberflächigen Sedimente ein. Die Veränderung der Sedimenteigenschaften resultiert aus einer Umlagerung und Überdeckung des Sediments an anderer Stelle. Diese baubedingte Auswirkung kann im Falle der Umlagerung von dauerhafter Auswirkung sein. Ebenso dauerhaft sind die dadurch möglichen Sedimentations- und Erosionseigenschaften aufgrund veränderter, lokaler Strömungseigenschaften.

Die Umweltauswirkungen von Seekabeln sind nicht allein auf die Phase der **Anlage** beschränkt. Mit zu betrachten ist der Einbau von möglichen Kreuzungsbauwerken und Fremdsubstraten, der während der Bauphase geschieht, aber v.a. eine anlagebedingte, dauerhafte Beeinträchtigung darstellt. Der Einbau einer Betonmatratze sowie die anschließende Steinschüttung schützen das Kabel gegen äußere mechanische Schäden, besonders in den Bereichen, wo das Kabel nicht auf seine Solltiefe gebracht werden kann. Es handelt sich somit um lokale Einzelfälle, die jedoch Ausmaße von bis zu ca. 900 m² erreichen können.³⁰⁶ Neben den direkten Effekten der Versiegelung treten zusätzlich lokal indirekte Wirkungen der Hydromorphologie auf. Durch ein verändertes Strömungsregime können Sedimentationsbereiche und Erosionsbereiche rund um das Kreuzungsbauwerk auftreten.

Die Wirkfaktoren des **Betriebs** beschränken sich für das Schutzgut Boden auf die Erwärmung des Kabels selbst sowie seiner Umgebung. Dabei ist die Erwärmung des Kabels von zahlreichen Faktoren abhängig, die hier nicht detailliert betrachtet werden sollen. Bei gleicher Übertragungsleistung ergeben sich jedoch für

³⁰⁵ Linders, H.-W. et al. (2011a)

³⁰⁶ Tennet Offshore GmbH (2012a): S. 38.

Drehstrom-Seekabel höhere Wärmeverluste als für Gleichstrom-Seekabel.³⁰⁷ Da (wie in Kapitel 4.1.5 beschrieben) jedoch weitere Faktoren Einfluss auf die Sedimenterwärmung haben, spielt die Verlegungstiefe eine zweite entscheidende Rolle. Die Verlegungstiefe wird pro Anbindungsleitung im Einzelfall und je nach räumlichen Erfordernissen, unter Berücksichtigung der Vorgaben des BSH, festgelegt. Sowohl im Bundesfachplan Offshore Nordsee, als auch im Entwurf des entsprechenden Plans für die Ostsee wird eine Verlegungstiefe von 1,50 m vorgeschrieben; abweichend hiervon in Verkehrstrennungsgebieten 3 m. Diese Verlegungstiefe dient insbesondere dazu die Meeresumwelt zu schützen, in dem die Einhaltung des 2 K Kriteriums gewährleistet werden soll. Das 2 K Kriterium besagt, dass sich die Temperatur des Sediments 20 cm unterhalb der Meeresbodenoberfläche, für den Bereich des niedersächsischen Wattenmeeres sogar 30 cm unterhalb der Wattoberfläche, nicht um mehr als 2 Kelvin erhöhen darf.^{308, 309}

4.2.3.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.3.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen, diese liegen allerdings innerhalb der AWZ.

4.2.4 Wasser

Prinzipiell zählt Wasser als chemische Verbindung von Wasser- und Sauerstoff zu der unbelebten Umweltsphäre. Trotzdem ist Wasser mit vielfältigem Leben erfüllt und einem ständigen Kreislauf unterworfen, der als Wasserhaushalt bezeichnet wird.³¹⁰ Oberirdische Gewässer stehen dabei in vielfältigem Kontakt zum Grundwasser und bilden komplexe Ökosysteme, in denen die abiotischen und biotischen Faktoren in enger Wechselwirkung funktionieren.³¹¹ Nach der europäischen Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)³¹² steht beim Aufzeigen von Wirkungen auf den Gewässerzustand demnach nicht nur der chemische Zustand der Gewässer im Vordergrund, vielmehr erhalten Gewässerbiologie und Gewässerstrukturen (Hydromorphologie) ein großes Gewicht. An dieser Stelle sei daher auch auf die Kapitel 4.2.2 und 4.2.3 verwiesen, in denen ggf. schon detailliert potenzielle Wirkungspfade, die auch das Schutzgut Wasser einbeziehen, aufgeführt wurden. Mit Inkrafttreten der WRRL sollen alle Oberflächengewässer und das Grundwasser so genutzt und entwickelt werden, dass die festgeschriebenen Umweltziele nach Art. 4 Abs. 1a) und b) WRRL eingehalten werden (siehe Kapitel 5.2.4).

4.2.4.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Während der **Bauphase** von Freileitungen besteht die Möglichkeit, dass Gründungsmaßnahmen den Grundwasserleiter und die Deckschicht dauerhaft verändern. Hierdurch kann das Grundwasser negativ

³⁰⁷ Merck, T., Wasserthal, R. (OSPAR Commission) (2009): S. 10.

³⁰⁸ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013a)

³⁰⁹ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

³¹⁰ Gassner, E. et al. (2010): S. 112 f.

³¹¹ Pott, R., Remy, D. (2008): S. 9.

³¹² RL 2000/60/EG

beeinflusst werden. So ist es möglich, dass beim Aushub von Baugruben für die Mastfundamente ein Aufschluss des oberflächennahen Grundwassers entsteht. In diesen Fällen ist eine temporäre Grundwasserhaltung notwendig, welche Auswirkungen auf den Grundwasserhaushalt und dessen Fließrichtung hat sowie zu einer vorübergehenden Grundwasserabsenkung führen kann. Bei Rammfahlgründungen ist eine Grundwasserhaltung in der Regel nicht erforderlich, da hier auf einen Aushub der Baugrube verzichtet werden kann.^{313, 314, 315}

Bei einer Einleitung von Baugrubenwasser in Oberflächengewässer kann der Abfluss der Oberflächengewässer, deren Sauerstoffhaushalt und Temperatur sowie die Trübung beeinflusst werden.^{316, 317} Bei einer Versickerung vor Ort, die in Abhängigkeit zur Bodenbeschaffenheit steht, kann es zu Stoffeinträgen in das Grundwasser kommen. Risikoreich könnte dies v.a. dann sein, wenn während der Bauphase an Maststandorten mit wassergefährdenden Stoffen, wie Schmier- und Reinigungsmitteln sowie Farben und Treibstoffen umgegangen wird und diese austreten. Einem solchen Schadensfall kann durch die Festlegung umfangreicher Schutzmaßnahmen, die in Nebenbestimmungen eines Planfeststellungsbeschlusses festgeschrieben werden, entgegengewirkt werden. Zudem sind die Schutzvorschriften des WHG, der entsprechenden Landeswassergesetze (LWG) sowie der jeweiligen Verordnungen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen zu beachten. Auf der Planungsebene des Bundesbedarfsplans wird vom Regelbetrieb ausgegangen und eine „gute fachliche Praxis“ in der Bauphase angenommen. Diese zeichnet sich u.a. durch entsprechende Vorsorgemaßnahmen aus, die dem Stand der Technik entsprechen. Hierzu gehört bspw. auch, dass biologisch abbaubare Flüssigkeiten Verwendung finden (siehe hierzu auch Kapitel 4.3.4).³¹⁸ Folglich können die Risiken einer Verunreinigung des Grundwassers durch wassergefährdende Stoffe reduziert werden.

Altlastenstandorte werden, sofern sie bekannt sind, umgangen, um eine mögliche Grundwasserkontamination bei den Bauarbeiten zu vermeiden. Bei unvorhergesehenen Altlasten, sollten bspw. Beprobungen vor der Grundwasserableitung aus den Baugruben durchgeführt werden um weitere Vorsorgemaßnahmen einleiten zu können. Diese und weitere Maßnahmen können in den Nebenbestimmungen des Planfeststellungsbeschlusses festgeschrieben werden.³¹⁹

Bei Oberflächengewässern ist die Errichtung von Maststandorten, Baustelleneinrichtungsflächen oder Fahrwegen in der Regel im Gewässerrandstreifen nicht zulässig. Für die Konkretisierung eines ausreichenden Abstands sind rechtlich vorgeschriebene Abstände zu Gewässerufern einzuhalten. Gemäß § 61 Abs. 1 Satz 1 und 2 BNatSchG dürfen bei (im Außenbereich befindlichen) Bundeswasserstraßen, Gewässern erster Ordnung sowie bei stehenden Gewässern von mehr als 1 ha keine baulichen Anlagen im Abstand von 50 m zum Ufer errichtet werden. Nach dem gleichen Paragraph ist für Küstengewässer ein Mindestabstand von 150 m zur

³¹³ Runge, K. et al. (2012): S. 109 f.

³¹⁴ Hofmann, L. et al.(2012): S. 16 ff.

³¹⁵ Environmental Resources Management GmbH (ERM) (2008): S. 6.5-24 ff.

³¹⁶ Runge, K. et al. (2012): S. 109.

³¹⁷ Ingenieurbüro Schöneiche (IBU) (2007): S. 333 ff.

³¹⁸ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 23ff.

³¹⁹ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 19.

mittleren Hochwasserlinie an der Nordsee und von der Mittelwasserlinie an der Ostsee einzuhalten. Im jeweiligen Landesrecht finden sich weitergehende Vorschriften, in denen die Abstände unterschiedlich festgelegt sind. Ferner ist die Breite von Gewässerrandstreifen im Außenbereich gemäß § 38 Abs. 3 Satz 1 WHG auf 5 m festgelegt. Aber auch hiervon können die Länder gemäß § 38 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 und 2 WHG abweichende Regelungen erlassen und folglich für den Außenbereich andere Breiten für den Gewässerrandstreifen festsetzen bzw. diesen aufheben. Insgesamt sind die Gewässerrandstreifen im Hinblick auf die Erhaltung und Verbesserung ökologischer Funktionen oberirdischer Gewässer, Wasserspeicherung, Sicherung des Wasserabflusses sowie Verminderung von Stoffeinträgen aus diffusen Quellen zu schützen. Sofern eine zu große Nähe zu den Ufern nicht vermeidbar ist, sind Auswirkungen u.a. auf die Gewässerstrukturgüte zu erwarten. Zudem ist beachtenswert, dass Eingriffe in die Gewässerstruktur aufgrund der Höhenbegrenzung für Ufergehölze im Schutzstreifen und deren regelmäßiger Entfernung bei Überspannung bei kleineren Gewässern lokal die Lichtverhältnisse und damit die Gewässerökologie verändern kann.³²⁰

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass bei der Aufstellung von Masten in Überschwemmungsgebieten Auswirkungen auf den Hochwasserabfluss durch die Lagerung von Baumaterialien erfolgen können. Hierbei sind die Festsetzungen des § 78 Abs.1 WHG sowie die jeweiligen Landeswassergesetze zu beachten. Außerdem kann solchen Risiken durch festgeschriebene Vorsorgemaßnahmen in den Nebenbestimmungen eines Planfeststellungsbeschlusses entgegengewirkt werden.³²¹

Die **Anlage** von Masten sowie die Zufahrten zu diesen können sich auf die Grundwasserneubildung auswirken. Durch versiegelte Flächen kann z.B. in den Bereichen der Mastfüße die Grundwasserneubildung verringert sein. Allerdings ist aufgrund der geringen Flächenversiegelung in der Regel mit geringen Auswirkungen auf die Grundwasserneubildung zu rechnen. Ferner sind je nach örtlichen Gegebenheiten kleinräumige Veränderungen der Grundwasserströme möglich. Aufgrund der geringen Fundamentgrößen wird jedoch davon ausgegangen, dass keine nachhaltigen Wirkungen für die Grundwasserdynamik entstehen. Großflächige Veränderungen der Grundwasserströmungen sind nicht zu erwarten, da das Wasser die Fundamente umströmen kann.^{322, 323, 324}

Neben dem möglichen geringfügigen Einfluss von Mastfundamenten sowie Zufahrten auf die Grundwasserneubildung, kann diese auch durch die Einrichtung von Schneisen standörtlich beeinflusst werden. So führt beispielsweise eine Waldschneise dazu, dass die Wasserspeicherfunktion des Waldes lokal zurückgeht. Ein dadurch verändertes Grundwasserangebot kann eine Grundwasserabsenkung mit sich bringen. Eine indirekte Beeinflussung des Wasserhaushalts geschieht folglich durch eine veränderte Bodennutzung.³²⁵ Schließlich sind anlagebedingt stoffliche Beeinträchtigungen des Grundwassers durch Betonzusatzstoffe und -mittel denkbar, die sich u.a. in den Mastfundamenten befinden können. Allerdings kann solchen Beeinträchtigungen wiederum durch Festlegungen in den Nebenbestimmungen eines

³²⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 111.

³²¹ Regierung von Unterfranken (2012): S. 18 ff.

³²² Runge, K. et al. (2012): S. 110.

³²³ Environmental Resources Management GmbH (ERM) (2008): S. 6.5-25.

³²⁴ Ingenieurbüro Schöneiche (IBU) (2007): S. 333 ff.

³²⁵ Runge, K. et al. (2012): S. 109 f.

Planfeststellungsbeschlusses entgegengewirkt werden, indem festgelegt wird, ob und welche Betonzusatzstoffe und -mittel verwendet werden dürfen. Daher kann das Risiko einer solchen Verunreinigung reduziert werden.³²⁶ Hinsichtlich der Qualität von Oberflächengewässern entsteht bei einem ausreichenden Abstand der Maststandorte zu den o.g. Uferbereichen keine dauerhafte Beeinträchtigung, da diese durch Freileitungen überspannt werden können. Eine Ausnahme bildet die oben beschriebene lokale Wirkung der Höhenbegrenzung des Uferbewuchses auf die Gewässerökologie.

Für die Anlage von Maststandorten in Überschwemmungsgebieten ist zu gewährleisten, dass diese die Hochwasserrückhaltung nur unwesentlich beeinträchtigen. Zudem dürfen der Wasserstand und der Abfluss bei Hochwasser nicht nachteilig verändert werden. Ein nicht nur unwesentlicher Verlust von Rückhalteraum durch mehrere Maststandorte muss im betroffenen Gewässerabschnitt ausgeglichen werden. Der bestehende Hochwasserschutz muss unbeeinträchtigt bleiben.³²⁷

Im **Betrieb** stellte in der Vergangenheit das Auftragen des Korrosionsschutzes an den Masten ein Risiko dar, weil blei- bzw. zinkhaltige Anstriche verwendet wurden. Seit einigen Jahren werden allerdings feuerverzinkte Masten verbaut, und blei- oder sonstige schwermetallbelastete Korrosionsschutzanstriche finden keine Verwendung mehr. Bei der Wartung/Renovierung alter Masten sollten Vorsorgemaßnahmen gegen Schadstoffeinträge bei z.B. der Ablösung der alten Anstriche getroffen werden sowie für neue Anstriche schadstoffarme Komponenten verwendet werden. Diese und weitere Vorsorgemaßnahmen können wiederum durch Auflagen in einem Planfeststellungsbeschluss festgehalten werden.^{328, 329} Ferner hängt eine theoretische Kontamination von weiteren Faktoren wie der Deckschicht und der Lage des Grundwasserleiters ab.³³⁰ Insgesamt ist festzuhalten, dass durch die Verwendung biologisch abbaubarer Betriebsstoffe und strikter Beachtung der Vorschriften zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen, der stoffliche Eintrag in Gewässer auch in der Betriebsphase reduziert werden kann. Diese und weitere Minderungsmaßnahmen sind Stand der Technik und können spätestens im Rahmen der Planfeststellung für jedes Vorhaben einzelfallspezifisch bestimmt werden.

4.2.4.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.4.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.4.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Die Wirkungen der **Bauphase** von Erdkabeln auf das Grundwasser entsprechen grundsätzlich jenen der Freileitungen aus Kapitel 4.2.4.1. Sie sind jedoch aufgrund der deutlich umfangreicheren Tiefbauarbeiten in

³²⁶ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 26.

³²⁷ Runge, K. et al. (2012): S. 111.

³²⁸ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 221.

³²⁹ Runge, K. et al. (2012): S. 95.

³³⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 109.

der Regel größer. So sind auch temporäre Baugrubenwasserhaltungen mit den oben beschriebenen Wirkungen in größerem Umfang zu erwarten.

In Feuchtgebieten (z.B. Niedermoore), die hoch anstehendes Grundwasser aufweisen, kann es durch eine künstliche Grundwasserabsenkung in der Bauphase der Kabelverlegung zu einer Entwässerung kommen. Zudem ist die Reichweite der Grundwasserabsenkung bei naturnahen Moorböden in der Regel höher als bei tonreichen Böden. Entscheidend dafür ist der Durchlässigkeitsbeiwert des Bodens.^{331, 332} Des Weiteren besteht bei der Bauphase von Erdkabeln die Möglichkeit, dass durch die Bauarbeiten gespannte Grundwasserleiter geöffnet werden und daraufhin entwässern können. Im Allgemeinen lassen sich jedoch irreversible Schäden durch Erdkabelverlegung im Bereich des Grundwassers aufgrund der geringen Dauer der Baumaßnahmen ausschließen. Auch kann bei sachgemäßer Ausführung der Baumaßnahme eine Wasserkontamination durch Schadstoffe vermieden werden.³³³

Durch die genannten Wirkungen auf das Grundwasser sind auch angrenzende Oberflächengewässer durch veränderte Abflussmengen betroffen. Dies kann entweder aufgrund verminderten unterirdischen Grundwasserzuflusses oder bei Einleitung von Baugrubenwasser erfolgen. Stoffliche und hydrologische Auswirkungen von Erdkabelverlegungen auf Oberflächengewässer gibt es v.a. beim Queren von Gewässern. In der Regel geschieht dies durch Dükerung mittels HDD-Bohrverfahren (vgl. Kapitel 4.1.5). Hierbei können wasserundurchlässige Bodenschichten durchtrennt und damit hydraulische Verbindungen entstehen, die nach Abschluss der Bohrung verschlossen werden sollten. Bei der Querung kleinerer Fließgewässer wird alternativ in offener Bauweise Wasser aufgestaut und mittels Pumpen umgeleitet. Dabei muss mit einer verstärkten Trübung des Gewässers sowie einem erhöhten Nähr- und Schadstoffeintrag aus Rücklösungen gerechnet werden. Eine offene Bauweise bringt auch eine vorübergehende Beeinträchtigung der Uferstrandstrukturen mit sich. Zudem sind eventuell vorhandene wandernde Fische und aquatisch lebende Säuger betroffen. Gegebenenfalls notwendige Pumpvorrichtungen können zusätzliche Wirkungen auf Gewässerorganismen haben.^{334, 335}

Eine (Teil-)Rückverschließung von Kabelgräben mit anderem als vor Ort entnommenem Material verändert den natürlichen Fluss des Grundwassers, sofern der Kabelgraben zumindest zeitweise im Grundwasser liegt. Dies kann je nach **Anlage** des Kabelgrabens im Verhältnis zur Grundwasserfließrichtung und je nach verwendetem Material zur Hemmung des natürlichen Grundwasserflusses und der Grundwasserneubildung führen, wodurch Austrocknungen in der Nähe von Quellen oder Feuchtgebieten stattfinden können.³³⁶

Der **Betrieb** der Kabeltrassen führt zu Wärmeemissionen, die auch das Grundwasser betreffen, sofern die Kabel zumindest zeitweise im Grundwasser liegen. Unklar sind die qualitativen Auswirkungen der Wärmeemissionen auf die Oberflächengewässer sowie ihre Flora und Fauna. Darüber hinaus führt der Betrieb von Kabeln zu keinen zusätzlichen signifikanten Umweltwirkungen auf das Schutzgut.

³³¹ Runge, K. et al. (2012): S. 112.

³³² Rasmus, J. et al. (2009): S. 91 f.

³³³ Runge, K. et al. (2012): S. 112.

³³⁴ Runge, K. et al. (2012): S. 113.

³³⁵ Rasmus, J. et al. (2009): S. 42 ff.

³³⁶ Runge, K. et al. (2012): S. 112.

4.2.4.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.4.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlage**bedingt kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.4.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Während der **Bauphase** von Seekabeln treten für das Schutzgut Wasser die meisten Umweltauswirkungen auf. Bei einer sachgemäßen Ausführung der Baumaßnahmen kann zwar eine Wasserkontamination durch Schadstoffe vermieden werden, jedoch kommt es (wie bereits in Kapitel 4.2.3.5 zum Schutzgut Boden beschrieben) kurzzeitig zur Aufwirbelung von Sedimenten und zur Ausbildung von Trübungsfahnen. Dies kann, wenn auch lokal kleinräumig begrenzt, das Schutzgut Wasser beeinträchtigen. Da es sich bei den Oberflächensedimenten in Nord- und Ostsee zum größten Teil um Fein- und Mittelsande (stellenweise auch Grobsande) handelt, wird sich das freigesetzte Sediment voraussichtlich jedoch auch schnell wieder absetzen. Schad- und Nährstoffe, die aus dem Sediment in das Bodenwasser freigesetzt werden können, sind aufgrund der geringen Schadstoffbelastung und der verhältnismäßig raschen Resedimentation der Sande eher zu vernachlässigen, v.a. weil die sandigen Sedimente natürlicherweise durch den Meeresboden berührenden Seegang (z.B. bei Stürmen) und entsprechende Strömung aufgewirbelt und umgelagert werden.^{337, 338}

Direkte Umweltauswirkungen durch die **Anlage** von Seekabeln auf das Schutzgut Wasser sind nicht zu erwarten. Mit zu betrachten ist jedoch der Einbau von möglichen Kreuzungsbauwerken, Fremdsubstraten und Nebenanlagen, der zwar während der Bauphase geschieht, aber eine anlagebedingte, dauerhafte Beeinträchtigung darstellt. Die Veränderung der Hydromorphologie und ein daraus folgendes verändertes Strömungsregime können lokal begrenzt die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Wassers beeinflussen. Vor dem Hintergrund der Größe der Wasserkörper von Nordsee (ca. 54.000 km³) und Ostsee (ca. 20.000 km³) sind erhebliche Umweltauswirkungen jedoch nicht zu erwarten.³³⁹

Die Wirkfaktoren des **Betriebs** beschränken sich für das Schutzgut Wasser im Wesentlichen auf die Erwärmung des Kabels selbst sowie seiner Umgebung. Hierbei ist die Erwärmung des Kabels von zahlreichen Faktoren abhängig, die hier nicht detailliert betrachtet werden. Bei gleicher Übertragungsleistung ergeben sich jedoch für Drehstrom-Seekabel höhere Wärmeverluste als für Gleichstrom-Seekabel.³⁴⁰ Da wie in Kapitel 4.1.5 beschrieben weitere Faktoren Einfluss auf die Sediment- und die damit einhergehende Wassererwärmung haben, spielt die Verlegungstiefe eine entscheidende Rolle. Die Verlegungstiefe wird pro Anbindungsleitung im Einzelfall und je nach räumlichen Erfordernissen (unter Berücksichtigung der Vorgaben des BSH) festgelegt. Auch hier ist aber aufgrund der Größe der Wasserkörper insgesamt nicht von erheblichen Umweltauswirkungen auszugehen.

³³⁷ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

³³⁸ Herrmann, C., Krause, J.C. (2000)

³³⁹ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 19 ff.

³⁴⁰ Merck, T., Wasserthal, R. (OSPAR Commission) (2009): S. 10.

4.2.4.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.4.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen (z.B. Kühlwasserbedarf bei Konverterplattformen) hinzuweisen.

4.2.5 Luft und Klima

Luft ist ein die Erde umgebendes Gasgemisch und an ihre Konsistenz sind viele physikalische und chemische Gesetzmäßigkeiten und Eigenschaften gebunden. Diese Lufthülle stellt das Medium dar, in welchem Wettergeschehen und Klima wirksam werden. Unter Klima versteht man die für einen Ort oder eine Landschaft typische Zusammenfassung aller bodennahen Zustände der Atmosphäre und Witterung, welche auf Boden, Pflanzen, Tiere und Menschen einwirken und sich während einer Zeitspanne von vielen Jahren einstellt. Klima ist demnach die Gesamtheit aller Witterungen an einem gegebenen Ort mit einer für diesen Ort spezifischen Verteilung der mittleren und extremen Werte. Großklimatische Vorgänge sind in der Regel im Rahmen der Umweltprüfung nicht zu untersuchen. Im Fokus der folgenden Ausführungen stehen die örtlichen oder regionalen Ausprägungen des Klimas, meistens bezogen auf die bodennahe Luftschicht. Darüber hinaus werden aber auch Auswirkungen durch weit- und hochreichende Luftverschmutzungen (z.B. durch Treibhausgase) betrachtet.³⁴¹

4.2.5.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Die Schutzgüter Luft und Klima werden während der **Bauphase** von Höchstspannungsfreileitungen kurzzeitig und kleinräumig durch Abgasemissionen von Baustellenfahrzeugen und Baumaschinen sowie durch Staubemissionen belastet. Durch die **Anlage** von Freileitungstrassen sind Veränderungen der Oberflächenbeschaffenheit bzw. des pflanzlichen Bewuchses zu erwarten, die Veränderungen der mikroklimatischen Verhältnisse in der bodennahen Luftschicht bedingen. Bei hangwärts verlaufenden Waldschneisen können z.B. Kaltluftabflüsse die Folge sein. Auch der an Schneisen angrenzende Wald kann durch erhöhte Sonnen- und Windeinwirkungen beeinträchtigt werden. Während des **Betriebs** von Freileitungen entstehen insbesondere bei feuchten Witterungsbedingungen Koronaentladungen, wobei Luftmoleküle stoßweise ionisiert werden (vgl. Kapitel 4.1.1). Angaben über die Reichweite möglicher Verdriftung ionisierter Aerosole differieren zwischen wenigen Metern und mehreren Kilometern. Die Auswirkungen auf das Schutzgut Luft und Klima werden aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung und vergleichsweise niedrigen nachgewiesenen Mengen von Ozon und Stickoxiden als gering eingeschätzt.³⁴²

4.2.5.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.5.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

³⁴¹ Gassner, E. et al. (2010): S. 142 f.

³⁴² Runge, K. et al. (2012)

4.2.5.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Die Schutzgüter Luft und Klima werden während der **Bauphase** bzw. bei der Verlegung von Höchstspannungserdkabeln kurzzeitig und kleinräumig durch Abgasemissionen von Baustellenfahrzeugen und Baumaschinen sowie durch Staubemissionen belastet. Vor allem bei der Erdkabelverlegung kann es aufgrund der umfangreichen Tiefbauarbeiten (Erdaushub) bei lang anhaltender Trockenheit kurzzeitig und kleinräumig zu Staubverdriftung und Winderosion kommen. Bei der Schaffung von Gehölzschneisen für die **Anlage** von Erdkabeltrassen sind mikroklimatische Veränderungen zu erwarten. Bei hangwärts verlaufenden Waldschneisen können etwa erhöhte Kaltluftabflüsse die Folge sein. Ggf. wird das Waldinnenklima durch erhöhte Sonnen- und Windeinwirkungen in der Schneise beeinträchtigt. Beim **Betrieb** von GIL ist zu beachten, dass Schwefelhexafluorid (SF_6) als Bestandteil des Isoliergasgemischs als stark klimaschädliches Treibhausgas eingestuft ist, das in der Atmosphäre eine Verweilzeit von über 1.000 Jahren hat. Daher ist Leckage unbedingt zu vermeiden.³⁴³

4.2.5.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.5.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlage**bedingt kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.5.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Die Schutzgüter Luft und Klima werden während der **Bauphase** der Verlegung von Seekabeln kurzzeitig und kleinräumig durch Abgasemissionen der Verlegefahrzeuge und Baumaschinen belastet. Von der **Anlage** der Seekabel gehen keine Beeinträchtigungen der Schutzgüter Luft und Klima aus. Beim **Betrieb** von GIL ist zu beachten, dass SF_6 als Bestandteil des Isoliergasgemischs als stark klimaschädliches Treibhausgas eingestuft ist, das in der Atmosphäre eine Verweilzeit von über 1.000 Jahren hat. Daher ist Leckage unbedingt zu vermeiden.

4.2.5.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.5.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlage**bedingt kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.6 Landschaft

Im Rahmen des Schutzgutes Landschaft sind der Landschafts- bzw. Naturhaushalt sowie das Landschaftsbild zu betrachten. Der Landschaftshaushalt „umfasst das Wirkungsgefüge zwischen den Landschaftsfaktoren Relief, Boden, Gewässer, Klima, Luft, Tier- und Pflanzenpopulationen sowie der menschlichen Gesellschaft. Der gesamthafte Charakter [...] wird bestimmt durch das Funktionieren des Gesamtgefüges, das wiederum von Einzelkomponenten abhängt, die ihre Aufgabe in diesem Gesamtgefüge erfüllen“³⁴⁴. Die hier relevanten Aspekte für den Landschaftshaushalt werden daher bereits im Rahmen der übrigen Schutzgüter (v.a. Tiere,

³⁴³ Runge, K. et al. (2012)

³⁴⁴ Beckmann, M. et al. (2012): S. 34 f.

Pflanzen und biologische Vielfalt sowie Boden) betrachtet. Das Landschaftsbild „umfasst alle wesentlichen Elemente und Strukturen der Landschaft, ungeachtet ob sie historisch oder aktuell, ob sie natürlich oder kulturbedingt entstanden sind. Das Landschaftsbild ist somit auch Ausdruck der Nutzungsintensität“³⁴⁵. In § 1 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG wird dieser Aspekt mit Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie Erholungswert von Natur und Landschaft umschrieben. Das Landschaftsbild wird subjektiv wahrgenommen, so dass es nicht nur auf die Strukturen, sondern auch auf den Bedeutungsgehalt ankommt. Damit geht es um das Bild und seine Interpretation durch den Betroffenen.³⁴⁶ Das heutige Verständnis des Landschaftsbildes beschränkt sich dabei nicht allein auf visuell wahrnehmbare Einheiten der Landschaft, sondern umfasst ein darüber hinausgehendes, mit allen zur Verfügung stehenden Sinnesqualitäten verknüpftes Landschaftserleben.

Das Schutzgut Landschaft ist bei Erd- und Seekabeln insbesondere durch die die natürliche Landschaft verändernden Eingriffe betroffen. Bei Freileitungen werden zusätzlich sichtbare, technische Objekte errichtet, die die Landschaft prägen.

4.2.6.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Der Baustellenbetrieb ist für die Dauer der **Bauphase** aufgrund von Geräusch- und Abgasemissionen eine Quelle der Störung, die sich in der Umgebung der Baustandorte negativ auf das Landschaftserleben auswirken kann. Da zu Maststandorten, die sich abseits von bestehenden Wegen und Straßen befinden, Zufahrten angelegt werden müssen, können sich Vegetationsschäden ergeben, die über die Dauer der Bauphase hinaus bestehen. Auf den für den Mastbau benötigten Arbeitsflächen wird Vegetation beschädigt und zumindest temporär entfernt. Für den Seilzug werden darüber hinaus Flächen zwischen den Maststandorten als Fahrspur und für die Stellplätze der Winden in Anspruch genommen. Diese Arbeitsschritte können sich, abhängig vom Landschaftsraum, negativ auf das Landschaftsbild auswirken. Gegebenenfalls entstehen dadurch bei der Querung von geschlossenen Gehölzbeständen sichtbare Schneisen oder in linearen Gehölzbeständen (Baumreihen, Alleen, Baumhecken) auch Lücken, die sich negativ auf das Erscheinungsbild dieser Strukturen auswirken und die im Landschaftsbild wahrgenommen werden. Punktuell lassen sich ggf. auch Verluste von landschaftsbildprägenden Einzelbäumen und Baumgruppen nicht vermeiden. In Siedlungsnähe kann das Ortsbild durch Baumaßnahmen an Maststandorten beeinträchtigt werden. Darüber hinaus werden für die Dauer der gesamten Bauphase abseits der Trasse sowie für einen kürzeren Zeitraum an den einzelnen Maststandorten Materiallager notwendig, an deren Standorten die Vegetation beseitigt wird und die für die Dauer der Bauphase als Fremdkörper in der Landschaft wahrgenommen werden. Nach Abschluss der Bauarbeiten werden die Baustelleneinrichtungen entfernt und die Baustreifen wieder begrünt.³⁴⁷

Anlagebedingt kommt es zu weithin sichtbaren technischen Objekten, die visuell im Allgemeinen als störend und in ihrer Reihung als landschaftzerschneidend empfunden werden. Der visuelle Wirkraum ist von der Höhe des jeweiligen Mastes, seiner Exposition und von umgebenden Strukturen abhängig, die verschattend wirken können. Auch die Leiterseile werden als naturfernes Element in der Landschaft wahrgenommen. Windsurren der Leiterseile kann unter bestimmten Windgeschwindigkeiten zu einem hörbaren Effekt in der

³⁴⁵ Gassner, E. et al. (2010): S. 230

³⁴⁶ Gassner, E. et al. (2010): S. 231

³⁴⁷ Runge, K. et al. (2012)

Nähe von Freileitungen führen. Nebenanlagen können aufgrund ihrer Größe das Landschaftsbild zusätzlich beeinträchtigen.³⁴⁸

Angesichts schwer objektivierbarer, u.a. durch § 1 BNatSchG vorgegebener Beurteilungskriterien wie „Schönheit“ und „Eigenart“ erfolgen Bewertungen weitestgehend anhand qualitativer Maßstäbe und in grober Skalierung. Qualitativ bestimmt sich insbesondere das Maß der Erheblichkeit, mit dem Landschaftsbild und -erleben beeinträchtigt werden. Quantitative Aspekte betreffen insbesondere den Flächenumfang des Einwirkungsbereichs sowie die vertikalen und horizontalen Winkel, in denen der Eingriff von bestimmten Standorten aus wahrnehmbar ist. Die Empfindlichkeit des Landschaftsbildes gegenüber störenden Eingriffen bestimmt sich aus seiner Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie aus seiner Einsehbarkeit und naturschutzwürdigen Ausstattung. Rechtsprechung und Rechtskommentare geben grundsätzliche Hilfestellungen, in welcher Weise die einschlägigen, sehr unterschiedlich auslegbaren Begriffe des Naturschutzrechts wie „Vielfalt“, „Schönheit“ und „Eigenart“ zu interpretieren sind, so dass die erwartete Fachbeurteilung trotz aller unvermeidbaren Subjektivität nicht der Beliebigkeit anheimfällt. Die in einer Landschaftsbildanalyse erwartete Einschätzung der „Schönheit von Natur und Landschaft“ ist durch die Rechtsprechung insoweit eingegrenzt worden, als „auf das Urteil eines für die Schönheiten der natürlich gewachsenen Landschaft aufgeschlossenen Durchschnittsbetrachters“³⁴⁹ abgestellt wird. Diese Betrachtungsweise wird im Allgemeinen von entsprechend ausgebildeten Landschaftsplanern auf der Basis anerkannter Methoden nachvollzogen.³⁵⁰

Vorbelastungen können abschwächende oder verstärkende Wirkung auf die landschaftsästhetische Erheblichkeit des Eingriffs haben. Als Vorbelastungen kommen insbesondere bestehende Freileitungstrassen in Betracht, die sowohl ersetzt als auch ergänzt werden können. Darüber hinaus sind insbesondere andere mastenartige Eingriffe, wie z.B. Kraftwerkstürme, Funktürme oder Windenergieanlagen als Vorbelastungen anzusprechen.³⁵¹

Erstmalig anlagebedingt, im Folgenden auch während des **Betriebs**, wird die Trasse unter den Leiterseilen und in deren Ausschwenkbereich von hohen Gehölzen freigehalten. Dadurch entstehen in geschlossenen Gehölzbeständen sichtbare Schneisen. Auch bei linearen Gehölzbeständen (Baumreihen, Alleen, Baumhecken) müssen Gehölze entfernt oder so beschnitten werden, dass ein spannungsabhängiger Sicherheitsabstand zwischen Leiterseilen und Gehölzen nicht unterschritten wird. Dadurch entstehen sichtbare Lücken oder Habitusveränderungen. Diese wirken sich negativ auf das Erscheinungsbild der Strukturen aus. Punktuell lassen sich Verluste von landschaftsbild-prägenden Einzelbäumen und Baumgruppen nicht vermeiden, wenn sie z.B. im Laufe der Zeit über ihr Höhen- oder Breitenwachstum den Sicherheitsabstand unterschreiten. Um dies festzustellen, wird in regelmäßigen Abständen die Vegetationsentwicklung auf der gesamten Trasse der Freileitung durch Begehung überprüft. Per Hubschrauber werden zusätzlich Beschädigungen der Freileitung kontrolliert.³⁵² Auch die Masten werden turnusmäßig inspiziert (vgl. Kapitel 4.1.1). Die durch Lärm- und Abgasemissionen verursachten Störungen sind nur kurzfristig wahrnehmbar und übersteigen im

³⁴⁸ Runge, K. et al. (2012)

³⁴⁹ Bundesverwaltungsgericht (BVerwG): Urteil vom 27.09.1990 - 4 C 44/87.

³⁵⁰ Runge, K. et al. (2012)

³⁵¹ Runge, K. et al. (2012)

³⁵² Runge, K. et al. (2012)

Allgemeinen nur unwesentlich den Pegel der bestehenden Vorbelastungen³⁵³ und trüben somit nicht dauerhaft das Landschaftserleben. Im Betrieb werden Korona-Geräusche im Allgemeinen als unangenehm empfunden und schränken in den der naturnahen Erholung dienenden Gebieten das Landschaftserleben im unmittelbaren Nahbereich der Leitung ein (vgl. Kapitel 4.2.1.1).

4.2.6.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.6.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Konverterstationen und Übergangsbauwerke können aufgrund ihrer Größe eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes darstellen.

4.2.6.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Der Baustellenbetrieb ist für die Dauer der **Bauphase** aufgrund von Geräusch- und Abgasemissionen, visueller Unruhe und Baubeleuchtung eine Störquelle, die sich auf den Zufahrtsstraßen sowie in der Umgebung der Baustandorte negativ auf das Landschaftserleben auswirken kann. Da entlang der gesamten Trasse Baustraßen angelegt werden müssen, ergeben sich seitlich der Verlegetrasse Vegetationsschäden bzw. -veränderungen, die mit Standortveränderungen durch Verdichtung einhergehen und die über die Dauer der Bauphase hinaus fortbestehen können. Bei der Zerstörung schwer regenerierbarer Biotope kann es aufgrund der veränderten Artenzusammensetzung zu einer anhaltenden Sichtbarkeit der Trasse in der Landschaft kommen und damit zu einer dauerhaften Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Auf den benötigten Arbeitsflächen wird Vegetation unvermeidlich beschädigt und entfernt. Vor allem in Waldgebieten wirkt sich der Verlust landschaftsprägender Gehölzstrukturen auf das Landschaftsbild aus. In linearen Gehölzbeständen (Baumreihen, Alleen, Baumhecken) können durch die Verlegung von Erdkabeln Lücken entstehen, die sich negativ auf das Erscheinungsbild dieser Strukturen auswirken. Punktuell lassen sich Verluste von Landschaftsbild prägenden Einzelbäumen und Baumgruppen nicht vermeiden. Aktuellen Planungen zufolge ist in der Bauphase für Kabelgraben, Erdaushub und Baustraße je nach Verlegungsart mit einer Trassenbreite von 13 bis 21 m Breite (bei vier Systemen) zu rechnen. Nach Abschluss der Bauarbeiten werden die Baustelleneinrichtungen entfernt und die Baustreifen wieder begrünt.³⁵⁴

Im direkten Trassenbereich der **Anlage** dürfen keine tief wurzelnden Gehölze wachsen. Dadurch verbleibt in Gebüsch und Wäldern jeweils eine Schneise von ca. 13 bis 21 m Breite, die je nach Standort eine zerschneidende Wirkung in der Landschaft haben und den Trassenverlauf deutlich sichtbar machen. Im Offenland ist die Trasse ein Jahr nach Fertigstellung häufig nicht mehr zu erkennen. Allenfalls die in Abständen gesetzten Markierungspfähle, die vor unbeabsichtigter Beschädigung des Kabels bei Tiefbauarbeiten warnen, sind dauerhaft sichtbar. Als Nebenbauwerke sind Muffenbauwerke, Tunnelbauwerke und Kabelübergangsanlagen (Freileitung zu Kabel) zu beachten. Landschaftsbildrelevant sind, v.a. wegen ihrer Höhe, zum Beispiel die Kabelübergangsanlagen, die üblicherweise als ca. 27 m hohe Stahlkonstruktionen ausgelegt sind, wobei für ein System eine umzäunte Fläche mindestens der Maße 20 x 70 m benötigt wird.

³⁵³ Runge, K. et al. (2012): S. 78.

³⁵⁴ Runge, K. et al. (2012)

Aufgrund der unterirdischen Lage der Kabel wird das Landschaftsbild durch den **Betrieb** des Kabels selbst im Allgemeinen nicht nennenswert beeinträchtigt. Eine Ausnahme stellen Wälder und Gehölze dar, bei denen im Rahmen der betriebsbegleitenden Pflegemaßnahmen eine Schneise zumindest ohne tief wurzelnde Pflanzen aufrechterhalten wird (vgl. Kapitel 4.2.2.3). Eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes aufgrund der deutlichen Erkennbarkeit des Trassenverlaufs ist die Folge.

Während des Betriebs von Erdkabeln ist in Abhängigkeit von Leiterquerschnitten, thermischen Eigenschaften von Bettungsmaterial und Boden sowie insbesondere der Auslastung des Kabels Wärmeeinwirkung möglich, die kleinräumig Vegetation und Bodenlebewesen beeinflussen kann. Grundsätzlich sind hierbei negative Folgen für Kälte liebende Pflanzenarten denkbar, auch können Verschiebungen in phänologisch empfindlichen Entwicklungsphasen wie dem Frühljahrsaustrieb stattfinden.³⁵⁵ Des Weiteren kann nicht ausgeschlossen werden, dass entlang des Trassenverlaufs, zum Beispiel bei Feuchtbiotopen, das Artenspektrum infolge von Wärmebildung im Boden dauerhaft verschoben wird. Dies könnte sich dann durch die erhöhte Sichtbarkeit der Kabeltrasse auf das Landschaftsbild auswirken.³⁵⁶

Vorübergehende Beeinträchtigungen im Landschaftserleben und Landschaftsempfinden können auch durch Wartungsarbeiten und die damit verbundenen Lärm- und Abgasemissionen entstehen. Die entsprechenden Störungen sind nur kurzfristig wahrnehmbar und übersteigen im Allgemeinen nur unwesentlich den Pegel der bestehenden Vorbelastungen.

In Wäldern und Gehölzen, in denen aufgrund der betriebsbegleitenden Pflege- und Wartungsmaßnahmen eine Schneise zumindest ohne tief wurzelnde Pflanzen aufrechterhalten wird, ist der Trassenverlauf erkennbar und führt durch die zerschneidende Wirkung zu einer dauerhaften Beeinträchtigung im Landschaftsbild.

4.2.6.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.6.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Konverterstationen und Übergangsbauwerke können aufgrund ihrer Größe eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes darstellen.

4.2.6.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Basierend auf den Erläuterungen zum Betrachtungsgegenstand des Schutzgutes Landschaft steht für das Schutzgut die Erlebbarkeit der Landschaft für den Menschen im Vordergrund der Betrachtung. Die Erlebbarkeit des Meeres für den Menschen beschränkt sich dabei im Wesentlichen auf die zeitweise wasserfreien Flächen und die küstennahen Wasserflächen. Darüber hinaus sind weitere Bereiche von Wasserfahrzeugen aus erlebbar. Diese vom Menschen erlebbaren Flächen werden bei der folgenden Darstellung der potenziellen Wirkungen der Seekabelverlegung berücksichtigt.

³⁵⁵ Uther, D. et al. (2009)

³⁵⁶ Runge, K. et al. (2012)

Die Seekabelverlegung hat auf das Schutzgut Landschaft insbesondere **baubedingte** Auswirkungen. Kabelanbindungen von Offshore-Windparks haben diesbezüglich auch im Wesentlichen bauzeitliche und damit vorübergehende Auswirkungen. Das einmal verlegte Kabel ist später nicht sicht-, riech- oder hörbar und hat somit auf das Landschaftsbild keine Auswirkungen. Gleiches gilt für den Betrieb des Kabels.³⁵⁷ Es kann jedoch zu baubedingten Auswirkungen kommen, deren Wirkdauer nicht immer nur kurzfristig ist. Von Relevanz für das Schutzgut sind diese baubedingten Auswirkungen im Wesentlichen in den küstennahen Wattbereichen. Baubedingte Auswirkungen auf die ständig wasserbedeckte Ostsee und das küstenferne Sublitoral sind nur wenig relevant, sofern sie überhaupt für den Menschen wahrnehmbar sind.

Unmittelbare Auswirkungen durch die Seekabelverlegung in der Bauphase ergeben sich aufgrund der notwendigen Flächeninanspruchnahme für die Baustelle und die zugehörigen Arbeitswege und Lagerflächen. Die Inanspruchnahme ist temporär. Der Umfang und die Dauer der Auswirkungen ergeben sich aus dem vorherrschenden Watt-Typ und sind abhängig von der bzw. den verwendeten Verlegetechniken. In der Ostsee und im Sublitoral der Nordsee ist während der Bauphase lediglich die Flächeninanspruchnahme durch den zusätzlichen Schiffsverkehr wahrnehmbar. Zudem ist ggf. die Nutzung des Meeres mit Wasserfahrzeugen eingeschränkt. Im Eulitoral der Nordsee stehen hingegen die von der Baustelle (einschließlich Arbeitswegen und Lagerflächen) beanspruchten Flächen dem Landschaftserleben nicht mehr zur Verfügung. Die Kabelverlegung findet wetterbedingt in der Regel zwischen Frühjahr und Herbst statt. Sie erfolgt somit in einer Zeit, die auch für Erholungssuchende von besonderem Interesse ist. Die Bauphase verschiedener Abschnitte kann sich unter Umständen insgesamt über mehrere Jahre erstrecken. Zudem können sich die Bauphasen verschiedener Projekte überlagern.³⁵⁸ So erstreckte sich beispielsweise die Bauzeit für das Projekt HelWin1 auf den Zeitraum zwischen 13.08. und 13.10.2011. Die Bauzeit der Kabelverlegung für das Projekt BorWin 2 erstreckte sich überschneidend vom 11.07. bis zum 14.10.2011.^{359, 360, 361}

Durch die Flächeninanspruchnahme kommt es (insbesondere im küsten- und strandnahen Watt) zu einer temporären Zerschneidung von Flächen der landschaftsgebundenen Erholung. So können z.B. Wattwanderer die Baustelle nicht queren. Auch dies beeinträchtigt das Landschaftserleben. Im Weiteren findet während der Bauzeit für die davon betroffenen Flächen eine Nutzungsänderung statt, die sie anderen Nutzungen, z.B. der Erholungsnutzung, entzieht und in der Landschaft als Fremdnutzung sowohl in der Ostsee wie auch im Sub- und Eulitoral der Nordsee wahrnehmbar ist. Dies gilt neben den Bauarbeiten im Watt insbesondere auch für die Strandbaustelle zur Deichquerung, die in der Regel als HDD-Bohrung durchgeführt wird, sowie für den zur Strandbaustelle erforderlichen Baustellenverkehr, der unter Umständen über sonst für den Verkehr gesperrte Straßen abläuft.³⁶²

Trotz der in der Regel nur vorübergehenden Auswirkungen handelt es sich aufgrund von Umfang, Wirkung und Zeitdauer bzw. Zeitpunkt um relevante Auswirkungen für das Schutzgut Landschaft. Für das Eulitoral der Nordsee kommt es durch die Baumaßnahmen zu einer in der Landschaft sichtbaren Veränderung der

³⁵⁷ Tennet Offshore GmbH & IBL Umweltplanung GmbH (2012b): S. 16.

³⁵⁸ IBL Umweltplanung (2012a): S. 3.

³⁵⁹ Tennet Offshore GmbH (2012b): S. 7 ff.

³⁶⁰ Linders, H.-W. et al. (2011a): S. 25.

³⁶¹ Linders, H.-W. et al. (2012): S. 13.

³⁶² Linders, H.-W. et al. (2011b): S. 57.

Oberflächenform und damit einhergehend zu einer Veränderung des typischen Erscheinungsbildes des Watts. In der Ostsee sowie im Sublitoral der Nordsee erfolgen diese Veränderungen unterhalb der Wasseroberfläche und sind damit für den Menschen in der Regel nicht wahrnehmbar. Die Veränderungen ergeben sich entlang der gesamten Trasse. Sie entstehen u.a. über das Einbringen der Kabel selbst, über das Nachrutschen von Böschungen in den Kabelgraben, über notwendige Abgrabungen und Aufschüttungen bzw. Baugruben sowie Verdichtungen und Umschichtungen des Bodens. Ferner kann es zur Bildung von Prielen kommen. Weitere sichtbare Veränderungen im Eulitoral sind beispielsweise auch durch Ankerseile (unter Umständen großflächig) verursachte Schleifspuren, die insbesondere in Bereichen entstehen, in denen Wattbagger Kurven fahren. Sie sind allerdings bereits nach wenigen Tiden nicht mehr sichtbar.³⁶³ Durch Schiffsbewegungen bzw. Benutzung von Bugstrahlern und Schottelantrieben zum Manövrieren können ferner Kolke entstehen, ebenso durch das Vergraben von Muffen, z.B. unter Einsatz einer Spüllanze. Sie können auch durch das Aufliegen von Schiffen auf dem Wattboden unter bestimmten Wetter- und Tidebedingungen hervorgerufen werden.^{364, 365} Im Eulitoral sichtbare Abgrabungen und Aufschüttungen bzw. Baugruben werden für das Ein- und Ausgraben des Pflugschwertes und zur Verlegung von Muffen und Ankern benötigt.³⁶⁶ Auch Verdichtungen, die durch das Aufliegen von Schiffen auf dem Wattboden und durch Wattbaggerfahrten entstehen können, bleiben im Eulitoral sichtbar.³⁶⁷

Umfang und Dauer der Auswirkungen ergeben sich aus dem vorherrschenden Watt-Typ und der verwendeten Verlegungsmethode. Da mit der Verlegung der Leitungen noch keine umfangreichen Erfahrungen gesammelt werden konnten, werden Angaben zu den Auswirkungen lediglich aus den ersten Berichten über die naturschutzfachliche bzw. ökologische Baubegleitung abgeleitet. Aus diesen ergibt sich,

- dass die Auswirkungen häufig nur temporär sind, aber durchaus über die Bauzeit hinaus andauern^{368, 369},
- dass sich über die reine Bauzeit hinausgehende Auswirkungen insbesondere in den Bereichen ergeben, in denen durch Bauarbeiten Kolke oder Priele entstanden sind,
- dass die Verletechnik einen wesentlichen Einfluss auf Beeinträchtigungsumfang und -dauer hat,
- dass auch der Watt-Typ Einfluss auf die Dauer der Auswirkungen hat: Mischwatt scheint sich langsamer als Sand- und Schlickwatt zu regenerieren.³⁷⁰ Sandwatt ist in der Regel weniger verdichtungsempfindlich als Misch- und Schlickwatt.³⁷¹

³⁶³ Tennet Offshore GmbH & Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN) (2012c): S. 68 f.

³⁶⁴ Tennet Offshore GmbH & Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN) (2012c): S. 36, 44 ff.

³⁶⁵ Linders, H.-W. et al. (2012): S. 33 ff.

³⁶⁶ Tennet Offshore GmbH & Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN) (2012c): S. 15 f., 58.

³⁶⁷ Tennet Offshore GmbH & Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN) (2012c): S. 44 f., 54 ff.

³⁶⁸ Tennet Offshore GmbH (2012d): S. 9.

³⁶⁹ Gespräch der BNetzA am 25.01.2013 in Osnabrück mit Vertretern von NLWKN, NLPV und der Regierungsvertretung Oldenburg aus Niedersachsen.

³⁷⁰ Tennet Offshore- GmbH (2012e): S. 27.

³⁷¹ Gespräch der BNetzA am 05.02.2013 in Bonn mit Vertretern von MELUR und LKN aus Schleswig-Holstein.

Diese Veränderungen sind bei Ebbe in der weiträumigen, offenen Landschaft des Eulitorals, die nur durch die Abbildung des Wellenprofils und einzelner Priele strukturiert wird, deutlich wahrnehmbar. Die Auswirkungen sind damit umfangreich. Sie sind zwar meist temporär, gehen teilweise aber über die eigentliche Bauzeit hinaus und bestehen damit mittelfristig. Auch unter Beachtung von Umfang und Wirkung sind sie daher als relevant einzuschätzen. Allerdings wird allseits durch Verbesserung der technischen Verlegungsmethoden versucht, die Dauer der Auswirkungen einzugrenzen. Erste Ergebnisse des Monitorings bzw. der ökologischen Baubegleitung an Kabeltrassen in Niedersachsen belegen dabei bereits Erfolge.^{372, 373}

Eine Veränderung des Erscheinungsbildes im Eulitoral ergibt sich im Weiteren durch das Einbringen von Fremdkörpern oder technischen Bauwerken. In der Ostsee sowie im Sublitoral der Nordsee liegen solche Bauwerke, anders als im Eulitoral der Nordsee, in der Regel unter Wasser und sind in der Landschaft durch den Menschen genauso wenig wahrnehmbar wie die zugehörigen Bauarbeiten. Ausgenommen davon ist jedoch der entstehende Schiffsverkehr. Bei den Bauwerken kann es sich um Kreuzungsbauwerke oder um Bauwerke handeln, die für die Deichquerung des Seekabels benötigt werden. Für die Errichtung sind jeweils Materialtransporte, Bodenbearbeitung und Baustellenbegrenzungen nötig, die auch in der Landschaft deutlich sichtbar sind. Auch die Bauwerke sind in der gleichförmigen Wattlandschaft bei Ebbe als technische Fremdkörper wahrnehmbar, so dass die sich ergebenden Auswirkungen von Relevanz sind.

Das Landschaftserleben, z.B. von Erholungssuchenden wie Wattwanderern, wird auch durch Lärm- und Lichtemissionen beeinträchtigt. Sie können sich durch Bau- und Rammarbeiten, den zusätzlichen Schiffsverkehr und durch (teilweise nächtliche) Schiffsbeleuchtung ergeben. Baulärm kann je nach Windrichtung über mehrere Kilometer zu hören sein. Dabei ist nicht nur die Intensität des Geräusches ausschlaggebend, sondern auch die Tatsache, dass der sinnlichen Erwartung nicht entsprochen wird und entstehende Geräusche in der Tonlage eindeutig gebietsfremd sein können. Küstennah kann es auch zu olfaktorischen Beeinträchtigungen durch beispielsweise Verbrennungsabgase und Dieselgeruch kommen. Letzterer kann je nach Windrichtung über mehrere hundert Meter wahrgenommen werden.³⁷⁴ Bei den Lärm-, Licht- und Geruchsemissionen handelt es sich aufgrund von Umfang und Wirkung ebenfalls um relevante Auswirkungen. Sie nehmen aber analog zur menschlichen Nutzung mit der zunehmenden Wasserbedeckung der Landschaft ab und übersteigen im überwiegenden Teil der Ostsee und im Sublitoral der Nordsee im Allgemeinen nur unwesentlich das Maß bestehender Vorbelastungen. Kommt es zu Unfällen, können die Wirkungen auf andere Schutzgüter, z.B. den Boden und Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, als Wechselwirkungen auch eine Veränderung der Landschaft und des Landschaftserlebens bedingen (z.B. durch Veränderung von Flora und Fauna). Sie sind damit potenziell wahrnehmbar.

Nach Abschluss des Baus ergeben sich durch die **Anlage** der Seekabel kaum noch Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft, da die verlegten Kabel dann nicht mehr sicht-, riech- oder hörbar sind. Allerdings kann es zu punktuellen, aber dauerhaften Flächeninanspruchnahmen und in ihrer Folge zur Veränderung des Erscheinungsbildes durch anlagebedingte Bauwerke kommen. Auf den nachfolgenden Planungsebenen können dadurch ggf. durch § 30 BNatSchG gesetzlich geschützte Biotope betroffen sein und eine hohe Relevanz bei der Trassensuche und für die Bewertung der Auswirkungen in den einzelnen Verfahren haben. In der Ostsee sowie im Sublitoral der Nordsee liegen solche Bauwerke anders als im Eulitoral der Nordsee

³⁷² Tennet Offshore GmbH (2012c)

³⁷³ Linders, H.-W. et al. (2012)

³⁷⁴ Linders, H.-W. et al. (2011b): S. 57 f.

üblicherweise unter Wasser und sind in der Landschaft durch den Menschen nicht wahrnehmbar. Bei den Bauwerken kann es sich z.B. um Kreuzungsbauwerke oder um Bauwerke handeln, die für die Deichquerung des Seekabels benötigt werden. Während Kreuzungsbauwerke dauerhaft umfangreich wahrnehmbar sind, beschränken sich die Auswirkungen der Deichquerung im Wesentlichen auf die Bauphase. Diese Bauwerke stellen teils umfangreiche, jedenfalls aber in der gleichförmigen Wattlandschaft deutlich als Fremdkörper wahrnehmbare technische Anlagen dar. Die sich ergebenden Auswirkungen sind von Relevanz.

Vorbelastungen bestehen im Wesentlichen durch bereits verlegte Seekabel, z.B. Telekommunikationskabel, und durch den bereits vorhandenen und im Bereich der Hauptschifffahrtrouten umfangreichen Schiffverkehr, küstennah auch durch den Verkehr mit Sportbooten.

Während des **Betriebs** ergeben sich keine relevanten Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft. Wahrnehmbar ist allenfalls der durch Wartungs- und Reparaturarbeiten bedingte zusätzliche Schiffsverkehr.

4.2.6.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.6.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen. Konverterstationen und Übergangsbauwerke können aufgrund ihrer Größe eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes darstellen. Für die Plattformen sind die Auswirkungen im Wesentlichen von der Entfernung zur Küste abhängig. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass sich die Konverterplattform so weit von der Küste entfernt befinden wird, dass sich landschaftsbildrelevante Auswirkungen kaum ergeben.

4.2.7 Kultur- und Sachgüter

Kulturgüter im Sinne der Umweltprüfung werden beschrieben als Zeugnisse menschlichen Handelns geistiger, materieller und ideeller Art, die als solche für die Geschichte des Menschen bedeutungsvoll sind und die sich als Orte, als Raumdispositionen oder als Sachen in der Kulturlandschaft lokalisieren und definieren lassen. Damit umfasst der Begriff „Kulturgut“ sowohl Einzelobjekte oder mehrere Objekte einschließlich ihres Umgebungsbezuges, als auch flächenhafte Ausprägungen und räumliche Beziehungen bis hin zu kulturhistorisch schützenswerten Landschaftsteilen und Landschaften.³⁷⁵ Hinzukommen Güter, die die prähistorische Entwicklung bezeugen (Bodendenkmale, archäologische Funde, etc.) und einen Überschneidungsbereich zur Archivfunktion von Böden darstellen (vgl. Kapitel 4.2.3). Darüber hinaus bestehen im Hinblick auf kulturhistorische Landschaftsteile und Landschaften Bezüge zu den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt (vgl. Kapitel 4.2.2) und Landschaft (vgl. Kapitel 4.2.6).³⁷⁶

Unter den sonstigen Sachgütern sind gesellschaftliche Werte zu verstehen, die z.B. eine hohe funktionale Bedeutung haben oder hatten (z.B. Tunnel, Brücken, Türme, aber auch historische Gebäude, Geräte etc.). Aufgrund der Funktionsbedeutung bzw. der hohen Umweltaufwendungen, die ihre Konstruktion oder

³⁷⁵ Landschaftsverband Rheinland (LVR) (1994)

³⁷⁶ Gassner, E. et al. (2010): S. 265.

Wiederherstellung verursachten, sind sie zu erhalten. Viele Aspekte werden allerdings schon im Rahmen der Behandlung der anderen Schutzgüter mit abgedeckt.³⁷⁷

4.2.7.1 Höchstspannungs-Drehstrom-Freileitungen

Durch die Arbeiten an Freileitungstrassen in der **Bauphase** können Boden-, Kultur- und Baudenkmäler sowie archäologische Fundstellen gefährdet sein. Solche Verluste sind unwiederbringlich. Die Bauarbeiten umfassen u.a. Aushub und Umlagerung von Boden, Baugrubenwasserhaltung und Drainagen. Zudem kann die Rekultivierung von Flächen, auf denen abgelagerter Boden zu Verdichtung geführt hat, Auswirkungen auf das Schutzgut haben. Durch die Bauarbeiten kann das Bodengefüge gestört werden und es können Fremdstoffe in den Boden gelangen. Diese Auswirkungen können auch beim Bau von Umspannwerken oder anderen Nebenanlagen erfolgen.

Durch die **Anlage** der Freileitungen kann es in der Nähe von Kulturgütern zu visuellen Beeinträchtigungen kommen. Der visuelle Wirkraum von Freileistungsmasten hängt von der Höhe, Exposition sowie der Umgebung ab. Dies kann ein Kulturdenkmal in seiner Raumwirkung, v.a. im Nahbereich, beeinflussen. Zudem können Nebenanlagen im Nahbereich eine wesentliche visuelle Beeinträchtigung darstellen.

4.2.7.2 Höchstspannungs-Gleichstrom-Freileitungen

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.7.1 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.7.3 Höchstspannungs-Drehstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.7.1 entsprechend. Bei Erdkabeln ist allerdings ein wesentlich größeres Risiko für die Zerstörung und den Verlust von Boden-, Kultur- und Baudenkmälern gegeben. Dies ist einerseits auf die linienhafte Form der Baustellen, andererseits auf die wesentlich umfangreicheren Tiefbaumaßnahmen als bei Freileitungen zurück zu führen.

4.2.7.4 Höchstspannungs-Gleichstrom-Erdkabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.7.3 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

4.2.7.5 Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.7.1 entsprechend. Bei Seekabeln ist vergleichbar mit Erdkabeln ein wesentlich größeres Risiko für die Zerstörung und den Verlust von Boden-, Kultur- und Baudenkmälern gegeben. Dies ist einerseits auf die linienhafte Form der Baustellen, andererseits auf die ggf. wesentlich umfangreicheren Tiefbaumaßnahmen als bei Freileitungen zurück zu führen.

³⁷⁷ Gassner, E. et al. (2010): S. 265.

4.2.7.6 Höchstspannungs-Gleichstrom-Seekabel

Hier gelten die obigen Ausführungen in Kapitel 4.2.7.5 entsprechend. Es können allerdings auch bipolare Systeme mit nur zwei Leitern ohne Neutralleiter verwendet werden. **Bau-** und **anlagebedingt** kann sich dabei eine geringere Trassenbreite ergeben, die mit entsprechend reduzierten Bauarbeiten und weniger Nutzungseinschränkungen im Bereich der Schutzgüter einhergeht. Außerdem ist zusätzlich auf die potenziellen Wirkfaktoren durch die notwendigen Nebenanlagen hinzuweisen.

Übergangsbauwerke können aufgrund ihrer Größe eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes darstellen. Für die Plattformen sind die Auswirkungen im Wesentlichen von der Entfernung zur Küste abhängig. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass sich die Konverterplattform so weit von der Küste entfernt befinden wird, dass sich landschaftsbildrelevante Auswirkungen kaum ergeben.

4.2.8 Übersicht über relevante Wirkfaktoren und Wirkpfade

In der folgenden Übersicht sind die Wirkfaktoren der betrachteten Hochspannungsübertragungsarten zusammenfassend dargestellt und Stichworte zu den jeweils relevanten Wirkungspfaden genannt. Über diese Pfade wirken die Übertragungstechniken auf die Schutzgüter direkt bzw. indirekt. Der direkte oder indirekte Wirkzusammenhang ist in der Tabelle durch die Symbole ○, ⊙, ● dargestellt, über die die Wirkungen auf die Schutzgüter in ihrem Umfang eingeschätzt werden (siehe Tabelle 13). Da die Bedeutung der Wirkzusammenhänge auch von der konkret eingesetzten Technik sowie insbesondere auch von den örtlichen Gegebenheiten abhängig ist, kann sich die Relevanz in den konkreten Folgeverfahren anders darstellen als hier in der Tabelle abgebildet. Wechselwirkungen im Sinne der vollständigen Wirkungspfade wurden hierbei unter Berücksichtigung der zu erwartenden Relevanz ebenfalls betrachtet. So sind z.B. Wirkfaktoren auf das Schutzgut Landschaft immer auch für das Schutzgut Mensch relevant. In Tabelle 14 sind die Wirkfaktoren für Freileitungen und Erdkabel dargestellt. In Tabelle 15 sind die Wirkfaktoren für Seekabel abgebildet.

Tabelle 13: Erläuterungen zu Tabelle 14 und Tabelle 15

●	Auswirkungen sind für das jeweilige Schutzgut relevant und im großen Umfang zu erwarten	M	Schutzgut Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit
⊙	Auswirkungen sind für das jeweilige Schutzgut relevant	B	Schutzgut Boden
○	Wirkzusammenhang potenziell möglich, aber Auswirkungen nicht relevant bzw. vernachlässigbar	L/ K	Schutzgüter Luft und Klima
?	Wirkzusammenhang potenziell möglich, aber Relevanz der Auswirkungen aus Literatur abstrakt schwer abschätzbar	K/ S	Schutzgüter Kultur- und Sachgüter
		T/ Pf/ bV	Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt
FL	Freileitung	W	Schutzgut Wasser
EK	Erdkabel	La	Schutzgut Landschaft

Wirkfaktor	Wirkungspfad	1		2		3		4		5		6		7	
		FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK
Bauphase Tiefbau und Gründung															
Tiefbaumaßnahmen (Erdaushub Maststandorte bzw. Kabeltrasse, sonstige Fundament- bzw. Bettungsarbeiten)	Temporärer Lebensraumverlust, Veränderung Bodenstruktur und Standortfaktoren			○	●	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Baugrubenwasserhaltung, Eingriffe in Drainagen	Grundwasserabsenkung, Veränderung Bodenwasserhaushalt			○	●	○	●	○	●					○	○
Querung von Gewässern in offener Bauweise (EK)	Aufstau und Trübung von Gewässern, Barrierewirkung				○				●						
Bauphase Flächeninanspruchnahme															
Baustellen, Material-Lagerflächen, Zufahrten, Wegebau	Lebensraumverlust, Veränderung Bodenstruktur und Standortfaktoren, temporäre Zerschneidung	○	○	○	○	○	●	○	○			○	●	○	●
Herstellung von Trassen	Verlust von Vegetation	○	●	●	●	○	●	○	○			○	●	○	○
Lagerung Bodenaushub	Stoffeintrag in sowie Veränderung von Boden und Wasser, Veränderung von Landschaftsbild			○	○	○	○	○	○			○	○	○	○
Bauphase Emissionen															
Baustellenbetrieb	Staubemission	○	●	○	○			○	○	○	○	○	○		
	Schadstoffemission	○	○	○	○			○	○	○	○				
	Störungen, Lärm, Erschütterungen, Lichtemission	○	●	○	●							○	●	○	○
Einleitung von Bauwasserhaltungen	Einleitung von Bauwasserhaltungen, Stoffeintrag in Boden und Gewässer inkl. Trübung, Veränderung des Abflusses	○	○	○	○	○	●	○	●					○	○

Wirkfaktor	Wirkungspfad	M		T/ Pf/ bV		B		W		L/ K		La		K/ S		
		FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	FL	EK	
		Anlage Flächen-/ Rauminanspruchnahme														
Rauminanspruchnahme unterirdisch (Kabel, Bettungen, Tunnel, Fundamente)	Veränderung des Grundwassers und der Bodenstruktur			○	⊙	○	⊙	○	⊙						○	⊙
Rauminanspruchnahme oberirdisch (FL)	Fremdkörperwirkung, Barrierewirkung, Überspannung, Leitungsanflug	●		●		○		○				●		●		
Flächeninanspruchnahme (Fundamente, Anlage und Zufahrten)	Überbauung, Versiegelung, Verdichtung	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	○	○	○		⊙	⊙	○	○	
Trasse inkl. Schneise	Veränderung der Vegetation durch Höhenbeschränkung (FL) und Verhinderung tief wurzelnder Pflanzen (EK), Kaltluftschneisen	⊙	⊙	●	●	⊙	●	⊙	⊙	○	○	●	●	○	○	
Nebenanlagen (Umspannwerke, Kompensationsanlagen, Konverterstationen, Übergangs-, Muffen-, Cross-Bonding-Bauwerke etc.)	Überbauung, Flächenverlust, Fremdkörperwirkung, Standortveränderung	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	○	○	⊙	⊙	⊙	⊙	
Anlage Emissionen																
Schallemission durch Windgeräusche		⊙		⊙								⊙				
Betrieb Emissionen																
Elektrische und magnetische Felder		●	⊙	?	?											
Schallemission durch Koronaeffekte		⊙		○								⊙				
Schadstoffemission, Ionisierung Luft (Ozon, Stickoxide etc.)		○		○						○						
Wärmeemission	Veränderung von Boden und Wasser (EK), Heißleiterseile (FL)			?	⊙		⊙		⊙				?			

Wirkfaktor	Wirkungspfad	M		T/ Pf/ bV		B		W		L/ K		La		K/ S	
		⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋
		⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋	⌊	⌋
Betrieb Instandhaltung															
	Eingriffe in die Vegetation durch Baum- und Mäharbeiten	⊙	⊙	⊙	●	○	⊙	⊙	⊙			⊙	●		
Wartungs- und Pflegearbeiten	Störungen, Lärm, Erschütterungen, Lichtemission	○	○	○	○							○	○		

Tabelle 15: Wirkfaktoren und Wirkungspfade von Seekabeln

Wirkfaktor	Wirkungspfad	M	T/ Pf/ bV	B	W	L/ K	La*	K/ S
Bauphase, Rückbau und Instandhaltung								
Flächeninanspruchnahme durch Baustellen, Material-Lagerflächen, Zufahrten, Wegebau	Lebensraum- und Individuenverlust für Flora und Fauna, Veränderung Bodenstruktur und Standortfaktoren, temporäre Zerschneidung	○	⊙		⊙		⊙	⊙
Ausspülungen, Abgrabungen, Aufschüttungen (ggf. mit Fremdsubstraten)	Veränderung der Bodenstruktur und Oberflächenform (ggf. Prielbildung, tlw. dauerhaft), Veränderungen des Lebensraumes (auch mikroklimatisch)	○	⊙	○	○	○	●	⊙
Einbringen von techn. Bauwerken, Fremdkörpern und Fremdsubstraten	Veränderung des Erscheinungsbildes	○	⊙	○	⊙		⊙	⊙
Baubetrieb	Erschütterungen und Geräuschemission, Schadstoff- und CO ₂ -Emission, Lichtemission	⊙	⊙		○	○	⊙	○
Anlage								
Flächeninanspruchnahme	Habitatverlust, Veränderung des Strömungsregimes, Veränderung der physikalischen und chemischen Wassereigenschaften, Veränderung der Sedimentstruktur bzw. Morphologie		●		⊙		⊙	○
Betrieb								
Einflüsse auf die Temperaturverhältnisse im Sediment und im Wasser			○	○	○			○
Erzeugung magnetischer und elektrischer Felder		?	○					

* insbesondere bezogen auf das Eulitoral

4.3 Maßnahmen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern, zu verringern und auszugleichen

Im Folgenden werden mögliche Maßnahmen dargestellt, die geeignet sind, erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen für die einzelnen Schutzgüter zu verhindern, zu verringern oder auszugleichen. Sie beruhen v.a. auf den im Gutachten von *Runge et al.*³⁷⁸ aufgeführten Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen zu den jeweiligen Schutzgütern. Da jedoch der Bundesbedarfsplan weder Trassenkorridore noch Trassen ausweist und daher keine flächenscharfen Festlegungen trifft, können auch raumkonkrete Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen erst entwickelt und umgesetzt werden, wenn zumindest der grobe Verlauf der geplanten Leitung bekannt ist. Dies ist frühestens auf der Ebene der Bundesfachplanung im Rahmen der Festlegung eines raumverträglichen Trassenkorridors bzw. dann bei der Feintrassierung im Rahmen der Planfeststellung der Fall.

4.3.1 Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Um den Anforderungen der Vorsorge Rechnung zu tragen, dürfen nach der Novellierung der 26. BImSchV neu zu errichtende Drehstrom-Übertragungsleitungen mit einer Nennspannung von 220 kV und mehr, die in neuer Trasse errichtet werden keine Gebäude oder Gebäudeteile überspannen, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind.³⁷⁹ Zur Vermeidung bzw. Verminderung der Auswirkungen kann bei der Trassierung in Abwägung mit anderen Schutzgütern der Abstand zu Siedlungsflächen maximiert werden. Diese Abwägung erfolgt im Rahmen der nachfolgenden Planungsverfahren unter Berücksichtigung der vor Ort jeweils gegebenen Schutzgütausprägungen und weiterer Rahmenbedingungen für die Trassierung (z.B. Topographie). In Fällen, bei denen große Abstände zu Siedlungen nicht möglich sind, können die elektrischen und magnetischen Felder (EMF) minimiert werden, z.B. durch die Anordnung der Systeme auf den Masten, Maximierung der Bodenabstände der Leiterseile durch Ausnutzung von Topographie, Erhöhung der Masten und Wahl der Maststandorte und Spannfeldlängen. Weitere Möglichkeiten zur Minimierung der EMF sind u.a. das sogenannte Abhängen der Leiterseile an einem Stahltragseil und die Reduzierung der Abstände der stromführenden Leiter untereinander durch Wahl der Masttypen. Hinsichtlich der elektromagnetischen Felder bei Erdkabeln sind als Minimierungsmaßnahmen z.B. Anpassungen in der Konstruktion (z.B. Schirmdrähte oder metallische Geflechte), der Verlegetiefe sowie der Anordnung und Bündelung der Leitungen denkbar. Die Wahl des jeweils optimalen Minimierungsverfahrens ist von den Örtlichkeiten und der jeweiligen Leitung mit ihren entsprechenden technischen Anforderungen abhängig und kann zu einer Mehrbelastung anderer Schutzgüter führen. Zur Minimierung der Koronageräusche können u.a. Beschichtungen verwendet werden, die ein schnelles Abtrocknen der Leiterseile nach Niederschlagsereignissen ermöglichen. Die Möglichkeiten, die optischen Wirkungen von Trassen zu minimieren, sind unter dem Schutzgut Landschaft (siehe Kapitel 4.3.6) beschrieben. Auswirkungen während der Bauphase können durch die Wahl von schadstoff- und geräuscharmen Baufahrzeugen sowie durch eine zügige Baudurchführung und zeitliche Beschränkung der Bauphase z.B. auf Tagzeiten minimiert werden. Die Entstehung von Staub kann durch Befeuchtung der entsprechenden Bereiche oder Abdeckung der Bodenzwischenlager minimiert werden.

³⁷⁸ Runge, K. et al. (2012)

³⁷⁹ § 4 Abs. 3 26. BImSchV

4.3.2 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Das BNatSchG sieht über Schutzgebietssysteme und die Unterschutzstellung spezifischer Biotop (§§ 20 ff.) hinaus insbesondere mit der Eingriffsregelung (§§ 13 ff.) sowie dem allgemeinen und besonderen Artenschutz (§§ 39 ff.) ein komplexes Reglement vor, um die Beeinträchtigung wildlebender Tiere und Pflanzen sowie die Inanspruchnahme ihrer Lebensräume zu vermeiden. Innerhalb dieses rechtlichen Rahmens sind u.a. die folgenden Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen denkbar. Dabei ist jedoch zu beachten, dass durch die Vermeidung bzw. Minderung der Auswirkungen auf die Schutzgüter Pflanzen, Tiere und die biologische Vielfalt Auswirkungen auf andere Schutzgüter entstehen bzw. sich erhöhen können. Dies bedarf im Einzelfall einer sachgerechten Abwägung.

Eine Trassenführung, die ökologisch wertvolle Biotop umgeht, ist die effektivste Vermeidungsmaßnahme. Bei Freileitungen können mit der Wahl der Maststandorte ggf. schutzwürdige und von der Leitung betroffene Einzelbiotop umgangen oder überspannt werden. Ihre Beeinträchtigung kann bei Freileitungen und Erdkabeln auch mit der Wahl des Trassenverlaufs vermieden werden. Die Inanspruchnahme schutzwürdiger Biotop durch Nebenanlagen (vgl. Kapitel 4.1.7) sollte ebenfalls vermieden werden, da auch hierbei potenzieller Lebensraum verloren geht.

Bei der Seekabelverlegung sollten im Rahmen der Feintrassierung Gebiete mit Steinfeldern, Muschelbänken und Seegraswiesen umgangen werden. Dies würde negative Auswirkungen auf besondere marine Lebensraumtypen, Makrophytenbestände, Makrozoobenthos und Fische vermeiden. Laichgebiete von Fischen finden sich häufig in diesen Strukturen wieder. Überdies sollten Wanderrouten von Fischen bei der Trassierung berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere Ästuare, die für diadrome Fischarten (Fische, die zum Laichen ihre Gewässer wechseln) eine Art Nadelöhr bilden. Kabelkreuzungen (vgl. Kapitel 4.1.7) sollten weitestgehend vermieden werden, um Steinschüttungen als dauerhafte Habitatveränderung zu vermeiden. Sandbänke, die Kegelrobben und Seehunden als Liege- und Wurfplätze dienen, sollten ebenfalls räumlich gemieden werden, da zwar bei den Bauarbeiten, nicht jedoch bei Wartungs- und Reparaturarbeiten Rücksicht auf den sensiblen Zeitraum der Kalb-/Wurf- und Aufzuchtzeit genommen werden kann.

Ist eine bestimmte Trasse ausgewählt, können über die Wahl der Technik weitere Auswirkungen vermieden bzw. gemindert werden. Bei der Anlage von Freileitungen können wertvolle Gehölzbestände bzw. Gehölzlebensräume von geschützten Arten (z.B. Fledermäuse) mit Hilfe höherer Masten überspannt werden. Sofern Feuchtgebiete und Fließgewässer nicht umgangen werden können, kann durch eine Unterdükerung oder mit einer Überspannung temporären und dauerhaften Störungen der Biotopigenschaften und des Artenspektrums vorgebeugt werden. Gleiches gilt für Seegraswiesen, Salzwiesen und Dünen durch Einsatz einer Horizontalbohrung bei der Verlegung von Seekabeln (vgl. Kapitel 4.1.5). Ist das Minderungspotenzial durch planerische Minderungs- und Meidungsmaßnahmen wie der Wahl geeigneter Trassenkorridor- bzw. Trassenführung oder technische Maßnahmen ausgeschöpft, können Vogelschutzmarkierungen das Kollisionsrisiko für die Avifauna an den Leitern von Höchstspannungsfreileitungen ggf. erheblich reduzieren. Typ und Abstände der Marker sollten dabei bestmöglich auf die jeweiligen Verhältnisse vor Ort abgestimmt werden. Zur Verringerung der Trassenbreite bei Freileitungen und damit zur Verringerung der Breite von Schneisen in Gehölzbeständen wird an der Entwicklung neuer Masttypen geforscht. Mittels Zwischenabhängungen soll der Leiterseildurchhang reduziert werden, wodurch auch niedrigere Masthöhen und geringere Schneisenbreiten möglich sind.³⁸⁰ Dies hat ggf. zusätzlich Einfluss auf die Kollisionsgefährdung

³⁸⁰ Runge, K. et al. (2012)

bestimmter Vogelarten. In Bezug auf den Einsatz von Einebenenmasten kann durch die verringerte vertikale Gefahrenzone und die bessere horizontale Sichtbarkeit nebeneinanderliegender Leiterseile von einem verringerten Kollisionsrisiko für Vögel ausgegangen werden. Es ist ferner möglich, die Schneisenbreite bei Gehölzen im Bereich der Masten zu reduzieren, da hier die Ausschwenkbreite der Leiterseile geringer ist. Bei der Anlage von Erdkabeln können gegebenenfalls mögliche Beeinträchtigungen kälteliebender Pflanzenarten durch gasisolierte Leitungen vermieden werden.

Bei der Verlegung von Seekabeln können je nach Sediment, Wasser- und Verlegungstiefe Verfahren gewählt werden, die nur geringfügig Trübstofffahnen hervorrufen oder nur eine geringe baubedingte Trassenbreite bzw. Verdichtung von Wattböden bedingen. Beispielweise kommen bei geringen Wassertiefen Pontons zum Einsatz, die motorisierte Verlegeschniffe ersetzen und somit die Wirkfaktoren reduzieren (vgl. Kapitel 4.1.5). Bezogen auf notwendige Nebenanlagen auf im Meer liegenden Plattformen ist zu erwähnen, dass durch einen Verzicht auf unnötige Lichtquellen Vogelkollisionen reduziert werden können (u.a. zeigten erste Studien, dass sich die Aktivitätszeiten von Vögeln bei künstlichem Nachtlicht erhöhen)³⁸¹. Darüber hinaus konnte nachgewiesen werden, dass der Einsatz von blinkendem Licht und/oder bestimmten Lichtfarben ebenfalls zu einer Reduzierung der Vogelanflüge führen kann.^{382, 383} Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) hat mit dem Schallschutzkonzept³⁸⁴ eine Grundlage für die Bewertung von Schallbelastungen vorgegeben, die Maßnahmen zum Schallschutz und zur Minimierung vorsehen. Das Schallschutzkonzept soll bei Rammarbeiten für Gründungswerke in der Bauphase Anwendung finden. Dadurch sollen Schädigungen des Gehörs vermieden und somit die Möglichkeit der Kommunikation gewahrt werden.

Weitere Möglichkeiten zur Vermeidung und Minderung der Auswirkungen auf Pflanzen und Tiere ergeben sich mit der Wahl von günstigen Zeitfenstern für Bau und Pflege. Dabei sollten insbesondere für geschützte Arten Zeitfenster (im Tages- bzw. Jahresgang) gewählt werden, bei denen eine Störung in sensiblen Entwicklungs- bzw. Lebensstationen vermieden wird (Bauzeitenregelung, Pflegemanagement). Die daraus entstehenden möglichen Konflikte zwischen Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen verschiedener Arten sollten im Zweifelsfall gegeneinander abgewogen werden. Nächtliche Bauarbeiten sollten beispielsweise bei der Querung von Fließgewässern mit Biber- und Fischotterbesatz nur nach sorgfältiger Prüfung durchgeführt werden. Hingegen werden bei tagsüber durchgeführten Bauarbeiten die nachtaktiven Fledermausarten in ihren Ruhezeiten gestört, dies könnte durch Bauzeitenregelungen insbesondere in Wochenstubezeiten und Winterruhe sowie in Abwägung mit dem Schutz anderer Arten vermieden werden. Das Zeitfenster für Bauarbeiten im Hinblick auf eine Minimierung der Beeinträchtigung von Vögeln wird hingegen im Wesentlichen durch die störepfindliche Brutzeit von ca. März bis Ende August bestimmt. Vor diesem Hintergrund ist in § 39 Abs. 5 BNatSchG auch eine Sperrzeit für das Abschneiden bzw. Auf-den-Stocksetzen von Bäumen außerhalb des Waldes sowie für weitere Gehölze zwischen dem 01. März und dem 30. September festgelegt.

³⁸¹ Russ, A. et al. (2014)

³⁸² Hill, R. et al. (Avitec Research) (2013)

³⁸³ Hill, K. et al. (2014)

³⁸⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2013)

Nachteilige Umweltauswirkungen für die Avifauna in der Verlegungsphase von Seekabeln können ebenfalls durch angepasste Bauzeiten verringert werden. Dabei sind insbesondere die Brut-, Mauser- und Zugzeiten der betroffenen Vogelarten zu berücksichtigen. Durch Verzicht auf nächtliche Flutlichtarbeiten insbesondere bei witterungsbedingt schlechter Sicht lässt sich möglicherweise das Risiko der Kollision mit Verlegeschiffen für Vögel reduzieren.³⁸⁵ Bei der Seekabelverlegung ist auch eine Bauzeitenbeschränkung während der Laichzeit von Fischen hilfreich. Des Weiteren sollte das Auslegen/Verlegen und Einbringen/Eingraben der Kabelbündel in einem Arbeitsgang erfolgen. Für alle marinen Säuger sind bei der Seekabelverlegung Störungen in der Kalb-/Wurf- und Aufzuchtzeit zu vermeiden.

Grundsätzlich können die Eingriffe durch eine auf das notwendige Maß reduzierte Pflege gemindert werden. So ist bei Freileitungen in einem Gehölzstreifen ein Zurückschneiden von Bäumen einer vollständigen Baumentnahme vorzuziehen, da hierdurch der Lebensraum zwischenzeitlich etablierter Tier- und Pflanzenarten erhalten bleiben kann. Während der Betriebsphase können durch ein ökologisches Trassen- oder Schneisenmanagement, welches ein begrenztes Baumwachstum im Schneisenbereich gestattet, Auswirkungen auf Tiere und Pflanzen in Gehölzbiotopen gemindert werden. Das ökologische Trassen- oder Schneisenmanagement kann u.a. umfassen, Hiebflächen zu minimieren, die Maßnahme zeitlich zu staffeln sowie ökologische Funktionen der Flächen zu berücksichtigen. Nach Maßgabe von Aufwuchsbeschränkungen ist eine reduzierte Wiederbewaldung im Bereich der Trassen möglich, so dass bei regelmäßiger Trassenpflege und intensiver forstlicher Nutzung sogar niederwaldähnliche Strukturen aufgebaut werden können. Hinsichtlich der Auswirkungen von Freileitungen auf extensive, artenreiche Grünlandbiotope können bei Freileitungsmasten ökologisch funktionsträchtige Ersatzbiotope durch die Etablierung von Altgrasbeständen an den Maststandorten initiiert werden.

Auch für Erdkabeltrassen können über eine angepasste Pflege Auswirkungen vermieden und minimiert werden. Darüber hinaus gibt es auch Lebensraumtypen (LRT), die durch ein ökologisches Management von Freileitungs- bzw. Erdkabelschneisen profitieren können. So ist zum Beispiel der FFH-Lebensraumtyp „Pfeifengraswiesen auf kalkreichem Boden, torfigen und tonig-schluffigen Böden (*Molinion caeruleae*)“ (LRT 6410)³⁸⁶ nur mit regelmäßiger Mahd zu erhalten. Ohne Pflege würden sich auf diesen Flächen aufgrund von natürlichen Sukzessionsprozessen langfristig Gehölze durchsetzen.³⁸⁷ Um Kollisionen mit Landsäugetieren zu vermeiden, kann die Baustelle umzäunt werden. Um Tierverluste an Wanderungswegen von Amphibien zu vermeiden, können Amphibienleiteinrichtungen eingerichtet werden. Um mögliche Beeinträchtigungen der Fauna zu reduzieren bzw. zu vermindern, können abhängig vom Einzelfall und nach artenschutzrechtlicher Prüfung eventuell gefährdete Arten vor Baubeginn abgesammelt oder im Ausnahmefall auch umgesiedelt werden, ggf. auch in Zusammenhang mit den vorgezogenen Ausgleichsmaßnahmen gemäß § 44 Abs. 5 BNatSchG. Umstritten ist, ob für den Fall, dass sich die Bauarbeiten nicht auf einen Zeitraum außerhalb empfindlicher Zeitphasen verlegen lassen, Vergrämuungsmaßnahmen nach artenschutzrechtlicher Prüfung

³⁸⁵ In der Nordsee wurde der Vogelschlag für die Forschungsplattform FINO 1 ab November 2003 systematisch registriert und wissenschaftlich aufgearbeitet. Der FINOBIRD-Abschlussbericht dokumentiert u.a., dass die auf der beleuchteten Plattform gefundenen toten Vögel in sehr guter Körperkondition gewesen sind und sich fast 50 % der registrierten Kollisionen in nur zwei Nächten bei schlechten Sichtbedingungen ereignet haben, was zu einer Verringerung der Flughöhe und zu einer verstärkten Anziehung durch die beleuchtete Plattform geführt haben könnte. (vgl. Hüppop, O. et al. (2009))

³⁸⁶ Natürliche Lebensräume mit Tier- und Pflanzenarten von gemeinschaftlichem Interesse im Sinne der FFH-Richtlinie. Sie sind nummeriert. Die Nummern entsprechen dem EU-Code der Lebensraumtypen.

³⁸⁷ Fuchs, D. et al. (2010b): S. 88.

noch vor Beginn der Brutzeit zur Vermeidung der Tötung bzw. Verletzung von Tieren (Realisierung des Tötungs- bzw. Verletzungsverbotes gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) ggf. zulässig sind. Das Ziel der Vergrämungsmaßnahmen ist, zu verhindern, dass Tiere durch die Errichtung oder den Betrieb von Anlagen getötet werden. Sie können den Störungstatbestand erfüllen, stellen im Rahmen der Prüfung des § 45 Abs. 7 BNatSchG im Vergleich zur Tötung jedoch eine schonendere Alternative dar.^{388, 389, 390, 391} In jedem Fall ist vor einer solchen Maßnahme zu prüfen, ob das Störungsverbot (§ 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) hierdurch verletzt wird und ob dafür eine Ausnahme von den artenschutzrechtlichen Verboten zulässig ist.

4.3.3 Boden

Das Risiko irreversibler Bodenschäden kann in der Bauphase durch eine bodenkundliche Begleitung gesenkt werden. Bodenverdichtung lässt sich durch diverse technische Vorkehrungen der Bau- und Transportfahrzeuge vermeiden (Reduzierung der Radlast, bodenschonende Kraftübertragung durch Allradantrieb oder zapfwellengetriebener Geräte statt gezogener Geräte und Aufsattel- und Anbaugeräte, verringerter Reifendruck, breite Reifen, Gitterräder, Zwillingsreifen, Bandlaufwerke, etc.). Aufgrund der gravierenden Folgen einer Bodenverdichtung ist es sinnvoll, soweit wie möglich bereits vorhandene Verkehrswege zu nutzen. Sofern dies nicht ausreicht, kann Verdichtungen und irreversiblen Strukturschäden durch die Anlage von vollständig entfernbaren Baustraßen aus wieder verwendbaren Materialien (z.B. Schotter über Fließ, mobile Stahlplatten, Fahrbohlen oder geotextile Matten) vorgebeugt werden. Durch eindeutige Ausweisung der Baustellenflächen und Zufahrten kann das Befahren von nicht präparierten Flächen verhindert werden. Das erhöhte Verdichtungsrisiko bei Böden mit hohem Wassergehalt kann durch die Berücksichtigung der aktuellen Niederschlagssituation vermindert werden. Bei der Bodenentnahme ist auf eine saubere Trennung von Ober- und Unterboden während der Entnahme, eine sachgerechte Lagerung und entsprechender Wiedereinbau zu achten. Bei gegenüber Strukturschäden besonders empfindlichen Böden sollte ein Oberbodenabtrag nach Möglichkeit vermieden werden. Diesem kann bei Erdkabeln z.B. mit einer Dükerung, HDD-Bohrverfahren (*Horizontal Directional Drilling*, Richtbohrtechnik) begegnet werden. Auch die Rohrrammung kann als Installationstechnik in Betracht kommen. Werden in der Bauphase bei Erdkabeln, Fundamenten oder sonstigen Bodeneingriffen wasserstauende Schichten durchbrochen, können sie durch quellfähige Tone wie etwa Bentonit wieder vollständig abgedichtet und Beeinträchtigungen des Bodenwasserhaushalts vermieden werden. Die langfristige Funktionsfähigkeit von Drainagen sollte beachtet werden. Einem sich negativ auf den Boden auswirkenden Eintrag von Fremdstoffen kann durch die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen im Umgang mit wasser- und bodengefährdenden Stoffen sowie durch den Einsatz von feuerverzinkten Baumaterialien für die Masten vorgebeugt werden. Darüber hinaus sollte eine fachgerechte Entsorgung von Ölrückständen der Maschinenanlagen, Fäkalien, Verpackungen, Abfälle sowie Abwässer an Land und auf See sichergestellt sein. Hierbei könnten sich vorweg erstellte „Abfallkonzepte“ und entsprechende „Notfallpläne“, u.a. für Unfälle mit bodengefährdenden Stoffen, während der Bau- und Betriebsphase als nützlich erweisen.

³⁸⁸ Kratsch, D. (2010): S. 742-762.

³⁸⁹ Wulfert, K. et al.(2012): S. 75 f.

³⁹⁰ Peschel, R. et al. (2013): S. 243.

³⁹¹ Kluge, E, et al. (2013): S. 288.

4.3.4 Wasser

Auswirkungen auf Oberflächengewässer können durch die Wahl des Trassenverlaufes und der Maststandorte minimiert werden. Insbesondere Trassenverläufe parallel zu Fließgewässern sollten in der Regel nicht gewählt und eine direkte Überspannung angestrebt werden. Ist eine Überspannung des Gewässers und des Überschwemmungsgebiets nicht möglich, so ist durch entsprechende bauliche Gestaltung und räumliche Anordnung von Anlagen ein sicherer Abfluss des Hochwassers zu gewährleisten. In Überschwemmungsgebieten sollte die Ablagerung von Baumaterialien vermieden werden. Sie sind außerdem von wassergefährdenden Stoffen freizuhalten (§ 78 Abs. 1 Nrn. 4 und 5 WHG).

Oberflächengewässer sind von Baustelleneinrichtungen auszusparen, um die Gewässerbereiche in einem unberührten Zustand zu belassen. Ist dies unvermeidbar sollte eine Abdeckung des Gewässers mit z.B. Metallplatten erfolgen, um die Durchgängigkeit und die Vorflutfunktion der Gewässer zu erhalten. Zudem ist einer Beeinträchtigung der Uferstrukturen und des Uferbewuchses durch ausreichend große Abstände zu Uferbereichen entgegenzuwirken. Siehe hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 4.2.4.1 in dem auf die Einhaltung von Gewässerrandstreifen näher eingegangen wird.³⁹²

Grundwasserhaltungen sowie -entnahmen, die durch die Mastgründung oder auch die Erdkabelverlegung erforderlich werden, sollten zeitlich auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Im Einzelfall kann es als sinnvoll erachtet werden, Negativbrunnen zu errichten, wodurch in der Nähe des Entnahmeorts das Wasser wieder in den Boden gepumpt wird, um so dem Absinken des Grundwasserspiegels entgegenzuwirken.³⁹³

Bei der Gründung entstehendes Grundwasser kann durch Lage und Ausgestaltung der Baugrube hinsichtlich seiner Menge reduziert werden. Das gehobene Wasser wird üblicherweise hinsichtlich seiner grundwassertypischen Eigenschaften (Sauerstoffgehalt, Trübung, Eisen und Mangan) vor der Wiedereinleitung aufbereitet. Bei einer möglichen Trübung können ggf. Absetzbecken vor die Wiedereinleitung des Wassers vorgeschaltet werden. Die eingeleiteten Mengen in Oberflächengewässer sind dem natürlichen Abflussregime anzupassen, um im Unterlauf des Gewässers keine Uferabbrüche hervorzurufen. Nach Abschluss der Bauarbeiten sollten natürliche grundwasserdurchlässige Deckschichten, die durch Erdarbeiten beschädigt wurden, soweit wie möglich wiederhergestellt werden.³⁹⁴

Das Risiko von belasteten stofflichen Einträgen in Gewässer kann durch eine entsprechende Wahl von biologisch abbaubaren Betriebsstoffen und strikter Beachtung der Vorschriften des WHG, der entsprechenden Landeswassergesetze (LWG) sowie der jeweiligen Verordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen minimiert werden. Zur Vorsorge gegenüber etwaigen Unfällen ist es zudem zielführend geeignete Bindemittel auf der Baustelle vorzuhalten.³⁹⁵ Darüber hinaus sollte eine fachgerechte Entsorgung von Ölrückständen der Maschinenanlagen, Fäkalien, Verpackungen, Abfälle sowie Abwässer sichergestellt sein.³⁹⁶

³⁹² Runge, K. et al. (2012): S. 111.

³⁹³ Runge, K. et al. (2012): S. 114.

³⁹⁴ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 19.

³⁹⁵ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 18 ff..

³⁹⁶ Ingenieurbüro Schöneiche (IBU) (2007): S. 471.

Wie bereits in Kapitel 4.2.4.1 beschrieben, stellte in der Vergangenheit das Auftragen des Korrosionsschutzes an Masten aufgrund der Verwendung von blei- bzw. zinkhaltigen Anstrichen ein Risiko für das Grundwasser dar, das allerdings seit einigen Jahren dadurch abgemildert wurde, dass nunmehr feuerverzinkte Masten verbaut werden und auf die Verwendung von blei- oder sonstigen schwermetallbelasteten Korrosionsschutzanstriche verzichtet wird. Um noch einen zusätzlichen Schutz herzustellen (und dies gilt besonders für Wasserschutzgebiete) sollten die Masten keine auswaschbaren und auslaugbaren wassergefährdenden Stoffe beinhalten. Des Weiteren kann Schadstoffeinträgen, die ggf. durch das Ablösen der alten Anstriche bei der Wartung/Renovierung alter Masten hervorgerufen werden können, durch angemessene Vorsorgemaßnahmen (z.B. Abdeckungen) begegnet werden.^{397, 398, 399}

Um den Schutz von Wasserschutzgebieten hervorzuheben, sollten in diesen nur solche Maschinen Verwendung finden, bei denen nicht mit Ölverlust zu rechnen ist und an welchen regelmäßige Wartungen hinsichtlich Schmier- und Treibstoffverlust durchgeführt werden. In den Schutzgebietszonen I und II sollten nur solche Maschinen und Geräte zum Einsatz kommen, die mit biologisch abbaubaren Ölen betrieben werden.⁴⁰⁰

Für den Bau von Erdkabeln gelten größtenteils die oben aufgeführten Vermeidungs- und Verringerungsmaßnahmen hinsichtlich des Baus von Freileitungen. Außerdem kann beim Bau von Erdkabeln auch bei Gewässern zur Minimierung der Auswirkungen eine Unterdükerung statt offener Bauweise gewählt werden. Findet eine offene Bauweise von Erdkabeln statt, sind die Eingriffe in das Gewässer und deren Dauer auf das notwendige Minimum zu beschränken.⁴⁰¹ Besondere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Durchgängigkeit und zum Schutz der wandernden Gewässerorganismen können dabei notwendig werden.⁴⁰²

Die hier aufgezeigten und viele weitere Vorsorge- bzw. Verhinderungs- und Minderungsmaßnahmen sind Stand der Technik und können im Rahmen der Planfeststellung in den Nebenbestimmungen festgeschrieben werden.⁴⁰³

4.3.5 Luft und Klima

Beeinträchtigungen der Schutzgüter Luft und Klima können durch optimierte Arbeitsabläufe in der Bauphase und durch auf örtliche Gegebenheiten angepasste Trassenplanung minimiert werden. So können während der Bauphase auftretende Schadstoff- und Staubemissionen durch den Einsatz emissionsarmer Fahrzeuge und durch Besprenkeln des Bodens mit Wasser reduziert werden. Durch Waldschneisen bedingte Kaltluftabflüsse lassen sich vermeiden, indem man sie winkelförmig und nicht geradlinig anlegt.

³⁹⁷ Regierung von Unterfranken (2012): S. 17.

³⁹⁸ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 221.

³⁹⁹ Runge, K. et al. (2012): S. 95.

⁴⁰⁰ Bezirksregierung Detmold (2013): S. 24 ff.

⁴⁰¹ Rasmus, J. et al. (2009): S. 92.

⁴⁰² Runge, K. et al. (2012): S. 113.

⁴⁰³ Runge, K. et al. (2012): S. 114.

4.3.6 Landschaft

Der Ausgleich einer Landschaftsbildbeeinträchtigung ist nur in engen Grenzen möglich. Daraus ergibt sich, dass die Schonung landschaftlich hochwertiger Naturräume durch eine frühzeitig ausweichende Trassenplanung den Schwerpunkt der im Hinblick auf das Schutzgut Landschaft zu erwägenden Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen darstellen muss. Der ästhetische Eigenwert der Landschaft und die visuelle Verletzlichkeit von Betrachterstandorten sind standörtlich zu ermitteln und abstrakt kaum zu erfassen. Am ehesten kann die Schutzgebetskaskade des BNatSchG, welche von den Naturschutzgebieten (§ 23) über die Nationalparke und Nationalmonumente (§ 24), Biosphärenreservate (§ 25), Landschaftsschutzgebiete (§ 26), Naturparke (§ 27), Naturdenkmäler (§ 28), geschützte Landschaftsbestandteile (§ 29) und gesetzlich geschützte Biotope (§ 30) zu den Natura 2000-Schutzgebieten (§§ 31 f.) führt, in einer sehr überschlägigen Orientierung bei geschützten Flächen erste Hinweise auf eine möglicherweise visuelle Verletzlichkeit geben. Viele Schutzgebiete dienen neben ökologischen Zielen dem ästhetischen Werterhalt der Landschaft sowie der Erholung des Menschen. Allerdings gibt es planerische und technikspezifische Möglichkeiten Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft zu verhindern bzw. zu verringern.

Bezogen auf die Anlage von Freileitung und Erdkabeln ist eine landschaftsgerechte Trassenführung anzustreben. Dies beinhaltet eine flexible Anpassung an die Geländeformen wie Wälder, Täler oder Flüsse. Auch eine angepasste Bauform der Masten mindert die Auswirkungen von Freileitungen auf das Landschaftsbild. So können Leitungen auf Hängen statt auf Kuppen errichtet, Bergrückenüberquerungen mit zwei niedrigen anstatt eines hohen Mastes durchgeführt und bei unvermeidlichen Waldüberspannungen möglichst wenig herausragende Masten verwendet und so die Wirkung im Landschaftsbild verbessert werden. Des Weiteren können Waldschneisen winkelig statt gradlinig angelegt werden, bevorzugte Blickschneisen, auf besondere Gebäude, Aussichtslagen, freigehalten und topographische Sichthindernisse genutzt werden. Es ist ferner möglich, die Schneisenbreite bei Gehölzschneisen im Bereich der Masten zu reduzieren, da hier die Ausschwenkbreite der Leiterseile geringer ist. Außerdem lassen sich Trassen mit anderen technischen Strukturen bündeln, um hochwertige Naturräume zu schonen. Dies können z.B. vorhandene Freileitungstrassen oder Bundesautobahnen sein. Bestenfalls ergeben sich auf diese Weise nur geringe Zusatzbelastungen.

Sind die Möglichkeiten der Trassierung und Mastanpassung ausgeschöpft, lassen sich das Landschaftsbild beeinträchtigende Wirkungen noch durch technisch-gestalterische Mittel minimieren. Wo an Waldstandorten z.B. die Schneisenwirkung im Vordergrund steht, kann erwogen werden, ob mit einer Waldüberspannung durch höhere Masten das Landschaftsbild beeinträchtigt wird. In Abhängigkeit von der vorhandenen Landschaft, lassen sich oftmals visuelle Beeinträchtigungen insbesondere durch geringe Masthöhen (Einebenenmasten statt Donaumasten), gerade Leitungszüge und gegebenenfalls durch eine geeignete farbliche Gestaltung der Maste minimieren. Durch das Zulassen von natürlicher Sukzession an den Maststandorten und auf den Schneisen und durch die entsprechende Pflege im Rahmen eines ökologischen Trassen- oder Schneisenmanagements kann die visuelle Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Trassenbauwerke zusätzlich vermindert werden. Abpflanzungsmaßnahmen an Maststandorten und Nebenanlagen sowie an sichtbeeinträchtigten Blickstandorten sind ein weiteres Mittel, das Landschaftsbild möglichst wenig zu beeinträchtigen.

Des Weiteren können auch verschiedene Mastkonzepte eingesetzt werden. Diese haben einen unterschiedlichen Platzverbrauch (Höhe, Breite, Aufbau) und wirken unterschiedlich im Landschaftsbild. Darüber hinaus sind die das Landschaftsbild beeinträchtigenden Eingriffe in Gehölzbestände grundsätzlich zu

reduzieren und auf das notwendige Maß zu beschränken. Ein Rückschnitt ist der vollständigen Entnahme von Gehölzen vorzuziehen. Unter Berücksichtigung von Aufwuchshöhen ist auch eine Wiederbewaldung im Bereich der Hochspannungsfreileitungstrassen möglich, so dass bei fachgerechter Trassenpflege und angepasster forstlicher Nutzung niederwaldähnliche Strukturen entwickelt werden können. Dies könnte durch ein bau- und betriebsbegleitendes ökologisches Trassen- oder Schneisenmanagement sichergestellt werden. Auch für Erdkabeltrassen können über eine entsprechende Pflege Auswirkungen verhindert und verringert werden. Allerdings besteht hinsichtlich der Möglichkeiten noch Forschungsbedarf.

Die Verlegung von Seekabeln ist noch wenig erprobt. Insofern ist absehbar, dass eine Vermeidung von Umweltauswirkungen insbesondere durch die Erprobung und Anpassung der Verlegeverfahren erfolgen wird. So kommt es durch den derzeit favorisierten Einsatz des Vibrationsschwertes⁴⁰⁴ zu geringeren und kürzer wahrnehmbaren Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft (vgl. Kapitel 4.1.5). Gleichzeitig sollten flachgängige Arbeitsschiffe und schonende Antriebsweisen eingesetzt werden.⁴⁰⁵ Erfahrungen mit weiteren Maßnahmen, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu verhindern und zu verringern, sowie mit der Neuentwicklung solcher Maßnahmen werden im Rahmen ökologischer Baubegleitung gesammelt.^{406, 407} Hier entwickelte und erprobte Verfahren können bei weiteren Projekten in das Standard-Repertoire aufgenommen werden. Darüber hinaus können die Wirkungen der Landbaustellen mit herkömmlichen Mitteln verringert werden: Für das Projekt BorWin 2 wurde beispielsweise die Strandbaustelle auf Norderney mit einem drei Meter hohen Sandwall umgeben, der auf drei Seiten eine optische Abschirmung bewirkte. Ferner wurde ein Fahrverbot für einen Dünenweg zwischen 10 und 18 Uhr erteilt, um einer Störung der Erholungssuchenden vorzubeugen.⁴⁰⁸

4.3.7 Kultur- und Sachgüter

Durch eine baubegleitende Untersuchung, beispielweise eine archäologische Baubegleitung, lässt sich eine bodendenkmalpflegerische Betroffenheit feststellen. Um visuelle Beeinträchtigungen von Kultur- und Sachgütern zu vermeiden oder zu vermindern, sollten visuell sensible Bereiche nach Möglichkeit bereits frühzeitig in der Planung ausgeschlossen werden.

⁴⁰⁴ U.a. Gespräch der BNetzA am 25.01.2013 in Osnabrück mit Vertretern von NLWKN, NLPV und der Regierungsvertretung Oldenburg aus Niedersachsen. Gespräch der BNetzA am 05.02.2013 in Bonn mit Vertretern von MELUR und LKN aus Schleswig-Holstein.

⁴⁰⁵ Linders, H.-W. et al. (2012): S. 39, 43.

⁴⁰⁶ Tennet Offshore GmbH (2012c)

⁴⁰⁷ Linders, H.-W. et al. (2012)

⁴⁰⁸ Linders, H.-W. et al. (2011b)

5. Ziele des Umweltschutzes

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Redaktionelle Anpassungen und Korrekturen
- Aktualisierung der Quellen

Die Ziele des Umweltschutzes, die ihren Eingang in rechtliche Regelungen gefunden haben, bilden den Rahmen für die Zusammenstellung der zu prüfenden Schutzgüter und der Bewertungskriterien. Die für den Plan oder das Programm geltenden Ziele des Umweltschutzes sind nach dem UVPG in der SUP darzustellen (§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 2 UVPG). Darunter sind sämtliche Zielvorgaben zu verstehen, die darauf gerichtet sind, den Zustand der Umwelt zu sichern oder zu verbessern. Eine für Pläne und Programme standardisierte oder in der Praxis verbreitete Liste von Umweltzielen liegt nicht vor. Welche Ziele des Umweltschutzes in einer SUP darzustellen sind, richtet sich vielmehr nach den Umständen des Einzelfalls bzw. nach dem Plan. Gemäß § 14f UVPG ist eine Eingrenzung des Untersuchungsrahmens, in welchem die SUP zu erfolgen hat, anhand fachlicher und pragmatischer Kriterien möglich. Die für diese SUP vorgenommene Auswahl orientiert sich an den Wirkungsbereichen des Bundesbedarfsplans. Es werden nur die Umweltziele ausgewählt, die im Zusammenhang mit dem Bundesbedarfsplan von sachlicher Relevanz sind. Die für den Netzausbau in der Bundesrepublik Deutschland und damit auch für den Bundesbedarfsplan relevanten Umweltziele basieren auf Umweltentwicklungszielen und Konzepten, die auf internationaler und auf Bundesebene formuliert wurden.

Bei der Auswahl der betrachteten Umweltziele werden solche mit hoher Verbindlichkeit vorrangig herangezogen. Sie werden so ausgewählt, dass Zielerfüllung und Zielkonflikte bundesweit durch vergleichbare und verfügbare Daten beschrieben werden können. Zudem werden diejenigen Ziele ausgewählt, die der frühen Planungsstufe und damit dem hohen Abstraktionsgrad der SUP angemessen sind. Ein wesentliches Ziel der SUP ist es, für konkrete Vorhaben Umweltziele als Grundlage einer vorsorgeorientierten und nachhaltigen Entwicklung, bereits auf der Ebene der Konzeptionen und Rahmensetzungen in die Planung zu integrieren.

5.1 Allgemeine Umweltziele und Umweltleitbilder

Eine allgemeine, auch auf die Umwelt bezogene Zielkonzeption auf Bundesebene enthält die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung.⁴⁰⁹ Der jüngste Fortschrittsbericht dieser Nachhaltigkeitsstrategie verweist auf die Schlüsselrolle des Netzausbaus für den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien: „Ein modernes und leistungsfähiges Stromnetz ist die entscheidende Voraussetzung für eine Stromversorgung mit weiter wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“.⁴¹⁰ Ein stabiler Betrieb des Stromnetzes ist unabdingbar für die Versorgungssicherheit und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Ziel

⁴⁰⁹ Bundesregierung (2002b)

⁴¹⁰ Bundesregierung (2012)

der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union (EU) ist es außerdem, ein umfassendes internationales Klimaschutzabkommen zu erreichen. Die Bundesregierung formuliert mit dem Energiekonzept⁴¹¹ Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und bietet mit einer bis 2050 reichenden Gesamtstrategie eine langfristige Orientierung. Die Bundesregierung hat im Juni 2011 ein Energiepaket⁴¹² beschlossen, das die Maßnahmen des Energiekonzepts ergänzt und dessen Umsetzung beschleunigt. Die Beschlüsse zum Energiekonzept und Energiepaket 2011 zeigen die aktuellen bundespolitischen Ziele. Insgesamt wird damit klar dokumentiert, dass dem Netzausbau für den Ausbau erneuerbarer Energien eine zentrale Bedeutung zukommt. Auf Bundesebene sind darüber hinaus weitere Zielkonzeptionen formuliert worden. Für die SUP auf der Ebene der Bedarfsplanung ist davon u.a. die Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt⁴¹³ von Bedeutung. In der Waldstrategie 2020⁴¹⁴ sind Zielformulierungen aus der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung⁴¹⁵ und der Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt in Bezug auf das Ökosystem Wald zusammengefasst.

5.2 Schutzgutbezogene Umweltziele und Umweltleitbilder

Für die Umweltprüfung sind die Umweltziele relevant, die sich auf die Schutzgüter der SUP und die voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkungen beziehen, aber zugleich einen dem Bundesbedarfsplan entsprechenden Abstraktionsgrad besitzen. Die für den Bundesbedarfsplan relevanten Umweltziele, formuliert in internationalen Übereinkommen, europäischen Vorgaben, nationalem Recht, politischen Vorgaben sowie Plänen und Programmen, werden zusammengefasst und nach Schutzgütern gegliedert dargestellt. Konkrete schutzgutbezogene Ziele enthalten umweltrelevante Fachgesetze wie das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), Bundesbodenschutzgesetz (BBodSchG) oder Wasserhaushaltsgesetz (WHG). In diesen Fachgesetzen sind i.d.R. auch die internationalen/europäischen Zielvorgaben in nationales Recht umgesetzt.

5.2.1 Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Umweltziele für den Menschen und die menschliche Gesundheit enthalten die Europäische Charta Umwelt und Gesundheit, das BImSchG und die 26. BImSchV. Die für eine bestimmte (emittierende) Nutzung vorgesehenen Flächen sind einander so zuzuordnen, dass schädliche Umwelteinwirkungen insbesondere auf die ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienenden Gebiete sowie sonstige öffentlich genutzten Gebiete oder Gebäude soweit wie möglich vermieden werden (§ 50 BImSchG). Der Schutz und die Vorsorge der Allgemeinheit und der Nachbarschaft von Energieleitungen vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch elektrische und magnetische Felder beruht derzeit⁴¹⁶ auf §§ 22 ff. in Verbindung mit § 50 BImSchG und §§ 3, 3a und 4 sowie Anhang 1 und 2 der 26. BImSchV. Mit Inkrafttreten der Novellierung der 26. BImSchV entsprechen die Verordnung und die festgelegten Grenzwerte dem heutigen technischen und wissenschaftlichen Stand. Der Zweck der Verordnung ist einerseits der Schutz aber auch die Vorsorge vor

⁴¹¹ Bundesregierung (2010)

⁴¹² Bundesregierung (2011)

⁴¹³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007)

⁴¹⁴ Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) (2011)

⁴¹⁵ Bundesregierung (2002b)

⁴¹⁶ Mit Inkrafttreten der Novelle der 26. BImSchV wurde der Grenzwert für die magnetische Flussdichte bei Gleichstromanlagen auf 500 µT (effektiv) festgelegt.

möglichen Gesundheitsrisiken durch elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder⁴¹⁷. Maßgeblich für die Bewertung der Zulässigkeit von Vorhaben ist im Hinblick auf die Schallemissionen und die Schallimmissionen die technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)⁴¹⁸. Die TA Lärm ist eine Verwaltungsvorschrift, die ihre Grundlage in § 48 BImSchG (Bundesimmissionsschutzgesetz) findet. Sie soll in erster Linie die Allgemeinheit vor schädlichem Lärm schützen. Als Verwaltungsvorschrift konkretisiert sie die verschiedenen Normen des BImSchG und hat damit mittelbar eine nach außen hin verbindliche Wirkung.

5.2.2 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Die Umweltziele hinsichtlich der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt haben Eingang in das BNatSchG gefunden. Sie leiten sich oftmals aus internationalen Übereinkommen oder europäischen Vorgaben sowie aus der 2002 von der Bundesregierung beschlossenen nationalen Nachhaltigkeitsstrategie „Perspektiven für Deutschland“⁴¹⁹ und der 2007 vom Bundeskabinett beschlossenen Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt⁴²⁰ als Umsetzung des UN-Übereinkommens über die biologische Vielfalt⁴²¹ ab. Auch das Raumordnungsgesetz (ROG)⁴²² beinhaltet das Ziel, dass „der Raum [...] in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit [...] der Tier- und Pflanzenwelt [...] zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen“ ist (§ 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG).

Zielvorgabe des BNatSchG ist der Schutz von Natur und Landschaft u.a. zur dauerhaften Sicherung der biologischen Vielfalt sowie der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes (§ 1 Abs. 1 BNatSchG). Diese Zielvorgaben werden in Bezug auf das Schutzgut Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt gemäß § 1 Abs. 2 BNatSchG u.a. folgendermaßen konkretisiert:

- Erhalt lebensfähiger Populationen wild lebender Tiere und Pflanzen sowie Lebensgemeinschaften einschließlich ihrer Lebensstätten mit ihren strukturellen und geografischen Eigenheiten in einer repräsentativen Verteilung; auch im Hinblick auf ihre jeweiligen Funktionen im Naturhaushalt (vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 1 und 3 sowie § 1 Abs. 3 Nr. 5 BNatSchG)
- Entgegenwirken bei Gefährdungen von natürlich vorkommenden Ökosystemen, Biotopen und Arten (vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 2 BNatSchG)
- Ermöglichung von Austausch zwischen den Populationen sowie Wanderungen und Wiederbesiedlung (Biotopverbund) (vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 1 BNatSchG)
- Überlassung von bestimmten Landschaftsteilen einer natürlichen Dynamik (vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 3 BNatSchG)

Diese Ziele werden u.a. durch den Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft operationalisiert. Diese Vorschriften des Kapitel 4 BNatSchG gelten auch im Bereich der Küstengewässer (vgl. § 56 Abs. 1 BNatSchG).

⁴¹⁷ Internetseite Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

⁴¹⁸ Nebel et al. (2013): Rn. 116

⁴¹⁹ Bundesregierung (2002b)

⁴²⁰ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2008)

⁴²¹ UNCED (1992)

⁴²² ROG (2009)

Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000

Im BNatSchG ist der Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes „Natura 2000“ integriert (Kapitel 4 Abschnitt 2). Hierdurch sind die Zielsetzungen der Europäischen Richtlinien 92/43/EWG (FFH-RL) und 79/409/EWG (VS-RL) in nationales Recht umgesetzt worden. Die FFH-RL ist seit dem 5. Juni 1992 in Kraft und liegt seit dem 01.01.2007 in konsolidierter Fassung vor. Ziel der Richtlinie ist die Sicherung der biologischen Vielfalt durch die Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wild lebenden Pflanzen und Tiere im europäischen Gebiet der Mitgliedstaaten. Sie bildet die Grundlage für den Aufbau des europäischen Schutzgebietssystems „Natura 2000“, welches dem Schutz der biologischen Vielfalt insgesamt (vgl. Erwägungsgründe der Richtlinie 92/43/EWG) sowie dem Schutz einzelner Arten und Lebensräume dient. Mit diesem Instrument sollen günstige Erhaltungszustände von natürlichen Lebensräumen und Arten von gemeinschaftlichem Interesse mit ihren geografischen Eigenheiten in einer repräsentativen Verteilung gewahrt bzw. wiederhergestellt werden.⁴²³ Gemäß § 32 Abs. 2 BNatSchG sind diese Gebiete im Sinne des § 20 Abs. 2 BNatSchG zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft zu erklären.⁴²⁴

Die Vogelschutzrichtlinie wurde am 2. April 1979 vom Rat der Europäischen Gemeinschaft erlassen und 30 Jahre nach ihrem Inkrafttreten kodifiziert. Die kodifizierte Fassung (Richtlinie 2009/147/EG) vom 30. November 2009 ist am 15. Februar 2010 in Kraft getreten. Ziel der Vogelschutzrichtlinie ist es, sämtliche im Gebiet der EU-Staaten heimischen wildlebenden Vogelarten (einschließlich der Zugvogelarten) in ihrem Bestand dauerhaft zu erhalten und neben dem Schutz auch die Bewirtschaftung, Regulierung und die Nutzung der Avifauna zu regeln.⁴²⁵

Auch die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt⁴²⁶ setzt sich mit dem Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000 auseinander. Ziel ist der Aufbau des Netzes und des Managementsystems (dort in Kapitel B 1.1.3). Der Zielerreichungsgrad wird über den Erhaltungszustand der FFH-Lebensraumtypen und -arten abgebildet.⁴²⁷

Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft

Das BNatSchG sieht neben dem europäischen Netz „Natura 2000“ (Kapitel 4 Abschnitt 2 BNatSchG) und dem Biotopverbund (§ 21 BNatSchG) den Schutz weiterer Teile von Natur und Landschaft vor. Schutzgebiete stellen „in einer fast flächendeckend von menschlichen Nutzungen [...] geprägten Landschaft unabdingbare Rückzugsräume für die Tier- und Pflanzenwelt dar“⁴²⁸. Zur Umsetzung des Umweltziels, bestimmte Teile von Natur und Landschaft zu erhalten, stellt das BNatSchG verschiedene Schutzgebietskategorien zur Verfügung. Von diesen werden diejenigen für die SUP ausgewählt, die aufgrund ihrer Stellung im Schutzgebietssystem, ihres gesetzlichen Schutzzwecks und den damit verbundenen Verboten sowie ihrer Betroffenheit durch den Energieleitungsbau bereits auf dieser abstrakten Planungsebene zu beachten sind. Beispielsweise können für

⁴²³ Internetseite Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2014d)

⁴²⁴ Diese Unterschutzstellung durch nationale Schutzgebietskategorien, z.B. als Naturschutzgebiet oder Landschaftsschutzgebiet, kann nach § 32 Abs. 4 BNatSchG entfallen, sofern ein gleichwertiger Schutz gewährleistet wird.

⁴²⁵ Internetseite Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2014d)

⁴²⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007)

⁴²⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010)

⁴²⁸ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010)

einen Status quo Schutz von Natur und Landschaft Naturschutzgebiete, für einen (Natur-)Prozessschutz Nationalparke und für den Erhalt von historisch gewachsenen Kulturlandschaften Biosphärenreservate ausgewiesen werden.

Schutz des Welterbes

Zur Verwirklichung der Ziele von Naturschutz und Landschaftspflege sollen gemäß § 2 Abs. 5 BNatSchG auch internationale Bemühungen unterstützt werden. So hat die Bundesrepublik Deutschland das „Übereinkommen vom 16. November 1972 zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“⁴²⁹ am 23.08.1976 ratifiziert. Leitidee des Übereinkommens ist die „Erwägung, dass Teile des Kultur- und Naturerbes von außergewöhnlicher Bedeutung sind und daher als Bestandteil des Welterbes der ganzen Menschheit erhalten werden müssen“ (Präambel). In dem Übereinkommen verpflichten sich die Vertragsstaaten, ihr kulturelles und natürliches Erbe zu schützen und zu erhalten. Unter die Definition der Kultur- und Naturgüter fallen u.a. Natur- und Kulturlandschaften, geologische Formationen, Monumente oder historische Stadtlandschaften, die von überragender weltweiter Bedeutung sind. In Bezug auf das Schutzgut Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt ist insbesondere die auf dem Übereinkommen basierende Ernennung zum Weltnaturerbe wesentlich. Geschützt werden sollen dabei Gebiete, die für die Erhaltung der biologischen Vielfalt in ihrer natürlichen Umgebung (*in situ*) bedeutende und typische Lebensräume enthalten. Dies gilt einschließlich solcher Lebensräume, die bedrohte Arten enthalten, welche aus wissenschaftlichen Gründen oder ihrer Erhaltung wegen von außergewöhnlichem, universellem Wert sind. Beispiele für UNESCO-Weltnaturerbestätten in Deutschland sind das „Wattenmeer“ und die „Alten Buchenwälder Deutschlands“. Das Gezeitengebiet des Wattenmeeres, das sich als eine bis zu 40 km breite Übergangszone zwischen Land und Meer über ca. 500 km entlang der Nordseeküste erstreckt, repräsentiert wegen seiner herausragenden ökologischen Bedeutung dabei eine der schützenswertesten Großlandschaften Europas überhaupt.⁴³⁰ Fast das gesamte Wattenmeer steht unter nationalem und europarechtlichem Naturschutz und ist trotzdem zugleich hochgradig gefährdet. Demnach werden z.B. mehr als 75 % der im Wattenmeer vorkommenden Biotoptypen und -komplexe mindestens als „gefährdet“ eingestuft.⁴³¹ Die ausgewiesenen Buchenwaldökosysteme stellen ferner wertvolle verbliebene Reste großflächiger naturnaher Bestände dar und spiegeln die ungestört ablaufenden biologischen und ökologischen Prozesse der Evolution und Entwicklung (auch hinsichtlich der Fauna)⁴³² wider. Unter natürlichen Konkurrenzbedingungen wäre die Rotbuche (*Fagus sylvatica*) auf Normalstandorten (d.h. zonalen Standorten ohne extreme Nährstoff- und Wasserversorgung) allen anderen europäischen Baumarten überlegen.⁴³³

⁴²⁹ Das „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ (Welterbekonvention) haben bis heute 190 Staaten ratifiziert. Ein eigens von der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO) eingerichtetes zwischenstaatliches Komitee prüft dabei jährlich, welche Stätten neu in die „Liste des Welterbes“ aufgenommen werden.

⁴³⁰ Boedeker, D. (2010): S. 204.

⁴³¹ Riecken, U. et al. (2006): 53 ff.

⁴³² Assmann, T. et al. (2013): S.65 ff.

⁴³³ Härdtle, W., von Oheimb, G. (2013): S. 51 ff.

Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope

Das Übereinkommen über die biologische Vielfalt (Convention on Biological Diversity, CBD)⁴³⁴ ist eines der völkerrechtlichen Abkommen, die bei der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung (UNCED) in Rio de Janeiro 1992 zur Unterzeichnung auslagen. Es trat am 29. Dezember 1993 völkerrechtlich in Kraft. Deutschland ist seitdem eine der inzwischen 193 Vertragsparteien. Eines der übergeordneten Ziele des Abkommens ist die Erhaltung der biologischen Vielfalt.⁴³⁵ Dieses Übereinkommen ist keine reine Naturschutzkonvention, da es die Nutzung als wesentlichen Aspekt für die Erhaltung der biologischen Vielfalt aufgreift.⁴³⁶ Artikel 6 des Übereinkommens über die biologische Vielfalt sieht u.a. vor, dass jede Vertragspartei nationale Strategien, Pläne oder Programme zur Erhaltung und nachhaltigen Nutzung der biologischen Vielfalt entwickelt oder zu diesem Zweck ihre bestehenden Strategien, Pläne und Programme anpasst. Mit der umfassenden „Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt“ erfüllt Deutschland Art. 6 des Übereinkommens. Die Strategie zielt dabei auf die Umsetzung des Übereinkommens auf nationaler Ebene und beinhaltet den deutschen Beitrag für die Erhaltung der biologischen Vielfalt weltweit.⁴³⁷ Sie formuliert als Schutzziel für das Jahr 2020 die Wiederherstellung, Sicherung und ggf. Verbesserung der Lebensräume der Arten, für die Deutschland eine besondere Erhaltungsverantwortlichkeit hat. Bis 2020 soll die Sicherung der Bestände aller heute gefährdeten Arten und solcher, für die Deutschland eine besondere Verantwortung trägt, erfolgen. Darüber hinaus wird auch die Vielfalt der Lebensräume als Ziel angesehen. Dazu gehört u.a., dass sich auf einem Teil der Fläche die Natur ungestört entwickeln kann, dass ein funktionsfähiges System vernetzter Biotope entwickelt wird, dass der Rückgang gefährdeter Lebensraumtypen aufgehalten wird, dass u.a. gesetzlich geschützte Biotope einen verbesserten Erhaltungszustand aufweisen und dass großräumige, unzerschnittene Waldgebiete erhalten werden. Ferner wird im Hinblick auf die nachhaltige Nutzung der biologischen Vielfalt das Ziel formuliert, dass die Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien nicht zu Lasten der biologischen Vielfalt gehen. Bezüglich der Avifauna ist in diesem Zusammenhang auch auf das internationale „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention)⁴³⁸ hinzuweisen. Ziel des Übereinkommens ist es gemäß der Präambel, der fortschreitenden Schmälerung und dem Verlust von Feuchtgebieten Einhalt zu gebieten. Dies geschieht vor dem Hintergrund der grundlegenden ökologischen Bedeutung von Feuchtgebieten als Lebensraum für eine besondere Pflanzen- und Tierwelt (insbesondere Wasser- und Watvögel) und als Regulatoren für den Wasserhaushalt. Diese Bedeutung der Feuchtgebiete für den Schutz der Wasserressourcen spiegelt sich u.a. auch in den Erwägungsgründen und in Artikel 1a der europäischen WRRL wider (siehe Kapitel 5.2.4).⁴³⁹ Deutschland hat 34 Feuchtgebiete von internationaler Bedeutung gemeldet. Mit der Ergänzung der Liste der gesetzlichen geschützten Biotope (§ 30 BNatSchG) um weitere Gewässer- und Feuchtgebietstypen sind alle nach der Ramsar-Konvention definierten und in Deutschland vorkommenden Feuchtgebietstypen gesetzlich geschützt. Zum Schutz der biologischen Vielfalt

⁴³⁴ UNCED (1992)

⁴³⁵ Internetseite Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014a)

⁴³⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 6.

⁴³⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 7.

⁴³⁸ Am 2. Februar 1971 wurde in der iranischen Stadt Ramsar das „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention) geschlossen. Deutschland trat der Ramsar-Konvention 1976 bei.

⁴³⁹ Korn, N., et al. (2005): S. 19.

gibt es weitere internationale Abkommen, wie das „Übereinkommen über die Erhaltung der europäischen wild lebenden Pflanzen und Tiere und ihrer natürlichen Lebensräume“ (Berner Konvention)⁴⁴⁰ und das „Übereinkommen zur Erhaltung der wandernden wild lebenden Tierarten“ (Bonner Konvention)⁴⁴¹. Das ROG formuliert das Ziel, dass der „Raum in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit [...] der Tier- und Pflanzenwelt [...] zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen“ ist (siehe § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG).

Diese internationalen und nationalen Vorgaben zum Arten- und Biotopschutz manifestieren sich u.a. in den Kapiteln 4 und 5 des BNatSchG, in denen der Flächenschutz und der Arten- und Biotopschutz geregelt sind.

Schutz der Meeresumwelt

Für den Bereich der Küstengewässer sind weitere Umweltziele in Bezug zum Schutzgut Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt relevant, welche im Rahmen der Umsetzung der europäischen Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL)⁴⁴² festgelegt wurden (siehe Kapitel 5.2.4). Ziel der auch in der Richtlinie „zur Schaffung eines Rahmens für die maritime Raumplanung“⁴⁴³ integrierten MSRL ist es, „spätestens bis zum Jahr 2020 einen guten Zustand der Meeresumwelt zu erreichen oder zu erhalten“ (Artikel 1 Absatz 1 MSRL). Dabei bezieht sich der Begriff „Meeresumwelt“ explizit auf den Schutz der im Meer lebenden Arten und die dort vorkommenden Lebensräume sowie die Verhinderung des Rückgangs der marinen biologischen Vielfalt. Der gute Umweltzustand ist der anzustrebende Soll-Zustand der Meeresumwelt, dessen Beschreibung auf der Grundlage von 11 qualitativen Deskriptoren (Anhang I MSRL) erfolgt. Die Deskriptoren umfassen u.a. den Zustand der Nahrungsnetze, der kommerziell genutzten Fische und Schalentiere, der Biodiversität und der invasiven Arten.

International laufen unter dem Übereinkommen zum Schutz der Biologischen Vielfalt (CBD) sowie unter den Regionalabkommen wie der Helsinki-Konvention (Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebietes) und OSPAR-Konvention (Oslo-Paris-Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks) Bemühungen, ökologisch besonders wertvolle Meeresgebiete unter Schutz zu stellen. Deutschland als Vertragsstaat dieser Abkommen hat sich zur Umsetzung der entsprechenden Beschlüsse und Maßnahmen auf nationaler Ebene verpflichtet.

Deutschland, Dänemark und die Niederlande haben sich darüber hinaus trilateral auf zahlreiche Maßnahmen zum Schutz des Wattenmeeres geeinigt. Bei der zwölften Regierungskonferenz im dänischen Tønder verständigten sich die Delegierten im Februar 2014 u.a. auf einen besseren Schutz des ostatlantischen Vogelzugweges und auf eine gemeinsame Tourismus-Strategie, um der globalen Verantwortung für die jährlich im Wattenmeer rastenden 10-12 Millionen Zugvögel gerecht zu werden.⁴⁴⁴

⁴⁴⁰ Internetseite Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2014a)

⁴⁴¹ Internetseite Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2014b)

⁴⁴² RL 2008/56/EG

⁴⁴³ RL 2014/89/EU

⁴⁴⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014a)

5.2.3 Boden

In der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung ist „der sparsame Umgang mit knappen, erst recht mit nicht vermehrbaren Ressourcen [...] eine der grundsätzlichen Regeln für nachhaltiges Handeln. Dieses Prinzip gilt in besonderem Maße auch für die Flächeninanspruchnahme.“⁴⁴⁵ Dort als Umweltziel verankert (und im Fortschrittsbericht⁴⁴⁶ aufgegriffen) ist die Zurückführung des Flächenverbrauchs. Darin übereinstimmend wird auch in der Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt⁴⁴⁷ eine Minimierung der weiteren Flächeninanspruchnahme gefordert. Diese strategischen und gesetzlichen Zielsetzungen sind im Rahmen der Planungen und Umweltprüfungen für den Stromnetzausbau einzubeziehen und zu beachten. Explizit wird auch im Baugesetzbuch (BauGB), siehe § 1a Abs. 2 BauGB, auf die Flächeninanspruchnahme Bezug genommen. Gleichzeitig „gilt es, den Boden in seinen vielfältigen Nutzungsfunktionen [...] zu erhalten“. Spezifiziert wird dies in den Umweltzielen „Minimierung der Einträge von Stoffen und der Schadstoffanreicherungen“ und „Verringerung der Bodenerosion und -verdichtung“⁴⁴⁸. Obwohl Hauptadressat für diese Ziele die Land- und Forstwirtschaft ist, sind sie in allen Handlungsfeldern zu beachten.

Die gesetzlich normierten nationalen Umweltziele des Schutzguts Boden lassen sich aus dem BBodSchG, dem BNatSchG sowie im Weiteren aus dem ROG und BauGB ableiten. Zentraler Punkt ist dabei, dass die Funktionen des Bodens nachhaltig zu sichern oder wiederherzustellen sind (§ 1 BBodSchG). Beeinträchtigungen der natürlichen Funktionen sowie der Funktionen als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte sollen soweit wie möglich vermieden werden. Der Sicherung der Bodenfunktionen entsprechen ebenfalls im weiteren Sinne die Grundsätze der guten fachlichen Praxis in der Landwirtschaft gemäß § 17 Abs. 2 BBodSchG. Diese betreffen die nachhaltige Sicherung der Bodenfruchtbarkeit und Leistungsfähigkeit des Bodens als natürliche Ressource.⁴⁴⁹ Hervorzuheben ist insbesondere § 17 Abs. 2 Nr. 2 bis 4 BBodSchG, der den Erhalt der Bodenstruktur sowie die Vermeidung von Bodenverdichtung und Bodenabtrag zum Gegenstand hat. Um die Bodenfunktionen zu erhalten, sollen außerdem schädliche Bodenveränderungen abgewehrt werden, siehe §§ 1 i. V. m. 2 Abs. 3 BBodSchG. Gemäß § 1 Abs. 3 Nr. 2 BNatSchG sind Böden so zu erhalten, dass deren Funktion im Naturhaushalt erfüllt werden kann. Dies soll zur dauerhaften Sicherung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes beitragen. Das ROG fordert ebenfalls in § 2 Abs. 2 Nr. 6 eine Entwicklung des Raumes in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden.

Für den Bereich des Küstengewässers sowie dessen Meeresboden gilt für die Festlegung von Umweltzielen das WHG, welches u.a. der Umsetzung der MSRL aus dem Jahr 2008 dient. Insbesondere in Abschnitt 3a des WHG werden die einzelnen Schritte der MSRL aus Anfangsbewertung, Zielformulierung und Maßnahmenprogramm festgelegt. Speziell der Meeresboden ist nach dem WHG zu schützen und so zu bewirtschaften, dass „vom Menschen verursachte Einträge von Stoffen und Energie, einschließlich Lärm, in die Meeresgewässer schrittweise zu vermeiden und zu vermindern (sind) mit dem Ziel, signifikante nachteilige Auswirkungen auf die Meeresökosysteme, die biologische Vielfalt, die menschliche Gesundheit und die

⁴⁴⁵ Bundesregierung (2002b): S. 287.

⁴⁴⁶ Bundesregierung (2012)

⁴⁴⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007)

⁴⁴⁸ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 81.

⁴⁴⁹ Oppermann, R. et al. (2013): S. 30 f.

zulässige Nutzung des Meeres auszuschließen“, siehe §§ 45a Abs. 2 Nr. 2, 6 Abs. 1 in Verbindung mit 3 Nr. 2a WHG. Da durch die erlassene MSRL noch stärker auf einen ökosystemaren Ansatz bei der Bewirtschaftung der Meeresgewässer Wert gelegt wird, ist auch eine schonende Nutzung des Meeresbodens als nicht lebende Ressource ein entscheidender Baustein auf dem Weg zu einem guten ökologischen Zustand. Ferner ist der Meeresboden auch unter Beachtung gleich mehrerer Umweltziele, die durch den Bund/Länder-Ausschuss Nord- und Ostsee formuliert wurden (siehe Kapitel 5.2.4), zu schützen. Sowohl der Umgang mit dem Boden als Ökosystemkomponente, als auch der Eintrag von Energie in Form von Wärme sind im Rahmen dieser SUP zu beachten.

5.2.4 Wasser

Der rechtliche Rahmen für die Wasserpolitik innerhalb der EU wird durch die WRRL vereinheitlicht und stärker auf eine nachhaltige und umweltverträgliche Wassernutzung ausgerichtet. Durch die WRRL wurde ein Ordnungsrahmen für den Schutz von Binnenoberflächengewässern, Übergangsgewässern, Küstengewässern sowie Grundwasser geschaffen.⁴⁵⁰ Die Umweltziele sind insbesondere in Art. 4 der WRRL enthalten, wobei in erster Linie qualitätsbezogene Aussagen getroffen werden.⁴⁵¹ Bei oberirdischen Gewässern gelten demnach folgende Ziele:

- Guter ökologischer und chemischer Zustand bis 2015,
- gutes ökologisches Potenzial und guter chemischer Zustand bei erheblich veränderten oder künstlichen Gewässern bis 2015 sowie
- Verschlechterungsverbot.
- Beim Grundwasser sind gemäß WRRL folgende Ziele zu erreichen:
- Guter quantitativer und chemischer Zustand bis 2015,
- Umkehr von signifikanten Belastungstrends,
- Schadstoffeintrag verhindern oder begrenzen sowie
- Verschlechterungsverbot.

Die Beurteilung erfolgt in Deutschland mit Hilfe von zehn Flussgebietseinheiten von Warnow/Peene, Schlei/Trave, Oder, Eider, Elbe, Weser, Ems, Maas, Rhein und Donau.⁴⁵² Innerhalb dieser Flussgebietseinheiten werden jeweils Küstengewässer, Übergangsgewässer, Fließgewässer, Seen und das Grundwasser betrachtet. Darüber hinaus werden Seen und Flüsse in die sieben Ökoregionen Nordsee, Ostsee, zentrales Flachland, westliches Flachland zentrales Mittelgebirge, westliches Mittelgebirge und Alpen eingegliedert.⁴⁵³

Die WRRL definiert die Qualitätsziele für oberirdische Gewässer allerdings nur für Seen ab einer Mindestfläche von 0,5 km² und Fließgewässer ab einem Minmaleinzugsgebiet von 10 km². Gewässer unter diesen Grenzen kommen in der Regel nur in Betracht insofern sie entscheidend für das Erreichen der Ziele in

⁴⁵⁰ Fuchs, M. et al. (2010): S. 15.

⁴⁵¹ Albrecht, J. et al. (2012): S. 33.

⁴⁵² Borhardt, D.(2013): S. 10.

⁴⁵³ Schwoerbel, J., Brendelberger, H. (2013): S. 270 f.

solchen Gewässern sind, die die Mindestgrößen erfüllen. Dem gegenüber beziehen sich die Ziele des BNatSchG auf alle Wasserkörper unabhängig von ihrer Flächengröße oder Lage.⁴⁵⁴ Die Umwelthandlungsziele des § 1 BNatSchG beinhalten:

- Schutz des Wassers als Bestandteil des Naturhaushalts (§ 1 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG).
- Erhalt natürlicher Selbstreinigungsfähigkeit und Dynamik, insbesondere natürlicher und naturnaher Gewässer einschließlich ihrer Ufer, Auen und sonstige Rückhalteflächen (§ 1 Abs. 3 Nr. 3 BNatSchG)
- Sicherung eines ausgeglichenen Niederschlags-Abflussverhaltens; Hochwasserschutz durch natürliche oder naturnahe Maßnahmen (§ 1 Abs. 3 Nr. 3 BNatSchG)
- Vorsorgender Grundwasserschutz (§ 1 Abs. 3 Nr. 3 BNatSchG)
- Erhalt oder Neuentwicklung von Fluss- und Bachläufen mit ihren Uferzonen und Auenbereichen sowie von stehenden Gewässern (§ 1 Abs. 6 BNatSchG)

Die WRRL ist durch Änderungen im WHG, Rechtsverordnungen auf Bundesebene (Oberflächengewässerordnung⁴⁵⁵ und Grundwasserverordnung⁴⁵⁶) und in den Landeswassergesetzen sowie durch den Erlass von Landesverordnungen in nationales Recht umgesetzt worden. Gemäß WHG sind Gewässer nachhaltig u.a. so zu bewirtschaften, dass ihre Funktions- und Leistungsfähigkeit als Bestandteil des Naturhaushalts und als Lebensraum für Tiere und Pflanzen insbesondere durch den Schutz vor nachteiligen Veränderungen von Grundwassereigenschaften erhalten und verbessert werden (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Beeinträchtigungen, auch im Hinblick auf den Wasserhaushalt der direkt von den Gewässern abhängenden Landökosysteme und Feuchtgebiete, sind zu vermeiden und unvermeidbare, nicht nur geringfügige Beeinträchtigungen so weit wie möglich auszugleichen (§ 6 Abs. 1 S. 2 WHG). Nach dem WHG können außerdem Wasserschutzgebiete durch Rechtsverordnung der jeweiligen Landesregierung festgesetzt werden. Als Voraussetzung dafür muss es das Wohl der Allgemeinheit erfordern, dass Gewässer hinsichtlich der öffentlichen Wasserversorgung vor nachteiligen Einwirkungen geschützt werden, das Grundwasser angereichert wird oder der Ertrag durch schädliche Niederschlagswasser sowie Kontamination (z.B. durch Düngemittel) vermieden werden soll (§ 51 Abs. 1 WHG). Die Wasserversorgung ist eine Aufgabe der staatlichen Daseinsvorsorge, die durch die Festsetzung von Wasserschutzgebieten gesichert wird. Auch im ROG wird der Bedeutung des Raumes für die Funktionsfähigkeit des Wasserhaushalts Rechnung getragen, siehe § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG. Im Rahmen der räumlichen Entwicklung muss dementsprechend der Raum als Funktionsträger gesichert, entwickelt oder wenn erforderlich, möglich und angemessen wieder hergestellt werden. Außerdem sind Grundwasservorkommen zu schützen.

Programmatische Konzepte zum vorbeugenden Hochwasserschutz⁴⁵⁷ zielen auf die Umsetzung der Zieltrias „den Flüssen mehr Raum geben“, „Hochwasser dezentral zurückhalten“ und „Siedlungsentwicklung steuern,

⁴⁵⁴ Albrecht, J. et al. (2012): S. 37 f.

⁴⁵⁵ OGEV: Oberflächengewässerverordnung vom 20.07.2011 – BGBl I, 1429.

⁴⁵⁶ GrwV: Grundwasserverordnung vom 09.11.2010 – BGBl I, 1513.

⁴⁵⁷ Bundesregierung (2002a).

um Schadenspotenziale zu mindern“ ab.^{458,459} Durch das Hochwasserschutzgesetz⁴⁶⁰ sowie die WHG-Novellierung von 2009, durch die die EU-Hochwasserrisikomanagement-Richtlinie⁴⁶¹ in deutsches Recht überführt wurde, hat dieser Paradigmenwandel in Form von Grundsätzen, Zielen, Festsetzungsmöglichkeiten, Geboten und Abwägungsbelangen in verschiedenen gesetzlichen Regelungen auf Bundes- und Länderebene Eingang gefunden, siehe § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG, § 72ff. WHG.

Im deutschen Meeresraum überlagert eine Vielzahl von Nutzungen die Schutzinteressen. Während die Nutzung der Meere durch die Menschen sichergestellt sein muss, darf sie die natürliche Lebensgrundlage für Flora und Fauna in den Meeren nicht gefährden. Ziel der MSRL ist daher gemäß Art. 1 MSRL einen „guten Zustand der Meeresumwelt“ in allen europäischen Meeren bis spätestens zum Jahr 2020 zu erreichen bzw. zu erhalten. Zu diesem Zweck sollen die europäischen Mitgliedstaaten gemäß Art. 5 MSRL nationale Meeresstrategien entwickeln. Deren Ziel ist es, unter Heranziehung eines ökosystemaren Ansatzes, die menschliche Nutzung in Einklang mit dem Erhalt der natürlichen Grundlagen zu bringen. Auf der Basis einer Anfangsbewertung gemäß Art. 8 MSRL (inkl. Analyse der Merkmale und Eigenschaften sowie des Umweltzustandes mit Belastungen) wurde ein Zielsystem festgelegt. Ausdrückliche Erwähnung finden dabei neben den abiotischen Faktoren auch der Schutz der im Meer lebenden Arten, ihrer jeweiligen Lebensräume sowie der Erhalt der biologischen Vielfalt. Zur Umsetzung der MSRL wurde im Rahmen des Bund-Länder-Messprogramms ein Leitfaden erarbeitet, der die Anforderungen der Richtlinie erläutert und einen pragmatischen Ansatz zur Umsetzung aufzeigt. Er zeigt strukturiert und transparent die Abfolge der wichtigsten Arbeiten auf, veranschaulicht diese anhand von mehreren Beispielen und liefert eine konsistente Interpretation von Begriffen und Strukturen der MSRL, insbesondere für die Berichtspflichten zu den Art. 8 (Anfangsbewertung), 9 (Guter Umweltzustand) und 10 (Umweltziele) der MSRL.⁴⁶² Ferner wurden 2012 durch den Bund/Länder-Ausschuss Nord- und Ostsee folgende Umweltziele formuliert, die „eine allgemeine und übergeordnete Richtschnur zur Erreichung des guten Umweltzustandes“⁴⁶³ in der deutschen Nordsee und Ostsee bis 2020 bilden:

- Meere ohne Beeinträchtigung durch anthropogene Eutrophierung
- Meere ohne Verschmutzung durch Schadstoffe
- Meere ohne Beeinträchtigung der marinen Arten und Lebensräume durch die Auswirkungen menschlicher Aktivitäten
- Meere mit nachhaltig und schonend genutzten Ressourcen
- Meere ohne Belastung durch Abfall
- Meere ohne Beeinträchtigung durch anthropogene Energieeinträge

⁴⁵⁸ Frerichs, S. et al. (2003): S. 2.

⁴⁵⁹ Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2015): 8ff.

⁴⁶⁰ Hochwasserschutzgesetz: Gesetz zur Verbesserung des vorbeugenden Hochwasserschutzes vom 3. Mai 2005 (BGBl. I 2005).

⁴⁶¹ RL 2007/ 60 EG

⁴⁶² Krause et al. (2011)

⁴⁶³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2012): S. 10. [Umweltziele für die Nordsee sind identisch]

Meere mit natürlicher hydromorphologischer Charakteristik

5.2.5 Luft und Klima

Nach dem BNatSchG sind Luft und Klima auch durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege zu schützen, indem insbesondere Flächen mit günstiger lufthygienischer oder klimatischer Wirkung wie Frisch- und Kaltluftentstehungsgebiete oder Luftaustauschbahnen geschützt werden (§ 1 Abs. 3 Nr. 4 BNatSchG).

Gemäß der Grundsätze der Raumordnung nach § 2 Abs. 2 S. 6 ROG ist „den räumlichen Erfordernissen des Klimaschutzes [...] Rechnung zu tragen“ durch „Maßnahmen, die dem Klimawandel entgegenwirken“ und „die Reinhaltung der Luft [...] sicherzustellen“. Hierbei ist der Raum „in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit [...] des Klimas“ zu entwickeln und zu sichern. Im BauGB ist geregelt, dass die Vermeidung von Emissionen sowie die Erhaltung der bestmöglichen Luftqualität berücksichtigt werden sollen (§ 1 Abs. 6 Nr. 7 BauGB). Mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie von 2002 hat sich die Bundesregierung u.a. Ziele zum Klimaschutz⁴⁶⁴ und zur Verbesserung der Luftqualität⁴⁶⁵ gesetzt.

Die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung nennt als Ziel zum Klimaschutz das Kyoto-Protokoll von 1997 zur Minderung der Treibhausgase.⁴⁶⁶ Deutschland hat sich im Rahmen der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls zum Ziel gesetzt, seine Emissionen im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 zu senken. Dieses Ziel hat Deutschland übererfüllt. Eine zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls, die bis zum Jahr 2020 gelten soll, wurde auf der Klimakonferenz in Doha beschlossen. Im Fortschrittsbericht 2012 zur Nachhaltigkeitsstrategie wird zudem auf die nationalen klimapolitischen Ziele verwiesen, die im Energiekonzept beschlossen und im Rahmen der Beschlüsse zur beschleunigten Umsetzung des Energiekonzepts erneut bekräftigt wurden. Demnach verfolgt die Bundesregierung das Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 gegenüber 1990 um mindestens 40 %, bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % zu senken. Auf Bundesebene werden klima- und energiepolitische Ziele miteinander verbunden. Dies betrifft neben der Erreichung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien sowie die Verbesserung der Energieeffizienz in allen Bereichen.^{467, 468}

Der Fortschrittsbericht der Bundesregierung zeigt auf, dass die in der Nachhaltigkeitsstrategie verfassten Klimaschutzziele über die Erstellung u.a. des Energiekonzeptes⁴⁶⁹ sowie des Energiepakets⁴⁷⁰ mit zahlreichen Maßnahmen verfolgt und umgesetzt werden. Dies betrifft zum Beispiel die Bereiche der erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz, der Netzinfrastruktur und des Netzausbaus sowie der Energieforschung, vor allem aber die Umsetzung durch Gesetzesänderungen und Neufassungen etwa des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des EnWG und des NABEG. Im April 2014 hat das Bundesumweltministerium zudem

⁴⁶⁴ Bundesregierung (2012): S. 67f.

⁴⁶⁵ Bundesregierung (2012): S. 92f.

⁴⁶⁶ Bundesregierung (2002b): S. 311.

⁴⁶⁷ BMUB (2014)

⁴⁶⁸ EU Kommission (2015): S. 8 f.

⁴⁶⁹ Bundesregierung (2010)

⁴⁷⁰ Bundesregierung (2011)

Eckpunkte für ein „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ vorgelegt, das die Erreichung des deutschen Klimaschutzziels für 2020 sicherstellen soll. Im Dezember 2014 hat das Kabinett das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ beschlossen.

Neben der Umsetzung des Kyoto-Protokolls von 1997 zur Minderung von Treibhausgasen hat Deutschland sich auch zur Minderung von Luftschadstoffen im Rahmen des Genfer Luftreinhalteabkommens⁴⁷¹ und zur Umsetzung der EU Luftqualitätsrichtlinie 2008/50/EG⁴⁷² mit nationalen Emissionshöchstmengen verpflichtet. Das für 2020 angestrebte Ziel dieser Richtlinie ist die Vermeidung und Verringerung schädlicher Auswirkungen der Luftverschmutzung auf die menschliche Gesundheit und Umwelt.⁴⁷³

5.2.6 Landschaft

Die Umweltziele hinsichtlich des Schutzgutes Landschaft haben wie bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt weitgehend Eingang in das BNatSchG gefunden. Sie leiten sich oftmals aus internationalen Übereinkommen oder europäischen Richtlinien ab sowie aus der 2002 von der Bundesregierung beschlossenen nationalen Nachhaltigkeitsstrategie „Perspektiven für Deutschland“⁴⁷⁴ und der 2007 vom Bundeskabinett beschlossenen „Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt“⁴⁷⁵ (in Umsetzung des Übereinkommens der Vereinten Nationen über die biologische Vielfalt). Gemäß der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie gehört es zum hierzu entwickelten Leitbild, Landschaften zu bewahren.⁴⁷⁶ Über die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt wird eine Vision entwickelt, zu der auch der Erhalt von Wildnisgebieten, Kulturlandschaften und urbanen Landschaften gehört.⁴⁷⁷

Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft

Das BNatSchG sieht neben dem europäischen Netz „Natura 2000“ und dem Biotopverbund den Schutz weiterer Teile von Natur und Landschaft vor (Kapitel 4, Abschnitt 1 BNatSchG). Für den Bereich des Meeres werden diese Vorschriften über Kapitel 6 des BNatSchG für anwendbar erklärt. Einer der in Kapitel 4 BNatSchG definierten Schutzgebietstypen, der auch im Meeresbereich ausgewiesen ist, ist der Nationalpark. Gemäß § 24 Abs. 1 BNatSchG ist die besondere Eigenart der Gebiete eine der Ausweisungsvoraussetzungen. Nationalparke können ferner gemäß § 24 Abs. 2 BNatSchG auch dem Naturerlebnis der Bevölkerung dienen. Diese gesetzlichen Vorgaben gebieten, diesen Schutzgebietstyp auch im Rahmen der Betrachtungen zum Schutzgut Landschaft zu berücksichtigen. Die Relevanz der Nationalparke für das Schutzgut Landschaft im Meeresbereich lässt sich ebenfalls anhand der Nationalparkverordnungen der Küstenbundesländer nachvollziehen (siehe Tabelle 16).

⁴⁷¹ Das Übereinkommen über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung (*Convention on Long-range Transboundary Air Pollution*, LRTAP) ist ein völkerrechtlicher Vertrag zur Luftreinhaltung. Das Übereinkommen wurde am 13. November 1979 in Genf geschlossen und ist am 16. März 1983 in Kraft getreten.

⁴⁷² RL 2008/50/EG

⁴⁷³ Internetseite Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2008)

⁴⁷⁴ Bundesregierung (2002b)

⁴⁷⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007)

⁴⁷⁶ Bundesregierung (2002b): S. 15.

⁴⁷⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 40 ff.

Tabelle 16: Relevanz der Nationalparke im Meeresbereich für die Landschaft

Bundesland	Rechtsgrundlage und Quelle	Auszug aus dem Schutzzweck bezüglich Landschaft
NDS	§ 2 Gesetz über den Nationalpark „Niedersächsisches Wattenmeer“	„(...) soll die besondere Eigenart der Natur und Landschaft der Wattregion vor der niedersächsischen Küste einschließlich des charakteristischen Landschaftsbildes erhalten bleiben. (...)“
SH	§ 2 Gesetz zum Schutz des schleswig-holsteinischen Wattenmeeres	„(...) der Bewahrung seiner besonderen Eigenart, Schönheit und Ursprünglichkeit. Es ist ein möglichst ungestörter Ablauf der Naturvorgänge zu gewährleisten.“
HH	§ 2 Gesetz über den Nationalpark „Hamburgisches Wattenmeer“	„Schutzzweck ist, das Wattenmeer (...) in seiner Ganzheit und seiner natürlichen Dynamik um seiner selbst willen und als Lebensstätte (...) zu schützen. Zudem ist die großflächige und ungestörte (...) Naturlandschaft für die Wissenschaft von besonderer Bedeutung“
MV	§ 3 Abs. 1 Nr. 1 Verordnung über die Festsetzung des Nationalparks Jasmund	„Bewahrung von Vielfalt, besonderen Eigenart und hervorragenden Schönheit der in Europa einzigartigen Kreidelandschaft“
MV	§ 3 Verordnung über die Festsetzung des Nationalparks Vorpommersche Boddenlandschaft	„(...) dient (...) der Bewahrung ihrer besonderen Eigenart, Schönheit und Ursprünglichkeit. (...) insbesondere die durch menschliche Eingriffe nicht gestörte Entwicklung der Oberflächenformen (...)“

Erhalt unzerschnittener Landschaftsräume

In der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie wurde festgestellt, dass auch die unbebaute Landschaft eine begrenzte Ressource ist.⁴⁷⁸ In der „Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt“ wird die Landschaftszerschneidung durch Verkehr u.a. als Indikator für den Erhalt der biologischen Vielfalt gewählt. Der Indikatorenbericht⁴⁷⁹ erläutert hierzu, dass das Ziel, unzerschnittene verkehrssarme Räume (UZVR) zu erhalten, sich inzwischen zwar auch auf die Erhaltung der biologischen Vielfalt bezieht, ursprünglich aber aus der Erholungsvorsorge stammt.

Programme zur Erhaltung unzerschnittener Landschaftsräume finden u.a. auch Niederschlag im ROG und BNatSchG. Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 2 ROG ist „die weitere Zerschneidung der freien Landschaft und von Waldflächen [...] so weit wie möglich zu vermeiden“. Gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG sind Natur und Landschaft auf Grund ihres eigenen Wertes und als Grundlage für Leben und Gesundheit des Menschen auch in Verantwortung für die künftigen Generationen im besiedelten und unbesiedelten Bereich so zu schützen, dass u. a. die Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie der Erholungswert von Natur und Landschaft auf Dauer gesichert sind. Nach § 1 Abs. 5 S. 1 BNatSchG sind dabei außerdem großflächige, weitgehend unzerschnittene Landschaftsräume vor weiterer Zerschneidung zu bewahren. Energieleitungen sollen neben Verkehrswegen und ähnlichen Vorhaben landschaftsgerecht geführt, gestaltet und so gebündelt werden, dass die Zerschneidung und die Inanspruchnahme der Landschaft vermieden oder so gering wie möglich gehalten werden. Der Stellenwert dieses Umweltziels für die landschaftsgebundene Erholung und die sich ergebende Großflächigkeit des zu wählenden Kriteriums erfordern dies auf Ebene des Bundesbedarfsplans zu beachten.

⁴⁷⁸ Bundesregierung (2002b): S. 99.

⁴⁷⁹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010): S. 38.

Schutz des Kultur- und Naturerbes

Dieses Umweltziel ist unter anderem in dem internationalen „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“⁴⁸⁰ festgeschrieben. Auch wird in § 2 Abs. 2 Nr. 5 ROG gefordert, dass „Kulturlandschaften [...] zu erhalten und zu entwickeln“ sind; ferner sind „historisch geprägte und gewachsene Kulturlandschaften [...] in ihren prägenden Merkmalen und mit ihren Kultur- und Naturdenkmälern zu erhalten“. Ebenso ist in § 1 Abs. 4 Nr. 1 BNatSchG vorgesehen, dass Naturlandschaften und historisch gewachsene Kulturlandschaften, auch mit ihren Kultur-, Bau- und Bodendenkmälern vor Verunstaltung, Zersiedelung und sonstigen Beeinträchtigungen zu bewahren sind. Zur Umsetzung dieses Umweltzieles stellt das BNatSchG in Kapitel 4, Abschnitt 1 Schutzgebietstypen zur Verfügung.⁴⁸¹

Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft

Die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt bezieht sich auch auf Landschaften, wobei zwischen Wildnisgebieten, Kulturlandschaften und urbanen Landschaften unterschieden wird. Demzufolge sind „die Kulturlandschaften Deutschlands [...] verschiedenartig strukturierte Landschaften mit einer spezifischen regionaltypischen Eigenart und Dynamik, die oft noch durch traditionelle Nutzungen geprägt sind. Viele von ihnen haben eine herausragende Bedeutung für die Erholung der Menschen und für die Erhaltung der biologischen Vielfalt“.⁴⁸² Ziel der „Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt“ hinsichtlich der Kulturlandschaften ist es, durch nachhaltige Nutzung unter Berücksichtigung der Anforderungen des Naturschutzes und der Landschaftspflege die biologische Vielfalt der Kulturlandschaften bis 2020 zu steigern und ihre Vielfalt, Schönheit und regionaltypische Eigenart zu bewahren. Dabei sollen die aus Naturschutzsicht besonders erhaltenswerten Landschaften Deutschlands dauerhaft bestehen bleiben und sich der Anteil besonders erhaltenswerter Kulturlandschaften weiter erhöhen. Ferner sind historisch geprägte und gewachsene Kulturlandschaften in ihren prägenden Merkmalen und mit ihren Kultur- und Naturdenkmälern zu erhalten.

Konkretisiert und erweitert werden diese Ziele durch das BNatSchG. Demnach sind „zur dauerhaften Sicherung der Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie des Erholungswertes von Natur und Landschaft [...] insbesondere [...] Naturlandschaften und historisch gewachsene Kulturlandschaften [...] vor Verunstaltung, Zersiedelung und sonstigen Beeinträchtigungen zu bewahren“, siehe § 1 Abs. 4 Nr. 1 BNatSchG. Zur Umsetzung der Umweltziele Vielfalt, Eigenart und Schönheit, sind in den §§ 23 bis 29 BNatSchG verschiedene Schutzgebietskategorien vorgesehen. Dazu zählen u.a. Nationalparke, Nationale Naturmonumente, Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke, Naturdenkmäler und geschützte Landschaftsbestandteile.

Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung

Die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt bezieht sich auch auf Landschaften. Darin heißt es u.a., dass die Erholung in Natur und Landschaft eine wichtige Voraussetzung für das Wohlbefinden und die physische

⁴⁸⁰ Das „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ (Welterbekonvention) haben bis heute 190 Staaten ratifiziert. Ein eigens von der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO) eingerichtetes zwischenstaatliches Komitee prüft dabei jährlich, welche Stätten neu in die „Liste des Welterbes“ aufgenommen werden.

⁴⁸¹ Schmidt, C. et al. (2010): S. 14 ff.

⁴⁸² Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 41.

und psychische Gesundheit der Menschen sei.⁴⁸³ Die biologische Vielfalt bestimme maßgebend das Erleben von Natur und Landschaft. Dabei zählt das „Natur erleben“ bei Urlaubern zu den wichtigen Urlaubsmotiven.⁴⁸⁴ Hinsichtlich der Kulturlandschaften wird zudem festgestellt, dass viele von ihnen eine herausragende Bedeutung für die Erholung der Menschen haben (siehe auch Umweltziel „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“).⁴⁸⁵ Eine besondere Bedeutung haben neben den Kulturlandschaften auch die Nationalparke: In der nationalen Strategie wird auch dargelegt, dass die Mehrheit der Bundesbürger und -bürgerinnen bevorzugt dort ihren Urlaub verbringen, wo man sich für den Schutz der Natur durch einen Nationalpark entschieden habe.⁴⁸⁶ Alle Nationalparke ermöglichen in geeigneten Bereichen Naturerfahrung für die Menschen. Nationalparke böten die Chance, Erholung und Tourismus mit der Erhaltung der biologischen Vielfalt in Einklang zu bringen. Angestrebt ist gemäß der Strategie, Erholungsräume durch Naturschutzmaßnahmen zu vermehren und ihre Qualität zu verbessern. Außerdem sollen Beeinträchtigungen vermieden und abgebaut werden.⁴⁸⁷

Das ROG sieht in seinen Grundsätzen vor, die ländlichen Räume unter Berücksichtigung ihrer unterschiedlichen wirtschaftlichen und natürlichen Entwicklungspotentiale zu erhalten und zu entwickeln. Dazu zählen auch die Umwelt- und Erholungsfunktion dieser Räume, siehe § 2 Abs. 2 Nr. 4 ROG. Konkretisiert und erweitert werden diese Ziele durch das BNatSchG. Demnach sind „zur dauerhaften Sicherung der Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie des Erholungswertes von Natur und Landschaft [...] insbesondere [...] zum Zweck der Erholung in der freien Landschaft nach ihrer Beschaffenheit und Lage geeignete Flächen vor allem im besiedelten und siedlungsnahen Bereich zu schützen und zugänglich zu machen“, siehe § 1 Abs. 4 Nr. 2 BNatSchG. Zur Umsetzung des Umweltziels, den Erholungswert von Flächen zu sichern, sind in den §§ 26f. BNatSchG Schutzgebietskategorien vorgesehen.

5.2.7 Kultur- und Sachgüter

Die Ziele für den Bereich der Kulturgüter lassen sich aus unterschiedlichen Quellen ableiten. Die von der UNESCO verabschiedete Welterbekonvention hat als Leitidee die „Erwägung, dass Teile des Kultur- oder Naturerbes von außergewöhnlicher Bedeutung sind und daher als Bestandteil des Welterbes der ganzen Menschheit erhalten werden müssen“. Das Kultur- und Naturerbe soll in seinem Bestand und seiner Wertigkeit geschützt und erhalten werden. Teilaspekte dieses Ziels werden bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie beim Schutzgut Landschaft berücksichtigt und umgesetzt.

Das Europäische Übereinkommen zum Schutz des archäologischen Erbes („Charta von La Valetta“) vom 16. Januar 1992 sieht als notwendig an, „den Schutz des archäologischen Erbes in Städtebau und Raumordnung sowie in der Kulturentwicklungspolitik fest zu verankern“. Insofern soll u.a. vor groß angelegten Planungsvorhaben geschützt werden. Zum archäologischen Erbe zählen demnach Bauwerke, Gebäude, Ensembles, erschlossene Stätten, bewegliche Gegenstände und Denkmäler jeder Art sowie ihre Umgebung.

⁴⁸³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 53.

⁴⁸⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 85.

⁴⁸⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 41.

⁴⁸⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 85.

⁴⁸⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): S. 53.

In § 1 Abs. 6 Nr. 7 BauGB ist geregelt, dass die Belange des Umweltschutzes, Naturschutzes und der Landschaftspflege, insbesondere die umweltbezogenen Auswirkungen auf Kultur- und Sachgüter, zu berücksichtigen sind. In den Grundsätzen der Raumordnung wird festgelegt, dass „Kulturlandschaften [...] zu erhalten und zu entwickeln“ und „historisch geprägte und gewachsene Kulturlandschaften [...] in ihren prägenden Merkmalen und mit ihren Kultur- und Naturdenkmälern zu erhalten sind“, siehe § 2 Abs. 2 Nr. 5 ROG. Gleichmaßen sieht § 1 Abs. 4 Nr. 1 BNatSchG vor, dass Naturlandschaften und historisch gewachsene Kulturlandschaften, auch mit ihren Kultur-, Bau- und Bodendenkmälern, vor Verunstaltung, Zersiedelung und sonstigen Beeinträchtigungen zu bewahren sind.

6. Ableitung der Kriterien für die Strategische Umweltprüfung

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Die Tabelle 17 wurde im einleitenden Text näher erläutert, um Missverständnisse auszuräumen.
- In Kapitel 6.2.4 wurde die Begründung für die Empfindlichkeitsbewertung der Oberflächengewässer ergänzt.
- Überarbeitung der Ausführungen zu den Biosphärenreservaten im gesamten Kapitel.
- Redaktionelle Anpassungen und Aktualisierung der Quellen

Die Ableitung der für die Strategische Umweltprüfung (SUP) relevanten Kriterien erfolgt aus den allgemeinen und schutzgutbezogenen Umweltzielen und Umweltleitbildern (Kapitel 5) sowie aus den Wirkungsfaktoren für Höchstspannungsleitungen (Kapitel 4). Anhand der hieraus abgeleiteten Kriterien zur Darstellung der Umweltauswirkungen, die räumlich dargestellt werden, zeigt sich durch die vorhandene Flächennutzung auch der Ist-Zustand der Umwelt.

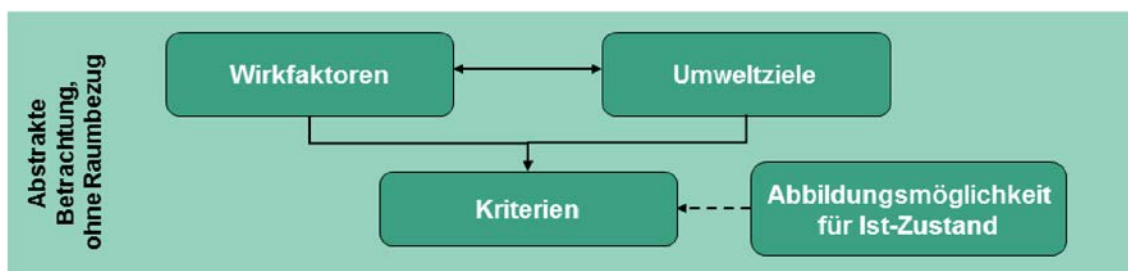


Abbildung 32: Schematische Darstellung der Ableitung der Kriterien für die SUP, eigene Darstellung, Bonn 2012.

Kriterien der Strategischen Umweltprüfung (SUP)

Aus den oben genannten Zielen und Leitbildern des Umweltschutzes und den Wirkungsbereichen des Plans ergeben sich für die SUP die in Tabelle 17 angeführten Kriterien, die für die Prüfung der Umweltauswirkungen des Bundesbedarfsplans relevant sind. Wie ausführlich in Kapitel 4 erläutert, werden den Kriterien Empfindlichkeitskategorien zugeordnet. Aufgrund des hohen Abstraktionsgrades der Planungsebene erfolgt dies in einer Worst-Case-Betrachtung. Die folgende Tabelle 17 beinhaltet keine Vorfestlegung in Bezug auf den späteren Einsatz oder Ausschluss von bestimmten Technologien. Die Umweltverträglichkeit von verschiedenen Leitungsoptionen kann auf Ebene des Bundesbedarfsplans, auf der noch keine Trassenkorridore bzw. -verläufe bekannt sind, nur abstrakt miteinander verglichen werden. Die Übersicht liefert einen ersten Einblick in die möglichen erheblichen Umweltauswirkungen der Vorhaben, welche in den nachfolgenden Verfahren zu konkretisieren sind.

Tabelle 17: Schutzgutbezogene Kriterien für die SUP und ihre Empfindlichkeit

Schutzgut	Kriterium	Empfindlichkeit		
		Freileitung	Erdkabel	Seekabel
Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit	Siedlungen	hoch	hoch	-
	Sonstige Siedlungen	mittel	mittel	-
Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt	NATURA 2000: FFH-Gebiete	hoch	hoch	hoch
	NATURA 2000: EU-Vogelschutzgebiete	hoch	mittel	hoch
	Naturschutzgebiete	hoch	hoch	hoch
	Nationalparke	hoch	hoch	hoch
	Biosphärenreservate: Kernzone	hoch	hoch	hoch
	Biosphärenreservate: Pflegezone	hoch	hoch	hoch
	UNESCO-Weltnaturerbestätten	hoch	hoch	hoch
	Important Bird Area (IBA)	mittel	-	mittel
	Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (gemäß Ramsar-Konvention)	mittel	-	mittel
	Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume	mittel	mittel	-
	Riffe (gemäß § 30 BNatSchG)			hoch
	Feuchte verdichtungsempfindliche Böden	mittel	hoch	hoch
	Erosionsempfindliche Böden	mittel	hoch	-
Boden	Bereiche mit starker Sedimentwanderung	-	-	mittel
	Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil	-	-	mittel
	Oberflächengewässer (Fließ- und Stillgewässer)	mittel	hoch	-
Wasser	Wasserschutzgebiete (Zonen I – II)	mittel	hoch	-
	Wasserschutzgebiete (Zone III)	-	mittel	-
	Nationalparke	hoch	hoch	Hoch (Eulit.)
Landschaft	UNESCO-Welterbestätten „Kulturlandschaft“ (Gartenreich Dessau-Wörlitz, Kulturlandschaft Oberes Mittelrheintal, Fürst-Pückler-Park in Bad Muskau, Bergpark Wilhelmshöhe)	hoch	hoch	-
	Landschaftsschutzgebiete	mittel	mittel	-
	Naturparke	mittel	mittel	-
	Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR)	mittel	mittel	-
	Biosphärenreservate	mittel	mittel	mittel (Eulit.)
	Kultur- und Sachgüter	UNESCO-Welterbestätten	hoch	hoch

Eulit. Eulitoral der Nordsee: Entweder geringere Empfindlichkeit als „mittel“ und „hoch“ oder Kriterium kommt nicht bzw. nicht im Eulitoral der Nordsee vor.

Diese Kriterien dienen der Darstellung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen des Bundesbedarfsplans. Dargestellt werden ferner Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit (Flughäfen/Flugplätze sowie Flächen mit dem Zweck der Verteidigung). Bei der Kriterienanwendung wird die räumliche Verteilung betroffener Flächen deutlich. Eine umfassende Betrachtung der Wechselwirkungen kann aufgrund fehlender Grundlagen und Modelle nicht im Rahmen dieser SUP erarbeitet werden (vgl. Kapitel 3.5.3).

Während den Konsultationen zum Umweltbericht wurden verschiedene Vorschläge zur Aufnahme weiterer Kriterien geäußert. Der Umweltbericht selbst stellt die Durchführung der SUP dar, innerhalb des Umweltberichts verzichtet die Bundesnetzagentur daher darauf die „Nicht betrachteten Aspekte“ wiederholt darzustellen. Innerhalb der Festlegung des Untersuchungsrahmens setzt sich die Bundesnetzagentur in dem Kapitel 6 „Nicht betrachtete Aspekte“ ausführlich mit den nicht aufgenommenen Vorschlägen auseinander und erläutert, warum diese nicht aufgenommen wurden. Die Ausführungen innerhalb der Festlegung des Untersuchungsrahmens sind weiterhin gültig.

6.1 Schutzgutbezogene Kriterien bei Freileitungen

6.1.1 Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Um den Schutz des Menschen vor gesundheitsschädigenden Immissionen zu berücksichtigen, werden für die Betrachtung zwei Kriterien (Siedlung und sonstige Siedlungen) eingestellt.

Siedlungen

Durch das Kriterium Siedlungen werden entsprechend der Realnutzung im Zusammenhang bebaute Ortsteile erfasst. Diese umfassen neben den eigentlichen Wohnbauflächen auch diejenigen Flächen, die in einem engen Bebauungskontext stehen. Als Datengrundlage wird das Digitale Landschaftsmodell (Basis-DLM) herangezogen. Durch das Kriterium Siedlungen ist die beim Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) geführte Ortslage erfasst. Diese beinhaltet Wohn- und Mischgebiete, Industrie- und Gewerbeflächen sowie Schulen, Krankenhäuser, Kindergärten und Spielplätze innerhalb zusammenhängender Siedlungskörper (mehr als zehn Anwesen). Im Kriterium Siedlungen sind außerdem die Wohnbauflächen, Schulen, Krankenhäuser, Kindergärten und Spielplätze außerhalb der Ortslage enthalten. Die Empfindlichkeit des Kriteriums Siedlungen gegenüber Freileitungen wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Im Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion stehen mögliche Wirkungen durch elektrische und magnetische Felder. Der Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft von Energieleitungen vor schädlichen Umwelteinwirkungen und die Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen durch elektrische und magnetische Felder beruhen derzeit auf §§ 22 ff. sowie § 50 BImSchG und § 3 f. in Verbindung mit Anhang 1 und 2 der 26. BImSchV. Zur Durchführung der 26. BImSchV vor der Novellierung in 2014 fertigte die unabhängige Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)⁴⁸⁸ die „Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder“ an.⁴⁸⁹ Die 26. BImSchV konkretisiert die

⁴⁸⁸ Mitglieder der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) sind die Abteilungsleiterinnen und Abteilungsleiter der für den Immissionsschutz zuständigen obersten Behörden der Länder und des Bundes.

⁴⁸⁹ Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder. Mit Beschluss der 54. Amtschefkonferenz in der Fassung des Beschlusses der 128. Sitzung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz am 17. und 18. September 2014 in Landshut

Betreiberpflichten des § 22 Abs. 1 BImSchG. Die Regelung basiert auf den aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnissen und stellt auf Grenzwerte von niederfrequenten Wechselstromleitungen (5 kV/m elektrische Feldstärke und 100 μ T magnetische Flussdichte) ab. Für die Bestimmung der maßgebenden Immissionsorte von 380 kV-Freileitungen ist es gemäß der Hinweise des LAI zur Durchführung der 26. BImSchV ausreichend, den Bereich von 20 m ab dem ruhenden äußeren Leiterseil zu betrachten.⁴⁹⁰ Seit Inkrafttreten der Änderungsverordnung zur 26. BImSchV müssen Gleichstromleitungen nach § 3a und Anhang 1a den Grenzwert von 500 μ T einhalten. Mit der Novellierung wurde ebenfalls die Aktualität der in der Verordnung geregelten Inhalte überprüft, mit dem Ergebnis, dass die Verordnung und die festgelegten Grenzwerte dem heutigen technischen und wissenschaftlichen Stand entsprechen. So enthalten die Neuregelungen der 26. BImSchV insbesondere auch Regelungen zum vorsorgenden Gesundheitsschutz. Zum Beispiel dürfen nach der Novellierung der 26. BImSchV neu zu errichtende Drehstrom-Übertragungsleitungen mit einer Frequenz von 50 Hertz und einer Nennspannung von 220 Kilovolt und mehr, die in einer neuen Trasse errichtet werden, keine Gebäude oder Gebäudeteile überspannen, die zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Der Zweck der Verordnung ist somit einerseits der Schutz aber auch die Vorsorge vor möglichen Gesundheitsrisiken durch elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder.⁴⁹¹

Wie von der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts bestätigt, bestehen bei Einhaltung der Grenzwerte der 26. BImSchV i.d.R. keine Gesundheitsgefährdungen für die betroffenen Anwohner durch Drehstrom-Übertragungsleitungen.⁴⁹² Aufgrund der unterschiedlichen Ausbreitung der elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Felder sind in der BImSchV keine festen Abstände geregelt.⁴⁹³ Bei jeder Leitung muss (unabhängig von der Bevölkerungsdichte) nachgewiesen werden, dass die Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder eingehalten werden. Das aus der notwendigen Vorsorge abgeleitete planerische Optimierungsgebot des § 50 BImSchG verfolgt darüber hinaus das Ziel, emittierende Anlagen an empfindlich reagierenden Bereichen so vorbeizuführen, dass schädliche Umwelteinwirkungen auf derartige sensible Bereiche so weit wie möglich vermieden werden.

Der Berücksichtigung der möglichen Wirkungen elektrische, magnetischer und elektromagnetischer Felder sind im Rahmen der SUP enge Grenzen gesetzt. In dem hier untersuchten Maßstab kann kein Kriterium für die im Rahmen der Grenzwerte der 26. BImSchV angesprochenen verhältnismäßig „kleinräumigen“ elektrischen und magnetischen Felder dargestellt werden. Dies gilt umso mehr, da insbesondere die im Fokus von Diskussionen stehenden Magnetfelder in Abhängigkeit von den technischen Randbedingungen der Vorhaben unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Im zur Untersuchung herangezogenen Prüfungs-Kartenmaßstab 1:250.000 würde darüber hinaus ein Abstand von z.B. 20 m (dem für die Bestimmung der Immissionen gemäß der Hinweise des LAI zur Durchführung der 26. BImSchV maßgeblichen Bereich) die Siedlungsfläche kaum erkennbar (um weniger als 0,1 mm) vergrößern.

Die Bundesnetzagentur betrachtet im Rahmen der SUP keine Korridore oder Trassen, sondern lediglich die räumlichen Gegebenheiten auf mögliche erhebliche Umweltauswirkungen hin. Zudem ergeben sich aus dem

⁴⁹⁰ Abschnitt II. 3. 1 der Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder. S. 9.

⁴⁹¹ 26. BImSchV, 2013

⁴⁹² BVerwG, Beschluss vom 22.07.2010 – 7 VR 4 / 10.

⁴⁹³ Die Abstandsregelungen gemäß § 2 Absatz 2 Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) betreffen nur die in § 2 Absatz 1 genannten vier Erdkabel-Pilotvorhaben und sind daher vorliegend nicht anwendbar. Des Weiteren liegt die Zielrichtung dieser Regelung nicht im Schutz vor elektromagnetischer Strahlung, sondern im Schutz des Wohnumfeldes und des Ortsbildes.

NEP Strom keine bestimmten emittierenden Standorte. Dies geschieht erst auf den folgenden Planungsebenen (vgl. die Abschichtungsgedanken in § 14f Abs. 3 UVPG). Ansammlungen von Immissionsorten werden daher aufgrund ihrer räumlichen Größe durch das Kriterium Siedlungen eingestellt.

Die Minimierung und Verhinderung von Umweltauswirkungen durch elektrische und magnetische Felder erfolgt durch die spätere Wahl des Trassenkorridors und Trassenverlaufs, der Übertragungstechnik und der technischen Anlagenspezifikationen, z.B. der Masthöhe. Verschiedene Minimierungs- und Verhinderungsmaßnahmen werden im Rahmen der nachfolgenden Planungsstufen in Abwägung mit deren Auswirkungen auf andere Schutzgüter gewählt. Dem kann im Rahmen der SUP nicht vorgegriffen werden.

Die Erholung des Menschen ist mit den Umweltzielen des Schutzguts Landschaft verbunden. Die Umweltziele zu diesem Schutzgut werden überwiegend durch Kriterien abgebildet, die nach internationalem Recht schützenswerte Gebiete oder Schutzgebiete nach Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)⁴⁹⁴ darstellen. Daher werden schützenswerte Erholungsorte im Rahmen des Schutzguts Landschaft beachtet (siehe Kapitel 6.1.5). Eventuell notwendige Abstände zu den in der kommunalen Bauleitplanung ausgewiesenen Wohnbauflächen spielen in der vorliegenden relativ abstrakten Verfahrensstufe keine Rolle, sondern müssen in den nachfolgenden Planungsstufen auf Basis des § 50 BImSchG untersucht werden. Durch Freileitungen können zudem beim Bau und beim Betrieb in bestimmten Wetterlagen Lärm, Erschütterungen und Luftschadstoffe (Ozon (O₃) und Stickoxide (NO_x)) entstehen. Diese können grundsätzlich schädliche Auswirkungen auf Mensch und Gesundheit haben. Der Großteil der relevanten Immissionsorte ist durch Siedlungsflächen erfasst. Vorliegend sind die Immissionen von Lärm, Erschütterungen und Luftschadstoffen von untergeordneter Bedeutung und werden in den nachgeordneten Planungsebenen konkreter betrachtet.

Sonstige Siedlungen

Sonstige Siedlungen repräsentieren weitere Bereiche für den nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen. Es handelt sich um beim BKG außerhalb zusammenhängender Siedlungskörper (mehr als zehn Anwesen) dargestellte Flächen, wie z.B. Industrie- und Gewerbeflächen. Ihre Schutzwürdigkeit ergibt sich daraus, dass sich an diesen Orten i.d.R. einzelne Menschen über mehrere Stunden hintereinander aufhalten und Arbeitsplätze oftmals durch Schichtarbeit rund um die Uhr besetzt sind. Hiervon ausgenommen werden Flächen, für die nach § 4 der 26. BImSchV besondere Anforderungen zur Vorsorge bestehen. Dabei handelt es sich um kleinräumige Wohnbauflächen und soziale Einrichtungen (Kindergärten, etc.), die trotz ihrer geringen Fläche und Lage im Außenbereich dem Kriterium „Siedlungen“ zugeordnet werden. Die Empfindlichkeit des Kriteriums „sonstige Siedlungen“ gegenüber Freileitungen wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Auch dem Kriterium „sonstige Siedlungen“ liegen die o.g. Ausführungen zu Siedlungen zugrunde. Für die sonstigen Siedlungen ist die Zuordnung zur Empfindlichkeitskategorie „mittel“ sachgerecht, weil hierin lediglich kleinräumige Bereiche im Außenbereich erfasst werden, die im Rahmen der Korridor- und Trassenplanung der nachgelagerten Verfahren besser betrachtet werden können. Ziel der Bundesnetzagentur ist die Identifikation großflächiger zusammenhängender Bereiche, die eine hohe Empfindlichkeit aufweisen. Das Kriterium „sonstige Siedlungen“ umfasst Siedlungsflächen, die außerhalb von zusammenhängenden Siedlungskörpern liegen. Möglichen Umweltauswirkungen auf diese kleineren, teilweise vereinzelt oder verstreut liegenden Siedlungsnutzungen kann im Rahmen der nachfolgenden Verfahren (Bundesfachplanung

⁴⁹⁴ BNatSchG (2013)

/ Raumordnung, Planfeststellungsverfahren) durch die Planung der Trassenkorridore und deren Verläufe einfacher entgegengewirkt werden als bei zusammenhängenden Bereichen. Daher werden sonstige Siedlungen außerhalb der Ortslagen im Rahmen der SUP mit einer geringeren Empfindlichkeit als Ortslagen eingestuft. Die Einstufung der Empfindlichkeit für die beiden Kriterien berücksichtigt somit die Möglichkeit zur Reaktion auf Umweltauswirkungen in den Folgeverfahren und unterstellt keine geringere Empfindlichkeit der bestehenden Nutzungen gegenüber dem Leitungsbau. Dies entspricht auch dem Hinweischarakter der SUP auf dieser abstrakten Planungsstufe.

6.1.2 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Die Umweltziele zu diesem Schutzgut sollen überwiegend durch Kriterien abgebildet werden, die nach internationalem Recht schützenswerte Gebiete oder Schutzgebiete nach BNatSchG darstellen. Hierzu gehören:

- Natura 2000: Fauna-Flora-Habitat-(FFH-)Gebiete
- Natura 2000: Vogelschutz-(VS-)Gebiete
- Naturschutzgebiete
- Nationalparke
- Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten
- UNESCO-Weltnaturerbebestätten
- Important Bird Areas (IBA)
- Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (nach Ramsar-Konvention)
- Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume

Natura 2000: Fauna-Flora-Habitat- (FFH-)Gebiete

Schutzgebiete gemäß Art. 4 der FFH-RL⁴⁹⁵ werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das Geografische Informationssystem (GIS) werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der FFH-Gebiete gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet. Diese Bewertung erfolgt vorsorgeorientiert, da auf dieser abstrakten Planungsebene die für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile nicht betrachtet werden und damit im Einzelfall durchaus eine geringere Empfindlichkeit vorliegen kann.

Begründung:

Bei FFH-Gebieten handelt es sich um Gebiete, die in Deutschland gemäß BNatSchG zum Netz „Natura 2000“ gehören (§ 31) und auszuweisen sind (§ 32). Das BNatSchG setzt die FFH-RL in nationales Recht um. Gemäß Art. 3 Abs. 1 FFH-RL muss das Netz den Fortbestand oder gegebenenfalls die Wiederherstellung eines günstigen Erhaltungszustandes der natürlichen Lebensraumtypen und Habitats der Arten gemäß der Anhänge I und II FFH-RL in ihrem natürlichen Verbreitungsgebiet gewährleisten. Die europarechtliche Relevanz dieser Gebiete in Verbindung mit der sich aus dem BNatSchG ergebenden hohen

⁴⁹⁵ RL 92/43/EWG

Restriktionswirkung (§ 33 BNatSchG) sowie ihre potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren von Freileitungen begründen ihre Betrachtung bereits auf der hier berücksichtigten Maßstabsebene. Aufgrund des Abstraktionsgrades der Planungsebene und des damit verbundenen Betrachtungsmaßstabes werden allerdings die für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile nicht berücksichtigt. Diese Aspekte können besser auf folgenden Planungsebenen betrachtet werden. Erst dann ist die tatsächliche Betroffenheit bestimmter FFH-Gebiete und auch bestimmter Regionen prüfbar. Auch wird darauf verzichtet, Pufferflächen in die Bewertung einzubeziehen, obwohl diese bei der Beurteilung einer konkreten Maßnahme durchaus eine Rolle spielen können. Die Größe eventuell notwendiger Puffer hängt allerdings unmittelbar mit dem Schutzzweck bzw. den Erhaltungszielen zusammen, so dass sie nur einzelfallbezogen ermittelt werden können. Damit bleibt die Beurteilung, ob und in welchem Umfang derartige Flächen betrachtet werden, den nachfolgenden Planungsebenen vorbehalten. Ebenso unterbleibt eine Berücksichtigung der Planungen in einzelnen Natura 2000-Gebieten (z.B. Managementpläne) und möglicher Kohärenzflächen. Ein bundesweites Verzeichnis zu den Planungen zu Natura 2000-Gebieten liegt nicht vor. Kohärenzflächen können nur gebietsbezogen und im Einzelfall ermittelt werden; ein bundesweites Verzeichnis solcher Flächen existiert ebenfalls nicht. Natura 2000-Planungen und Kohärenzflächen können daher besser auf den folgenden Planungsebenen in die Prüfung eingestellt werden (Abschichtung).

Die Bewertung der FFH-Gebiete mit hoher Empfindlichkeit gegenüber dem Freileitungsbau erfolgt aufgrund der oben genannten europaweiten Bedeutung, ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der hohen Restriktionswirkung sowie ihrer potenziellen Beeinflussung durch Wirkfaktoren.

Natura 2000: EU-Vogelschutzgebiete

Schutzgebiete gemäß Art. 4 der VS-RL⁴⁹⁶ (Vogelschutzgebiete – nachfolgend als VS-Gebiete bezeichnet) werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der VS-Gebiete gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet. Diese Bewertung erfolgt vorsorgeorientiert, da auf dieser abstrakten Planungsebene die für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile nicht betrachtet werden und damit im Einzelfall durchaus eine geringere Empfindlichkeit vorliegen kann.

Begründung:

Bei VS-Gebieten handelt es sich um Gebiete, die in Deutschland gemäß BNatSchG zum Netz „Natura 2000“ gehören (§ 31 BNatSchG) und auszuweisen sind (§ 32 BNatSchG). Das BNatSchG setzt die VS-RL in nationales Recht um. Gemäß Art. 4 Abs. 1 VS-RL sind die für die Erhaltung der in Anhang I VS-RL genannten Arten zahlen- und flächenmäßig geeignetsten Gebiete zu Schutzgebieten zu erklären, wobei die Erfordernisse des Schutzes dieser Arten in dem geografischen Meeres- und Landgebiet, in dem die Richtlinie Anwendung findet, zu berücksichtigen sind. Die europarechtliche Relevanz dieser Gebiete in Verbindung mit der sich aus dem BNatSchG ergebenden hohen Restriktionswirkung sowie ihre potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren (§ 33 BNatSchG) begründen ihre Betrachtung auf der hier berücksichtigten Maßstabsebene.

⁴⁹⁶ RL 2009/147/EG

Aufgrund des Abstraktionsgrades der Planungsebene und des damit verbundenen Betrachtungsmaßstabes unterbleibt allerdings eine Berücksichtigung der für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile. Diese Aspekte können besser auf folgenden Planungsebenen betrachtet werden. Erst dann ist die tatsächliche Betroffenheit bestimmter VS-Gebiete und auch bestimmter Regionen prüfbar. Auch wird darauf verzichtet, Abstandsflächen – im Sinne von empfindlichen, die eigentlichen Schutzgebiete umgebenden Bereiche – in die Bewertung einzubeziehen, obwohl diese bei der Beurteilung einer konkreten Maßnahme durchaus eine Rolle spielen können.

Die Größe eventuell notwendiger Abstände hängt allerdings unmittelbar mit dem Schutzzweck bzw. den Erhaltungszielen zusammen, so dass sie nur einzelfallbezogen ermittelt werden können. Damit bleibt die Beurteilung, ob und in welchem Umfang derartige Flächen betrachtet werden, den nachfolgenden Planungsebenen vorbehalten. Gebietsvorschläge und sogenannte „faktische Vogelschutzgebiete“, also solche Gebiete, die nach den Kriterien der Vogelschutzrichtlinie förmlich unter Vogelschutz hätten gestellt werden müssen, aber nicht als Vogelschutzgebiet ausgewiesen worden sind⁴⁹⁷, werden ebenfalls nicht in die Bewertung einbezogen. Sobald ein Mitgliedstaat seine Ausweisungspflicht sowie die Meldepflichten erfüllt hat, bestehen keine „faktischen Vogelschutzgebiete“ mehr.⁴⁹⁸

Mit der Einstellung des Vertragsverletzungsverfahrens gegen Deutschland im Oktober 2009 wurde das Meldeverfahren Deutschlands beendet.⁴⁹⁹ Es können aber neue „faktische Vogelschutzgebiete“ entstehen, wenn eine Ausweisungs- und Meldepflicht für weitere Gebiete festgestellt wird oder auf Grund veränderter ökologischer bzw. ornithologischer Gegebenheiten eine Ausweisungs- und Meldepflicht für weitere Gebiete entsteht, der Mitgliedstaat dieser Verpflichtung jedoch nicht nachkommt.⁵⁰⁰ Gemäß neuer Rechtsprechung sind VS-Gebiete wie „faktische Vogelschutzgebiete“ zu behandeln, für die eine Schutzerklärung nicht in ausreichendem Umfang (z.B. unter Benennung von Erhaltungszielen) erfolgt ist.⁵⁰¹ Sofern die Bundesnetzagentur von solchen neuen „faktischen Vogelschutzgebieten“ Kenntnis erlangt, werden diese, Datenverfügbarkeit vorausgesetzt, bei der Betrachtung der Umweltauswirkungen analog zu VS-Gebieten berücksichtigt.

Die Bewertung der VS-Gebiete mit hoher Empfindlichkeit gegenüber dem Freileitungsbau erfolgt aufgrund der oben genannten europaweiten Bedeutung, ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der hohen Restriktionswirkung sowie ihrer potenziellen Beeinflussung durch Wirkfaktoren.

Naturschutzgebiete

Naturschutzgebiete gemäß § 23 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der

⁴⁹⁷ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 31 Rn. 42.

⁴⁹⁸ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 31 Rn. 43

⁴⁹⁹ Vertragsverletzungsverfahren 2001/5117 gegen die Bundesrepublik Deutschland wegen unzureichender Meldung von Vogelschutzgebieten. Eingestellt am 29.10.2009.

⁵⁰⁰ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 31 Fn. zu Rn. 43

⁵⁰¹ BVerwG-Urteil v. 08.01.2014 – 9 A 4.13 Rn. 37 ff.

SUP wird die Empfindlichkeit von Naturschutzgebieten gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet. Die Bewertung erfolgt vorsorgeorientiert, da auf dieser Planungsebene der konkrete Schutzzweck der einzelnen Gebiete und damit die konkrete Beeinflussung durch Wirkfaktoren nicht betrachtet werden kann. Demzufolge kann im Einzelfall durchaus eine geringere Empfindlichkeit vorliegen.

Es handelt sich um Gebiete, in denen ein besonderer Schutz von Natur und Landschaft in ihrer Ganzheit oder in einzelnen Teilen erforderlich ist, u.a. zur Erhaltung, Entwicklung oder Wiederherstellung von Lebensstätten, Biotopen oder Lebensgemeinschaften bestimmter wild lebender Tier- und Pflanzenarten. In ihnen sind alle Handlungen verboten, die zu einer Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Naturschutzgebiets oder seiner Bestandteile oder zu einer nachhaltigen Störung führen. Im Rahmen des nationalen Systems des Flächenschutzes stellt dieser Schutzgebietstyp „die strengste Form der Unterschutzstellung dar“⁵⁰². Der spezielle Schutzzweck, die mit dem Schutzgebiet verbundenen strengen Verbote und die Stellung des Schutzgebiets im System des Flächenschutzes Deutschlands sowie ihre hohe potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren begründen die Betrachtung von Naturschutzgebieten bereits auf dieser Ebene.

Die Bewertung der Empfindlichkeit von Naturschutzgebieten gegenüber dem Freileitungsbau erfolgt vor dem Hintergrund der Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem und der potenziellen Beeinflussung der Naturschutzgebiete durch Wirkfaktoren.

Nationalparke

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit von Nationalparks gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Nationalparke sind rechtsverbindlich festgesetzte, einheitlich zu schützende Gebiete, die u.a. großräumig, weitgehend unzerschnitten und von besonderer Eigenart sind, in einem überwiegenden Teil ihres Gebietes die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes erfüllen und sich im überwiegenden Teil ihres Gebiets in einem vom Menschen nicht oder wenig beeinflussten Zustand befinden oder geeignet sind, sich in einen Zustand zu entwickeln oder in einen Zustand entwickelt zu werden, der einen möglichst ungestörten Ablauf der Naturvorgänge in ihrer natürlichen Dynamik gewährleistet (§ 24 Abs. 1 BNatSchG).⁵⁰³ Sie sind unter Berücksichtigung ihres besonderen Schutzzwecks sowie der durch die Großräumigkeit und Besiedlung gebotenen Ausnahmen wie Naturschutzgebiete zu schützen. Nationalparke dienen auch als Indikator in der nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt für Maßnahmen des Gebietsschutzes.⁵⁰⁴ Die Großräumigkeit von Nationalparks, ihre Stellung im nationalen Schutzgebietssystem und ihre gewünschte bzw. tatsächliche Unberührtheit durch den Menschen begründen ihre Berücksichtigung bereits auf der vorliegenden Maßstabsebene. Schon hier werden Veränderungen durch Vorhaben vorbereitet, die sofern Nationalparke betroffen sind dazu führen, dass der Gebietscharakter im Hinblick auf den Grad der menschlichen

⁵⁰² Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 23 Rn. 1

⁵⁰³ Scherfose, V. (2009): S. 7 ff.

⁵⁰⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010)

Beeinflussung bzw. der ungestörte Ablauf von Naturvorgängen in ihrer natürlichen Dynamik wesentlich verändert würde.

Die Bewertung mit hoher Empfindlichkeit erfolgt vor dem Hintergrund, dass in Nationalparks u.a. vom Menschen nur wenig beeinflusste Gebiete geschützt werden sollen und diese Eigenart bzw. der Gebietscharakter durch den Leitungsbau erheblich beeinträchtigt würde. Bei der Einschätzung der Empfindlichkeit spielt auch die Stellung der Gebiete im nationalen Schutzgebietssystem eine Rolle.

Biosphärenreservate, Kern- und Pflegezone

Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Bei Biosphärenreservaten handelt es sich um Schutzgebiete, dessen Grundlage das Programm „Der Mensch und die Biosphäre“ der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (*United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO*) bildet. Im Rahmen des Programms werden Biosphärenreservate anerkannt und für ihre Weiterentwicklung gesorgt. Die UNESCO evaluiert und vernetzt sie darüber hinaus weltweit und erforscht im globalen Maßstab die wichtigsten Ökosysteme. Die dabei an die Anerkennung angelegten Maßstäbe sind jedoch nicht identisch mit denjenigen des BNatSchG, wonach Biosphärenreservate u.a. „großräumig und für bestimmte Landschaftstypen charakteristisch sind“ und „in wesentlichen Teilen ihres Gebiets die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes [...] erfüllen“ (§ 25 Abs. 1 BNatSchG). Bis auf die „Karstlandschaft Südharz“ sind derzeit alle Biosphärenreservate im Sinne des BNatSchG auch von der UNESCO als solche anerkannt.⁵⁰⁵ Ihre Eigenschaft als großräumige Gebiete, von denen wesentliche Teile die höchste nationale Schutzkategorie (Naturschutzgebiet) belegen, begründet in Verbindung mit der Betroffenheit der Gebiete ihre Beachtung.

Gemäß § 25 Abs. 3 BNatSchG sind Biosphärenreservate in Kern-, Pflege- und Entwicklungszone zu unterteilen. Letztere wird allerdings für dieses Schutzgut nicht als Kriterium berücksichtigt. In der Kernzone befinden sich Ökosysteme, die sich möglichst vom Menschen unbeeinflusst entwickeln sollen, weshalb hier die menschliche Nutzung völlig ausgeschlossen wird. Die Pflegezone umschließt, sofern die naturräumlichen Gegebenheiten dies zulassen, die Kernzone. Sie ist damit auch Pufferzone, um schädliche Einwirkungen von der Kernzone fernzuhalten.⁵⁰⁶

Nach § 25 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG sind Biosphärenreservate Gebiete, die in wesentlichen Teilen ihres Gebietes die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes, im Übrigen überwiegend eines Landschaftsschutzgebietes erfüllen. Das bedeutet, naturschutzgebietswürdig sind die Kernzone und i.d.R. auch die Pflegezone.⁵⁰⁷ In einschlägigen Gesetzeskommentaren zum BNatSchG wird dies dahingehend verstanden, dass Kernzonen auf jeden Fall die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes erfüllen müssen, Pflegezonen hingegen nur in der

⁵⁰⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2011)

⁵⁰⁶ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 25 Rn. 32 f.

⁵⁰⁷ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 25 Rn. 32 f.

Regel die für ein Naturschutzgebiet, zumindest aber die für ein Landschaftsschutzgebiet.^{508, 509} Nach den „Kriterien für die Anerkennung und Überprüfung von Biosphärenreservaten der UNESCO in Deutschland“⁵¹⁰ müssen Kernzonen als empfindlichste Gebiete der Biosphärenreservate als Nationalpark oder als Naturschutzgebiet oder gleichwertig rechtlich gesichert sein, Pflegezonen hingegen sollen perspektivisch als solche ausgewiesen werden. Es ist also davon auszugehen, dass Pflegezonen nicht in jedem Fall die Anforderungen für die Unterschutzstellung als Naturschutzgebiet gänzlich erfüllen.

Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass zwischen Kern- und Pflegezonen ein Unterschied in der Empfindlichkeit besteht. Dennoch werden beide Zonen vorsorgeorientiert in die Empfindlichkeitskategorie „hoch“ gestuft. Vor dem Hintergrund der von Deutschland eingegangenen internationalen Verpflichtungen zum Erhalt und zur Entwicklung dieser Gebiete und ihrer besonderen Rolle angesichts der Herausforderungen hinsichtlich Flächenkonkurrenz, Verlust biologischer und kultureller Vielfalt und Beschleunigung des Klimawandels erfolgt die hohe Empfindlichkeitseinstufung für die Kern- und Pflegezone. Ferner trägt diese Einstufung (insbesondere der Pflegezone) dem dieser Umweltprüfung zugrunde liegenden Gedanken der Worst-Case-Betrachtung Rechnung. Darüber hinaus wird mit der hohen Einstufung der Pflegezone den Bedenken entgegengewirkt, dass der in den Gesetzes-Kommentaren vorgesehene Ausnahmefall zum Regelfall bei der Empfindlichkeitseinschätzung würde. Auf den folgenden Planungsstufen der Bundesfachplanung/Raumordnung bzw. Planfeststellung kann geprüft werden, inwieweit der Schutzzweck des Biosphärenreservates durch den Leitungsbau beeinträchtigt wird und inwiefern diese Bewertung auch für diese Stufen zutrifft.

UNESCO-Weltnaturerbestätten

UNESCO-Weltnaturerbestätten nach dem „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ der UNESCO⁵¹¹ werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen folgende Daten:

- Weltnaturerbe Wattenmeer (Bereiche Niedersachsen, Hamburg, Schleswig-Holstein, Datenbereitstellung über das Bundesamt für Naturschutz): Nationalparkverwaltung Niedersächsisches Wattenmeer, Wilhelmshaven; Institut für Angewandte Umweltbiologie und Monitoring GbR, Wremen; Landesamt für den Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, Tönning;
- Alte Buchenwälder Deutschlands: Nationalparkamt Müritz, Hohenzieritz; Nationalparkverwaltung Hainich, Bad Langensalza; Nationalparkamt Kellerwald-Edersee, Bad Wildungen; Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg, Angermünde; Nationalparkamt Vorpommern, Born.
- Weltnaturerbe Grube Messel: Senckenberg Gesellschaft für Naturforschung, Frankfurt/Main;

⁵⁰⁸ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 25 Rn. 18.

⁵⁰⁹ Lütkes, S., Ewer, W. (2011): § 25 Rn. 12.

⁵¹⁰ Deutsches Nationalkomitee für das UNESCO-Programm (2007)

⁵¹¹ Das „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ (Welterbekonvention) haben bis heute 190 Staaten ratifiziert. Ein eigens von der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO) eingerichtetes zwischenstaatliches Komitee prüft dabei jährlich, welche Stätten neu in die „Liste des Welterbes“ aufgenommen werden.

Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Weltnaturerbestätten gegenüber Freileitungen mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Das Übereinkommen der UNESCO erfolgte u.a. in der Erwägung, dass Teile des Kultur- oder Naturerbes von außergewöhnlicher Bedeutung sind und daher als Bestandteil des Welterbes der ganzen Menschheit erhalten werden müssen (Präambel). Das Übereinkommen unterscheidet zwischen Weltkultur- und Weltnaturerbestätten. Für das betrachtete Schutzgut sind die Weltnaturerbestätten relevant. Unter ihnen versteht das Übereinkommen u.a. Naturgebilde, die aus physikalischen und biologischen Erscheinungsformen oder -gruppen bestehen, geologische und physiographische Gebiete, die den Lebensraum für bedrohte Pflanzen- und Tierarten bilden, und Naturstätten oder abgegrenzte Naturgebiete. Gebiete werden aufgenommen, wenn sie u.a. die Kriterien „Einzigartigkeit“ und „Integrität“ einer Naturerbestätte erfüllen. Das BNatSchG verpflichtet zur Unterstützung solcher internationalen Naturschutzbemühungen und explizit zu Bemühungen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes im Sinne o.g. Übereinkommens (§ 2 Abs. 5 S. 2 BNatSchG). Die sich insoweit ergebenden Verpflichtungen sind auch mit den Instrumenten des Naturschutzrechts durch die zuständigen Behörden umzusetzen.⁵¹² Dies und die Einzigartigkeit der Gebiete im internationalen Kontext in Verbindung mit der potenziell umfangreichen Beeinflussung der Gebiete durch den Energieleitungsbau begründet ihre Beachtung bereits auf dieser Ebene.

Die Welterbekonvention unterscheidet zwar in Artikel 1 und 2 zwischen Weltkultur- und Weltnaturerbestätten, die folgenden Vereinbarungen beziehen sich jedoch auf beide Stätten gemeinsam (vgl. Artikel 4 ff. des Übereinkommens). Trotz einer für Weltnaturerbestätten vielfach bestehenden nationalen Sicherung (v.a. in Form von Nationalparks) wird im Rahmen der SUP die Empfindlichkeit dieser Stätten gegenüber Freileitungen analog den Weltkulturerbestätten und den Welterbestätten „Kulturlandschaft“ beurteilt und auch aufgrund der internationalen Bedeutung, der Berücksichtigungspflicht im BNatSchG und ihrer potenziell umfangreichen Beeinflussung durch Wirkfaktoren mit „hoch“ bewertet.

Important Bird Areas (IBA)

Important Bird Areas (IBA) werden als Kriterium zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Dieses Kriterium wurde zur Abbildung der Betroffenheit der Avifauna aufgenommen und ergänzt die o.g. VS-Gebiete. Als Datengrundlage für das GIS werden die Daten des Michael-Otto-Instituts im Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU), die auf deren Website zur Verfügung gestellt werden, verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der IBA gegenüber der Freileitung mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

IBA sind Gebiete, die nach international gültigen, wissenschaftlich anerkannten Kriterien des Welt-Dachverbands der Vogelschutzverbände *BirdLife International* ausgewählt werden. In der Bundesrepublik Deutschland nehmen der Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU), der Landesverband für Vogelschutz Bayern (LBV) und die im Dachverband Deutscher Avifaunisten zusammengeschlossenen regionalen ornithologischen Vereinigungen die Auswahl der Gebiete vor. Aufgrund der international/ europaweit einheitlichen Anwendung der Kriterien für die Identifikation der Gebiete wird der Aufbau eines kohärenten

⁵¹² Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 2 Rn. 29.

Netztes sichergestellt, in dem die einzelnen Knoten (IBA) für den nachhaltigen Schutz von Vogelarten eine herausragende Bedeutung haben.⁵¹³ Das IBA-Verzeichnis besitzt keine Rechtsverbindlichkeit, ihm kommt aber als Indikator in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union eine besondere Bedeutung zu, da es als Referenz für die gemäß der EU-VS-RL auszuweisenden VS-Gebiete im Rahmen des Netzwerkes Natura 2000 dient.⁵¹⁴

Diese Eigenschaft der Gebiete, europaweit zur Identifikation von Gebieten mit hoher avifaunistischer Bedeutung anerkannt zu sein, in Kombination mit der durch den Energieleitungsbau gegebenen, umfangreichen Beeinflussung dieser Artengruppe, rechtfertigt ihre Beachtung bereits auf dieser Ebene. Die Bewertung mit mittlerer Empfindlichkeit erfolgt, weil das Kriterium zur Abbildung der Beeinflussung der Avifauna aufgenommen wurde, die relevantesten Gebiete für die Avifauna aber bereits als VS-Gebiete gesichert sein dürften. Zugleich stellen IBA selbst keine Schutzgebietskategorie im Sinne des BNatSchG dar. Ihre Identifizierung durch Nichtregierungsorganisationen erfolgt zwar nach wissenschaftlich anerkannten Kriterien, jedoch nicht vor dem Hintergrund internationaler Verträge.

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung gemäß Ramsar-Konvention

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung nach dem Internationalen „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention)⁵¹⁵ werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Ramsar-Gebiete gegenüber dem Freileitungsbau mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Feuchtgebiete im Sinne dieses Übereinkommens sind Feuchtwiesen, Moor- und Sumpfgebiete oder Gewässer, die natürlich oder künstlich, dauernd oder zeitweilig, stehend oder fließend, Süß-, Brack- oder Salzwasser sind, einschließlich solcher Meeresgebiete, die eine Tiefe von sechs Metern bei Niedrigwasser nicht übersteigen. Feuchtgebiete gehören mit ihren charakteristischen Arten zu den am stärksten bedrohten Lebensräumen Europas.^{516, 517} Ziel der Ramsar-Konvention ist es, der fortschreitenden Verkleinerung und dem Verlust von Feuchtgebieten Einhalt zu gebieten vor dem Hintergrund der herausragenden ökologischen Bedeutung von Feuchtgebieten als Regulatoren für den Wasserhaushalt und als Lebensraum für eine besondere Pflanzen- und Tierwelt, v.a. für Wat- und Wasservögel (Präambel der Ramsar-Konvention). Mit der Ergänzung der Liste der gesetzlich geschützten Biotope (§ 30 BNatSchG) um weitere Gewässer- und

⁵¹³ Doer, D. et al. (2002)

⁵¹⁴ Internetseite NABU (2013)

⁵¹⁵ Am 2. Februar 1971 wurde in der iranischen Stadt Ramsar das „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention) geschlossen. Deutschland trat der Ramsar-Konvention 1976 bei.

⁵¹⁶ Internetseite BfN (2014c)

⁵¹⁷ Dierssen, K., Dierssen, B. (2008): S. 164 ff.

Feuchtgebietstypen sind alle nach der Ramsar-Konvention definierten und in Deutschland vorkommenden Feuchtgebietstypen gesetzlich geschützt.⁵¹⁸

Die Avifauna gehört zu den durch den Freileitungsbau besonders betroffenen Artengruppen (vgl. Kapitel 4.2.2.1). Die Eigenschaft der Ramsar-Gebiete als großräumige Gebiete von internationaler Bedeutung und mit hoher Relevanz für die durch den Leitungsbau stark betroffene Avifauna, begründet ihre Beachtung auf dieser Ebene.

Die Bewertung mit mittlerer Empfindlichkeit erfolgt, weil das Kriterium zur Abbildung der Betroffenheit der Avifauna aufgenommen wurde, der überwiegende Flächenanteil aber bereits als VS-Gebiete (siehe oben) gesichert ist. Auf Grundlage von vorliegenden digitalen Daten des BfN sind bundesweit mehr als 95 Prozent, für den Bereich des Meeres 100 Prozent der Ramsar-Gebiete als EU-Vogelschutzgebiete ausgewiesen.

Zugleich stellen die Feuchtgebiete selbst keine Schutzgebietskategorie im Sinne des BNatSchG dar. Ihre Ausweisung erfolgt zwar vor dem Hintergrund internationaler Verträge, ihr Schutzziel umfasst jedoch nicht allein die Avifauna. Sie ergänzen damit die als hoch empfindlich berücksichtigten VS-Gebiete.

Lebensraumnetze (LRN) für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume

Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope“ in die Betrachtungen der SUP zu Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Lebensraumnetze gegenüber dem Freileitungsbau mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Neben dem flächenhaften Verlust von Lebensräumen, der Verinselung durch umgebende intensive Landnutzung sowie dem Qualitätsverlust der verbliebenen Flächen ist die Zerschneidung von Habitaten durch lineare Infrastrukturen eine der bedeutsamsten Ursachen für die Gefährdung von heimischen Tier- und Pflanzenarten und deren Populationen.⁵¹⁹ Aus diesem Grund hat das BfN die LRN entwickelt.

Lebensraumnetze bzw. Lebensraumnetzwerke sind Systeme von jeweils ähnlichen, räumlich benachbarten, besonders schutzwürdigen Lebensräumen, die potenziell in enger funktionaler Verbindung zueinander stehen und funktionsfähige ökologische Wechselbeziehungen repräsentieren“.⁵²⁰ Sie wurden mit Hilfe der Daten zu den selektiven Biotopkartierungen der Länder, weiteren Landschaftsinformationen und mit Hilfe des GIS-Algorithmus „Habitat-Net“ für das gesamte Bundesgebiet getrennt für Arten von Trocken-, Feucht- und Waldbiotopen identifiziert.⁵²¹ Die verwendete Methode ermöglicht dabei eine gesamtdeutsche Darstellung wichtiger räumlich-funktionaler Beziehungen auf Landschaftsebene. Die regelbasiert erarbeiteten Ergebnisse können damit zwar eine Grundlage für Planungen bilden, stellen aber selbst keine „Planung“ dar.⁵²² Die nach dem GIS-Algorithmus differenzierten Funktions- und Verbindungsräume umfassen insbesondere Habitate in

⁵¹⁸ Internetseite Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010)

⁵¹⁹ Iuell, B. et al. (2003)

⁵²⁰ Hänel, K., Reck, H. (2011): S. 249.

⁵²¹ Hänel, K., Reck, H. (2011): S. 249.

⁵²² Fuchs, D. et al. (2010): S. 60.

erreichbarer Distanz ohne absolute Barrieren und bilden somit Suchräume für die Vernetzung.^{523, 524} Bei ihnen handelt es sich um „zu empfehlende „Freihalteräume“, die nicht zwingend Bestandteil des Biotopverbunds im Sinne der § 20 f. BNatSchG oder von Verbundsystemen der Länder sind und „nicht (vollständig) rechtlich gesichert werden müssen“⁵²⁵. Während ein Biotopverbund i.d.R. eine Zielplanung darstellt, bilden die Lebensraumnetze eine aus fachlichen Kriterien abgeleitete Flächenauswahl, bei der Entwicklungspotenziale für Flächen unberücksichtigt bleiben. Anders als der Biotopverbund, der gemäß § 21 Abs. 3 BNatSchG aus Kernflächen, Verbindungsflächen und Verbindungselementen besteht, werden die Lebensraumnetze aus Funktionsräumen unterschiedlicher Distanzklassen gebildet. Je nach Distanzklasse spiegeln sie einerseits mögliche Metapopulationssysteme für unterschiedlich mobile Arten wider, andererseits Pufferflächen für sensible Biotoptypen sowie Ausbreitungsachsen für Arten des jeweils betrachteten Lebensraumtyps.⁵²⁶

Als Grundlage für die Lebensraumnetze der Trockenlebensräume wurden alle Biotopkomplexe der selektiven Biotopkartierungen der Bundesländer ausgewählt, die Biotope trocken-magerer Standorte beinhalten. Sie enthalten 97 % dieser Biotopkomplexe. Grundlage für das Lebensraumnetz der Feuchtlebensräume waren u.a. die Feuchtbiotopkomplexe der selektiven Biotopkartierungen. 90 bis 95 % der Ausgangsflächen verblieben in diesem Feuchtlebensraumnetz. Hinsichtlich der Lebensraumnetze der Waldlebensräume wurden als Grundlage zusätzlich zu den selektiven Biotopkartierungen (ohne bachbegleitende Erlen-/ Eschenwälder, die in die Feuchtlebensraumnetze eingeflossen sind) u.a. die Daten des CORINE Landcover 2000 (Laubwälder und Gebirgswälder ab 900 m Höhe) verwendet.⁵²⁷ Auf diesen Grundlagen werden mit Hilfe des GIS-Algorithmus „Habitat-Net“ stufenweise für verschiedene Distanzklassen die Funktionsräume gebildet. Die beim BfN vorliegenden digitalen Daten, die für die Abbildung der Lebensraumnetze in der SUP verwendet werden, stellen die jeweils höchste Distanzklasse dar. Die Wahrscheinlichkeit, dass in den generierten Funktionsräumen auch gute standörtliche Lebensraumentwicklungspotenziale vorliegen, nimmt mit den höheren Distanzklassen zunehmend ab, das heißt lokal geeignete Verbindungen werden auch außerhalb der aufgezeigten Gebiete liegen.⁵²⁸ Die Bundesnetzagentur verwendet die Lebensraumnetze, weil sie aufgrund der zugrundeliegenden Daten als Indikator für Flächen dienen können, die für den Arten- und Biotopschutz wesentlich sind. Dies ist von großer Bedeutung, da an Hand der in diesem Kapitel beschriebenen Kriterien u.a. schutzwürdige Wälder nicht (vollständig) durch andere Schutzkategorien wie FFH-Gebiete, Nationalparke oder Biosphärenreservate mit erfasst werden. Der Verbund von Waldlebensräumen stellt eine wichtige Voraussetzung für Arten dar, sich in der Landschaft fortzubewegen, neue Lebensräume zu besiedeln und ihre Verbreitungsgebiete an den Klimawandel anzupassen.^{529, 530, 531, 532, 533, 534}

⁵²³ Fuchs, D. et al. (2010): S. 64.

⁵²⁴ Fuchs, D. et al. (2010): S. 66.

⁵²⁵ Fuchs, D. et al. (2010): S. 73.

⁵²⁶ Hänel, K. (2012): S. 1.

⁵²⁷ Fuchs, D. et al. (2010): S. 64 ff.

⁵²⁸ Fuchs, D. et al. (2010): S. 64.

⁵²⁹ Vohland, K. (2013): S. 20.

⁵³⁰ Milad, M. et al. (2012): S. 83.

⁵³¹ Reich, M. et al. (2012): S. 50 f.

Die Bewertung mit mittlerer Empfindlichkeit erfolgt, weil hier ein umfangreiches Netz abgebildet wird, das gleichwertig Flächen der nationalen Schutzgebietskulisse wie auch Flächen außerhalb dieser umfasst bzw. Flächen einschließt, deren standörtliche Lebensraumentwicklungspotenziale weniger stark ausgeprägt sind. Daher und auch aufgrund der nicht rechtlich verfestigten und nur indirekt benannten Stellung im nationalen Ziel- und Rechtssystem als „Suchräume für eine Vernetzung“ wird die Empfindlichkeit als „mittel“ eingestuft. Die gegenüber dem Freileitungsbau hoch empfindlichen Flächen der nationalen Schutzgebietskulisse sind allerdings (soweit auf dieser Planungsebene möglich) bereits über andere Kriterien erfasst und werden entsprechend ihrer Empfindlichkeitseinstufung berücksichtigt.

6.1.3 Boden

Für die Umsetzung des Umweltziels, die Funktionen des Bodens zu sichern, werden insbesondere Böden bzw. Bodengesellschaften berücksichtigt, deren Funktionen durch den Leitungsbau besonders gefährdet sind. Mit der Auswahl der Kriterien der feuchten verdichtungsempfindlichen Böden sowie der erosionsgefährdeten Böden wird diesen Anforderungen weitestgehend entsprochen.

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden

Bundesweite Grundlage für die Auswahl und Beurteilung wird die Bodenübersichtskarte 1:1.000.000 (BÜK 1.000)⁵³⁵ sein. Aus den 72 Bodeneinheiten der BÜK 1.000 wurden sieben gutachterlich ausgewählt, die all jene Bodentypen repräsentieren, die durch Verdichtung in ihren Bodenfunktionen wesentlich gefährdet sind. Bei der Auswahl wurden auf die ausschlaggebenden Faktoren für die Ausbildung der zusammengefassten Bodengesellschaften, v.a. die Gründigkeit, die Bodenarten und die Wasserverhältnisse abgestellt. Ausgewählt wurden neben Mooren grundwasserbeeinflusste Böden der Küstenregion und der breiten Flusstäler, einschließlich Terrassenflächen und Niederungen. Zur Beschreibung der Bodeneinheiten sind in der Textlegende der BÜK 1.000 die wichtigsten Bodentypen (Leitböden) angegeben.

Unter dem Kriterium der feuchten verdichtungsempfindlichen Böden wurden daher folgende Bodeneinheiten zusammengefasst (genannt sind jeweils die Leitbodentypen):

- Wattböden im Gezeitenbereich der Nordsee (Bodeneinheit Nr. 2)
- Niedermoorböden (Bodeneinheit Nr. 6)
- Hochmoorböden (Bodeneinheit Nr. 7)
- Auenböden/Gleye, tiefgründig, lehmig bis tonig (Bodeneinheit Nr. 8)
- Gley-Tschernosem, tiefgründig, tonig-schluffig bis tonig (Bodeneinheit Nr. 9)
- Auenböden/Gleye, tief- mittelgründig, sandig bis sandig-lehmig (Bodeneinheit Nr. 10)
- Auenböden/Gleye, tief- mittelgründig, lehmig und tonig, (Bodeneinheit Nr. 11)

Die Empfindlichkeit wird gegenüber Freileitungen mit „mittel“ bewertet.

⁵³² Von Haaren, C. et al. (2010): S. 34ff.

⁵³³ Beierkuhnlein, C. et al. (2014): S. 406 ff.

⁵³⁴ Panek, N. & Kaiser, M. (2015)

⁵³⁵ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (1998)

Begründung:

Die vorherrschenden Böden der oben genannten Bodeneinheiten sind sehr empfindlich gegenüber Verdichtung, die im Wesentlichen bei Bauarbeiten auftritt. Die Verdichtungsempfindlichkeit ist v.a. durch den hohen Feuchtigkeitsgehalt des Bodens und die Bodenart bedingt. Durch Verdichtung können die Funktionen des Bodens gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 1-2 BBodSchG⁵³⁶ beeinträchtigt oder zerstört werden. Nach dem Grundgedanken des § 17 Abs. 2 S. 1 soll der Boden als natürliche Ressource gesichert werden. Dies betrifft u.a. die Bodenstruktur (§ 17 Abs. 2 S. 2 Nr. 2) und Bodenverdichtungen (§ 17 Abs. 2 S. 2 Nr. 3), die „so weit wie möglich vermieden werden“ sollen. Verdichtung hat zur Folge, dass „das Porenvolumen vermindert wird, die Durchwurzelbarkeit abnimmt, der Luft- und Wasseraustausch zurückgeht“⁵³⁷.

Dies hat wiederum Auswirkungen auf das Pflanzenwachstum. Die vorherrschenden Böden der ausgewählten Bodeneinheiten sind besonders empfindlich und in ihren Bodenfunktionen kaum bis gar nicht wiederherstellbar. Sie zeichnen sich u.a. durch ihre besonderen Standorteigenschaften sowie ihre zum Teil bestehende kultur- wie auch naturgeschichtliche Bedeutung aus. „Seltene“ Böden sowie grundwasserbeeinflusste Standorte unterscheiden sich in Teilen von den feuchten verdichtungsempfindlichen Böden, werden aber für die SUP ausreichend von diesen abgebildet.

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden entsprechen umweltfachlich wertvollen Bereichen, die bei der Planung von Freileitungen voraussichtlich einem erhöhten Aufwand zur Vermeidung und Minderung erheblicher Umweltauswirkungen unterliegen. Dies betrifft v.a. baubedingte Verdichtung. Darüber hinaus spielt bei Feuchtbereichen häufig auch die Archivfunktion des Bodens eine besondere Rolle. Demnach sind beispielweise Auen besonders reich an archäologischen Fundstellen (z.B. Gräberfelder, prähistorische Siedlungen oder Kultplätze), die einen wichtigen Teil des kulturellen Erbes (siehe Kapitel 6.1.6) darstellen.⁵³⁸

Erosionsempfindliche Böden

Bundesweite Grundlage für die Auswahl und Beurteilung ist die BÜK 1.000. Aus den 72 Bodeneinheiten der BÜK 1.000 wurden drei gutachterlich ausgewählt, die all jene Bodentypen repräsentieren, die durch Erosion in ihren Bodenfunktionen wesentlich gefährdet sind. Die Auswahl wurde auf die ausschlaggebenden Faktoren für die Ausbildung der zusammengefassten Bodengesellschaften, v.a. die Gründigkeit, die Bodenarten und die Wasserverhältnisse abgestellt. Ausgewählt wurden neben Rohböden der Küstenregion, flachgründige Böden der Berg- und Hügelländer sowie Böden der montanen und subnivalen Höhenstufe der Alpen. Zur Beschreibung der Bodeneinheiten sind in der Textlegende der BÜK 1.000 die wichtigsten Bodentypen (Leitböden) angegeben.

⁵³⁶ BBodSchG (2012)

⁵³⁷ Versteyl, L.-A., Sondermann, W.-D. (2005): § 17.

⁵³⁸ Blucha, J. et al. (2009): S. 126.

Unter dem Kriterium der feuchten verdichtungsempfindlichen Böden wurden folgende Bodeneinheiten zusammengefasst (genannt sind jeweils die Leitbodentypen):

- Podsol-Regosol/Lockersyrosem aus Dünensand (Bodeneinheit Nr. 1)
- Rendzina/Braunerde-Rendzina/Pararendzina, relativ flachgründig, lehmig bis tonig, oft steinig (Bodeneinheit Nr. 49).
- Rendzina, Kalkbraunerde, Ranker, Podsol-Braunerde, oft flachgründig, lehmig-steinig bis grusig (Bodeneinheit Nr. 68).

Die Empfindlichkeit der erosionsempfindlichen Böden gegenüber Freileitungsbau wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die vorherrschenden Böden der oben genannten Bodeneinheiten sind zum großen Teil sehr empfindlich gegenüber Erosion, die im Wesentlichen bei Bauarbeiten auftritt. Durch Erosion können die Funktionen des Bodens (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 und 2 BBodSchG) beeinträchtigt oder zerstört werden. Nach dem Grundgedanken des § 17 Abs. 2 soll der Boden als natürliche Ressource gesichert werden. Dies betrifft u.a. die Bodenstruktur (§ 17 Abs. 2 S. 2 Nr. 2) und Bodenabträge (§ 17 Abs. 2 S. 2 Nr. 4), die „möglichst vermieden werden“ sollen. „Bei der Erosion handelt es sich [...] um einen natürlichen Prozess“⁵³⁹, der durch die Bauarbeiten für Leitungsbau begünstigt werden kann. Die Erosionsempfindlichkeit ist v.a. durch die geringe Mächtigkeit der Böden und durch die Hanglage bedingt.

Die erosionsempfindlichen Böden sind umweltfachlich wertvolle Bereiche, in denen voraussichtlich mit einem erhöhten Aufwand zur Vermeidung und Minderung erheblicher Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Dies betrifft u.a. die baubedingte Erosion sowie Erosion durch das Abräumen der pflanzlichen Bodendecke.

6.1.4 Wasser

Für das Schutzgut Wasser wurden die Kriterien Oberflächengewässer und Wasserschutzgebiete mit ihren entsprechenden Zonen gewählt.

Oberflächengewässer

Oberflächengewässer (oberirdische Gewässer) werden berücksichtigt, um dem Verschlechterungsverbot und Verbesserungsgebot der Europäischen WRRL, die u.a. durch das WHG umgesetzt wird, Rechnung zu tragen. Die Daten für oberirdische Gewässer liegen beim Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) vor. Innerhalb des Kriteriums Oberflächengewässer werden Fließgewässer mit einer Breite von über 12 m und stehende Gewässer erfasst. Von der Empfindlichkeit gegenüber dem Freileitungsbau werden sie als „mittel“ eingestuft.

Begründung:

Oberirdische Gewässer unterliegen dem Schutz des die Wasserrahmenrichtlinie umsetzenden WHG. Im zweiten Abschnitt des WHG (§§25-48) ist die Bewirtschaftung oberirdischer Gewässer geregelt. In § 27 Abs. 1 WHG werden Bewirtschaftungsziele für natürliche oberirdische Gewässer aufgezeigt, die einzuhalten sind. Nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 WHG ist eine Verschlechterung des ökologischen und chemischen Zustands zu vermeiden. § 27 Abs. 1 Nr. 2 WHG schreibt weiterhin vor, dass die guten ökologischen oder

⁵³⁹ Versteyl, L.-A., Sondermann, W.-D. (2005): § 17

chemischen Zustände zu erhalten bzw. zu erreichen sind. Künstliche oder erheblich veränderte Gewässer sind so zu bewirtschaften, dass eine Verschlechterung des ökologischen Potenzials und chemischen Zustands vermieden wird (§ 27 Abs. 2 Nr. 1 WHG). Nach § 27 Abs. 2 Nr. 2 WHG sind ein gutes ökologisches Potenzial sowie ein guter chemischer Zustand zu erhalten bzw. zu erreichen.

Insbesondere bei kleinen Gewässern kann zudem die Überspannung mit Höchstspannungsfreileitungen Gehölzrodungen am Uferstrand erfordern, die zu einem Ansteigen der Wassertemperatur aufgrund der veränderten Sonneneinstrahlung und damit zu Veränderungen der vom ökologischen Zustand erfassten biologischen Parameter führen. Änderungen der Wärmeverhältnisse können die chemische Zusammensetzung des Wassers (Sauerstoff) verändern. Während der Bauphase einer Leitung sind auch stoffliche Immissionen in Oberflächengewässer möglich.

Um den Schutz von Gewässersystemen sowie die damit in Verbindung stehenden Festsetzungen aus § 27 Abs. 1 WHG zu gewährleisten, wurden Oberflächengewässer als Kriterium aufgenommen. Die Bewertung von „mittel“ ist damit zu begründen, dass Oberflächengewässer durch Freileitungen vielfach überbrückt werden können. Zudem sind durch rechtliche Festlegungen im BNatSchG, im WHG sowie in den jeweiligen Vorschriften der Länder Abstände zu Uferbereichen geregelt, wodurch diese geschützt werden sollen.⁵⁴⁰ Schließlich kann bei einem ordnungsgemäßen Bau, Anlage und Betrieb von Freileitungen davon ausgegangen werden, dass keine dauerhafte Beeinträchtigung von Oberflächengewässern entsteht. Die Beschränkung der Fließgewässer auf solche mit einer Breite von über 12 m erfolgt, weil für schmalere Gewässer keine bundesweit einheitlichen konsistenten Daten vorliegen und diese zudem in dem für die Untersuchung gewählten Maßstab 1:250.000 kaum darstellbar sind. Diese kleinflächigen Objekte lassen sich in nachgeordneten Planungsstufen besser betrachten (Abschichtung).

Wasserschutzgebiete (Zone I und II)

Die Bundesnetzagentur sieht für die Beurteilung von geplanten Freileitungen das Kriterium der Wasserschutzgebiete (Zonen I und II) vor. Die zuständigen Landeswasserbehörden halten die Daten vor. Die Empfindlichkeit der Wasserschutzgebiete der Zonen I und II gegenüber Freileitungen wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Wasserschutzgebiete repräsentieren die Reinheit des Trinkwassers und sind nach § 51 Abs. 1 WHG festzusetzen. Nach § 51 Abs. 2 sollen Trinkwasserschutzgebiete in Zonen mit unterschiedlichen Schutzbestimmungen unterteilt werden. Regelmäßig geschieht dies in drei Zonen, wobei die Zone III oftmals zusätzlich noch in Zone III a und III b unterteilt wird. Zone I soll den Schutz der unmittelbaren Fassungsanlage des Wassers vor Beeinträchtigungen gewährleisten. Zone II dient dem Schutz des sich daran anschließenden Einzugsbereichs vor Verunreinigungen. Wegen ihrer Nähe zur Fassungsanlage sind auch Verunreinigungen in Zone II noch risikobehaftet. Die ihr zugrundeliegende 50-Tagelinie ist nach dem derzeitigen Stand der Wissenschaft für die Zone ein geeignetes Abgrenzungskriterium, insbesondere gegenüber hygienischen Belastungen. Die Zone III dient dem Schutz vor mittel- und langfristigen Beeinträchtigungen des Trinkwassers.⁵⁴¹

⁵⁴⁰ Runge, K. et al. (2012): S. 115.

⁵⁴¹ Czychowski, M. et al. (2010): § 52 Rn. 72.

Theoretisch können durch Bau, Anlage und Betrieb von Freileitungen Risiken für das Grundwasser und dadurch für Wasserschutzgebiete entstehen (siehe hierzu Kapitel 4.2.4.1). Dabei steht v.a. das Risiko von belasteten stofflichen Einträgen im Vordergrund, das jedoch durch die Verwendung von biologisch abbaubaren Betriebsstoffen und der strikten Beachtung der Vorschriften zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen reduziert werden kann. Zudem tragen die jeweiligen Schutzgebietsverordnungen durch ihre Ge- und Verbote zum individuellen Schutz bei und in den Nebenbestimmungen von Planfeststellungsbeschlüssen können Vorsorgemaßnahmen festgeschrieben werden (siehe hierzu Kapitel 4.3.4). Da mögliche Verunreinigungen v.a. im Nahbereich (Zone I und II) von Wasserschutzgebieten relevant sind, betrachtet die Bundesnetzagentur in der SUP für geplante Freileitungen lediglich diese beiden Zonen. Insgesamt ist aber festzuhalten, dass bei der Anwendung einer „guten fachlichen Praxis“ während der Bau-, Anlage- und Betriebsphase einer Freileitung nicht mit erheblichen Auswirkungen auf das Grundwasser zu rechnen ist. Daher ist die Empfindlichkeit der Wasserschutzgebiete der Zonen I und II mit „mittel“ bewertet. Ferner können Wasserschutzgebiete der Stufe I und II aufgrund ihrer eher kleinräumigen Ausdehnung sowie der Anordnung im Raum auf den späteren Planungsstufen vergleichsweise leicht umgangen bzw. überspannt werden. Grundwasserschutzwälder, die nur teilweise in den deutschen Bundesländern ausgewiesen sind, werden mit den Wasserschutzgebietszonen I und II hinreichend abgedeckt.

6.1.5 Landschaft

Die Umweltziele zu diesem Schutzgut werden, wie bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt, überwiegend durch Kriterien abgebildet, die nach internationalem Recht schützenswerte Gebiete oder Schutzgebiete nach BNatSchG darstellen. Hierzu gehören:

- Nationalparke
- UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“
- Landschaftsschutzgebiete
- Naturparke
- Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR des BfN)
- Biosphärenreservate

Die Berücksichtigung der Umweltziele durch die Wahl der Kriterien stellt Abbildung 33 dar.



Abbildung 33: Berücksichtigung der Umweltziele bei den Kriterien des Schutzgutes Landschaft

Nationalparke

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden zur Berücksichtigung der Umweltziele „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP bei Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit von Nationalparks gegenüber dem Freileitungsbau mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Nationalparke sind rechtsverbindlich festgesetzte, einheitlich zu schützende Gebiete, die u.a. großräumig, weitgehend unzerschnitten und von besonderer Eigenart sind und in einem überwiegenden Teil ihres Gebietes die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes erfüllen. Sie befinden sich in einem „überwiegenden Teil ihres Gebiets in einem vom Menschen nicht oder wenig beeinflussten Zustand oder sind geeignet, sich in einen Zustand zu entwickeln oder entwickelt zu werden, der einen möglichst ungestörten Ablauf der Naturvorgänge in ihrer natürlichen Dynamik gewährleistet“ (§ 24 Abs. 1 BNatSchG). Nationalparke sollen darüber hinaus auch der wissenschaftlichen Umweltbeobachtung, der naturkundlichen Bildung und dem Naturerlebnis der Bevölkerung dienen, soweit es ihr Schutzzweck erlaubt. In ihnen werden großräumige Naturlandschaften von nationaler Bedeutung geschützt.⁵⁴² Sie zeigen, insbesondere durch die Großräumigkeit, ihre Unzerschnittenheit, ihre besondere Eigenart und ihre Unberührtheit einen hohen landschaftlichen Bezug, der nach Möglichkeit auch Wissenschaft und Bevölkerung zugänglich gemacht werden soll. Dies rechtfertigt auch in Verbindung mit dem Status der Nationalparke im nationalen Schutzgebietssystem ihre Berücksichtigung bereits auf dieser Ebene für das Schutzgut Landschaft. Die Bewertung der Nationalparke mit

⁵⁴² Schumacher, J.; Schumacher, A. (2010): § 24 Rn. 12

hoher Empfindlichkeit erfolgt aufgrund des hohen landschaftlichen Bezugs, ihrer besonderen Eigenart sowie ihrer potenziellen Beeinflussung durch Freileitungen und ihrer Stellung im nationalen Schutzgebietssystem.

UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“

UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“ gemäß der Welterbekonvention⁵⁴³ werden zur Abbildung der Umweltziele „Schutz des Natur- und Kulturerbes“ sowie „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP beim Schutzgut Landschaft eingestellt. Als Grundlage für das GIS werden die folgenden Datenquellen verwendet:

- Gartenreich Dessau-Wörlitz: Kulturstiftung Dessau Wörlitz; eigene Digitalisierung der Übersichtskarte.
- Kulturlandschaft Oberes Mittelrheintal: Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord des Landes Rheinland-Pfalz.
- Fürst-Pückler-Park in Bad Muskau: UNESCO Bonn; eigene Digitalisierung der Übersichtskarte.
- Bergpark Wilhelmshöhe: Vermessung und Geoinformation der Stadtverwaltung Kassel.

Die Empfindlichkeit des Kriteriums gegenüber Freileitungen wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die UNESCO hat 1972 das "Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt" (Welterbekonvention) verabschiedet. Inzwischen haben 190 Staaten, darunter Deutschland, das Übereinkommen unterzeichnet. Dabei handelt es sich um ein internationales Übereinkommen, in dem sich die Staaten zum Schutz und Erhalt des kulturellen und natürlichen Erbes verpflichten. Es ist für die unterzeichnenden Staaten rechtsverbindlich. Das Übereinkommen erfolgte u.a. in der Erwägung, dass Teile des Kultur- oder Naturerbes von außergewöhnlicher Bedeutung sind und daher als Bestandteil des Welterbes der ganzen Menschheit erhalten werden müssen (Präambel). Es unterscheidet zwischen Weltkultur- und Weltnaturerbestätten, die folgenden Vereinbarungen beziehen sich jedoch auf beide Stätten gemeinsam (vgl. Artikel 4 ff. des Übereinkommens). Das BNatSchG verpflichtet zur Unterstützung solcher internationalen Naturschutzbemühungen und explizit gemäß § 2 Abs. 5 S. 2 BNatSchG zu Bemühungen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes im Sinne o.g. Übereinkommens. Die sich aus dem Übereinkommen insoweit ergebenden Verpflichtungen sind auch mit den Instrumenten des Naturschutzrechts durch die zuständigen Behörden umzusetzen.⁵⁴⁴

Seit 1992 versieht das Welterbekomitee bestimmte Stätten des Weltkulturerbes mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“. Dafür ging man bei der Definition von Kulturlandschaften zunächst von der Begriffsbestimmung in Artikel 1 der Welterbekonvention aus, wonach zum Kulturerbe auch „Werke von Menschenhand oder gemeinsame Werke von Natur und Mensch“ gezählt werden. Es werden drei Kategorien

⁵⁴³ Das „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ (Welterbekonvention) haben bis heute 190 Staaten ratifiziert. Ein eigens von der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO) eingerichtetes zwischenstaatliches Komitee prüft dabei jährlich, welche Stätten neu in die „Liste des Welterbes“ aufgenommen werden.

⁵⁴⁴ Fischer-Hüftle, P. et al. (2010): § 2 Rn. 29.

von Kulturlandschaften unterschieden, die in den Text der Operativen Richtlinien aufgenommen wurden, um den Staaten und dem Komitee bei der Definition und Identifikation solcher Stätten zu helfen:

- von Menschen künstlerisch gestaltete Landschaften (Parks und Gärten), z.B. das Gartenreich von Dessau-Wörlitz und der Fürst-Pückler-Park Bad Muskau
- Landschaften, die ihren unverwechselbaren Charakter der Auseinandersetzung des Menschen mit der Natur verdanken, dabei werden lebende, z.B. das Mittelrheintal in Deutschland und fossile Kulturlandschaften unterschieden
- Landschaften, deren Wert in religiösen, spirituellen, künstlerischen und geschichtlichen Assoziationen liegt, die die Bewohner mit ihnen verbinden.

Folgende Kulturlandschaften wurden bisher in die Liste des UNESCO-Weltkulturerbes aufgenommen, da sie durch ihren „außergewöhnlich universellen Wert“ besonders erhaltenswert sind: das Gartenreich Dessau-Wörlitz, die Kulturlandschaft Oberes Mittelrheintal, der Fürst-Pückler-Park Bad Muskau. Seit Juni 2013 gehört der Bergpark Wilhelmshöhe als über 300 Jahre alte Kulturlandschaft mit ihren weltweit einmaligen Wasserspielen ebenfalls zum Welterbe. Aufgrund der Besonderheit dieser Kulturlandschaften und der völkerrechtlichen Verpflichtung, die von allen staatlichen Organen zu beachten ist, ist die Aufnahme der Welterbestätten mit dem Zusatz Kulturlandschaft in die SUP beim Schutzgut Landschaft gerechtfertigt. Die Einschätzung des Kriteriums mit hoher Empfindlichkeit erfolgt vor diesem Hintergrund und aufgrund der internationalen Bedeutung, der Berücksichtigungspflicht im BNatSchG und der potenziellen Beeinflussung Freileitungen.

Landschaftsschutzgebiete

Landschaftsschutzgebiete (LSG) gemäß § 26 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP für Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die beim BfN vorliegenden digitalen Daten. Die Empfindlichkeit der Landschaftsschutzgebiete gegenüber dem Freileitungsbau für das Schutzgut Landschaft wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

LSG sind rechtsverbindlich festgesetzte Gebiete, in denen ein besonderer Schutz von Natur und Landschaft erforderlich ist (§ 26 Abs. 1 BNatSchG). Laut der dortigen Aufzählung werden LSG u.a. wegen der Vielfalt, Eigenart und Schönheit oder der besonderen kulturhistorischen Bedeutung der Landschaft oder wegen ihrer besonderen Bedeutung für die Erholung festgesetzt. Die Empfindlichkeitseinstufung erfolgt gemäß Kapitel 3.5.4 anhand der Aspekte „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ und „Stellung im nationalen Ziel- und Rechtssystem“: Der Aspekt „Stellung im nationalen Ziel- und Rechtssystem“ wird anhand § 26 BNatSchG beurteilt: Bei LSG handelt es sich um einen im nationalen System des Flächenschutzes weniger stark geschützten Gebietstyp. Anders als Naturschutzgebiete dienen sie nicht dem Schutz von Natur und Landschaft „in ihrer Ganzheit“ (s. § 23 Abs. 1 BNatSchG), sondern der Schutz beschränkt sich auf die in § 26 Abs. 1 BNatSchG genannten Eigenschaften und Funktionen. In LSG sind alle Handlungen verboten, die dem besonderen Schutzzweck entgegenstehen oder den Charakter des Gebietes verändern (§ 26 Abs. 2 BNatSchG). Diese näheren Schutzbestimmungen werden in der Schutzzerklärung, i.d.R. einer Schutzverordnung, festgelegt. Anders als z.B. in Naturschutzgebieten besteht in Landschaftsschutzgebieten kein „absolutes

Veränderungsverbot“, vielmehr sind nur diejenigen Handlungen untersagt, die den Gebietscharakter konkret verändern oder dem besonderen Schutzzweck tatsächlich zuwiderlaufen. Das heißt, dass es sich um ein „relatives“, auf den Schutzzweck bezogenes Verbot handelt, weil das Gebiet nicht „in seiner Ganzheit“ geschützt ist.⁵⁴⁵ Etwaige Nutzungskonflikte werden mit dem Schutzzweck im Einzelfall abgewogen. Hingewiesen sei hier auch auf die sehr unterschiedliche Ausweisung der Landschaftsschutzgebiete in den einzelnen Bundesländern. Überdurchschnittlich hohe, als Landschaftsschutzgebiet ausgewiesene Flächenanteile weisen die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Saarland und Brandenburg auf. Waldgebiete stehen besonders häufig in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Thüringen und Bayern unter Landschaftsschutz.⁵⁴⁶ (siehe auch Abbildung 34).

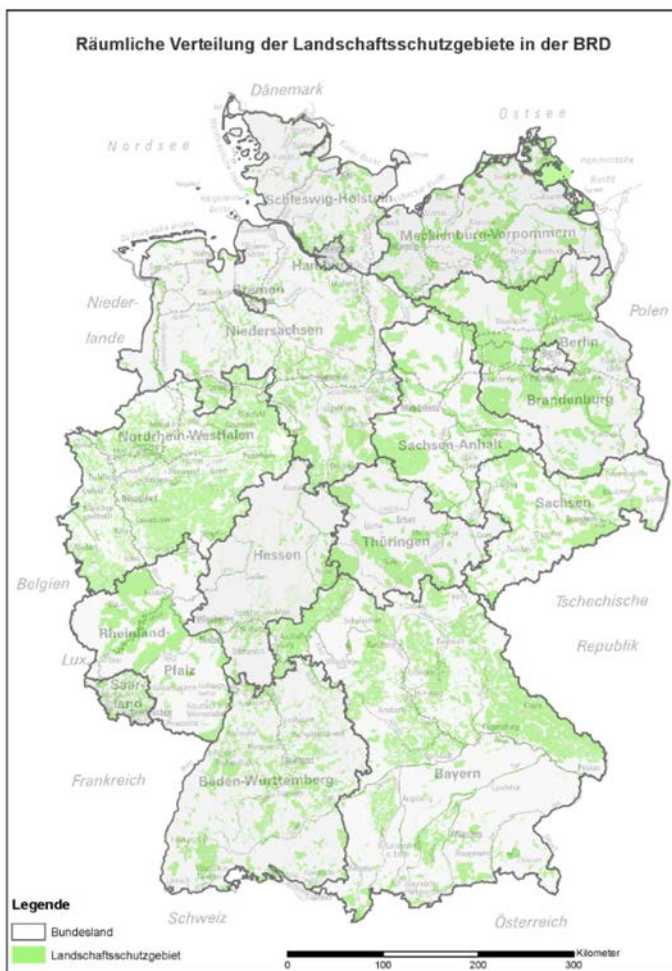


Abbildung 34: Räumliche Verteilung der LSG in Deutschland

Die Beeinflussung durch Wirkfaktoren für das Schutzgut Landschaft kann erst räumlich konkret auf nachfolgenden Ebenen abschließend beurteilt werden. Der ästhetische Wert einer Landschaft und die visuelle Verletzlichkeit von Betrachterstandorten kann nur vor Ort ermittelt werden. Noch mehr als bei anderen Schutzgütern kann damit eine sachgerechte Einschätzung der Beeinflussung der Landschaft durch die Wirkfaktoren nur in Kenntnis von Biotoptypen, Topografie und des Raumes selbst sowie des Vorhabens (z.B.

⁵⁴⁵ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 26 Rn. 20 f.

⁵⁴⁶ Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2000)

Masthöhen bei Freileitungen) erfolgen. Und auch dann i.d.R. nur einzelfallbezogen. Auf der Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans können diese Aspekte zur Beeinflussung des Schutzgutes durch Wirkfaktoren aber wegen des fehlenden Raumbezugs und des Planungsmaßstabes nicht eingestellt werden. Wegen der fehlenden räumlichen Zuordnung der Maßnahmen im Bundesbedarfsplan sind demnach die Auswirkungen von Leitungen auf die Landschaft, insbesondere das Landschaftsbild nur allgemein erfassbar. Auf der Ebene der Bundesbedarfsplanung kann die Schutzgebetskaskade des BNatSchG, hier das Landschaftsschutzgebiet, allerdings erste Hinweise auf die möglicherweise gegebene visuelle Verletzlichkeit von Landschaften geben. Neben den bestehenden Unsicherheiten fließt in die Einschätzung der „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ ein, dass die im Wege von Landschaftsschutzgebieten geschützte Landschaft – je nach Ausprägung des Schutzgebietes – durch die Wirkfaktoren auch stark überprägt werden kann.

Naturparke

Naturparke gemäß § 27 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“ „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die beim BfN vorliegenden digitalen Daten. Die Empfindlichkeit der Naturparke gegenüber Freileitungen wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Naturparke sind gemäß § 27 Abs. 1 BNatSchG einheitlich zu entwickelnde und zu pflegende Gebiete. Sie sind u.a. großräumig und eignen sich wegen ihrer landschaftlichen Voraussetzungen besonders für die Erholung. In ihnen wird nachhaltiger Tourismus angestrebt. Naturparke sind überwiegend Landschaftsschutzgebiete oder Naturschutzgebiete. Da Naturparke sowohl dem Schutz und Erhalt der Kulturlandschaft mit ihrer Arten- und Biotopvielfalt dienen als auch der Erholung, dem natur- und umweltverträglichen Tourismus und einer dauerhaft natur- und umweltverträglichen Landnutzung, wird ihre Beachtung bereits auf Ebene des Bundesbedarfsplan beim Schutzgut Landschaft als gerechtfertigt erachtet. Naturparke sollen laut BNatSchG geplant, gegliedert, erschlossen und weiterentwickelt werden (§ 27 Abs. 2 BNatSchG). Es besteht somit keine repressive Schutzregelung, sondern ein Entwicklungs- und Pflegeauftrag. Für die in einem Naturpark liegenden Natur- oder Landschaftsschutzgebiete besteht ihr jeweiliger rechtlicher Schutz fort und damit auch die für die SUP jeweils vorgesehene Empfindlichkeitseinstufung. Daher wird im Rahmen der SUP die Empfindlichkeit von Naturparks gegenüber Freileitungen aufgrund ihrer Stellung im Schutzgebietssystem und ihrer Bedeutung für die landschaftsbezogene Erholung als „mittel“ eingeschätzt.

Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR, Datensatz des BfN)

Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR) größer als 100 km² werden zur Abbildung des Umweltziels „Erhalt unzerschnittener Landschaftsräume“ in die Betrachtungen der SUP eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der UZVR gegenüber Freileitungen mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Gemäß § 1 BNatSchG sind Natur und Landschaft aufgrund ihres eigenen Wertes und als Grundlage für Leben und Gesundheit des Menschen auch in Verantwortung für die künftigen Generationen im besiedelten und unbesiedelten Bereich so zu schützen, dass u.a. die Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie der Erholungswert

von Natur und Landschaft auf Dauer gesichert sind. Dabei sind großflächige, weitgehend unzerschnittene Landschaftsräume vor weiterer Zerschneidung zu bewahren. Energieleitungen sollen landschaftsgerecht geführt, gestaltet und so gebündelt werden, dass die Zerschneidung und die Inanspruchnahme der Landschaft vermieden oder so gering wie möglich gehalten werden (§ 1 Abs. 5 BNatSchG). Allerdings kann der ästhetische Wert einer Landschaft und die visuelle Verletzlichkeit von Betrachterstandorten nur vor Ort ermittelt werden. Wegen der fehlenden räumlichen Zuordnung der Maßnahmen auf dieser Ebene sind die Auswirkungen von Leitungen auf die Landschaft, insbesondere das Landschaftsbild, nur allgemein erfassbar und nur schwer über Schutzgebiete abzubilden. Auf dieser Ebene kann v.a. die Schutzgebetskaskade des BNatSchG erste Hinweise auf eine möglicherweise auch visuelle Verletzlichkeit einzelner Landschaften geben. Aufgrund der gesetzlich verankerten Notwendigkeit, unzerschnittene Landschaftsräume zu bewahren, werden die Daten zu UZVR des BfN als Hilfsindikator herangezogen. Das BfN definiert UZVR als Räume, die eine Mindestgröße von 100 km² haben und nicht von Verkehrsnetzen zerschnitten sind.⁵⁴⁷ Als Zerschneidungskriterien werden Autobahnen, Bundes-, Landes- und Kreisstraßen, Bahnen, Kanäle, Siedlungen über 93 ha und Flughäfen angesehen.⁵⁴⁸ Energieleitungen gehören nicht dazu. Wegen dieses Fehlens und mangels besserer und verfügbarer Alternativen werden UZVR lediglich als Hilfsindikator zur Bewertung herangezogen. Unzerschnittene verkehrsarme Räume unter 100 km² werden wegen fehlender bundeseinheitlicher Datengrundlage nicht berücksichtigt. Abhängig von der jeweiligen Datenverfügbarkeit können sie aber auf folgenden Planungsebenen berücksichtigt werden. Auch für eine weitere, tiefer gehende Unterscheidung der UZVR, beispielsweise nach Landschaftstypen, fehlt eine Datengrundlage. Darüber hinaus erscheint eine auf dieser Planungsebene vorgenommene, allgemeine Beurteilung der Beeinflussung von Landschaftstypen (ohne z.B. die Topografie einbeziehen zu können) nicht sachgerecht.

Ogleich Energieleitungen per definitionem nicht genannt werden, zeigt die Kategorie UZVR relativ unvorbelastete, zu schonende, sensible Räume an, die auch von optisch zerschneidend wirkenden Leitungen verschont werden sollten. Im Vordergrund steht die Umgehung, die mögliche Bündelung mit anderen Infrastruktureinrichtungen oder eine landschaftsgerechte Trassenwahl. Für das Naturerleben des Menschen ist es wichtig, Räume zu erhalten, die großflächig unzerschnitten sind. Daher ist eine Beachtung des Kriteriums beim Schutzgut Landschaft gerechtfertigt. Die Empfindlichkeit des Kriteriums gegenüber dem Freileitungsbau wird als „mittel“ eingeschätzt. Bei dieser Empfindlichkeitseinstufung spielen die beiden Aspekte „Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem“ und „Beeinflussung durch Wirkfaktoren“ eine Rolle. Für die UZVR wird kein (z.B. mit dem absoluten Veränderungsverbot von Naturschutzgebieten vergleichbarer) hoher Schutzstatus festgelegt. Eine konkrete und über die Zielbestimmung im BNatSchG für unzerschnittene aber nicht unbedingt verkehrsarme Räume hinausgehende rechtliche Fixierung des Schutzes von UZVR ist bislang nicht erfolgt. Darüber hinaus kann der ästhetische Wert einer Landschaft und die visuelle Verletzlichkeit von Betrachterstandorten und damit auch die Betroffenheit durch Wirkfaktoren nur standörtlich ermittelt werden. Bislang wurden Freileitungen gemäß Definition der UZVR nicht als zerschneidendes Element eingestuft. Insofern trägt die Empfindlichkeitseinschätzung auch der schwierigen Beurteilbarkeit von Landschaft auf dieser Planungsebene Rechnung. Gleichzeitig wird aber auch die Bedeutung der Gebiete für das Landschaftsbild und die landschaftsgebundene Erholung berücksichtigt. Die Auswirkungen auf die Landschaft und das Landschaftsbild können in folgenden Planungsebenen in immer tieferer Detailschärfe und zunehmend

⁵⁴⁷ Reck, H. et al. (2008): S. 17.

⁵⁴⁸ Reck, H. et al. (2008): S. 20.

raumbezogen untersucht werden. Dort kann eine abweichende Einschätzung der Empfindlichkeit getroffen werden.

Biosphärenreservate

Biosphärenreservate werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP für Freileitungen eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die beim BfN vorliegenden digitalen Daten. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Biosphärenreservate gegenüber dem Freileitungsbau mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Biosphärenreservate sind nach BNatSchG „einheitlich zu schützende und zu entwickelnde Gebiete, die großräumig und für bestimmte Landschaftstypen charakteristisch sind“ (§ 25 Abs. 1). In wesentlichen Teilen ihres Gebietes erfüllen sie die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes, im Übrigen meist die eines Landschaftsschutzgebietes. Sie dienen u.a. der Erhaltung, Entwicklung und Wiederherstellung einer durch hergebrachte vielfältige Nutzung geprägten Landschaft (Kulturlandschaft) und der darin gewachsenen Arten- und Biotopvielfalt. „Schutzziel ist die Erhaltung und Entwicklung von repräsentativen natürlichen Ökosystemtypen und der darin enthaltenen genetischen Vielfalt“⁵⁴⁹, wobei der Schutz der Natur gleichrangig neben den ökologischen, sozialen, kulturellen und ethischen Aspekten von historisch geprägten Landschaften steht.⁵⁵⁰

Da die im § 25 Abs. 1 BNatSchG genannten Voraussetzungen kumulativ vorliegen müssen, spielt neben der Erhaltung und Entwicklung der Kulturlandschaften und dem „Charakter“ des Landschaftstyps auch die Erhaltung der Arten- und Biotopvielfalt eine tragende Rolle. Insbesondere in der Kernzone, die „die natürlichen oder naturnahen Ökosysteme des Gebiets umfasst“, und in der Pflegezone, „in der halbnatürliche Ökosysteme vorherrschen, die zahlreiche verschiedene Biotoptypen beinhalten und einer Vielzahl naturraumtypischer auch bedrohter Tier- und Pflanzenarten Lebensraum bieten“⁵⁵¹, sind diese von Bedeutung. Dabei geht es „nicht um die Bewahrung möglichst unberührter oder durch besondere Schönheit ausgezeichnete Teile von Natur und Landschaft, sondern darum, von Menschenhand geformte und geprägte Landschaften einschließlich ihres allmählich entstandenen Biotop- und Arteninventars dauerhaft zu sichern.“⁵⁵² Damit sind „Biosphärenreservate auf die Bewahrung von Kulturlandschaften gerichtet [...], die ihre Entstehung und ihr besonderes Gepräge einer nicht selten über Jahrhunderte betriebenen naturnahen und nachhaltigen Nutzung vielfältiger Art“⁵⁵³ verdanken. Die Lebens-, Wirtschafts- und Erholungsräume der Bevölkerung werden dargestellt und die Siedlungsgebiete sind ausdrücklich eingeschlossen. In Biosphärenreservaten kann die Landschaft daher über alle Zonen hinweg bereits mit u.a. Infrastruktur wie Ver- und Entsorgungsleitungen sowie Straßen beeinflusst sein. Inwiefern diese Infrastruktureinrichtungen als zugehörig zur geschützten „Kulturlandschaft“ empfunden werden oder das Landschaftserleben negativ

⁵⁴⁹ Deutscher Bundestag: Drucksache 13/10186, Begründung B zu Nummer 8, S. 8.

⁵⁵⁰ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 25 Rn. 8.

⁵⁵¹ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 25 Rn. 18.

⁵⁵² Gellermann, M. (2010): § 25 Rn. 10.

⁵⁵³ Gellermann, M. (2010): § 25 Rn. 10.

beeinflussen, obliegt dem subjektiven Empfinden des Betrachters bzw. seinem kulturellen Hintergrund. Vorbelastungen können sich positiv oder negativ (z.B. Bündelung) auf die Gesamtbelastung der Landschaft durch das Vorhaben auswirken (s. Kapitel 3.5.8). Eine vorhandene Vorbelastung trifft jedoch keine Aussage zur Zulässigkeit weiterer Eingriffe. Die geschilderten Eigenschaften und die potenziellen Beeinträchtigungen durch Freileitungen begründen die Beachtung beim Schutzgut Landschaft.

Während für die Schutzgüter „Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt“ die Kern- und Pflegezone aufgrund ihrer Relevanz für den Arten- und Biotopschutz von umfassender Bedeutung sind, stehen landschaftsbezogene Aspekte in keiner der einzelnen Zonen im Vordergrund. Großräumige und für bestimmte Landschaftstypen charakteristische Gebiete sind vielmehr in Gänze einheitlich zu schützen und zu entwickeln. Weil die landschaftsbezogenen Besonderheiten somit über alle Zonen hinweg bestehen, erfolgt keine Unterscheidung der Zonen hinsichtlich der Bewertung für das Schutzgut. Die Einstufung in die Empfindlichkeitsstufe „mittel“ erfolgt vor diesem Hintergrund und in Anbetracht der umfassten Landschaftsteile (z.B. Siedlungen) sowie in Anbetracht der differierenden, aber hier in Gänze zu beachtenden Stellung der Kern-, Pflege- und Entwicklungszone im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem.

6.1.6 Kultur- und Sachgüter

UNESCO-Welterbestätten

Zu den UNESCO-Welterbestätten zählen Kultur- und Naturerbe sowie jene mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“. Die beiden letztgenannten sind flächenhaft ausgebildet und werden bereits bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie Landschaft betrachtet. Aus diesem Grund werden nur die Kulturerbestätten unter die Schutzgüter Kultur- und Sachgüter zusammengefasst, die punktuell ausgeprägt sind. Die Empfindlichkeit von UNESCO-Welterbestätten gegenüber dem Freileitungsbau wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Grundlage für UNESCO-Welterbestätten ist das von der UNESCO verabschiedete „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“⁵⁵⁴ vom 16.11.1972. Der Erhalt von Kultur- und Naturerbe ist demnach von außergewöhnlicher Bedeutung als Bestandteil des Welterbes der Menschheit anzusehen. Der Schutz des kulturellen und natürlichen Erbes ist mit der Ratifizierung des Abkommens verpflichtend. Entsprechend sind die UNESCO-Welterbestätten dem hier zugrunde gelegten Maßstab angemessen. Zudem sind diese die einzigen Kulturdenkmäler, die gleichzeitig bundesweit einheitlich erfasst sind. Neben der hohen Betroffenheit der Kulturerbestätten durch den Energieleitungsbau rechtfertigt auch ihre Einzigartigkeit im internationalen Kontext ihre Beachtung. Die Einschätzung der Empfindlichkeit von UNESCO-Welterbestätten gegenüber dem Freileitungsbau erfolgt aufgrund der internationalen Bedeutung der Stätten und ihrer potenziellen Beeinflussung durch die Sichtbarkeit der Freileitungen.

⁵⁵⁴ Das „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ (Welterbekonvention) haben bis heute 190 Staaten ratifiziert. Ein eigens von der Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft und Kultur (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, UNESCO) eingerichtetes zwischenstaatliches Komitee prüft dabei jährlich, welche Stätten neu in die „Liste des Welterbes“ aufgenommen werden.

6.2 Schutzgutbezogene Kriterien bei Erdkabeln

6.2.1 Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Siedlungen

„Siedlungen“, d.h. entsprechend der Realnutzung im Zusammenhang bebauter Ortsteile, werden analog zu den Freileitungen auch für Erdkabel erfasst. Diese umfassen neben den eigentlichen Wohnbauflächen auch diejenigen Flächen, die in einem engen Bebauungskontext stehen. Die Datengrundlagen und die Gründe für die Auswahl für dieses Kriterium können Kapitel 6.1.1 entnommen werden. Die Empfindlichkeit des Kriteriums „Siedlungen“ gegenüber Erdkabeln wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die bei Freileitungen genannten Gründe für die Bewertung dieses Kriteriums sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), die Betroffenheit der Siedlungen jedoch unberührt bleibt. So entfallen zwar bei Erdkabeln die bei Freileitungen vorkommenden witterungsbedingten Koronageräusche, jedoch weisen beide Stromleitungsvarianten elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder auf. Die elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Auswirkungen und die damit verbundenen Grenzwerte der 26. BImSchV müssen für beide Stromleitungsvarianten besonders beachtet werden. Veränderungen auf das Landschaftsbild werden von beiden Stromleitungsvarianten verursacht.

Sonstige Siedlungen

Sonstige Siedlungen repräsentieren weitere Bereiche für den nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen. Sie werden analog zu den Freileitungen auch für Erdkabel erfasst. Es handelt sich um beim BKG außerhalb zusammenhängender Siedlungskörper (mehr als zehn Anwesen) dargestellte Flächen, wie z.B. Industrie- und Gewerbeflächen. Die Datengrundlagen sowie die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.1 entnommen werden. Die Empfindlichkeit des Kriteriums „sonstige Siedlungen“ gegenüber Erdkabeln wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die bei Freileitungen genannten Gründe für die Bewertung sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung verändern, die Betroffenheit der sonstigen Siedlungen jedoch bleibt.

6.2.2 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Zur Betrachtung der Umweltauswirkungen für das Schutzgut Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bei Erdkabeln werden die bei Freileitungen genannten Kriterien herangezogen.

Natura 2000: Fauna-Flora-Habitat- (FFH-)Gebiete

Schutzgebiete gemäß Artikel 4 der FFH-RL werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Die Empfindlichkeit des Kriteriums gegenüber dem Erdkabelbau wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriterium können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar,

weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern, jedoch die Beeinflussung der FFH-Gebiete umfangreich bleibt. Daher wird die Empfindlichkeit der FFH-Gebiete gegenüber dem Erdkabelbau aufgrund ihrer europaweiten Bedeutung, ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der hohen Restriktionswirkung sowie ihrer potenziellen Beeinflussung durch die Wirkfaktoren des Erdkabelbaus ebenfalls als „hoch“ eingeschätzt. Auch diese Bewertung erfolgt vorsorgeorientiert.

Natura 2000: EU-Vogelschutzgebiete

Schutzgebiete gemäß Artikel 4 der VS-RL werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der VS-Gebiete gegenüber dem Erdkabelbau als „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die europarechtliche Relevanz dieser Gebiete in Verbindung mit der sich aus dem BNatSchG ergebenden hohen Restriktionswirkung (§ 33 BNatSchG) begründen ihre Betrachtung bereits auf dieser Ebene. Die mit hohem Aufwand verbundene Verträglichkeitsprüfung (§ 34 BNatSchG) sowie die potenzielle Beeinflussung der Schutzgebiete durch Wirkfaktoren sind dabei ebenfalls von Bedeutung. Die Einschätzung mit mittlerer Empfindlichkeit erfolgt, da die in diesen Gebieten geschützte Avifauna beim Bau von Erdkabeln in der Regel überwiegend temporär durch Bau- und Wartungsarbeiten beeinträchtigt wird, aber teilweise auch dauerhafte Auswirkungen, beispielsweise veränderte Brut- und Nahrungshabitate, entstehen können. Die potenzielle Betroffenheit durch Freileitungen ist demgegenüber in der Regel höher. Auf folgenden Planungsebenen kann aufgrund detaillierter Kenntnis der konkreten räumlichen Gegebenheiten eine abweichende Einschätzung getroffen werden.

Naturschutzgebiete

Naturschutzgebiete gemäß § 23 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Naturschutzgebiete gegenüber dem Erdkabelbau als „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), jedoch die Beeinflussung der Naturschutzgebiete durch die Wirkfaktoren umfangreich bleibt. Daher wird die Empfindlichkeit der Naturschutzgebiete gegenüber dem Erdkabelbau aufgrund ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und des im Gesetz verankerten allgemeinen Schutzzwecks ebenfalls als „hoch“ eingeschätzt. Auch diese Bewertung erfolgt vorsorgeorientiert.

Nationalparke

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Nationalparke gegenüber dem Erdkabelbau als „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), jedoch die Beeinflussung der Nationalparks durch die Wirkfaktoren umfangreich bleibt. Daher wird die Empfindlichkeit der Nationalparke gegenüber dem Erdkabelbau aufgrund ihrer Schutzfunktion, ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der hohen Betroffenheit der Gebiete in ihrer Eigenschaft als vom Menschen nur wenig beeinflusste Gebiete durch den Erdkabelbau ebenfalls als „hoch“ eingeschätzt.

Biosphärenreservate, Kern- und Pflegezone

Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate gegenüber dem Erdkabelbau ebenfalls mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), jedoch eine vergleichbar hohe potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren erfolgt.

UNESCO-Weltnaturerbebestätten

UNESCO-Weltnaturerbebestätten nach dem „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ der UNESCO werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die in Kapitel 6.1.2 genannten Quellen. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der UNESCO-Weltnaturerbebestätten gegenüber dem Erdkabelbau ebenfalls mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), jedoch weiterhin eine hohe potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren vorliegt.

Lebensraumnetze (LRN) für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume

Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume gegenüber dem Erdkabelbau ebenfalls mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), jedoch weiterhin eine potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren erfolgt. Trotz der im Allgemeinen gegenüber dem Freileitungsbau potenziell unterschiedlichen Empfindlichkeit von Wald-, Feucht- und

Trockenlebensräumen, wird von einer Abstufung der Feucht- und Trockenlebensräume abgesehen. Alle drei Lebensraumnetze werden durch den Bau von Erdkabeln, der damit einhergehenden Eingriffe in den Boden und der Vernichtung von Vegetation, nicht nur von Gehölzen, sondern auch von derjenigen auf Wiesen, Äckern, Heiden, Trockenrasen, etc. sowie durch die mögliche Veränderung der Bodeneigenschaften einschließlich des Feuchtegrades beeinträchtigt.

6.2.3 Boden

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden

Die Empfindlichkeit feuchter verdichtungsempfindlicher Böden gegenüber dem Erdkabelbau wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Begründung, feuchte verdichtungsempfindliche Böden als Kriterium gegenüber Freileitungsbau aufzunehmen, gilt in gleicher Weise auch gegenüber Erdkabeln. Die höhere Bewertung der Empfindlichkeit erfolgt, da der Eingriff in den Boden bei Erdkabeln linienhaft und daher umfangreicher als bei Freileitungsbau ausfällt (v.a. hinsichtlich baubedingter Verdichtung, vgl. Kapitel 4).

Erosionsgefährdete Böden

Erosionsgefährdete Böden werden in ihrer Empfindlichkeit gegenüber dem Erdkabelbau als „hoch“ eingestuft.

Begründung:

Erosionsgefährdete Böden sind als Kriterium bei Erdkabeln aus denselben Gründen anzuwenden wie beim Freileitungsbau (vgl. Kapitel 6.1.3). Die höhere Bewertung der Empfindlichkeit erfolgt, da beim Erdkabelbau der Eingriff in den Boden linienhaft und daher umfangreicher ausfällt (vgl. Kapitel 4).

6.2.4 Wasser

Oberflächengewässer

Die Datengrundlage des Kriteriums ist das Digitale Landschaftsmodell (Basis-DLM). Die Empfindlichkeit von Oberflächengewässern gegenüber Erdkabeln wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Oberflächengewässer weisen gegenüber Erdkabeln eine hohe Empfindlichkeit auf und sind daher als Kriterium der Umweltprüfung vorgesehen. Die Empfindlichkeit des Kriteriums wird im Vergleich zur Freileitung höher eingeschätzt, da der zu erwartende Eingriff linienhaft und daher umfangreicher ausfällt (vgl. Kapitel 4). Es ist zu beachten, dass die Eingriffsintensität je nach angewendeter Bautechnik variieren kann und z.B. bei Horizontalbohrung mit Einzug von Leerrohren eine relativ geringere Beeinträchtigung von Schutzgütern erwartet werden kann. Dies ist jedoch erst auf nachfolgenden Planungsstufen bei voranschreiten der Planungen entsprechend zu betrachten und zu bewerten. Die Einstufung mit „hoch“ erfolgt aufgrund des angewendeten worst-case-Ansatzes (vgl. Kapitel 3.5.4).

Wasserschutzgebiete (Zone I, II und III)

Wasserschutzgebiete sind als konfliktträchtige Flächen für den Erdkabelbau ebenfalls Kriterium. Hierbei werden die Zonen I und II als „hoch“ empfindlich und die Zone III als „mittel“ empfindlich bewertet.

Begründung:

Die Trinkwasserversorgung als Aufgabe der staatlichen Daseinsvorsorge hat eine sehr hohe Bedeutung und darf nicht beeinträchtigt werden. Wie bereits in Kapitel 4.2.4.3 ausgeführt wurde, sind die Wirkungen der Bauphase von Erdkabeln auf das Grundwasser aufgrund der linienhaften und deutlich umfangreicheren Tiefbauarbeiten in der Regel größer als bei Freileitungen. Durch diese höhere Eingriffsintensität (vgl. Kapitel 6.1.4) soll die Empfindlichkeit von Wasserschutzgebieten der Zonen I und II gegenüber Erdkabeln, im Gegensatz zu Freileitungen, höher bewertet werden, wobei auch die Zone III relevant wird, die dem Schutz des Trinkwassers vor mittel- und langfristigen Beeinträchtigungen dient. Daher sind Wasserschutzgebiete der Zone I und II für Erdkabel mit der Empfindlichkeit „hoch“ und die Zone III entsprechend als „mittel“ bewertet.

6.2.5 Landschaft

Die Berücksichtigung der Umweltziele durch die Wahl der Kriterien stellt auch Abbildung 33 in Kapitel 6.1.5 dar.

Nationalparke

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Die Empfindlichkeit der Nationalparke gegenüber der Erdkabelverlegung wird als „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), die potenzielle Beeinflussung der Nationalparke durch Wirkfaktoren jedoch umfangreich bleibt. Die Einschätzung der hohen Empfindlichkeit der Nationalparke gegenüber der Erdkabelverlegung erfolgt aufgrund ihrer Schutzfunktion, ihrer hohen Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der potenziellen Beeinflussung der Gebiete in ihrer Eigenschaft als vom Menschen nur wenig beeinflusste Flächen.

UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“

UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz Kulturlandschaften nach dem „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ der UNESCO werden zur Berücksichtigung der Umweltziele „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ sowie „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die in Kapitel 6.1.5 genannten Quellen. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz Kulturlandschaften gegenüber dem Erdkabelbau ebenfalls mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), die potenzielle Beeinflussung der UNESCO-Welterbestätten durch die Wirkfaktoren von Erdkabeln jedoch bleibt.

Landschaftsschutzgebiete

Landschaftsschutzgebiete gemäß § 26 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Landschaftsschutzgebiete gegenüber der Erdkabelverlegung mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), die potenzielle Beeinflussung der Landschaftsschutzgebiete durch die Wirkfaktoren jedoch abhängig vom jeweiligen Landschaftstyp und Schutzzweck des Gebietes unverändert bleibt. Je nach z.B. Gehölzreichtum des Raumes und Pflege der Trasse (Freihaltung von Gehölzen) ist der Verlauf einer Erdkabeltrasse in der Landschaft zu verfolgen und wird über die Zerschneidung der Gehölzbestände auch als zerschneidendes Element in der Landschaft wahrgenommen. Die Bewertung der Landschaftsschutzgebiete als „mittel“ empfindlich begründet sich mit der Schutzfunktion für Gebiete mit hoher Bedeutung für Landschaft und Erholung. Außerdem wurde ihrer Stellung im nationalen System des Flächenschutzes sowie die Abhängigkeit der Beeinflussung der Gebiete von ihrer jeweiligen natürlichen Ausstattung und dem damit verbundenen Schutzzweck beachtet.

Naturparke

Naturparke gemäß § 27 BNatSchG werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Naturparke gegenüber der Erdkabelverlegung mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern (vgl. Kapitel 4), die potenzielle Beeinflussung der Naturparke durch die Wirkfaktoren jedoch abhängig vom Landschaftstyp und vom Pflege- und Entwicklungsziel des jeweiligen Gebietes unverändert bleibt. Je nach z.B. Gehölzreichtum des Raumes und Pflege der Trasse (Freihaltung von Gehölzen) ist der Verlauf einer Erdkabeltrasse in der Landschaft zu verfolgen und wird über die Zerschneidung der Gehölzbestände auch als zerschneidendes Element in der Landschaft wahrgenommen. Die mittlere Empfindlichkeit der Naturparke begründet sich mit der Schutzfunktion für Gebiete mit hoher Bedeutung für die Kulturlandschaft, ihrer Bedeutung für die landschaftsgebundene Erholung, ihrer Stellung im nationalen System des Flächenschutzes und der Abhängigkeit der Beeinflussung der Gebiete vom jeweiligen Pflege- und Erhaltungsziel.

Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR, Datensatz des BfN)

Unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR) größer als 100 km² werden zur Abbildung des Umweltziels „Erhalt unzerschnittener Landschaftsräume“ in die Betrachtungen der SUP für die Erdkabelverlegung eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der UZVR gegenüber der Erdkabelverlegung mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern, die potenzielle Beeinflussung der Gebiete durch die Wirkfaktoren jedoch abhängig von der Ausstattung des betroffenen Landschaftstyps unverändert bleibt. Je nach z.B. Gehölzreichtum des Raumes und Pflege der Trasse (Freihaltung von Gehölzen) ist der Verlauf einer Erdkabeltrasse in der Landschaft zu verfolgen und wird über die Zerschneidung der Gehölzbestände auch als zerschneidendes Element in der Landschaft wahrgenommen. Weitere standörtliche Aspekte, wie die Topografie, können ebenfalls eine Rolle spielen. Auch bei Erdkabeln gilt das Gebot der Bündelung und der landschaftsgerechten Trassenführung, da auch auf diesen Trassen mit technisch bedingten Einschränkungen zu rechnen ist. Daher wird das Kriterium der UZVR größer als 100 km² auch bei Erdkabeln als geeignet angesehen und in die Kriterienliste aufgenommen.

Biosphärenreservate

Biosphärenreservate werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Erdkabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Die Empfindlichkeit der Biosphärenreservate gegenüber der Erdkabelverlegung wird als „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.5 entnommen werden. Sie sind übertragbar, da sich zwar die Wirkungen bei der Erdkabelverlegung gegenüber Freileitungen verändern, die potenzielle Beeinflussung der Biosphärenreservate durch die Wirkfaktoren jedoch abhängig vom Landschaftstyp unverändert bleibt. Die Einschätzung der mittleren Empfindlichkeit der Biosphärenreservate gegenüber der Erdkabelverlegung erfolgt aufgrund ihrer Schutzfunktion, ihrer Stellung im Zielsystem der nationalen Umweltziele bzw. im nationalen Rechtssystem und des Umfangs der Beeinflussung der Gebiete durch den Erdkabelbau. Je nach z.B. Gehölzreichtum des Raumes und Pflege der Trasse (Freihaltung von Gehölzen) ist der Verlauf einer Erdkabeltrasse in der Landschaft zu verfolgen und wird über die Zerschneidung der Gehölzbestände auch als zerschneidendes Element in der Landschaft wahrgenommen. Ferner spielt dabei eine Rolle, dass der ästhetische Wert einer Landschaft und die visuelle Verletzlichkeit von Betrachterstandorten nur standörtlich ermittelt werden kann.

6.2.6 Kultur- und Sachgüter

Für die UNESCO-Welterbestätten mit ihrer internationalen Bedeutung und ihrer potenziellen Beeinflussung durch die Wirkfaktoren gilt gegenüber dem Erdkabelbau die gleiche „hohe“ Empfindlichkeit wie gegenüber dem Freileitungsbau (vgl. Kapitel 6.1.6).

6.3 Schutzgutbezogene Kriterien bei Seekabeln

Durch die Einführung des O-NEP ist in der SUP umfassend auch der Bereich des Meeres zu betrachten (siehe § 17b EnWG). Grundlage ist der O-NEP für die Nord- und Ostsee.

Die SUP der Bundesnetzagentur umfasst grundsätzlich den gesamten räumlichen Bereich der im O-NEP dargestellten Anbindungsleitungen von der AWZ über das Küstenmeer bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land. Gemäß § 12c Abs. 2 S. 2 EnWG kann sich die SUP auf zusätzliche oder andere als im Umweltbericht zum Bundesfachplan Offshore des BSH enthaltene erhebliche Umweltauswirkungen beschränken. Daher erstreckt sich der Untersuchungsraum, der auch hier durch eine Ellipse gebildet wird, nicht auf den räumlichen Geltungsbereich des Bundesfachplans Offshore, d.h. nicht auf die AWZ. Nachfolgende Flächenkriterien wurden entwickelt, um die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen von Seekabeln in ihrem Bau, Rückbau, Wartung, Betrieb und ihrer Anlage in der SUP berücksichtigen zu können. Für die Auswahl der Kriterien wurden vorbereitende Gespräche mit Fachbehörden der drei Küstenbundesländer geführt, Gutachten ausgewertet sowie Informationen aus Genehmigungsanträgen der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Monitoringberichte der ökologischen Baubegleitung berücksichtigt. Ebenfalls einbezogen wurden die im Rahmen der SUP zum Bundesfachplan Offshore Nordsee verwendete Methodik und die Einschätzung der Erheblichkeit der Umweltauswirkungen.

Kriterien für die Schutzgüter Mensch und menschliche Gesundheit, Wasser, Klima und Luft, sowie Kultur und sonstige Sachgüter werden nicht aufgeführt, weil entweder keine Betroffenheit vorliegt, die Betrachtungsebene zu grob ist bzw. Daten nicht oder zu kleinräumig zur Verfügung stehen oder die Wirkfaktoren auf das entsprechende Schutzgut derzeit nicht nachweisbar sind. Nicht betrachtet wurden bei der Einschätzung der Empfindlichkeit der ausgewählten Kriterien zudem die Auswirkungen durch kumulative Wirkungen des Verlegeprozesses, auch wenn durch die Ausweisungen im O-NEP angedeutet wird, dass ein Trassenraum für mehrere parallel geführte Seekabel angedacht ist. Kumulative Wirkungen werden aber bei der Gesamtplanbetrachtung ihre Berücksichtigung finden.

6.3.1 Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Nord- und Ostsee sind durch eine in ihrer Zusammensetzung einzigartige biologische Vielfalt mit zahlreichen Biotopkomplexen gekennzeichnet. Diese lassen sich i.d.R. über die Sedimentstruktur und die Hydromorphologie voneinander abgrenzen. Die Unterwasser-Vegetation spielt dafür (anders als an Land) in den meisten Fällen lediglich eine untergeordnete Rolle. Besondere Lebensräume bzw. Strukturen der inneren Küstengewässer und der küstennahen Bereiche sind: Ästuarien, Küstenlagunen, Flachwasserzonen, vegetationsfreies Schlick-, Sand- und Mischwatt, Sandbänke, Riffe, Schlickgründe mit bohrender Megafauna und artenreiche Kies-, Grobsand- und Schillgründe. Aufgrund dieser besonderen Naturraumausstattung und der herausragenden Bedeutung des Wattenmeeres für den ostatlantischen Vogelzug sind im Küstenmeer großflächige Unterschutzstellungen erfolgt. Diese werden als Bewertungskriterien herangezogen.

Natura 2000: Fauna-Flora-Habitat- (FFH-)Gebiete

Schutzgebiete gemäß Artikel 4 der FFH-Richtlinie werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Die Empfindlichkeit der FFH-Gebiete gegenüber der Seekabelverlegung wird als „hoch“ bewertet.

Begründung:

Für die Lebensräume und ihre Arten von gemeinschaftlichem Interesse muss ein günstiger Erhaltungszustand gewahrt bzw. wiederhergestellt werden. Aufgrund dieser hohen Restriktionswirkung gegenüber möglichen Beeinträchtigungen durch die geplanten Projekte des NEP Strom und ihrer europaweiten Bedeutung für den Schutz der biologischen Vielfalt insgesamt und für den Schutz besonderer Arten und Lebensräume werden FFH-Gebiete als geeignetes Bewertungskriterium herangezogen.

In Bezug auf Fische, größere Wasserpflanzen, im Bereich des Meeresbodens vorkommenden Lebewesen sowie Meeressäuger besteht außerdem im Bereich der FFH-Gebiete (je nach Lebensraumtyp (LRT)⁵⁵⁵ bzw. Naturraumausstattung) eine hohe Empfindlichkeit gegenüber den Wirkfaktoren der Seekabelverlegung. Aus Gründen des Betrachtungsmaßstabes wird jedoch keine nach den Lebensraumtypen differenzierte Bewertung bzw. Empfindlichkeitseinstufung vorgenommen. Da nahezu alle Lebensraumtypen in den ausgewiesenen marinen FFH-Gebieten vorkommen, werden die FFH-Gebiete in Gänze als hoch empfindlich eingestuft. Dies wird im Folgenden detailliert begründet.

„Riffe“ sind gemäß Anhang I FFH-RL ein geschützter Lebensraumtyp (1170). Sie kommen in den FFH-Gebieten sowohl im Küstenmeer der Nord- als auch der Ostsee vor und besitzen eine hohe Bedeutung für Benthos und Fische sowie für die biologische Vielfalt insgesamt. Bezüglich des Benthos bieten sie Substrat und Lebensraum für vielfältige Organismengemeinschaften, die sich deutlich von denen des umgebenden Meeresbodens unterscheiden. Sehr häufig sind auch seltene und gefährdete Wirbellose vertreten. In der Regel weisen Riffe sehr hohe Abundanzen von Benthos auf. Das trifft neben den biogenen Riffen (z.B. Miesmuschelbänke) auch auf Riffe geogenen Ursprungs zu. Viele Makroalgen sind abhängig von festem Siedlungssubstrat. Für die Fortpflanzung von Substratlaichern (z.B. Heringe) sind Riffe ebenfalls von substantieller Bedeutung. Sie sind außerdem Aufzuchtgebiete für diverse Fischarten. Bei einer direkten Flächeninanspruchnahme durch die Verlegung der Seekabel werden Riffe und damit auch viele Individuen zerstört. Von einer Regeneration der baubedingten Auswirkungen ist hier nicht auszugehen. Es findet vielmehr eine dauerhafte Zerstörung der Riffstruktur statt.⁵⁵⁶

Einen wichtigen Lebensraum für das Makrophytobenthos (z.B. Seegraswiesen) sowie für Fische und Meeressäuger stellen die „flachen große Meeresarme und -buchten“ (LRT 1160) dar. Dieser Lebensraumtyp ist aufgrund der Lichtverfügbarkeit im Flachwasser häufig mit Makroalgenbeständen bedeckt und wird teilweise auch durch deren Verbreitungsgrenze bestimmt. Auch für die biologische Vielfalt ist der Lebensraumtyp 1160 von großer Bedeutung, da diese Makrophytengemeinschaft eine hohe (Bio-) Diversität aufweist. Es herrschen komplexe Interaktionen und Nahrungsnetze. Das Makrophytobenthos ist Nahrungsgrundlage, Versteck, sowie Brut- und Aufzuchtgebiet für Wirbellose und Fische. Diese wiederum stellen auch eine Nahrungsquelle beispielsweise für Meeressäuger dar. Indirekte Beeinträchtigung durch Wirkfaktoren (z.B. Trübungsfahnen, EMF und Abwärme) sind möglich. Betroffen hiervon wäre zum einen substratgebundener Laich, der diesen Wirkungen dauerhaft ausgesetzt und zudem besonders empfindlich ist. Schädigungen und ein Absterben des Laichs im Wirkungsbereich können nicht ausgeschlossen werden. Des Weiteren sind Seegräser und Makroalgen

⁵⁵⁵ Natürliche Lebensräume mit Tier- und Pflanzenarten von gemeinschaftlichem Interesse im Sinne der FFH-Richtlinie. Sie sind nummeriert. Die Nummern entsprechen dem EU-Code der Lebensraumtypen. Bei einem Zusatz mit * handelt es sich um sogenannte prioritäre Lebensraumtypen, die vom Verschwinden bedroht sind und für die die Europäische Gemeinschaft eine besondere Verantwortung für deren Erhaltung hat.

⁵⁵⁶ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 105 ff.

aufgrund ihrer Abhängigkeit von ausreichender Lichtversorgung gegenüber den Trübungsfahnen ebenfalls empfindlich.⁵⁵⁷

Auch für den Lebensraumtyp „Küstenlagunen/ Strandseen“ (LRT 1150*) sind komplexe Interaktionen und Nahrungsnetze typisch. Die meist (1 bis 6 m) flachen und regelmäßig durchmischten Wasserkörper weisen häufig eine Vegetation mit Salden, Seegräsern, Laichkräutern und Characeen auf. Diese Ökosysteme sind daher i.d.R. fischreiche Laichgebiete. Küstenlagunen stellen dementsprechend auch wichtige Rast-, Nahrungs- und Ruhegebiete für Wasservögel dar. Aufgrund der natürlichen starken Temperatur-, Salinitäts- und Wasserstandsschwankungen ist das System gegenüber Störungen innerhalb dieser Schwankungsbreite in der Regel resilient. Allerdings sind Küstenlagunen und Strandseen ein prioritärer Lebensraumtyp und deshalb sowie in Hinsicht auf ihre Bedeutung für Wasservögel als sehr empfindlich einzustufen.⁵⁵⁸

Im „Vegetationsfreien Schlick-, Sand- und Mischwatt“ (LRT 1140) ist zwar die Diversität des Makrozoobenthos allgemein gering, jedoch sind die Häufigkeiten (Abundanzen) einiger Arten sehr hoch (z.B. Miesmuschelbänke im Eulitoral). Großalgen sind eher selten und nur punktuell auf Hartsubstraten oder in seegangsgeschützten Bereichen im nördlichen Wattenmeer vorhanden. Eine besonders wichtige ökologische Funktion für die Stoffkreisläufe im Wattenmeer kommt der grabenden, sedimentfressenden Endofauna zu. Diese kann sauerstofffreie (anoxische) Sedimentschichten besiedeln, indem sie frisches Wasser von der Oberfläche ansaugt und somit tiefere Sedimentschichten mit Sauerstoff versorgen. Bei einer Kabelverlegung im Watt kann es zu einer direkten Schädigung oder Zerstörung benthischer Organismen kommen. Durch den Eingriff in die Wattmorphologie (z.B. Sedimentumlagerung und Verdichtung mit ggf. sekundärer Graben- und Prielbildung) ist zudem lokal mit Struktur- und Funktionsverlusten für das Benthos zu rechnen. Es kann zu begrenzten Veränderungen der Benthosgemeinschaft kommen. Außerdem können Organismen der Infauna freigelegt oder verlagert und somit indirekt geschädigt werden, da das entsprechende freigelegte Benthos für Fressfeinde leichter zugänglich ist. Denn aufgrund der guten Nahrungsverfügbarkeit ist das Watt per se ein maßgebliches Nahrungsgebiet für Zugvögel. Die baubedingten Auswirkungen auf das Makrozoobenthos treten generell nur kurzfristig auf. Wegen der geringen Eingriffsbreite ist generell mit einer zügigen Wiederbesiedlung durch Larvenfall und eine laterale Einwanderung adulter Individuen zu rechnen. Im Gesamtsystem verbleibt im Falle dieser kleinräumigen Störungen ausreichend Potenzial an Organismen zur Wiederbesiedlung. Bei Weichsubstraten erfolgt diese i.d.R. innerhalb von 1 bis 3 Jahren. Sofern langlebige, große, langsam wachsende oder seltene Arten betroffen sind (z.B. Abgestutzte Klaffmuscheln (*Mya truncata*), Bunte Trogmuscheln (*Mactra stultorum*) und Schwertförmige Scheidenmuscheln (*Ensis ensis*)) sind auch längere Regenerationszeiträume möglich⁵⁵⁹. Aufgrund der funktionalen ökologischen Bedeutung des Wattbenthos für Zugvögel sind auch temporär und lokal begrenzte Eingriffe durch Seekabelverlegung letztlich als relevant und der Lebensraumtyp als sehr empfindlich einzustufen.⁵⁶⁰

„Ästuarien“ (LRT 1130) bilden die Übergangszone zwischen der limnischen und der marinen Umwelt. Sie sind als Landschaftskomplex aus zahlreichen Biotoptypen erfasst. Hierunter fallen alle von der Tide erreichten Flächen (z.B. Sandstrände, Schilf-Landröhrichte, Brack- und Süßwasser-Flusswatten). Mit dem

⁵⁵⁷ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 66 ff.

⁵⁵⁸ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 57 ff.

⁵⁵⁹ Linders, H.-W. et al. (2011)

⁵⁶⁰ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 78 ff.

Lebensraumtyp werden folglich alle Lebensgemeinschaften des Gewässerkörpers, des Gewässergrundes und der Ufer erfasst. An der Nordsee fallen z.B. die großen Flussmündungen von Elbe, Ems, Weser und Eider in diese Kategorie. An der Ostsee werden die Flussmündungen von Trave und Warnow, das Oderhaff und die süßwasserdurchströmten Bodden (z.B. der Peenestrom und die Darß-Zingster Boddenkette) zu den Ästuarien gezählt. Ästuarien sind sehr dynamische Lebensräume, da sie an der Nordsee durch die Gezeiten und an der Ostsee u.a. durch wechselnde Abflussraten beeinflusst werden. Dadurch wandert die Brackwasserzone stromauf- und stromabwärts. Diese Lebensräume besitzen einen deutlichen Süßwasserdurchstrom sowie einen steilen Salinitäts- und Trübungsgradienten. Weiterhin charakteristisch sind Schlammbänke mit typischer Vegetation (Süßwasserwatten), Hochstaudenfluren und Tidenauenwälder. Die Artenzahl nimmt allgemein vom Meer zum Fluss hin ab. Das Makrozoobenthos in Ästuarien besitzt hohe Dichten jedoch eher geringe Artenzahlen. Der Lebensraumtyp gilt generell als fischreich. Verschiedene diadrome Arten (z.B. Stör (*Acipenser*), Aale (*Anguillidae*) und Neunaugen (*Petromyzontidae*)) sind als Erhaltungsziele im LRT 1130 ausgewiesen. Aufgrund der relativ geringen Wahrnehmungsschwellen dieser Arten, kann ein gewisser Einfluss von elektro-magnetischen Feldern auf das Orientierungsverhalten während ihrer Wanderungen und/ oder Scheuchwirkungen nicht ausgeschlossen werden (vgl. Kapitel 4.2.2.6).⁵⁶¹

„Sandbänke mit nur schwacher ständiger Überspülung“ (LRT 1110) übernehmen als Nahrungsflächen für Wasservögel und Fische eine wichtige ökologische Funktion. Das spezifische sandbewohnende Makrozoobenthos wird z.B. von Tauchenten genutzt. Sandbänke sind gegenüber begrenzten mechanischen Störungen eher unempfindlich. Nach Eingriffen durch die Seekabelverlegung ist von einer kurz- bis mittelfristige Regeneration des Benthos auszugehen.⁵⁶²

Natura 2000: EU-Vogelschutzgebiete

Schutzgebiete gemäß Art. 4 VS-RL werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Aufbau und Schutz des zusammenhängenden europäischen Netzes Natura 2000“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten der VS-Gebiete verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit des Kriteriums mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die europarechtliche Relevanz dieser Gebiete in Verbindung mit der sich aus dem BNatSchG ergebenden hohen Restriktionswirkung (§ 33 BNatSchG) begründen ihre Betrachtung bereits auf dieser Ebene. Die mit hohem Aufwand verbundene Verträglichkeitsprüfung (§ 34 BNatSchG) sowie die potenzielle Beeinflussung der Schutzgebiete durch Wirkfaktoren sind dabei ebenfalls von Bedeutung. Die EU-Vogelschutzgebiete bilden gemeinsam mit den von der EU anerkannten FFH-Gebieten die Gebietskulisse des europäischen Schutzgebietssystems Natura 2000. Die Vorschriften der FFH-Richtlinie über die Verträglichkeitsprüfung gelten auch für die EU-Vogelschutzgebiete. Die FFH-Richtlinie klammert allerdings Vogelarten als Auswahlkriterium für FFH-Gebiete aus und überlässt die Bestimmung der VS-Gebiete der darauf ausgerichteten EU-Vogelschutzrichtlinie. Die 1979 erlassene und 2009 neu gefasste EU-Vogelschutzrichtlinie regelt den Schutz der wildlebenden Vogelarten und ihrer Lebensräume. Das Konzept der EU-Vogelschutzgebiete dient speziell dem Schutz der Zugvögel, welche auf Schutzmaßnahmen für die Brut-, Mauser-, Rast-, Nahrungs- und Überwinterungsplätze angewiesen sind. Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt werden EU-Vogelschutzgebiete daher als Bewertungskriterium berücksichtigt. Die

⁵⁶¹ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 44 ff.

⁵⁶² Narberhaus, I. et al. (2012): S. 94 ff.

Einstufung in die Empfindlichkeit „hoch“ wird damit begründet, dass es sich hier um VS-Gebiete von internationaler und außerordentlicher Bedeutung für den ostatlantischen Vogelzug handelt.⁵⁶³ Ein baubedingtes Kollisionsrisiko ist zudem gegeben und nachfolgende Störungen durch routinemäßige und ereignisbezogene Wartungs- und Reparaturmaßnahmen sind zu erwarten. (vgl. Kapitel 4). Die Empfindlichkeitseinstufung erfolgt vorsorgeorientiert.

Naturschutzgebiete

Naturschutzgebiete gemäß § 23 BNatSchG werden in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit von Naturschutzgebieten gegenüber Seekabeln mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Naturschutzgebiete dienen dem besonderen Schutz von Natur und Landschaft, u.a. auch gezielt zur Erhaltung, Entwicklung und Wiederherstellung von Lebensstätten, Biotopen oder Lebensgemeinschaften bestimmter wild lebender Tier- und Pflanzenarten (vgl. § 23 Abs. 1 BNatSchG). Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt werden Naturschutzgebiete daher als Bewertungskriterium berücksichtigt. Aufgrund des Abstraktionsgrades der Planungsebene unterbleibt eine Berücksichtigung des konkreten Schutzzweckes der einzelnen Naturschutzgebiete. Insofern erfolgt die Empfindlichkeitseinstufung vorsorgeorientiert. Da die Unterschutzstellung dem besonderen Schutz von Arten und Lebensräumen dient, ist eine hohe Empfindlichkeit der Gebiete oder Bestandteile nicht auszuschließen. Rechtsverbindlich festgesetzte Naturschutzgebiete entfalten i.d.R. Restriktionswirkung gegenüber allen Handlungen, die zu Zerstörungen, Beschädigungen, Veränderungen oder zu einer nachhaltigen Störung führen können. Demgegenüber steht die potenziell hohe Beeinflussung durch die Wirkfaktoren, insbesondere bei Bau und Reparatur der Seekabel. Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass viele Naturschutzgebiete der nationalen Umsetzung bzw. Unterschutzstellung von Natura 2000-Gebieten dienen.

Nationalparke

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit von Nationalparks gegenüber Seekabeln mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Nationalparke erfüllen gemäß § 24 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG in einem überwiegenden Teil ihres Gebietes die Voraussetzungen eines Naturschutzgebietes und sind auch wie Naturschutzgebiete zu schützen (§24 Abs. 3 BNatSchG). Als Besonderheit soll in dem überwiegenden Teil von Nationalparks ein möglichst ungestörter, vom Menschen nicht oder wenig beeinflusster Ablauf der Naturvorgänge in ihrer natürlichen Dynamik gewährleistet werden. Diese Art von Prozessschutz soll auch dem Erhalt der biologischen Vielfalt dienen.⁵⁶⁴ Die Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt⁵⁶⁵ sieht vor, bis zum Jahr 2020 auf mindestens 2 % der Landfläche Deutschlands Gebiete zu schaffen, die der natürlichen Entwicklung überlassen werden. Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt werden Nationalparke daher als Bewertungskriterium

⁵⁶³ Narberhaus, I. et al. (2012): S. 84 f.

⁵⁶⁴ Bässler, C. (2014): S. 177 ff.

⁵⁶⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007)

berücksichtigt. Die Verlegung von Seekabeln stellt einen Eingriff dar, mit welchem der ungestörte Ablauf von Naturvorgängen in ihrer natürlichen Dynamik gefährdet wird. Der Bau von Seekabeln im Gebiet eines rechtsverbindlich festgesetzten Nationalparks könnte dazu führen, dass der Gebietscharakter im Hinblick auf den Grad der menschlichen Beeinflussung wesentlich verändert wird. Aus diesen Gründen wird die Empfindlichkeit von Nationalparks gegenüber der Seekabelverlegung als „hoch“ eingestuft. Im Übrigen sind auch die Begründungen zur Empfindlichkeitseinstufung von Naturschutzgebieten zutreffend.

Biosphärenreservate, Kern- und Pflegezone

Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Kern- und Pflegezonen der Biosphärenreservate gegenüber dem Seekabelbau ebenfalls mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil weiterhin eine hohe potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren (vgl. Kapitel 4) vorliegt.

UNESCO-Weltnaturerbebestätten

UNESCO-Weltnaturerbebestätten nach dem „Übereinkommen zum Schutz des Kultur- und Naturerbes der Welt“ der UNESCO werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS dienen die in Kapitel 6.1.2 genannten Quellen. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der UNESCO-Weltnaturerbebestätten gegenüber dem Seekabelbau ebenfalls mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Gründe für die Auswahl dieses Kriteriums können Kapitel 6.1.2 entnommen werden. Sie sind übertragbar, weil weiterhin eine hohe potenzielle Beeinflussung durch Wirkfaktoren (vgl. Kapitel 4) vorliegt.

Important Bird Areas (IBA)

Important Bird Areas (IBA) werden als Kriterium in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Dieses Kriterium wurde zur Abbildung der Betroffenheit der Avifauna aufgenommen und ergänzt die o.g. VS-Gebiete. Als Datengrundlage werden die beim Michael-Otto-Institut im NABU (Naturschutzbund Deutschland e.V.) per Download zur Verfügung gestellten Geofachdaten der IBA verwendet.⁵⁶⁶ Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der IBA gegenüber Seekabeln mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

IBA sind Gebiete, die nach international gültigen, wissenschaftlich anerkannten Kriterien des Welt-Dachverbands der Vogelschutzverbände *BirdLife International* ausgewählt werden. In der Bundesrepublik Deutschland nehmen der NABU, der Landesverband für Vogelschutz Bayern (LBV) und die im Dachverband Deutscher Avifaunisten zusammengeschlossenen regionalen ornithologischen Vereinigungen die Auswahl der Gebiete vor. Auf Grund der europa- und weltweit einheitlichen Anwendung der Kriterien für die Identifikation der Gebiete soll der Aufbau eines kohärenten Netzes sichergestellt werden, in dem die

⁵⁶⁶ Internetseite NABU (2013)

einzelnen Knoten (IBA) für den nachhaltigen Schutz von Vogelarten eine herausragende Bedeutung haben.⁵⁶⁷ Das IBA-Verzeichnis besitzt keine Rechtsverbindlichkeit. Ihm kommt aber als Indikator in den Mitgliedstaaten der EU eine besondere Bedeutung zu, da es als Referenz für die gemäß der Vogelschutz-Richtlinie auszuweisenden, besonderen Schutzgebiete im Rahmen des Netzwerkes Natura 2000 dient.⁵⁶⁸ Diese Eigenschaft der Gebiete, europaweit zur Identifikation von Gebieten mit hoher avifaunistischer Bedeutung anerkannt zu sein, in Kombination mit der durch die Seekabelverlegung gegebene Betroffenheit der Avifauna, rechtfertigt ihre Beachtung bereits auf der Ebene des Bundesbedarfsplans.

Störungen der Brut-, Mauser-, Rast-, Nahrungs- und Überwinterungsplätze in IBA stellen grundsätzlich negative Umweltauswirkungen für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt dar. Diese sind zwar im Falle der Seekabelverlegung zeitlich und räumlich begrenzt und können durch entsprechende Bauzeitenplanung im Hinblick auf Brut- und Zugaktivitäten oder Mauserzeiten gemindert werden. Allerdings sind fast zu jeder Jahreszeit bestimmte, teils besonders schutzwürdige Vogelarten betroffen. Die Abstufung der Empfindlichkeit gegenüber VS-Gebieten wird damit begründet, dass das Kriterium ergänzend zur Abbildung der Betroffenheit der Avifauna aufgenommen wurde, die bedeutendsten Gebiete für die Avifauna aber bereits als VS-Gebiete gesichert sein dürften. Zugleich stellen die IBA selbst keine Schutzgebietskategorie im Sinne des BNatSchG dar. Ihre Identifizierung durch Nichtregierungsorganisationen erfolgt zwar nach wissenschaftlich anerkannten Kriterien, jedoch nicht vor dem Hintergrund internationaler Verträge. Sie ergänzen damit die als hoch empfindlich berücksichtigten VS-Gebiete.

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung gemäß Ramsar-Konvention

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung nach dem Internationalen „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention)⁵⁶⁹ werden in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Dieses Kriterium wird zur Abbildung der potenziellen Beeinflussung der Avifauna durch die Wirkfaktoren aufgenommen und ergänzt die o.g. VS-Gebiete. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten der Ramsar-Gebiete verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit der Ramsar-Gebiete gegenüber Seekabeln mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (Ramsar-Gebiete) werden gemäß dem „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ ausgewiesen. Feuchtgebiete im Sinne dieses Übereinkommens sind u.a. auch Süß-, Brack- oder Salzwassergewässer einschließlich solcher Meeresgebiete, die eine Tiefe von sechs Metern bei Niedrigwasser nicht übersteigen. Ziel ist es, der fortschreitenden Verkleinerung und dem Verlust von Feuchtgebieten vor dem Hintergrund der grundlegenden ökologischen Bedeutung von Feuchtgebieten als Regulatoren für den Wasserhaushalt und als Lebensraum für eine besondere Pflanzen- und Tierwelt, v.a. für Wat- und Wasservögel (Präambel der Ramsar-Konvention), entgegen zu wirken. Wie für die Vogelschutzgebiete und IBA stellen Störungen der Brut-, Mauser-, Rast-, Nahrungs- und Überwinterungsplätze in Ramsar-Gebieten grundsätzlich negative Umweltauswirkungen für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt dar.

⁵⁶⁷ Doer, D. et al. (2002): S. 111 ff.

⁵⁶⁸ Internetseite NABU (2013)

⁵⁶⁹ Am 2. Februar 1971 wurde in der iranischen Stadt Ramsar das „Übereinkommen über den Schutz von Feuchtgebieten, insbesondere als Lebensraum für Wasser- und Watvögel, von internationaler Bedeutung“ (Ramsar-Konvention) geschlossen. Deutschland trat der Ramsar-Konvention 1976 bei.

Diese sind zwar im Falle der Seekabelverlegung zeitlich und räumlich begrenzt und können durch entsprechende Bauzeitenplanung im Hinblick auf Brut- und Zugaktivitäten oder Mauserzeiten gemindert werden. Allerdings sind fast zu jeder Jahreszeit bestimmte, teils besonders schutzwürdige Vogelarten betroffen. Die Eigenschaft von Ramsar-Gebieten als großräumige Gebiete von internationaler Bedeutung in Kombination mit der durch die Seekabelverlegung gegebenen potenziellen Beeinflussung der Avifauna durch die Wirkfaktoren rechtfertigt ihre Beachtung bereits auf der vorliegenden Ebene.

Die Bewertung mit mittlerer Empfindlichkeit erfolgt, weil das Kriterium zur Abbildung der Betroffenheit der Avifauna aufgenommen wurde, der überwiegende Flächenanteil aber bereits als VS-Gebiete (siehe oben) gesichert ist. Zugleich stellen die Ramsar-Gebiete selbst keine Schutzgebietskategorie im Sinne des BNatSchG dar. Ihre Ausweisung erfolgt zwar vor dem Hintergrund internationaler Verträge, das Schutzziel umfasst jedoch nicht allein die Avifauna. Sie ergänzen damit die als hoch empfindlich berücksichtigten VS-Gebiete.

Riffe (gem. § 30 BNatSchG)

Riffe als gesetzlich geschütztes Biotop gemäß § 30 BNatSchG (im Folgenden: Riffe) werden zur Berücksichtigung des Umweltziels „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt.

Als Datengrundlage für das GIS werden hilfsweise die beim BfN vorliegenden digitalen Daten zum FFH-Lebensraumtyp „Riff“ (NATURA 2000-Code: 1170) verwendet. Im Rahmen der SUP wird die Empfindlichkeit von Riffen gegenüber dem Seekabelbau mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Gesetzlich geschützte Biotope nach § 30 BNatSchG bedürfen keiner gesonderten Schutzzerklärung nach Durchführung eines bestimmten Verfahrens, sondern sind unmittelbar geschützt. Für die Biotope sind alle Handlungen verboten, die zu einer Zerstörung oder einer sonstigen erheblichen Beeinträchtigung führen können. Die nach § 30 BNatSchG geschützten Biotope liegen häufig kleinflächig vor und können daher auf der vorliegenden Planungsebene der SUP im Untersuchungsmaßstab 1:250.000 größtenteils nicht angemessen berücksichtigt werden. Eine Ausnahme bildet der in § 30 Absatz 2 Nr. 6 BNatSchG gesetzlich geschützte Biotoptyp „Riffe“. Dieser kommt im Küstenmeer der Nord- und v.a. der Ostsee regelmäßig großflächig vor.

Riffe sind vom Meeresboden schwach bis stark aufragende mineralische Hartsubstrate wie Felsen, Geschiebe oder Steine. Sie befinden sich hauptsächlich auf Moränenrücken mit Block- und Steinbedeckung in kiesig-sandiger Umgebung oder auf biogenen Hartsubstraten wie z.B. Sandkorallen-Riffe und Miesmuschelbänke. Sie sind dauerhaft überflutet und häufig mit Muscheln und anderer charakteristischer Makrofauna bewachsen, in der Ostsee auch mit Großalgen. Riffe besitzen eine hohe Bedeutung für Benthos und Fische sowie für die biologische Vielfalt insgesamt. Sie sind Lebensraum, Kinderstube und Rückzugshabitat z.T. seltener und gefährdeter Tier- und Pflanzenarten. Riffe dienen außerdem als Trittstein- und Regenerationsreservoir bei der Ausbreitung von Benthosorganismen.

Bei einer direkten Flächeninanspruchnahme durch die Verlegung der Seekabel werden Riffe und damit auch viele Individuen zerstört. Von einer Regeneration der baubedingten Auswirkungen ist hier nicht auszugehen. Es findet vielmehr eine dauerhafte Zerstörung der Riffstruktur statt⁵⁷⁰.

⁵⁷⁰ Narberhaus, I. et al. (2012)

Hilfsweise werden für die Riffe als gesetzlich geschützte Biotop (§ 30 BNatSchG) die digitalen Daten für den FFH-Lebensraumtyp „Riffe“ eingestellt, da BMUB/BfN als zuständige Fachbehörden des Bundes über einen bundeslandübergreifenden, einheitlichen und vollständigen Datensatz mit den Vorkommen des Lebensraumtyps Riffe in Nord- und Ostsee verfügen und der Bundesnetzagentur zur Verfügung stellen.

6.3.2 Boden

Für die Umsetzung des Umweltziels, die Funktionen des Bodens zu sichern, sollen v.a. Böden bzw. Bodeneinheiten berücksichtigt werden, deren Funktionen durch die Verlegung von Seekabeln besonders gefährdet sind. Im Bereich des Küstenmeeres spielen aus der Gruppe der feuchten verdichtungsempfindlichen Böden nur die Wattböden eine Rolle. Durch Verdichtungen sowie Umschichtungen können die Funktionen des Meeresbodens beeinträchtigt oder zerstört werden (vgl. die insoweit anwendbaren wasserrechtlichen Vorschriften zu Küsten- bzw. Meeressgewässern, § 3 Abs. 2a in Verbindung mit § 6 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Sowohl die Erfahrungen beim Bau der bestehenden Seekabelstrecke zwischen Hilgenriedersiel und Norderney, als auch die Gespräche mit den Küstenbundesländern haben gezeigt, dass eine differenzierte Betrachtung der Subtypen im Wattbereich grundsätzlich sachgerecht ist. Der Subtyp Sandwatt ist aufgrund seines hohen quarzreichen Feinsandanteils weniger empfindlich gegenüber einem Seekabelbau. Beim Subtyp Schlickwatt mit deutlich höherem Schluffanteil⁵⁷¹ sind dagegen stärkere Beeinträchtigungen zu erwarten. Allerdings bewirken die Gezeitenströme eine sehr hohe Dynamik des Bodens. Die Gestalt der Wattflächen ändert sich sehr dynamisch, sowohl mit den täglichen Gezeitenströmungen als auch v.a. bei Sturmfluten⁵⁷². Für die Betrachtung in der SUP ist folglich diese Differenzierung nicht umsetzbar. In den folgenden Planungsebenen sind die unterschiedlichen Empfindlichkeiten allerdings zu berücksichtigen. Datengrundlagen können die Bodenübersichtskarten im Maßstab 1:200.000 (BÜK 200) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe sein. Das auf dem Festland verwendete Kriterium der erosionsempfindlichen Böden lässt sich im Küstenmeer nicht eins zu eins abbilden. Vielmehr ist hier die Substratbeschaffenheit entscheidend, um beurteilen zu können, inwieweit die Funktionen des Meeresbodens beeinträchtigt werden.

Aus o.g. Gründen werden für die Betrachtungen des Schutzgutes Boden im Meeresbereich die folgenden Kriterien abgeleitet:

- Feuchte verdichtungsempfindliche Böden
- Bereiche mit starker Sedimentwanderung
- Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden werden als Kriterium in die Betrachtungen der SUP eingestellt. Die Grundlage für die Auswahl und Beurteilung dieses Kriteriums ist die Bodenübersichtskarte 1:1.000.000 (BÜK 1.000) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Die Empfindlichkeit wird mit „hoch“ bewertet.

⁵⁷¹ Blume, H.-P. et al. (2010): S. 335.

⁵⁷² Sommer, U. (2005): S. 329.

Begründung:

Wattböden zählen zu den feuchten verdichtungsempfindlichen Böden. Durch Verdichtungen sowie Umschichtungen können die Funktionen des Watts beeinträchtigt bis zerstört werden.

Da die Bereiche des **Misch- und Schlickwatts** an der Nordseeküste darüber hinaus eine besondere Lebensgrundlage und Lebensraum darstellen, ist eine Beeinträchtigung durch einen Eingriff in die Gefügestruktur und die Sedimentschichten zu vermeiden (§ 3 Nr. 2a in Verbindung mit § 6 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Zusätzlich sind die vorhandenen Pflanzen und Tiere in diesen Bereichen an die speziellen Umweltbedingungen insbesondere an Schlick- oder Sandsedimente mit ihren spezifischen Lebensbedingungen angepasst. Die Einschätzung der Empfindlichkeit „hoch“ beruht auf dem Sachverhalt eines zwar temporären Eingriffs in den Boden, der jedoch sowohl eine Verdichtung als auch eine Umlagerung bis hin zu einer Umschichtung des Bodens mit sich bringt. Es ist von einer deutlich ausgeprägten Verdichtungsempfindlichkeit, tiefen Grabenbildung und Sackung und dadurch länger andauernden Ausprägung der Auswirkungen durch die eingesetzten Baugeräte auszugehen.

Obwohl sich die **Sandwattbereiche** weniger empfindlich zeigen als Schlickwatt, wird die Differenzierung in Subtypen auf die folgenden Planungsstufen abgeschichtet.

Die bisher wenigen Seekabelverlegungen in Deutschland zeigen, dass der technische Fortschritt künftig den Eingriff in den Boden weiter reduzieren kann. Dies wird jedoch bei der Einschätzung der Empfindlichkeit derzeit nicht berücksichtigt. Das Einbringen von Seekabeln in Misch- und Schlickwatt kann weitestgehend mit der gängigen Verlegemethode Einvibrieren stattfinden und stellt einen temporären Eingriff in den Boden dar. Anders als an Land, ist jedoch auf solchen Flächen für die Beurteilung der Umweltauswirkungen von Seekabeln nicht das eingeschränkte, zukünftige Pflanzenwachstum nach der Verlegung von Bedeutung. Entscheidend sind hier vielmehr eine mögliche Verdichtung und Pressung des Bodens bis zu Verdrängungen und Verwerfungen, die dazu führen können, dass sich über die Störung der Gefügestruktur hinaus zusätzliche Sackungen und Prielbildungen ergeben. Hinzu kommen temporäre Baugruben im Wattbereich, die dann benötigt werden, wenn ein Wechsel der Verlegetechnik stattfindet oder Muffenbauwerke zu errichten sind (vgl. Kapitel 4). Die Umweltauswirkungen der temporären Baugruben entsprechen (z.T. in nachhaltiger Form) den oben genannten, wobei insbesondere die Störung der Gefügestruktur zu beachten ist.

Bereiche mit starker Sedimentwanderung

Bereiche mit starker Sedimentwanderung werden als Kriterium in die Betrachtungen der SUP eingestellt. Als Datengrundlage dienen die Ergebnisse des Verbundprojekts „Aufbau von integrierten Modellsystemen zur langfristigen Modellierung der Morphodynamik in der Deutschen Bucht“ (AufMod) aus den Jahren 2010 bis 2012. Für die Ostsee sind Bereiche mit so starker Sedimentwanderung, dass sie betrachtungsrelevant wären, nicht zu erwarten. Die Empfindlichkeit wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Verlegung von Kabeln in Bereichen mit starker Sedimentwanderung stellt ein schwer kalkulierbares Umweltrisiko dar, da es v.a. mittelbar zu Umweltauswirkungen kommen kann. Sie sind somit in der SUP sachgerecht abzubilden, auch wenn keine unmittelbaren erheblichen Auswirkungen auf die Umweltziele des Schutzguts Boden erkennbar sind.

Die Einstufung in die Empfindlichkeit „mittel“ wird damit begründet, dass sowohl ein erhöhter Wartungsaufwand der Kabel in diesen Bereichen notwendig ist, als auch die in diesen Gebieten anwendbaren Verlegungsmethoden verstärkte Eingriffe in den Boden mit sich bringen. Nach heutigen Bestimmungen haben die Kabelverlegungen eine Mindestüberdeckung von 1,50 m, in Verkehrstrennungsgebieten bis zu 3 m und auf einzelnen Streckenabschnitten sogar 5 m aufzuweisen. Technisch ist davon auszugehen, dass diese Verlegetiefen nur mit entsprechendem Gerät auf den vorhandenen Böden über die gesamte Strecke erreicht werden können. Bereiche mit starker Sedimentwanderung weisen eine instabile Morphologie auf. „Stark“ wird hier definiert als anzunehmende Bewegung von mehr als fünf Höhenmetern innerhalb des Lebenszyklus des Kabels. Das bedeutet, dass sich innerhalb weniger Jahre große Massen Sediment verschieben, ihre Lage ändern und Priele sowie Fahrrinnen ihre Größe und Bedeutung verändern. Dies führt unweigerlich dazu, dass die einmalige Eingrabbtiefe in diesen Gebieten nicht konstant gehalten werden kann und somit einer häufigen Kontrolle bedarf. Hinzu kommt, dass durch die Lageveränderung des Kabels die Erwärmung des Sediments nahe der Oberfläche zunehmen kann, so dass das 2-K-Kriterium möglicherweise nicht eingehalten wird und somit verstärkt Wechselwirkungen zu anderen Schutzgütern auftreten können. Neben einer erschwerten technischen Realisierung kann in diesen Bereichen die behutsamste Verlegungsmethode (das Einvibrieren) voraussichtlich nicht zum Einsatz kommen. Zusätzliche Umweltauswirkungen entstehen dadurch, dass freigespülte Kabel ein unnatürliches Erosions- und Sedimentationsgeschehen auslösen. Zu weiteren Umweltauswirkungen kann es zudem kommen, wenn zum Schutz des Kabels Steinschüttungen in diesen morphologisch instabilen Bereichen entlang der Trasse verstärkt eingesetzt werden müssen (vgl. Kapitel 4).⁵⁷³

Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil

Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil werden als Kriterium in die Betrachtungen der SUP eingestellt. Als Datengrundlage werden Sedimentkartierungen des BSH in Zusammenarbeit mit dem Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde (IOW) herangezogen. Die Empfindlichkeit wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil sind für das Einbringen eines Seekabels sowohl aus technischer wie auch aus umweltfachlicher Sicht empfindliche Bereiche und sind daher in der SUP zu betrachten. Definiert wird Hartsubstrat als Felsen, einschließlich weicheren Gesteins wie Kreidefelsen, Fels und Steinbrocken⁵⁷⁴, die teilweise als größere Steinfeldern den Meeresboden bedecken. Flächen dieser Art liegen sowohl vereinzelt im Küstenmeer der Nordsee, als auch in größerem Maße in der Ostsee vor. Die Einschätzung der Empfindlichkeit „mittel“ beruht auf einem potenziell erheblichen Eingriff in den Meeresboden, der durch Umlagerungen und die teils dauerhafte temporäre Strukturveränderung eintritt. Gleichwohl zeigen die bisher wenigen Seekabelverlegungen in Deutschland, dass mit entsprechender Verlegetechnik auch die Auswirkungen der Umlagerung von Fels- und Steinbrocken auf ein vertretbares Maß reduziert werden können (vgl. Kapitel 4).

Große eingestreute Blöcke sowie einzelne Steine und Felsen sind typisch für Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil und zudem charakteristisch für mehrere FFH-Gebiete in Nord- und Ostsee. In diesen Bereichen dient der Meeresboden u.a. dazu, einen Beitrag zur Funktions- und Leistungsfähigkeit als Bestandteil des Naturhaushalts und als Lebensraum für Tiere und Pflanzen zu leisten (vgl. § 3 Nr. 2a in Verbindung mit § 6 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Der Boden als Lebensraum findet Berücksichtigung bei den Kriterien der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt. Mögliche Betrachtungsinhalte, wie die

⁵⁷³ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b)

⁵⁷⁴ European Commission DG Environment Nature and biodiversity (2007)

Regenerationsfähigkeit des Bereichs des Kabelgrabens oder die Funktion der Hartsubstratbereiche für andere Ökosysteme, werden hier nicht berücksichtigt.

6.3.3 Landschaft

Bei der Kriterienauswahl bleibt der Unterwasserbereich außer Betracht. Die Erlebbarkeit des Meeres für den Menschen beschränkt sich im Wesentlichen auf die zeitweise wasserfreien Flächen und die küstennahen Wasserflächen. Darüber hinaus sind weitere Bereiche von Wasserfahrzeugen aus erlebbar. Der Unterwasserbereich gehört hingegen nicht zum regelmäßigen Aufenthaltsort des Menschen. Bei der Kriterienauswahl wurden daher lediglich die für den Menschen wahrnehmbaren Landschaftsteile, das Watt und die Bereiche oberhalb der Wasseroberfläche, berücksichtigt. Für das Sublitoral der Nordsee sowie für die Ostsee insgesamt werden wegen der lediglich geringen Auswirkungen durch die Seekabelverlegung keine Kriterien für vorliegendes Schutzgut aufgestellt. Baubedingte Auswirkungen auf diese Bereiche sind zwar hinsichtlich einiger Aspekte potenziell möglich (wie die Sichtbarkeit von Schiffen), aber hinsichtlich der Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft nur von geringer Relevanz. Baubedingte Auswirkungen auf das Eulitoral der Nordsee sind hingegen von Relevanz und bestimmen die Kriterienauswahl. Anlagebedingt und betriebsbedingt ergeben sich keine relevanten Auswirkungen auf das Schutzgut (vgl. Kapitel 4).

Die Berücksichtigung der Umweltziele durch die Wahl der Kriterien stellt Abbildung 33 dar.

Nationalparke, Flächen im Eulitoral der Nordsee

Nationalparke gemäß § 24 BNatSchG werden soweit sie sich auf das Eulitoral der Nordsee erstrecken zur Berücksichtigung der Umweltziele „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes“ in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln eingestellt. Als Datengrundlage für die Nationalparkflächen werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet (für die Datengrundlage für das Eulitoral siehe Kapitel 4). Die Empfindlichkeit der Nationalparke gegenüber dem Seekabelbau wird mit „hoch“ bewertet.

Begründung:

Die Bewertung der Empfindlichkeit von Nationalparken gegenüber dem Seekabelbau erfolgt aufgrund des hohen landschaftlichen Bezugs der Schutzgebiete, ihres Anspruchs zum Erhalt einer unberührten Naturlandschaft und ihrer besonderen Eigenart. Sie erfolgt aber auch im Hinblick auf die Stellung der Gebiete im nationalen Flächenschutzsystem sowie der Betroffenheit durch den Seekabelbau. „In Nationalparks werden großräumige Naturlandschaften von nationaler Bedeutung geschützt“⁵⁷⁵. Die Schutzziele (vgl. Kapitel 6.1.2) und die Bedeutung von Nationalparken rechtfertigen (auch in Verbindung mit ihrem Status im nationalen Schutzgebietssystem) ihre Berücksichtigung bereits auf dieser Ebene für das Schutzgut Landschaft. Die gemäß § 24 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG zu schützende Großräumigkeit und besondere Eigenart zeigt sich im Bereich des Küstenmeeres durch eine weiträumige, offene Landschaft, die nur durch die Bewegung des Wassers (Ostsee sowie Sub- und Eulitoral der Nordsee bei Flut) bzw. die Abbildung des Wellenprofils und einzelne Priele (Eulitoral der Nordsee bei Ebbe) strukturiert wird. Für die Nationalparke, die sich auf das Meer erstrecken, ist diese Landschaft erklärter Schutzzweck (vgl. Kapitel 5.2.6).

⁵⁷⁵ Schumacher, J., Schumacher, A. (2010): § 24 Rn. 12.

Dem Anspruch der Nationalparke nach einer Bewahrung der Naturlandschaft und ihrer Unberührtheit bzw. der Gewährleistung eines ungestörten Ablaufs von Naturvorgängen in ihrer natürlichen Dynamik widerspricht jeglicher menschlicher Einfluss, wie ihn die Verlegung von Seekabeln darstellt. Diese hinterlässt im Eulitoral der Nordsee v.a. baubedingt sichtbare Spuren, die dem Menschen zugeordnet werden können und damit geeignet sind, das Bild einer „Naturlandschaft“ zu beeinträchtigen (vgl. Kapitel 4). Diesen potenziellen Einflüssen trägt die Empfindlichkeitsbewertung Rechnung.

Biosphärenreservate, Flächen im Eulitoral

Biosphärenreservate werden (soweit sie sich auf das Eulitoral erstrecken) zur Berücksichtigung der Umweltziele „Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“, „Sicherung des Erholungswertes von Flächen zur landschaftsgebundenen Erholung“, „Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ und „Schutz des Kultur- und Naturerbes in die Betrachtungen der SUP zu Seekabeln“ eingestellt. Als Datengrundlage für das GIS werden die beim BfN vorliegenden digitalen Daten verwendet. Die Empfindlichkeit des Kriteriums wird mit „mittel“ bewertet.

Begründung:

Die Schutzziele von Biosphärenreservaten beschreibt Kapitel 6.1.2. Geschützt werden demnach (und im Gegensatz zu Nationalparks) auch Kulturlandschaften, in denen ein menschlicher Einfluss erkennbar ist. So umfasst der Schutz auch die besiedelten Bereiche der Inseln. Allerdings steht dennoch auch hier der „Charakter“ des Landschaftstyps im Fokus des Schutzes. Charakteristisch für die vom Schutz umfassten Küsten- und Meeresbereiche ist die Weite der Landschaft, gegliedert durch die Siedlungsbereiche der Inseln und des Festlandes sowie die küstennahe Nutzung. Landwirtschaft, Küstenschutz und Tourismus prägen den Charakter des Landschaftsbildes ebenso wie naturnahe Bereiche.⁵⁷⁶ Dies begründet die Beachtung auf dieser Ebene für die Seekabel-Verlegung. Der Erhalt des charakteristischen Landschaftstyps wird beeinträchtigt durch die der hiesigen Landschaft bzw. der geschützten Kulturlandschaft „fremde“ Nutzung durch die Verlegung des Seekabels (Wirkungen s.o. bei Nationalpark). Dieser Beeinträchtigung und dem geschilderten Wechselspiel zwischen der Weite der Landschaft mit ihrer Naturnähe und dem im Biosphärenreservat zulässigen Einfluss des Menschen soll die Einstufung der Empfindlichkeit in „mittel“ Rechnung tragen. Die Zonierung der Biosphärenreservate folgt im Wesentlichen der Zonierung der Nationalparke. Eine Unterscheidung der Zonen hinsichtlich der Bewertung soll für das Schutzgut jedoch nicht erfolgen, weil die landschaftsbezogenen Besonderheiten über alle Zonen hinweg bestehen.

⁵⁷⁶ UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer

7. Gesamtplanbetrachtung

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- Überarbeitung der statistischen Auswertung und Betrachtung lediglich der bestätigten Maßnahmen des NEP
- Redaktionelle Anpassungen und Korrekturen
- Überarbeitung der Karte und des Textes zu den kumulativen Wirkungen in Kapitel 7.6

Für die Gesamtplanbetrachtung werden zunächst die einzelnen im NEP und O-NEP enthaltenen Maßnahmen (siehe Kapitel 7.1) dargestellt. Im Gegensatz zur Darstellung im Entwurf des Umweltberichts werden nun nur die Maßnahmen betrachtet, die von der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlich notwendig betrachtet werden. Die anschließende deutschlandweite Gesamtplanbetrachtung wird dann auf der Grundlage dieser Ergebnisse, der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen sowohl statistisch (siehe Kapitel 7.2) als auch deskriptiv (siehe Kapitel 7.3) vorgenommen. Dabei werden in der Zusammenschau die potenziellen erheblichen Umweltauswirkungen des Plans bewertet und in Zusammenhang zu anderen (nicht über Kriterien abgebildeten) Auswirkungen gesetzt. Berücksichtigt werden hier auch positive Auswirkungen, die sich bei Umsetzung des Plans voraussichtlich ergeben. Dies erfolgt sowohl für die einzelnen Schutzgüter, als auch gesamtplanbezogen.

7.1 Maßnahmenbetrachtung

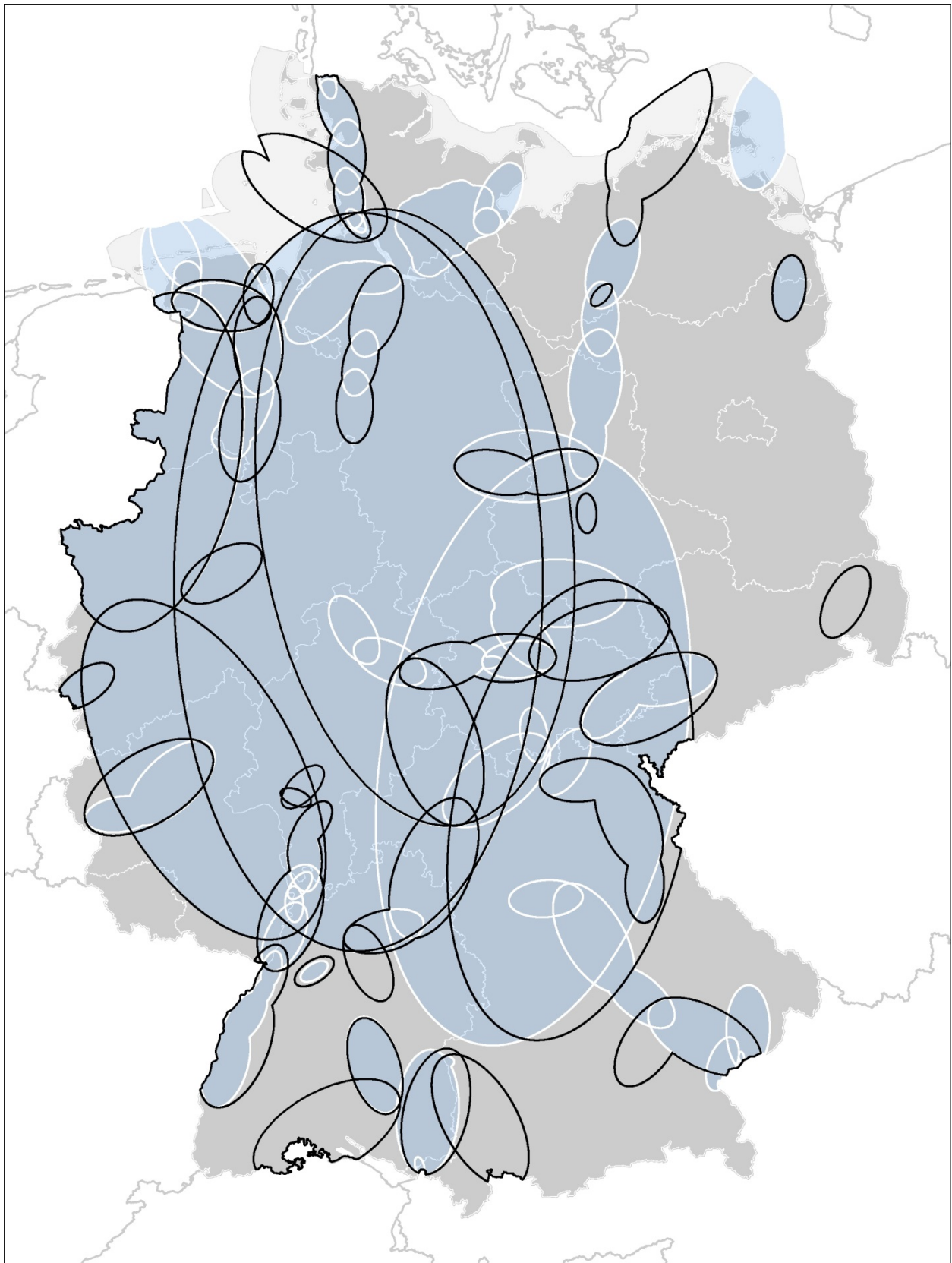
Die Strategische Umweltprüfung erfolgt für das Szenario B 2024 anhand der 64 Maßnahmen. Diese setzen sich aus 61 Maßnahmen des NEP Strom 2024 und drei Maßnahmen des O-NEP 2024 zusammen⁵⁷⁷. Das Szenario B 2024 bildet die zu erwartende Energielandschaft für das Zieljahr 2024 ab. Es verfolgt eine höhere Nutzung von Erneuerbaren Energien, zudem werden ein Anstieg der Leistung bei den Gaskraftwerken und ein Rückgang bei den Braunkohlekraftwerken prognostiziert. Die installierte Gesamtnettleistung beträgt 223,5 GW. In Szenario B 2024 liegt die installierte Nettleistung (in GW) im Bereich der konventionellen Energieträger bei 38 % von der installierten Gesamtnettleistung, bei den regenerativen Energieträgern bei 62 %, wobei die größten Nutzungspotenziale in der Photovoltaik und der Windkraft (On- und Offshore) gesehen werden.

⁵⁷⁷ Maßnahmen werden im Rahmen dieser SUP nur betrachtet, soweit sie sich nicht auf den Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone beziehen, da diesbezüglich nach § 12c Abs. 2 i.V.m. § 17a Abs. 2 EnWG auf die SUP zum Bundesfachplan Offshore des BSH verwiesen wird. Dies betrifft auch Maßnahmen, die zwischenzeitlich planfestgestellt worden sind. Die Maßnahme OST-B-1 soll laut Bestätigung des O-NEP 2024 so ausgestaltet werden, dass mit ihr eine Kapazität von 500 MW übertragen werden kann. Die Ausführung der Anbindungsleitung aus voraussichtlich zwei Anbindungssystemen mit je 250 MW steht jedoch unter folgender Maßgabe: Voraussetzung für die Zulässigkeit eines solchen Anbindungssystems ist die Ausgestaltung als Sammelanbindung, die nicht lediglich einem OWP zur Verfügung steht. Vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung wird im Rahmen des Umweltberichts die Maßnahme OST-B-1 als eine Anbindungsleitung ohne weitere Ausführungen bewertet. Es kann somit zu einer Abweichung zwischen den Angaben zur Anzahl der Maßnahmen im NEP und O-NEP und der Gesamtanzahl der hier betrachteten Maßnahmen kommen.


Insgesamt hat sich die konventionelle Erzeugung im Szenario B 2024 um 8,4 GW gegenüber dem Szenario B 2023 verringert. Die regenerative Erzeugung hat sich im Szenario B 2024 gegenüber dem Vorjahr ebenfalls um 0,9 GW verringert. Die Summe konventioneller und regenerativer Erzeugung wird damit für das Szenario B 2024 gegenüber dem Vorjahr um 9,3 GW zurückgenommen.

Die Gesamt-Übertragungskapazität des geplanten Zubau-Offshorenetzes im O-NEP beträgt 2,3 GW und die Gesamtlänge beläuft sich laut O-NEP auf rund 480 km, wovon 310 km auf HGÜ-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und etwa 170 km auf HDÜ-Netzanbindungssysteme in der Ostsee entfallen. Wie in Abbildung 35 dargestellt, erweitert sich der Gesamtuntersuchungsraum im Vergleich zu den im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) enthaltenen Vorhaben. Die Maßnahmen der jeweiligen Vorhaben werden entsprechend der in Kapitel 3 beschriebenen Methodik jeweils in einem Steckbrief überprüft. Darin werden sowohl der Ist-Zustand der Umwelt als auch die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen dargestellt und bewertet. Die Steckbriefe der Offshore-Maßnahmen unterscheiden zusätzlich noch in Umweltauswirkungen auf dem Festland sowie auf das Küstengewässer. **Diese Einzelbewertungen befinden sich im Anhang.**

Die Tabelle 18 umfasst alle im NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 enthaltenen Maßnahmen.



Legende

 Vorhaben des BBPIG


 Gesamtuntersuchungsraum des Szenario B 2024

Abbildung 35: Gesamtuntersuchungsraum und Teiluntersuchungsräume der SUP des Szenario B 2024

Die Luftliniendistanz zwischen den Netzverknüpfungspunkten dient der Orientierung über die Größe der Teiluntersuchungsräume. Eine inhaltsgleiche Tabelle – sortiert nach Maßnahmennummern – befindet sich im Anhang.

Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der zu Vorhaben zusammengefassten energiewirtschaftlich bestätigten Maßnahmen werden grundsätzlich für Freileitungen ermittelt. Zusätzlich werden die Auswirkungen der im Bundesbedarfsplan mit einem „B“ gekennzeichneten Vorhaben, die für eine teilweise Erdverkabelung im Bereich der HGÜ in Betracht kommen⁵⁷⁸, sowie die Ausführung der landseitigen Offshore-Anbindungsleitungen als Erdkabel geprüft. Die Ergebnisse dieser Bewertung werden in Kapitel 7.5.3 dargestellt.

Tabelle 18: Szenario B – Freileitungen und Seekabel

Vorläuf. Vorhaben Nummer	Maß- nahmen- Nummer	Maßnahme	A 2024	B 2024	C 2024	Luft- linien- distanz in km	Bewertung
01	A01	Emden/Ost - Osterath	x	x	x	237	C ##
02	A02	Osterath - Philippsburg	x	x	x	258	B ##
03	C05	Brunsbüttel - Großgartach	x	x	x	529	B ##
04	C06mod	Wilster - Grafenrheinfeld	x	x	x	442	A ##
05	D18	Wolmirstedt - Gundremmingen	x	x	x	427	C #
06	M51a	Conneforde - Cloppenburg/Ost	x		x	53	A #
06	M51b	Cloppenburg/Ost - Merzen	x	x	x	46	A #
07	M71	Schnee(früher Stade) - Sottrum	x	x	x	59	A #
07	M72	Sottrum - Wechold	x	x	x	30	B ##
07	M73	Wechold - Landesbergen	x	x	x	35	A #
08	M42	Süderdonn (früher Barlt) - Heide	x	x	x	25	A
08	M42a	Brunsbüttel - Süderdonn (früher Barlt)	x	x	x	10	A #
08	M43	Heide - Husum	x	x	x	36	B #
08	M44	Husum - Niebüll	x	x	x	33	B #

⁵⁷⁸ Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG). Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist. Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes: 1. § 2 Absatz 2 wird wie folgt gefasst: „(2) Die im Bundesbedarfsplan mit „B“ gekennzeichneten Vorhaben können als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes errichtet und betrieben werden. Um den Einsatz von Erdkabeln bei Pilotprojekten nach Satz 1 zu testen, können diese auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde sind die Pilotprojekte nach Satz 1 auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. [...]“

Vorläuf. Vorhaben Nummer	Maß- nahmen- Nummer	Maßnahme	A	B	C	Luft- linien- distanz in km	Bewer- tung
			2024	2024	2024		
08	M45	Niebüll - Grenze Dänemark	x	x	x	13	A #
09	M61	Hamm/Uentrop - Kruckel	x	x	x	47	B ##
10	M24a	Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle	x	x	x	88	B ##
10	M24b	Wolmirstedt - Wahle	x	x	x	87	B ##
11	M21	Bertikow - Pasewalk	x	x	x	29	A #
12	M25a	Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	x	x	x	35	B #
12	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) - Mecklar		x	x	64	B ##
13	M27	Pulgar - Vieselbach	x	x	x	88	A ##
14	M29	Röhrsdorf - Weida - Remptendorf	x	x	x	94	B ##
15	M57	Punkt Metternich - Niederstedem	x	x	x	93	A ##
17	M74	Mecklar - Grafenrheinfeld	x	x	x	109	B ##
18	M56	Redwitz – Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf	x	x	x	147	B #
19	M31	Weinheim - Daxlanden	x	x	x	64	C ##
19	M32	Weinheim - Punkt G380	x	x	x	14	C ##
19	M33	Punkt G380 - Altlußheim	x	x	x	17	C ##
19	M34	Altlußheim - Daxlanden	x	x	x	35	C ##
19	M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	x	x	x	52	B ##
20	M38a	Grafenrheinfeld - Kupferzell	x	x	x	91	C ##
20	M39	Kupferzell - Großgartach	x	x	x	41	C ##
21	M41a	Daxlanden - Kuppenheim - Bühl - Eichstetten	x	x	x	111	C ##
24	M93	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	x	x	x	54	C #
25	M95	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	x	x	x	85	B ##
30	M98	Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	x	x	x	30	A ##
31	M101	Wilhelmshaven - Conneforde	x	x	x	25	C #
32	M102	Abzweig Simbach	x	x	x	4	B #
32	M103	Altheim - Bundesgrenze Österreich	x	x	x	71	B #
32	M201	Pleinting - Bundesgrenze (AT)	x	x	x	45	B #
32	M212	Abzweig Pirach	x	x	x	22	A ##
34	M105	Emden/Ost - Conneforde	x	x	x	54	A ##
35	M106	Birkenfeld - Mast 115A	x	x		13	B ##
37	M69	Emden/Ost - Raum Halbmond	x	x	x	23	B #

Vorläuf. Vorhaben Nummer	Maß- nahmen- Nummer	Maßnahme	A 2024	B 2024	C 2024	Luft- linien- distan- z in km	Bewer- tung
38	M20	Dollern - Elsfleth/West	x	x		92	C #
39	M22a	Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt	x	x	x	92	C #
39	M22b	Parchim/Süd - Perleberg	x	x	x	35	A ##
39	M22c	Güstrow - Parchim/Süd	x	x	x	50	C #
40	M28a	Altenfeld - Schalkau	x	x	x	20	B #
40	M28b	Schalkau - Grafenrheinfeld	x	x	x	75	B ##
41	M94b	Punkt Neuravensburg - Punkt Bundesgrenze (AT)	x	x	x	7	A #
42	M54	Raitersaich - Ludersheim	x	x		35	C #
42	M350	Ludersheim - Sittling - Altheim	x	x		113	A ##
43	M49	Raum Lübeck - Siems	x	x	x	8	C #
43	M50	Raum Lübeck - Kreis Segeberg	x	x	x	33	C ##
43	M351	Raum Göhl - Raum Lübeck	x	x	x	38	A ##
44	M207	Borken - Mecklar		x	x	38	A ##
45	M352	Laustädt - Wolkramshausen - Vieselbach	x	x		140	A ##
46	M353	Borken - Twistetal	x	x		37	B ##
47	M420	Redwitz - Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)	x	x	x	36	A ##
48	15	Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Raum Halbmond	x	x	x	41	C ##
49	3	Nordsee-Cluster 1 - Grenzkorridor II - Raum Cloppenburg/Ost	x	x	x	136	C ##
50	57	Ostsee-Cluster 1, 2, 4 - Grenzkorridor I - Lubmin		x	x	69	C ##

7.2 Statistische Auswertung

Im Folgenden werden die einzelnen Bewertungsergebnisse der zugrundeliegenden Maßnahmen statistisch dargestellt und ausgewertet. Sie beziehen sich auf alle Teiluntersuchungsräume der bestätigten Maßnahmen des Szenarios B 2024 des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024. Im Wesentlichen sind von den potenziell auftretenden und auf dieser Planungsebene ermittelbaren, erheblichen Umweltauswirkungen die Schutzgüter Mensch (Siedlungsbereiche) sowie Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt (insbesondere naturschutzrechtlich hochwertige Schutzgebiete) betroffen. Dies ist das Ergebnis einer Betrachtung, die aufgrund ihres Abstraktionsgrads unter den folgenden Worst-Case-Bedingungen vorgenommen wird:

- Die zugrundeliegende Prüfung der maßnahmenbezogenen Teiluntersuchungsräume wird anhand von Flächenempfindlichkeitskriterien durchgeführt, die pauschal von einer größtmöglichen Beeinträchtigung (Worst Case) ausgehend, bewertet sind. Eine detaillierte Untersuchung im Einzelfall, z.B. bis in die Schutzzwecke der jeweiligen Schutzgebiete, findet nicht statt. So werden auch Gebiete als hochempfindlich betrachtet, bei denen eine detaillierte Untersuchung ergeben könnte, dass sie von Leitungsbauvorhaben nicht beeinträchtigt würden.
- Bedingt durch den Maßstab 1:250.000 können kleinere Abstände nicht erkannt werden. Dies führt dazu, dass partiell Betroffenheiten angenommen werden, die tatsächlich nicht vorliegen.
- Aufgrund der Abstraktion der SUP können keine Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen einbezogen werden.
- Bündelungsmöglichkeiten können ebenfalls aufgrund dieser Abstraktionsebene nicht in die Bewertung einbezogen werden, da der Bundesbedarfsplan i.d.R. nur die Netzverknüpfungspunkte verbindlich festlegt, so dass die Bewertung immer zunächst die voraussichtlichen Umweltauswirkungen eines Neubauvorhabens darstellt.
- Die Natura 2000-Abschätzung gibt Hinweise auf mögliche Beeinträchtigungen, denen auf den nachfolgenden Planungsebenen nachzugehen wäre.

Zunächst wird maßnahmenbezogen die Häufigkeit der in Tabelle 18 gezeigten Bewertungen der Umweltauswirkungen dargestellt. Dabei weisen die Buchstaben B und C darauf hin, dass ein oder mehrere unumgehbare Bereiche, in denen potenziell mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist, innerhalb der geprüften Untersuchungsräume liegen (vgl. Definition des Begriffs „Riegel“ in Kapitel 3.5.6.3).

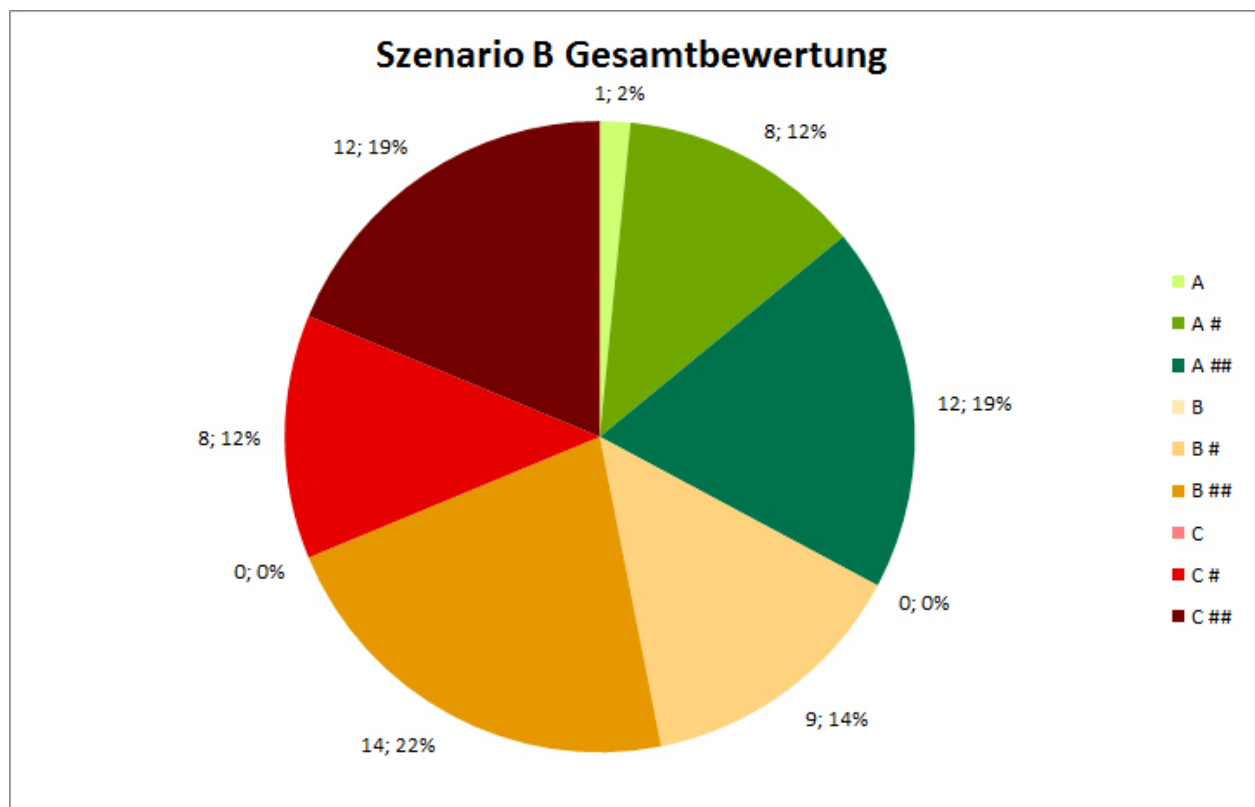


Abbildung 36: Szenario B 2024 Gesamtbewertung

Wie aus Abbildung 36 abzuleiten ist, enthalten die Teiluntersuchungsräume zu 67 % Riegel im Sinne der Definition (Buchstaben B und C). In 31 % der Fälle handelt es sich dabei um einen breiten bzw. um mehrere Riegel (Buchstabe C). 33 % der Untersuchungsräume enthalten keinen Riegel (Buchstabe A).

Die Rauten-Symbole # und ## zeigen an, in welchem Umfang in der übrigen Fläche der geprüften Teiluntersuchungsräume mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

In 2 % der Fälle sind erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter potenziell in nur geringem Umfang vorstellbar (kein Rauten-Symbol). In 38 % der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich (Symbol #) und in 60 % der Fälle ist davon auszugehen, dass erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Symbol ##). Wie einleitend dargestellt, handelt es sich hierbei um eine Worst-Case-Betrachtung.

Diese Häufigkeitsverteilung stellt sich für die einzelnen Schutzgüter des UVPG wie folgt dar (vgl. Abbildung 37):

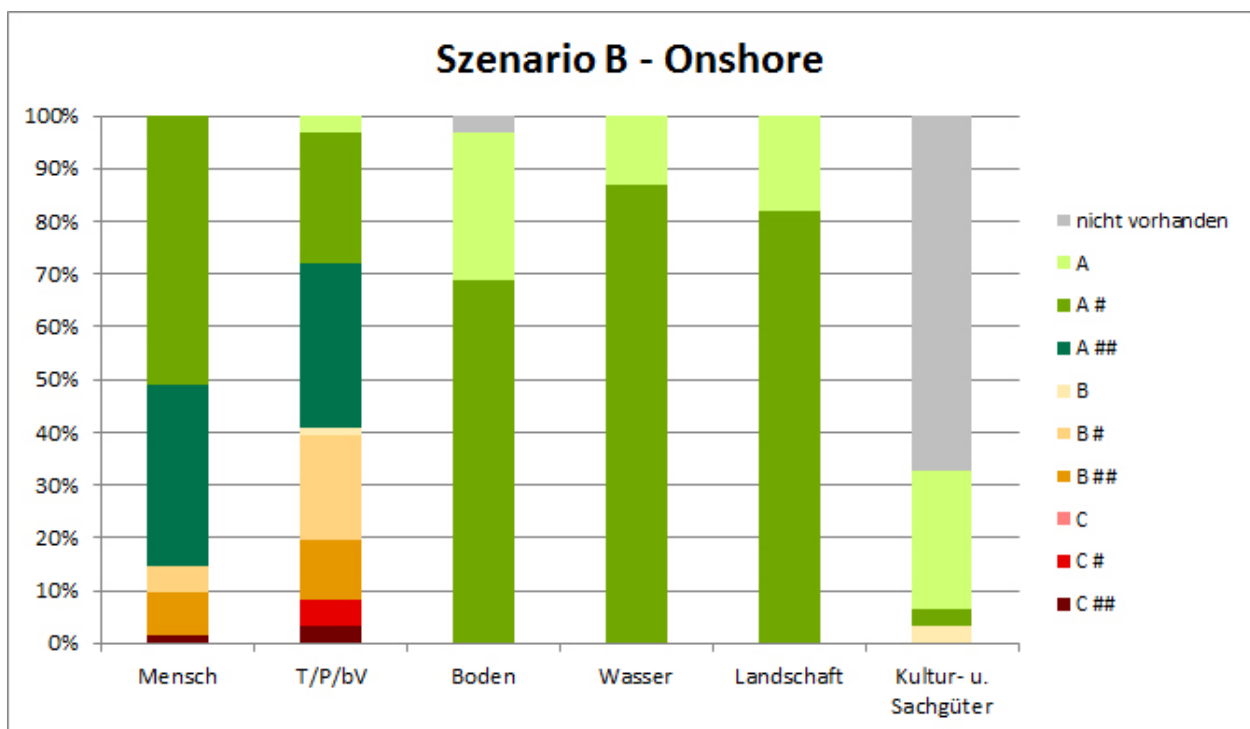


Abbildung 37: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der Maßnahmen des Szenarios B 2024 des NEP Strom 2024

Bei den bestätigten Maßnahmen des NEP 2024 zeigt sich, dass Riegel v.a. aufgrund der räumlichen Anordnung der Schutzgüter Mensch einschließlich der menschlichen Gesundheit sowie Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt gebildet werden. Zusätzlich ist darauf hinweisen, dass in vielen Fällen auch die Kombination der Bewertungen dieser beiden Schutzgüter zu einem Riegel führt. Insgesamt befindet sich der überwiegende Teil der Maßnahmen aus dem NEP hinsichtlich des Schutzgutes Mensch in der Bewertung A # (51 %) und A ## (34 %). Bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sind es ebenfalls überwiegend die Klassen A # (25 %) und A ## (19 %) sowie B # (12 %). Insgesamt bestehen bei 15 % der Maßnahmen in Bezug auf das Schutzgut Mensch Riegel. Dies liegt i.d.R. daran, dass einige der Netzverknüpfungspunkte innerhalb von

Siedlungsgebieten liegen oder unmittelbar an diese Bereiche grenzen. Bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt existieren bei 41 % der Maßnahmen aus dem NEP Riegel, welche überwiegend durch Natura 2000-Gebiete (FFH und Vogelschutzgebiete) gebildet werden.

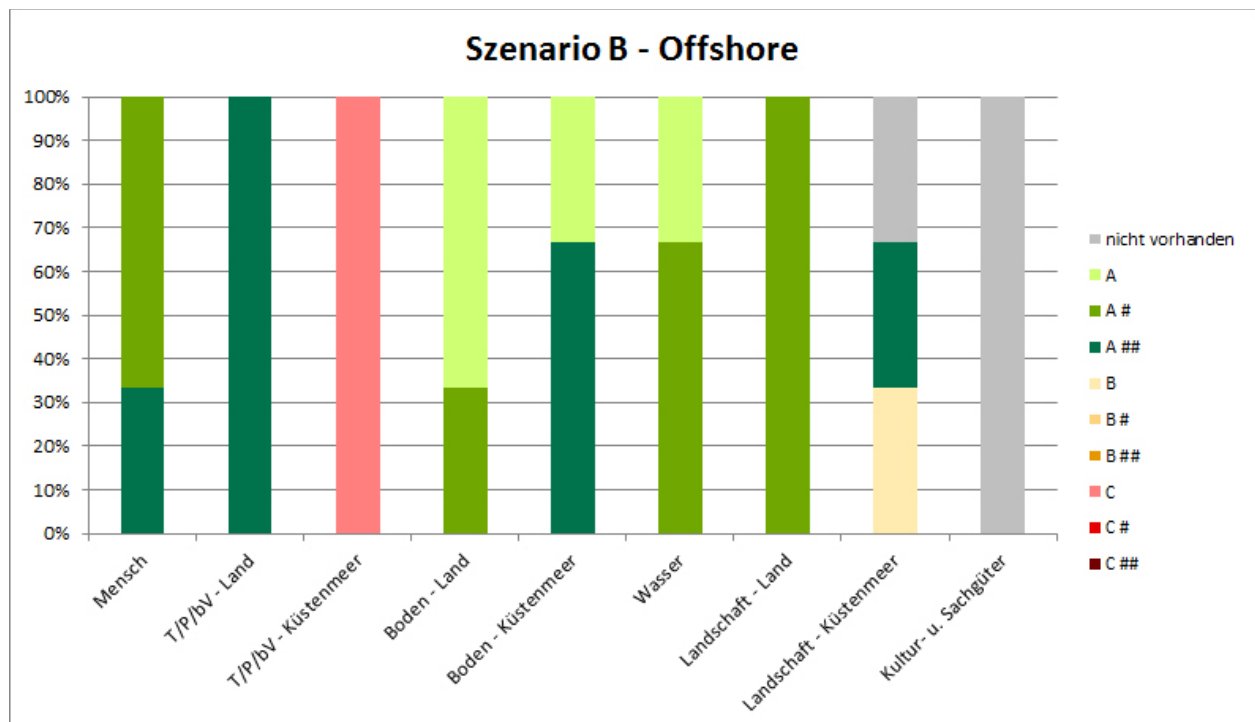


Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der land- und seeseitigen (Küstenmeer) Maßnahmen des Szenarios B 2024 des O-NEP

Bei den bestätigten Maßnahmen aus dem O-NEP 2024 sind sowohl die landseitigen als auch die seeseitigen Auswirkungen zu betrachten (vgl. Abbildung 38). Im Bereich der landseitigen Maßnahmen des O-NEP befinden sich hinsichtlich des Schutzgutes Mensch 67 % der Maßnahmen in der Bewertung A # und 33 % A ##. Die Auswirkungen auf den Menschen sind überwiegend mit den Anbindungsleitungen auf dem Festland zu begründen, die i.d.R. innerhalb oder in der Nähe von Siedlungsbereichen liegen. Die meisten Riegel in den seeseitigen Maßnahmen des O-NEP entstehen durch die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie das Schutzgut Landschaft. Bei Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt liegen 100 % der Maßnahmen (3 Maßnahmen) in der Bewertung C. Dies liegt v.a. an der sicheren Betroffenheit von im Küstenmeer gelegenen hoch empfindlichen Bereichen und geschützten Gebieten, wie z.B. dem Nationalpark Wattenmeer, sowie vielen geschützten FFH- und Vogelschutz-Gebieten entlang der Küste und auf den vorgelagerten Inseln in der Nord- und Ostsee.

7.3 Beschreibung des Untersuchungsraums und derzeitigen Umweltzustands

7.3.1 Lage des Untersuchungsraums

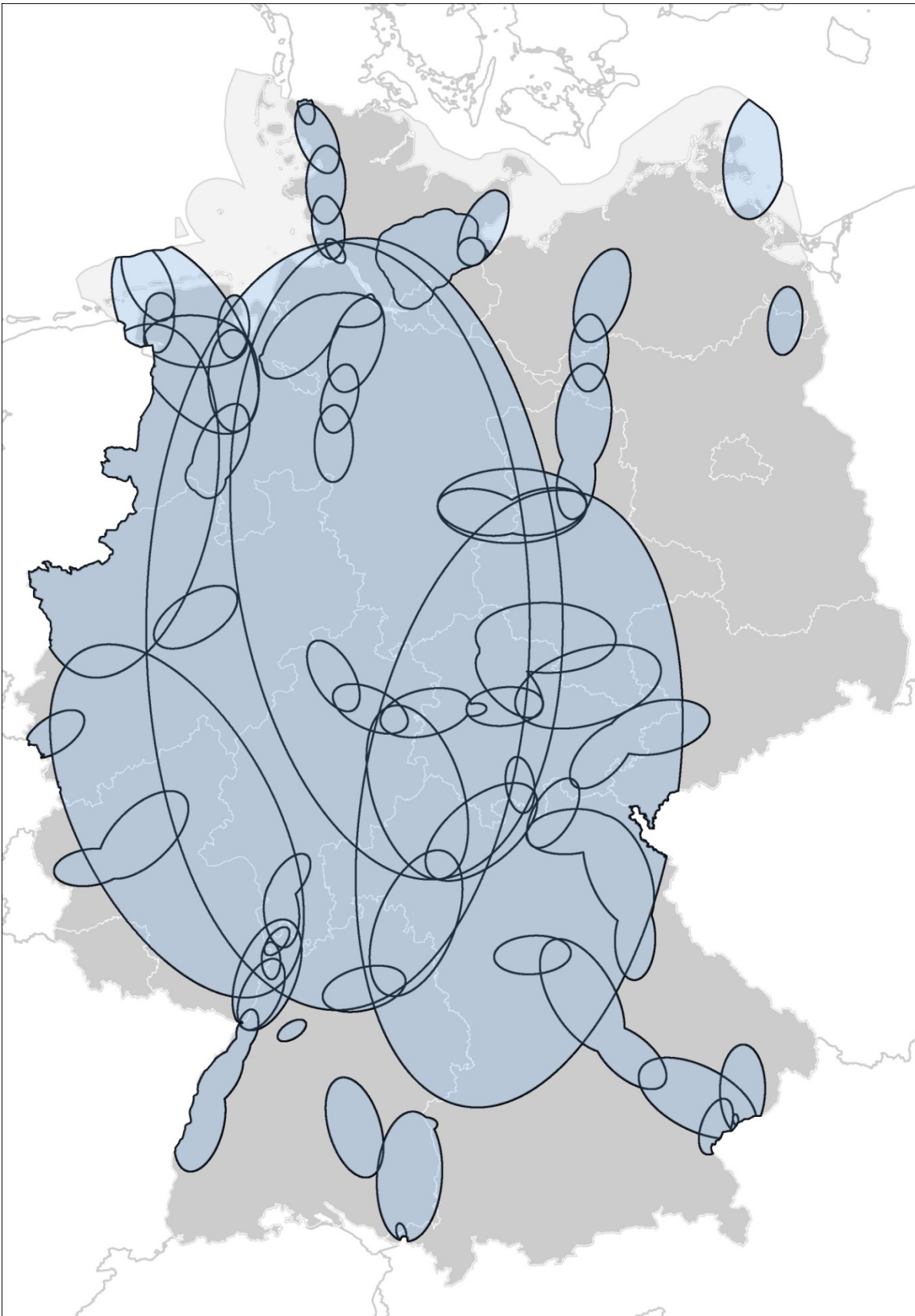


Abbildung 39: Untersuchungsräume des Szenarios B 2024

Der Untersuchungsraum des Gesamtplans ergibt sich aus der Summe der Teiluntersuchungsräume der Vorhaben des Umweltberichts. Er umfasst einen großen Teil der Bundesrepublik Deutschland.

Wie Abbildung 31 zu entnehmen ist, können potenziell alle Bundesländer, bis auf Berlin, von den bestätigten Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 betroffen sein. Die meisten Teiluntersuchungsräume befinden sich in Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg, Bayern, Thüringen, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Lediglich Brandenburg und das Saarland werden nur randlich durch einzelne Vorhaben berührt.

Die Größe und Form des Untersuchungsraums für den Gesamtplan ergibt sich aus der Form und Lage der Teiluntersuchungsräume für die voraussichtlichen Vorhaben (vgl. Abbildung 39). Da auf dieser Ebene keine Aussagen über Trassenkorridore oder konkrete Trassenverläufe getroffen werden, erfolgt die Darstellung der Teiluntersuchungsräume in Ellipsen. Dabei umschließt die Ellipse Anfangs-, ggf. Stütz- und Endpunkte (siehe Kapitel 3.2).

Die Teiluntersuchungsräume für die einzelnen Maßnahmen sind aufgrund der Distanzen der Anschlusspunkte von 1 km bis 700 km unterschiedlich groß. Die Ausdehnung der Teiluntersuchungsräume bewegt sich zwischen wenigen Hektar und großräumigen Flächen, die über mehrere Bundesländer hinwegreichen. Der erhebliche Größenunterschied der Teiluntersuchungsräume ist durch die Längendifferenzen zwischen HGÜ-Maßnahmen und HDÜ-Maßnahmen bedingt (siehe Kapitel 4.1). Eine getrennte Darstellung der HGÜ- und HDÜ-Maßnahmen zeigt, dass sich die Teiluntersuchungsräume der Vorhaben umfangreich überlagern.

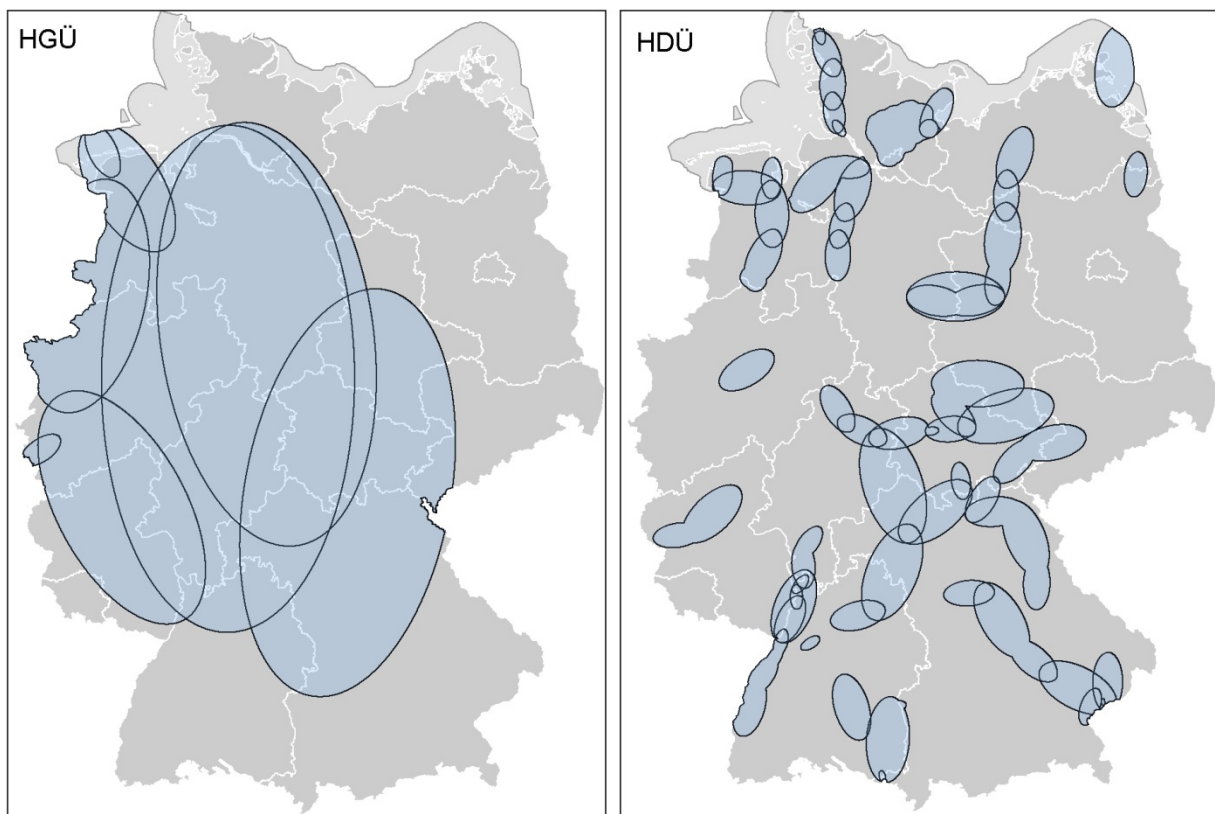


Abbildung 40: Untersuchungsräume der bestätigten HGÜ-Maßnahmen und der HDÜ-Maßnahmen

Die Teiluntersuchungsräume der Maßnahmen, die als HGÜ-Vorhaben umgesetzt werden sollen (vgl. Abbildung 40, links), überdecken Deutschland über einen Raum nördlich von Hamburg, im Westen entlang der niederländischen Grenze sowie in der Nähe der belgischen, luxemburgischen und französischen Grenze. Das Saarland wird nur im nordöstlichen Grenzbereich zu Rheinland-Pfalz angeschnitten. In der Mitte der Bundesrepublik werden die Bundesländer Hessen und Thüringen vollständig überdeckt. Im Osten überlagern die Teiluntersuchungsräume die Bundesländer Sachsen-Anhalt, sowie den westlichen Teil Sachsens mit der Region um Zwickau sowie den westlichen Leipziger Raum. Im Bundesland Bayern reichen die Teiluntersuchungsräume im Süden bis nach Augsburg, im Südosten bis nach Regensburg und in den Bayerischen Wald und enden im Osten an der Grenze zur Tschechischen Republik.

Die Teiluntersuchungsräume, die als HDÜ-Vorhaben umgesetzt werden sollen (vgl. Abbildung 40, rechts), befinden sich vermehrt in Nord-, Nordwest- und Südwestdeutschland. Insbesondere gilt dies für die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Thüringen, Baden-Württemberg und Bayern. Weitere Untersuchungsräume finden sich ebenfalls in den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Hessen und Mecklenburg-Vorpommern. Sachsen, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Bremen werden nur durch einzelne Vorhaben tangiert. Nicht betroffen sind das Saarland und Berlin.

7.3.2 Darstellung der Merkmale des derzeitigen Umweltzustands

Der derzeitige Ist-Zustand der Umwelt wird im Untersuchungsraum zunächst für die Schutzgüter einzeln beschrieben. Abschließend erfolgt die Gesamtbetrachtung in Kapitel 7.5.2.

Schutzgut Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit

Der Untersuchungsraum zeichnet sich durch einige Ballungszentren aus. Neben den Metropolen Berlin und Hamburg liegen v.a. die Metropolregionen Rhein-Ruhr, das Rhein-Main-Gebiet, die Rhein-Neckar-Region sowie am Rande auch der Großraum Stuttgart im Untersuchungsraum. Weiterhin befinden sich zahlreiche Städte auch außerhalb der genannten Regionen im Untersuchungsraum. Im ländlichen Raum ist die Siedlungsdichte geringer. In Norddeutschland treten häufiger Straßensiedlungen auf, die sich als lange schmale Siedlungen darstellen. Diese können quer zur Achse der Teiluntersuchungsräume verlaufen und sich über mehrere Kilometer hinziehen. Ein Beispiel dafür sind die sogenannten Fehnsiedlungen im Nordwesten des Untersuchungsraumes. Im Bereich der Mittelgebirge konzentrieren sich die Siedlungen auf die Talbereiche.

Die Inselbesiedlungen im Bereich des Küstenmeeres (12 Seemeilen-Zone) von Nord- und Ostsee werden durch die im O-NEP enthaltenen Maßnahmen im Untersuchungsraum der SUP berücksichtigt.

Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Der gesamte Untersuchungsraum ist von einer Vielzahl an naturschutzfachlich wertvollen Flächen geprägt, die durch den Leitungsbau beeinträchtigt werden können. Diese wertvollen Gebiete befinden sich besonders entlang von Fließ- oder stehenden Gewässern, im Bereich von Heide-, Moor- und Waldgebieten sowie im Bereich des Küstenmeeres. Großflächige Schutzgebiete erstrecken sich see- und landseitig an der Nord- und Ostseeküste, entlang der Mittel- und Unterelbe sowie im Mittelgebirgsraum. Kleinflächige Schutzgebiete sind im gesamten Untersuchungsraum zu finden.

FFH-Gebiete sind im gesamten Untersuchungsraum verteilt. Sie verlaufen u.a. flussbegleitend, beispielsweise entlang der Mittel- und Unterelbe. Ferner schützen sie oftmals Waldgebiete. Dazu zählen beispielsweise der

Hainich, der Harz, der Pfälzerwald oder das Siebengebirge. Des Weiteren zählen Heide- und Mooregebiete dazu, wie z.B. die Lüneburger Heide, die Senne, die Colbitz-Letzinger Heide und die Hannoversche Moorgeest.

EU-Vogelschutzgebiete begleiten oftmals den Flussverlauf, z.B. entlang des Ober- und Niederrheins, der Mittel- und Untereibe, der Weser, der Ems und der Donau. Daneben sind es insbesondere große Bereiche der Mittelgebirgsschwelle, z.B. das Rheinische Schiefergebirge, der Thüringer Wald, der Harz, der Vogelsberg, die Rhön und der Teutoburger Wald sowie das Südwestdeutsche Stufenland, z.B. die Schwäbische und Fränkische Alb, der Schwarzwald und der Spessart. Weitere große Bereiche gehören zum Norddeutschen Tiefland, z.B. die Mecklenburger Seenplatte, die Oberlausitz, die Hellwegbörde und die Lüneburger Heide.

Im Untersuchungsraum liegen die Nationalparke Niedersächsisches Wattenmeer, Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, Hamburgisches Wattenmeer, Jasmund, Schwarzwald, Harz, Kellerwald-Edersee, Hainich und Eifel.

Das Niedersächsische, das Hamburgische und das Schleswig-Holsteinische Wattenmeer sind nicht nur Nationalparke, sondern in Teilen auch Biosphärenreservate. Weitere im Untersuchungsraum liegende Biosphärenreservate sind Südost-Rügen, Schaalsee, Flusslandschaft Elbe, Karstlandschaft Südharz, Vessertal, Rhön und kleine Bereiche der Schorfheide-Chorin, Pfälzerwald sowie Schwäbische Alb. Naturschutzgebiete befinden sich im gesamten Untersuchungsgebiet.

Unabhängig von den Kriterien und den Schutzgebieten sind durch den Netzausbau insbesondere die Avifauna und gehölzreiche Biototypen, wie Wälder, besonders betroffen (vgl. Kapitel 4.2.2), so dass ihre Bestandssituation von besonderer Bedeutung ist.

Für die Beschreibung und Bewertung von Umweltwirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt kann die Avifauna als Indikator dienen. Die Vogelartenvielfalt hängt deutlich von der naturräumlichen Ausstattung ab. Aktuelle Ergebnisse zeigen eine Zunahme der Anzahl der Brutvogelarten von Südwest- nach Nordost-Deutschland. Insbesondere die Flussniederungen der mittleren Elbe, der Oder und die gewässerreichen Regionen der Nordostdeutschen Tiefebene zeichnen sich durch eine vergleichsweise reichhaltige Vogelartenvielfalt aus. In Deutschland werden 42 % der heimischen Arten als mindestens „gefährdet“ eingestuft, weitere 8 % stehen auf der Vorwarnliste der Roten Liste des IUCN⁵⁷⁹. Artenreiche Lebensräume mit hohem Anteil an gefährdeten Vogelarten sind nicht gleichmäßig über Deutschland verteilt, sondern konzentrieren sich auf die Küsten und die Alpen sowie auf die gewässerreichen Regionen in Ostdeutschland. Sie sind v.a. in den naturnahen Auenbereichen der Mittelelbe und der Oder sowie des nördlichen Oberrheins zu finden.⁵⁸⁰

Deutschland ist „das Drehkreuz eines Kontinente übergreifenden Wasservogelzuges“⁵⁸¹. Insbesondere das Wattenmeer und die Ostseeküste haben eine herausragende internationale Bedeutung für rastende

⁵⁷⁹ Wahl, J. et al. (2010): S. 26

⁵⁸⁰ Wahl, J. et al. (2010): S. 7

⁵⁸¹ Wahl, J et al. (2011): S. 6

Wasservögel. Im Binnenland beherbergen v.a. die großen Seen und die Niederungsgebiete Norddeutschlands sowie der Bodensee und die Voralpenseen außergewöhnlich hohe Rastansammlungen.⁵⁸²

Große Bereiche des Untersuchungsraums sind Wald. Die Waldfläche der Bundesrepublik Deutschland umfasste 107.495 km² (zum Stichtag 31.12.2009).⁵⁸³ In Bereichen der großen Verdichtungsräume, wie dem Ruhrgebiet und in intensiv landwirtschaftlich genutzten Gebieten, wie der Magdeburger Börde liegen weniger Waldanteile. Überdurchschnittlich viele Waldflächenanteile befinden sich in den siedlungsarmen, für eine intensivere Landwirtschaft weniger geeigneten Mittel- und Hochgebirgslagen, etwa dem Harz, dem Thüringer Wald, dem Sauerland, der Eifel, dem Schwarzwald und in den Alpen. Den Waldflächen kommt neben Heide, Wasser und Moorflächen ein besonderer ökologischer Stellenwert zu, da sie vielfältige, für das Ökosystem zentrale Funktionen erfüllen, wie die Grundwasserneubildung, die Luftfilterung und den Erosionsschutz. Zudem sind die Wälder Lebensraum zahlreicher Tiere und Pflanzen. Gleichwohl sind nicht alle Waldflächen naturnah bewirtschaftet und weisen daher unterschiedlich hohe Bedeutungen für diese Lebensraumfunktion auf.

Neben dem Festland wird auch der Bereich des **Küstenmeeres** von Nord- und Ostsee in die SUP einbezogen. Hierbei zeigt sich, dass insbesondere an der Nordseeküste sowie um Fehmarn und Rügen in der Ostsee, große Bereiche geschützt sind, häufig durch FFH- und Vogelschutzgebiete. In der Nordsee überlagern sich die unterschiedlichen Schutzgebietstypen, wie Nationalparke, Naturschutzgebiete und UNESCO-Weltnaturerbestätte, großflächig. Sie bilden in der Nordsee einen nahezu der gesamten Küste vorgelagerten Schutzgebietsstreifen. Auch in der Ostsee spielen diese Schutzgebietstypen eine Rolle, überlagern sich aber nicht genauso umfangreich. Zusätzlich erstrecken sich VS-Gebiete, IBA und Ramsar-Gebiete auch landseitig der Küste.

Schutzgut Boden

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden befinden sich überwiegend in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Sie sind v.a. entlang von Flüssen und in Tälern zu finden. Auffällig ist hierbei die Lage an Rhein, Elbe, Weser, Saale und Donau mit ihren Nebenflüssen sowie der Treene. Zudem sind im Norden auch Moore und Feuchtgebiete zu finden. Aufgrund ihrer Lage in den Flussauen sind die Böden dort in ähnlichen Gebieten wie Natura 2000-Gebiete betroffen. Innerhalb des Küstenmeeres erstrecken sich die feuchten, verdichtungsempfindlichen Böden ausschließlich in der Nordsee und dort, hauptsächlich als Wattböden, der Küste vorgelagert bis auf Höhe der Inseln. Die erosionsempfindlichen Böden liegen v.a. in Mittel- und Hochgebirgen. Entsprechend gestaltet sich ihre Verteilung. So befinden sich diese Böden v.a. in den mittleren und südlichen Bereichen des Untersuchungsraumes, vom Weserbergland, dem östlichen Hessischen Bergland, dem Thüringer Wald, der Rhön bis hin zur Fränkischen und Schwäbischen Alb sowie am Alpenrand. Weiterhin finden sich solche Böden teilweise im Hunsrück und der westlichen Eifel. Zu erosionsempfindlichen Böden zählen auch trockene Sandböden der Dünengebiete an Nord- und Ostsee.

Die Kriterien „Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil“ sowie „Bereiche mit starker Sedimentwanderung“ gelten ausschließlich im Küstenmeer und nicht auf dem Festland. Erstgenannte treten in der Nordsee nur sehr vereinzelt, nördlich von Borkum und rund um Helgoland auf. In der Ostsee ist die Fläche dieses Kriteriums deutlich größer ausgeprägt. Nordöstlich von Warnemünde sowie entlang der Küste von Rügen befinden sich

⁵⁸² Wahl, J et al. (2011): S. 4

⁵⁸³ Internetseite Umweltbundesamt (UBA) (2011)

größere einzelne, zum Teil auch zusammenhängende Bereiche. Die Bereiche mit starker Sedimentwanderung konnten vorrangig im Küstenmeer der Nordsee ausgemacht werden, hier hauptsächlich in den Mündungsbereichen der größeren Flüsse Elbe, Weser und Ems. Zusätzlich liegen diese Bereiche als Seegatten zwischen den Ostfriesischen Inseln und vor der Schleswig-Holsteinischen Küste.

Schutzgut Wasser

Grundwasser ist, als wichtigste Grundlage der Trinkwasserversorgung, aber auch als Standortfaktor für die Natur, in Deutschland nahezu flächendeckend vorhanden. Die als Kriterium betrachteten Wasserschutzgebiete sind entsprechend der vorwiegend dezentralen Struktur der Trinkwasserversorgung meist kleinräumig über das gesamte Untersuchungsgebiet verteilt. Regional verstärkt treten sie im Umfeld der Oberflächengewässer auf, die der Trinkwasserversorgung dienen, so z.B. im Harz (südwestlich Goslar), im Bergischen Land sowie in der Schwäbischen Alb. Die Oberflächengewässer aller zehn Flussgebiete gem. WRRL⁵⁸⁴ befinden sich im Untersuchungsraum: Donau, Rhein, Maas, Ems, Weser, Elbe, Eider und Schlei-Trave und untergeordnet auch der Oder. In diesen Flussgebieten sind v.a. die namensgebenden Flüsse, aber auch Flüsse und Bäche kleinerer Größenordnung gelegen. Wichtigste Nebenflüsse der Hauptvorfluter sind dabei z.B. Neckar, Main, Mosel oder Saale. In der norddeutschen Tiefebene prägt ein sehr dichtes Netz von zahlreichen zur Entwässerung angelegten Gräben das Gewässernetz. Im Mittelgebirge verlaufen die Flüsse und Bäche entsprechend der Topografie überwiegend in Nord-Süd-Richtung und damit überwiegend in Längsrichtung zur möglichen späteren Trassenplanung. In der Oberrheinebene verlaufen die Flüsse und Bäche, die auf den Rhein zuströmen, überwiegend in Querrichtung zur möglichen späteren Trassenplanung. Große stehende Gewässer, Küstengewässer (z.B. das Wattenmeer) und breite Flussmündungen, sog. Übergangsgewässer, stellen einen Sonderfall dar. In diesen Fällen kommt zusätzlich zu einer möglichen Schutzgutbetroffenheit, dass diese auch besondere bauliche Anforderungen an den Leitungsbau stellen, sofern sie nicht umgangen werden können. Neben der Nord- und Ostsee sind hier die großen Seen im Untersuchungsgebiet und die Mündungen der Elbe, Weser und Ems zu nennen.

Schutzgüter Klima und Luft

Die Schutzgüter Klima und Luft können auf Ebene des Bundesbedarfsplans nicht sachgerecht in Kriterien für eine Maßnahmen- bzw. Vorhabenprüfung abgebildet und räumlich so differenziert betrachtet werden, wie es für andere Schutzgüter möglich ist. Dies liegt u.a. daran, dass erst in Kenntnis lokaler Gegebenheiten Beeinträchtigungen für Klima und Luft in den bodennahen Luftschichten unter mikroklimatischen Aspekten untersucht werden können. Die Merkmale der Schutzgüter Klima und Luft werden für den Untersuchungsraum basierend auf den Zielen des Umweltschutzes (siehe Kapitel 5) dargestellt. Die bestehenden klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung verdeutlichen mit den Beschlüssen zum Energiekonzept⁵⁸⁵ und zum Energiepaket 2011⁵⁸⁶, dass dem Netzausbau für den Ausbau erneuerbarer Energien und damit auch für das Erreichen der klimapolitischen Ziele eine zentrale Bedeutung zukommt. Derzeit entfällt auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe in Kraftwerken zur Energieerzeugung oder im Verkehr rund 80 % der Treibhausgasemissionen. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen ist eng an den Emissionsverlauf von Kohlendioxid (CO₂) gekoppelt. Insgesamt nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase zwischen 1990 und 2010 um über 22 % ab. Dies wurde bei den verbrennungsbedingten

⁵⁸⁴ RL 2000/60/EG

⁵⁸⁵ Bundesregierung (2010)

⁵⁸⁶ Bundesregierung (2011)

Emissionen durch Brennstoffumstellung sowie durch Erhöhung der Energieeffizienz und technischer Wirkungsgrade erreicht. Die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft betragen für das Jahr 2010 rund 339 Mio. t und hatten mit rund 42 % den größten Anteil der CO₂-Emissionen⁵⁸⁷.

Weiterhin werden mit dem zunehmenden Einsatz Erneuerbarer Energien, der mit einem raschen Netzausbau einhergehen muss, auch die Emissionen von Luftschadstoffen reduziert, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen. Hierbei handelt es sich v.a. um die in der 13. BImSchV geregelten Stoffe Staub, Quecksilber (Hg), Stickoxide (NO_x), Schwefeloxide (S_xO_y) sowie Schwermetalle zuzüglich des sekundär gebildeten Ozons (O₃).

Das Göteborg-Protokoll legt für die Unterzeichnerstaaten (u.a. Deutschland) Grenzen für die jährlichen Emissionen der geregelten Schadstoffe (Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x), Ammoniak (NH₃) und flüchtige organische Verbindungen (*volatile organic compounds*, VOC)) für das Jahr 2010 (Bezugsjahr für die prozentuale Reduktion: 1990) fest. Für Deutschland bedeutete dies für SO₂ eine Reduktion um 90 % auf 520.000 t pro Jahr und für NO_x um 60 % auf 1.051.000 t pro Jahr. Das Ziel für SO₂ wurde, anders als das für NO_x, erreicht.^{588 589} Das Umweltbundesamt veröffentlicht regelmäßig eine Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland⁵⁹⁰. Demnach wurden 2011 41 % der Emissionen an Schwefel- und Stickoxiden sowie Ammoniak, die aufgrund ihrer säurebildenden Eigenschaften negative Wirkung auf andere Schutzgüter haben, von der Energiewirtschaft verursacht. Von den 2011 in Deutschland emittierten 90.000 t Feinstaub gingen 13 % auf die Energiewirtschaft zurück. Der Anteil der Energiewirtschaft an der Emission von 207.600 t flüchtiger organischer Kohlenstoffverbindungen ohne Methan (*non methane volatile organic compounds*, NMVOC), zu denen auch krebserregende Stoffe gehören, betrug 7,4 %.

Neben den Daten zur Emissionssituation wird der Ist-Zustand der Lufthygiene durch Messwerte überwacht. Im Ergebnis unterscheiden sich die gemessenen Werte in ländliche, städtische und verkehrsnahen Werte. Sie werden als Hintergrundwerte bezeichnet, da sie nicht direkt neben einer emittierenden Anlage erhoben wurden.

Das Umweltbundesamt gibt für die vergangenen Jahre eine Übersicht der Messergebnisse⁵⁹¹: Demnach liegt für Feinstaub (PM₁₀) der ländliche Hintergrundwert der Jahresmittelwerte bei ca. 15 bis 20 µg/m³, der städtische Hintergrundwert bei ca. 20 bis 25 µg/m³, der verkehrsnahen Hintergrundwert bei ca. 25 bis 30 µg/m³, in der Tendenz fallend. Für SO₂ liegt der ländliche Hintergrundwert der Jahresmittelwerte bei ca. 10 bis 15 µg/m³, der städtische Hintergrundwert bei ca. 20 bis 25 µg/m³ und der verkehrsnahen Hintergrundwert bei ca. 40 bis 45 µg/m³, Tendenz fallend. Die höchsten Vorbelastungen treten demnach in der Nähe von Verkehrsinfrastrukturen sowie in den Ballungsgebieten auf.

⁵⁸⁷ Internetseite Umweltbundesamt: Daten zur Umwelt. Emissionen ausgewählter Treibhausgase nach Quellkategorien.

⁵⁸⁸ Internetseite Umweltbundesamt: Grafik Luftschadstoffindex der Emissionen.

⁵⁸⁹ Internetseite Umweltbundesamt: Luftverunreinigungen -Emissionen säurebildender und eutrophierender Stoffe.

⁵⁹⁰ Umweltbundesamt (UBA) (2013)

⁵⁹¹ Umweltbundesamt (UBA) (2012)

Schutzgut Landschaft

Nationalparke und UNESCO-Welterbestätten „Kulturlandschaft“, die als hoch empfindlich eingestuft wurden (siehe Kapitel 6), finden sich nur vereinzelt im Untersuchungsraum des Festlandes. Allerdings liegen großflächig weitere Nationalparke im zum Untersuchungsraum zählenden Bereich des Küstenmeeres. Es befinden sich 10 von 15 bundesweit ausgewiesenen Nationalparks im Untersuchungsraum. Von den UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz Kulturlandschaft liegen das Obere Mittelrheintal und das Gartenreich Dessau-Wörlitz im Untersuchungsraum.

Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete (LSG), Naturparke und unzerschnittene verkehrsarme Räume (UZVR), die als mittel empfindlich eingestuft wurden (siehe Kapitel 6), verteilen sich im gesamten Untersuchungsraum. Sie erstrecken sich auch großflächig auf das Küstenmeer der Nordsee. In der Ostsee liegen derart eingestufte Flächen im Bereich des Greifswalder Boddens sowie im Stettiner Haff. Auffällig ist, dass sie vielfach großflächig ausgeprägt sind. Die UZVR häufen sich im Nordosten des Untersuchungsraums. Der überwiegende Teil der ausgewiesenen Biosphärenreservate liegt im Gesamtuntersuchungsraum. Die Verteilung der LSG variiert je nach Bundesland: So sind in Nordrhein-Westfalen sehr viele Gebiete als LSG gekennzeichnet, wohingegen beispielsweise Hessen vornehmlich linienhaft ausgeprägte Gebiete entlang von Fließgewässern als LSG ausgewiesen hat.

Schutzgüter Kulturgüter und sonstige Sachgüter

Die als hoch empfindlich eingestuften UNESCO-Weltkulturerbestätten sind punkthaft ausgeprägt und im Untersuchungsraum weit verbreitet. Einen Sonderfall stellt der obergermanisch-rätische Limes dar. Dieser ist ungefähr 550 km lang, beginnt südlich von Bonn in Rheinland-Pfalz und endet nahe Regensburg. Er erstreckt sich über Rheinland-Pfalz, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern und besteht aus zahlreichen Einzelabschnitten mit Fragmenten der antiken Grenzanlage. Die UNESCO-Welterbestätten befinden sich überwiegend innerhalb von Stadtgebieten oder an deren Rand. Auf diese Weise sind sie zusätzlich durch die Empfindlichkeitskategorie der Siedlungsflächen erfasst.

7.3.3 Gesamtbetrachtung des Ist-Zustands einschließlich Wechselwirkungen

Der Gesamtuntersuchungsraum erstreckt sich auf große Teilbereiche der Bundesrepublik Deutschland, der Nord- und Ostseeküste und des Küstenmeeres. Somit können viele Regionen durch den künftigen Netzausbau potenziell betroffen sein. Es bestehen größere Bereiche, in denen sich Kriterien hoher Empfindlichkeitskategorien besonders häufen.

Dies sind v.a. die Gebiete entlang der Flüsse. Hier reihen sich häufig große Siedlungs- und Ballungsräume (z.B. Hamburg, das Ruhrgebiet oder auch die Rhein-Main-Schiene) und Flächen mit hoher naturschutzfachlicher Wertung, insbesondere FFH-Gebiete, aneinander. Auch die Schutzgüter Boden und Wasser weisen in diesen Bereichen häufig empfindliche Bereiche auf. Der Untersuchungsraum ist geprägt von Flusslandschaften und einer heterogenen Landschafts- und Bodenstruktur, u.a. entlang der Donau, des Rheins mit dem Rheinland, der Weser mit Bremen und der Elbe mit Hamburg. Im Fall des Oberen Mittelrheintals kommt zusätzlich noch die großflächige Ausweisung als UNESCO-Welterbe Kulturlandschaft hinzu. Weiterhin gibt es die Verbindung von sehr dicht besiedelten Gebieten mit Flächen hoher naturschutzfachlicher Wertung (ohne Gewässerbezug). Beispiele stellen insbesondere neben der Oberrheinebene bis hin zum Rhein-Main-Gebiet, das Ruhrgebiet in Verbindung mit der östlich daran anschließenden Bördelandschaft und die Großräume Stuttgart und Nürnberg dar, die an großflächige naturschutzfachlich geschützte Gebiete im Bereich der schwäbischen bzw. fränkischen Alb anschließen.

Aber auch in dünner besiedelten Bereichen, v.a. im deutschen Mittelgebirge, befinden sich mittelgroße zusammenhängende Flächen mit hoher naturschutzfachlicher Wertigkeit, beispielsweise die Rhön und der Vogelsberg. Besonders hervorzuheben sind der Limes als 550 km lange UNESCO-Weltkulturerbestätte sowie die sehr großflächigen naturschutzfachlichen Bereiche in den Küstengewässern (Nationalparke Wattenmeer). Im Umfeld der Netzverknüpfungspunkte befinden sich häufig Siedlungsbereiche. Dies ist durch das an die Versorgungsschwerpunkte angepasste Stromnetz bedingt. Folgerichtig beginnen und enden viele Maßnahmen im Bereich der großen Ballungsgebiete, v.a. im Umfeld von Hamburg sowie im Rhein-Main- und im Rhein-Neckar-Raum.

Bei der Beschreibung der Wechselwirkungen geht es um die Wirkungen, die durch eine gegenseitige Beeinflussung der Schutzgüter entstehen. Im Umweltbericht werden Wechselwirkungen bereits bei der Beschreibung und Bewertung der einzelnen Schutzgüter in Kapitel 4.2 berücksichtigt. Durch die direkte Wirkung von Vorhaben werden in der Umwelt Prozesse ausgelöst oder verändert, die zu indirekten Auswirkungen führen können. Dabei können diese Prozesse räumlich und zeitlich versetzt, abgeschwächt oder verstärkt auftreten.⁵⁹² Die im Rahmen des Netzausbaus möglichen entscheidungserheblichen Wechselwirkungen hängen von der verwendeten Technologie (z.B. Freileitung oder Erdkabel) und den örtlichen Rahmenbedingungen ab, da sich die Eingriffsintensitäten unterschiedlich ausprägen können. Grundsätzlich stehen die einzelnen Schutzgüter in mannigfaltigen Wechselbeziehungen zueinander und miteinander. Die nachfolgende Darstellung erfolgt daher exemplarisch und nicht abschließend.

Das Schutzgut Mensch steht in vielfältiger Beziehung zu den übrigen Schutzgütern. So sind die Schutzgüter Boden und Wasser die Lebensgrundlage und u.a. für die Rohstoffgewinnung sowie die Ver- und Entsorgung von Trink- bzw. Brauchwasser bedeutend. Zwischen dem Schutzgut Mensch und Landschaft bestehen insofern Beziehungen, als dass das Schutzgut Landschaft Potenziale für die Erholung, das Landschaftserleben sowie das Landschaftsbild aufzeigt und das Wohlbefinden beeinflussen kann. Die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt stehen in verschiedenen Beziehungen mit den Schutzgütern Boden, Wasser und Landschaft. Die Landschaft dient der Lebensraumstruktur. Wasser und Boden stellen sowohl Teil des Lebensraums, als auch die Lebensgrundlage dar, so dass Eingriffe oder bau- und anlagenbedingte Wechselwirkungen z.B. Auswirkungen auf das Nahrungsangebot, die Größe des Lebensraumes sowie den Boden- und Wasserhaushalt haben, und somit beispielsweise das Artenvorkommen verändern können. Die Schutzgüter Wasser und Boden stehen ebenfalls in enger Wechselwirkung zueinander, da sich das Puffer- und Speichervermögen sowie die Permeabilität des Bodens direkt auf den Grundwasserhaushalt auswirken. So verändert eine Versiegelung des Bodens nicht nur den Boden selbst, sondern hat zur Folge, dass die Abfluss- und Grundwasserneubildungsfunktion in diesem Bereich eingeschränkt oder gar verhindert wird. Änderungen des Bodenwasserhaushaltes können bei bestimmten Böden, wie z.B. Mooren und Moorböden, auch die Freisetzung von Treibhausgasen zur Folge und damit Auswirkungen auf das Schutzgut Klima und Luft haben. Wenn Gehölzstrukturen bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt geändert werden, z.B. gerodet werden, wirkt sich dies einerseits auf das Schutzgut Landschaft aus, indem es das Landschaftsbild und die Lebensraumstrukturen verändert, andererseits hat es zudem weitreichende Folgen

⁵⁹² Rasmus, J. et al. (2001): S. 80

für die Schutzgüter Wasser und Boden, da hierdurch z.B. die Verdunstung von Wasser der Tier- und Pflanzenwelt, sowie der Bodenoberfläche⁵⁹³ modifiziert wird.

Erhebliche Umweltfolgen der möglichen Wechselwirkungen sind aufgrund der abstrakten Ebene des Bundesbedarfsplans und der unterschiedlichen potenziellen Betroffenheit der Schutzgüter im Untersuchungsraum nur schwer zu ermitteln. Die dargestellten Verflechtungen der Schutzgüter machen aber deutlich, dass sich die umweltbezogene Bewertung nicht nur auf einzelne Umweltmedien erstreckt, sondern auch die Wechselwirkungen innerhalb der Schutzgüter sowie die Auswirkungen auf die Umwelt als Ganzes einschließt. Es ergibt sich die Notwendigkeit eines ökosystemaren Denkansatzes, der eine Gesamtbetrachtung des Ökosystems Umwelt vornimmt, aber auch Kumulationen von Vor- und Zusatzbelastungen sowie synergetische Reaktionen berücksichtigt.⁵⁹⁴

Vor dem Hintergrund des derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstands und der Komplexität der Zusammenhänge sind der Betrachtung der Wechselwirkungen Grenzen gesetzt. Eine umfassende ökosystemare Darstellung kann aufgrund fehlender Grundlagen und Modelle nicht im Rahmen des Umweltberichts auf Ebene des Bundesbedarfsplans erarbeitet werden. Daher gilt es, auf den nachfolgenden Planungsebenen die Wirkungszusammenhänge sorgfältig zu betrachten, wenn die Details der jeweiligen Vorhaben sowie die genaue Betroffenheit der einzelnen Schutzgüter abzusehen sind.⁵⁹⁵

7.4 Entwicklung des Umweltzustands bei Nichtdurchführung des Plans

Neben der Darstellung der Merkmale der Umwelt und des derzeitigen Umweltzustands ist gemäß § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 3 UVPG auch dessen voraussichtliche Entwicklung bei Nichtdurchführung des Plans darzulegen. Dies wird auch als Status Quo Prognose bezeichnet und beschreibt die Entwicklung des Umweltzustands innerhalb des Prognosezeitraums ohne Verwirklichung des Plans. Dies dient der Begründung des Planerfordernisses, indem die Status Quo Prognose einen Referenzzustand für die Ermittlung der plan- oder programmbedingt zu erwartenden Umweltauswirkungen umschreibt.⁵⁹⁶

Der konkrete Untersuchungsauftrag ergibt sich aus der ausschließlichen Bindung der SUP an das Verfahren zur Aufstellung oder Änderung des Plans, § 2 Abs. 4 S. 1 UVPG. Abstrakt ökologische Fragestellungen sind nicht zu untersuchen, sondern ausschließlich Umweltauswirkungen, die aus der Durchführung des Plans bzw. Programms resultieren, und nach dem Fachrecht relevant sein können.⁵⁹⁷ Dieser Untersuchungsauftrag wird weiterhin dadurch begrenzt, dass einerseits in mehrstufigen Zulassungsprozessen bestimmt wird, auf welcher Ebene die bestimmten Umweltauswirkungen schwerpunktmäßig geprüft werden, § 14f Abs. 3 S. 1 UVPG, und andererseits der Umweltbericht nur die Angaben beinhalten soll, die mit zumutbarem Aufwand ermittelbar sind, § 14f Abs. 3 S. 2 UVPG.

⁵⁹³ Der Fachbegriff für die Summe aus Transpiration und Evaporation, also der Verdunstung von Wasser der Tier- und Pflanzenwelt, sowie der Bodenoberfläche ist Evapotranspiration.

⁵⁹⁴ Kment (2012) In: Hoppe (2012): S. 460, § 14g UVPG Rdn. 88.

⁵⁹⁵ Rassmus, J. et al. (2001): S. 112ff.

⁵⁹⁶ Kment (2012) In: Hoppe (2012): S. 456, § 14g UVPG Rdn. 30.

⁵⁹⁷ Wulfhorst R. (2013): § 14g UVGP, Rdn. 26.

Der Bundesbedarfsplan basiert auf dem nationalen NEP Strom 2024 und O-NEP 2024, welche alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§§ 12b Abs. 1, 17b Abs. 1 EnWG). Demzufolge ist der Zeitraum, für den die Entwicklung des Umweltzustands für den diesjährigen Bundesbedarfsplan-Entwurf zu prognostizieren ist, der Zeitraum bis 2024. Innerhalb eines so langen Planungszeitraums ist es schwierig, verlässliche Prognosen über den zukünftigen Umweltzustand abzugeben. Weitergehende Ermittlungen über den aktuellen Ist-Zustand hinaus sind nur dann erforderlich, wenn vorhersehbare „wirtschaftliche, verkehrliche, technische oder sonstige Entwicklungen zu erwarten sind, die zu einer erheblichen Veränderung des Ist-Zustandes führen können“⁵⁹⁸. Dies erscheint unter der Berücksichtigung der Größe des Untersuchungsraums, der Länge des Prognosezeitraums und der Vielzahl der in diesem Raum und in dieser Zeit auftretenden möglichen Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern nicht mit zumutbarem Aufwand ermittelbar.

Aufgrund der Größe und Heterogenität des Untersuchungsraums ist es auf dieser Ebene zudem nicht möglich, die Entwicklung des Umweltzustandes unter Berücksichtigung der Veränderungen der Hintergrundbelastungen zu betrachten. Anhaltspunkte über die Entwicklung des Umweltzustands und der relevanten Umweltziele könnten sich aus nationalen und europäischen Zielvorgaben und Strategien ergeben. Ob sich diese tatsächlich in dem zehnjährigen Betrachtungszeitraum realisieren lassen, und auf der Ebene des Bundesbedarfsplans zu signifikanten Veränderungen des Umweltzustandes führen werden, lässt sich nicht hinreichend genau vorhersagen.

Neben den Prognoseproblemen zeigt sich damit, dass die Status Quo Beschreibung auf der Ebene des Bundesbedarfsplans auf erhebliche Probleme stößt. Der mit der Bundesbedarfsplanung einhergehende Abstraktionsgrad schränkt die Status Quo Beschreibung ein. Anderenfalls müsste jede wahrscheinliche Variante der geplanten Maßnahmen über jeden wahrscheinlichen Trassenverlauf beschrieben werden. Aufgrund der Größe der Untersuchungsräume, die teilweise große Flächenteile des Bundesgebietes abdecken, ist dies nicht zu leisten. Gleichzeitig ist sie unzumutbar, da unzählige Trassenkorridore und deren Auswirkungen beschrieben werden müssten, die nicht gebaut werden. Gemäß § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 4 UVPG sind ebenfalls die derzeitigen, für den Plan bedeutsamen Umweltprobleme anzugeben. Damit sind Vorbelastungen gemeint, die sich zum Zeitpunkt der Planung bereits innerhalb des Untersuchungsraums feststellen lassen, sowie zukünftig zu erwartende Belastungen, die bereits in aufgestellten Plänen und Programmen angelegt sind, und möglicherweise auch kumulativ wirken können.⁵⁹⁹ Insbesondere sind solche Umweltprobleme zu beschreiben, die sich auf ökologisch empfindliche Gebiete gemäß Nr. 2.6 der Anlage 4 bzw. Nr. 2.3 der Anlage 2 UVPG⁶⁰⁰ beziehen.

⁵⁹⁸ Kment (2012) In: Hoppe (2012):S. 460, § 14g UVPG Rdn. 45.

⁵⁹⁹ Kment (2012) In: Hoppe (2012): S. 460, § 14g UVPG Rdn. 45

⁶⁰⁰ Bei diesen Gebieten handelt es sich um Natura 2000-Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparke (und Nationale Naturmonumente), Biosphärenreservate und Landschaftsschutzgebiete, Naturdenkmäler, geschützte Landschaftsbestandteile einschließlich Alleen, gesetzlich geschützte Biotop (gemäß BNatSchG), Wasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete, Risikogebiete, Überschwemmungsgebiete (gemäß WHG), Gebiete, in denen die in den Gemeinschaftsvorschriften festgelegten Umweltqualitätsnormen bereits überschritten sind, Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte, insbesondere Zentrale Orte (gemäß ROG) sowie in amtlichen Listen oder Karten verzeichnete Denkmäler, Denkmalensembles, Bodendenkmäler oder Gebiete, die von der durch die Länder bestimmten Denkmalschutzbehörde als archäologisch bedeutende Landschaften eingestuft worden sind.

Diesen Vorgaben wird Rechnung getragen, indem die durch die bereits vorhandene Infrastruktur bestehenden Vorbelastungen in Form von Bundesautobahnen, dem Netz der DB Energie, Schienenwegen und Freileitungen (220 kV, 380 kV) bei der Prüfung der Einzelmaßnahmen nachrichtlich aufgenommen werden. Diese technische Infrastruktur zeigt zumindest potenzielle Vorbelastungen der eventuell betroffenen Gebiete auf. Inwiefern tatsächlich Umweltprobleme oder kumulative Wirkungen dadurch ausgelöst oder vermieden werden, kann nur gebiets- bzw. vorhabenbezogen und nicht auf der Ebene des Bundesbedarfsplans beurteilt werden. Dies erfolgt in nachfolgenden Planungsebenen. Darüber hinaus existieren bundesweite Umweltprobleme, die durch den Netzausbau verstärkt oder verringert werden können. Hierzu gehören u.a. der Lebensraumrückgang, die Belastungen des Menschen durch Immissionen, die verstärkte Flächeninanspruchnahme, die zunehmende Zerschneidung unzerschnittener Landschaftsräume, die zunehmenden Nährstoffbelastungen von Fließgewässern und die technische Überprägung von Naturlandschaften. Der Umfang der Vorbelastungen und ihre Auswirkungen sind aufgrund der Abstraktion der vorliegenden Planung nicht erkenn- bzw. prognostizierbar. Sie können daher ebenfalls erst auf den nachgelagerten Planungsebenen berücksichtigt werden. Die Nichtdurchführung des Plans steht in klarem Widerspruch zur beschlossenen Energiewende und der Reduktion von klimaschädlichen Gasen. Nur mit verstärktem Netzausbau kann die Einbindung der Energie aus Erneuerbaren Energieträgern in das bestehende Stromnetz erfolgen. Sowohl zeitlich als auch räumlich werden durch den Plan Prozesse koordiniert, die die potenziellen Umweltauswirkungen möglichst gering halten. Eine Nichtdurchführung des Plans würde nicht automatisch den geplanten Netzausbau vermindern oder verhindern, sondern lediglich zu einem veränderten Netzausbau bzw. einer geänderten Netzverstärkung und -optimierung führen.

7.5 Gesamtplan Auswirkungen

In der Gesamtplanbetrachtung werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der 64 bestätigten Maßnahmen des NEP 2024 und des O-NEP 2024 des Szenario B 2024 betrachtet. Diese Maßnahmen führen voraussichtlich in allen Fällen zu lokal auftretenden Umweltauswirkungen. Im Wesentlichen sind von diesen lokal auftretenden Umweltauswirkungen die Schutzgüter Mensch (Siedlungen) sowie Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt (naturschutzrechtlich hochwertige Schutzgebiete) betroffen.

Bei der Einstufung in die Empfindlichkeitskategorie wurde eine Worst-Case-Betrachtung zugrunde gelegt (siehe Kapitel 3.5.6). Vor diesem Hintergrund und aufgrund des hohen Abstraktionsgrades der Bedarfsfeststellung wurden keine Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen einbezogen.

Im Folgenden werden zunächst die Gesamtergebnisse der Bewertungen der einzelnen Maßnahmen als Freileitung für die Schutzgüter gemäß UVPG dargestellt. Anschließend erfolgt eine schutzgutübergreifende Betrachtung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen. Die Natura 2000-Abschätzung deutet auf mögliche Beeinträchtigungen hin, denen auf folgenden Planungsebenen nachzugehen wäre. Eine dem Planungsstand angemessene Natura 2000-Abschätzung erfolgt in Kapitel 7.6 Eine Gesamtbetrachtung der Auswirkungen der im Bundesbedarfsplan mit einem „B“ gekennzeichneten Vorhaben, als Pilotprojekte für Erdkabel sowie die Ausführung der landseitigen Offshore-Anbindungsleitungen als Erdkabel wurden gesondert geprüft. Die Ergebnisse dieser Bewertung werden in Kapitel 7.5.3 dargestellt.

7.5.1 Darstellung der einzelnen Schutzgüter

Schutzgut Mensch einschließlich menschliche Gesundheit

Bei 56 % der bestätigten Maßnahmen des NEP werden erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Mensch in potenziell moderatem Umfang erwartet (#-Symbol). Bei dem Rest der Maßnahmen (44 %) werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich Umfang ausgelöst (##-Symbol).

Mit etwa 85 % der bestätigten Maßnahmen des NEP überwiegen diejenigen, bei denen bei der separaten Betrachtung des Schutzgutes Mensch (einschließlich menschliche Gesundheit) kein Riegel gebildet wird (A # und A ##). Etwas mehr als die Hälfte aller Maßnahmen (51%) lassen aufgrund der Anzahl und Lage der Siedlungen in den Teiluntersuchungsräumen eine Betroffenheit auf Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans in nur moderatem Umfang möglich erscheinen (Bewertung A #). In etwa 15 % der Maßnahmen ergeben sich Teilbereiche, die auf Ebene des Schutzgutes Mensch Riegel (Bewertung B und C) bilden. Hiervon wurden für das Schutzgut Mensch 5 % mit B #, 8 % mit B ## und 2 % mit C ## bewertet.

Im Bereich der voraussichtlich mit HGÜ-Übertragungstechnologie geplanten Maßnahmen haben drei Teiluntersuchungsräume eine Bewertung mit A # und vier eine Bewertung mit A ## erhalten. In diesen Gebieten sind erhebliche Umweltauswirkungen in potenziell moderatem Umfang (A #) bzw. umfangreiche Umweltauswirkungen (A ##) möglich. Die Teiluntersuchungsgebiete entlang der belgischen und niederländischen Grenze weisen überwiegend eine Bewertung von A ## auf. Auch bei den geplanten HDÜ-Maßnahmen liegen nur wenige Riegel vor. Der Großteil der Maßnahmen hat die Bewertung A # oder A ##. Maßnahmen mit Riegel befinden sich vorwiegend in der Oberrheinebene sowie vereinzelt im Großraum Stuttgart und entlang der deutsch-französischen Grenze. Auch in Sachsen sind in den Teiluntersuchungsräumen nahe Chemnitz und Dresden Riegel vorhanden sowie in Schleswig-Holstein bei Lübeck. Zudem finden sich auch Riegel bei Maßnahmen in Niedersachsen bei Cloppenburg und Conneforde. In den mit B # und B ## bewerteten Teilbereichen ist auf Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans von einer sicheren Betroffenheit von Siedlungsflächen und damit von erheblichen Umweltauswirkungen auszugehen. Dies ist v.a. aufgrund der beschriebenen energiewirtschaftlich bedingten engen Nähe von Netzverknüpfungspunkten zu dicht besiedelten Bereichen gegeben.

In der überwiegenden Anzahl der Teiluntersuchungsräume wurden auf Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans keine Teilbereiche mit einer sicheren Betroffenheit des Schutzgutes Mensch identifiziert.

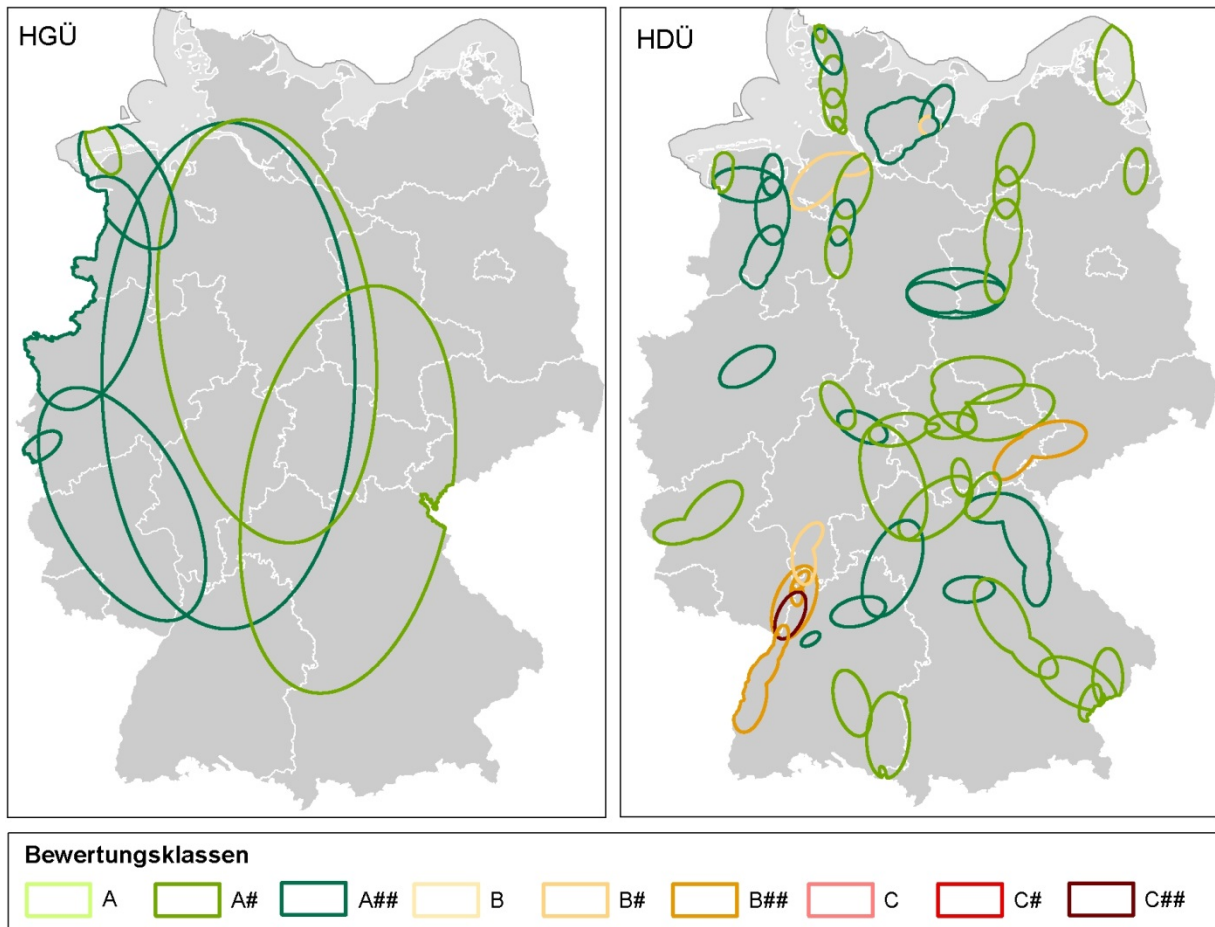


Abbildung 41: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenarios B des NEP 2024 und O-NEP 2024 (für die landseitigen Bewertungen für das Schutzgut Mensch)

Aufgrund der Anzahl und Lage der Siedlungsflächen in den Teiluntersuchungsräumen ist jedoch eine Betroffenheit auf Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans möglich oder wahrscheinlich. Diese Maßnahmen wurden für das Schutzgut Mensch mit A ## bewertet. In den oben beschriebenen Räumen können erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Mensch voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Die Korridor- bzw. Trassenfindung stellt in diesen Bereichen eine besondere Herausforderung dar, um diese Bereiche gemäß der Abstandsmaximierung nach § 50 BImSchG möglichst weit zu umgehen.

Die genannte Einschränkung durch die großmaßstäbliche Betrachtung auf Ebene des Bundesbedarfsplans weist darauf hin, dass in den folgenden Verfahrensschritten eine Betroffenheit in der Regel vermieden bzw. zumindest minimiert werden kann oder gegebenenfalls gar nicht besteht.

Die Einstufung nach B, B # und B ##, d.h. die Identifikation eines Riegels, erfolgte für das Schutzgut Mensch i.d.R. aufgrund der Lage eines Netzverknüpfungspunktes in einer Siedlung selbst, nahe einer Siedlung bzw. im Siedlungsrandbereich. Die Lage dieser Netzverknüpfungspunkte ist jedoch bei einem Maßstab von 1:250.000 mit einer entsprechenden Unschärfe verbunden

In den jeweiligen späteren Planfeststellungsverfahren ist nachzuweisen, dass die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen hinsichtlich elektrischer und magnetischer Felder sowie schalltechnischen Anforderungen (Lärm, sowohl im Betrieb wie auch Baulärm) etc. eingehalten werden. Sie sind zum Schutz vor schädlichen

Umweltauswirkungen festgelegt. Bei Einhaltung dieser Grenzwerte ist davon auszugehen, dass keine gesundheitlichen Beeinträchtigungen auf den Menschen zu erwarten sind.

Weiterhin können Menschen Freileitungen optisch als negativ empfinden. Aus Vorsorgegesichtspunkten sollen daher in den folgenden Planungsebenen Korridor- und darin Trassenplanungen vorgenommen werden, die dem Trennungsgebot aus § 50 BImSchG⁶⁰¹ so weit wie möglich Rechnung tragen. Zudem stehen in der Planfeststellung Möglichkeiten der Minimierung von Feldern z.B. durch den Einsatz anderer bzw. höherer Masten zur Verfügung. Diese Maßnahmen können jedoch nicht auf Ebene des Bundesbedarfsplans einfließen.

Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Da im Untersuchungsraum viele potenziell vom Leitungsbau und der Seekabelverlegung betroffene naturschutzfachlich bedeutsame Flächen liegen (siehe Kapitel 7.3.2), können negative Auswirkungen auf die Umwelt und Konflikte bei der Erreichung der in Kapitel 5 dargestellten Umweltziele nicht ausgeschlossen werden. Abhängig von der naturräumlichen Ausstattung und den betroffenen Arten sowie der technischen Ausführung des Bauvorhabens fallen die potenziellen Wirkungen für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt (siehe Kapitel 4.2.2) sehr unterschiedlich aus. Eine detaillierte Untersuchung im Einzelfall, z.B. bis in die Schutzzwecke der jeweiligen Schutzgebiete, findet auf dieser Ebene allerdings nicht statt. So werden auch Gebiete als hochempfindlich betrachtet, bei denen eine detaillierte Untersuchung ergeben könnte, dass sie von Leitungsbauvorhaben gar nicht beeinträchtigt würden. Beispielsweise können in einem als hochempfindlich eingestuften FFH-Gebiet Tier- oder Pflanzenarten wie der Luchs (*Lynx lynx*) unter Schutz stehen, die gegenüber dem Höchstspannungsleitungsbau anlage- und betriebsbedingt keine oder nur sehr geringe Empfindlichkeiten aufweisen. Es bestehen zudem vielfältige Möglichkeiten, entstehende Auswirkungen zu vermeiden bzw. zu mindern (siehe Kapitel 7.4).

Wie in Kapitel 7.2 erkennbar, ergeben sich in etwa 41 % der Maßnahmen aus dem NEP Teilbereiche, die bereits auf Ebene der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt Riegel bilden. Davon fallen 33 % der Maßnahmen in die Bewertungen B, B # und B ## und bilden somit im Untersuchungsraum einen nicht umgeharen Bereich. 8 % fallen in die Bewertungen C # und C ## und bilden somit einen breiten bzw. mehrere nicht umgehare Bereiche, in denen erhebliche Umweltauswirkungen möglich sind. Die Lage der Teiluntersuchungsräume, für die sich ein Riegel ergibt, ist aus Abbildung 34 ersichtlich.

⁶⁰¹ BImSchG (2013)

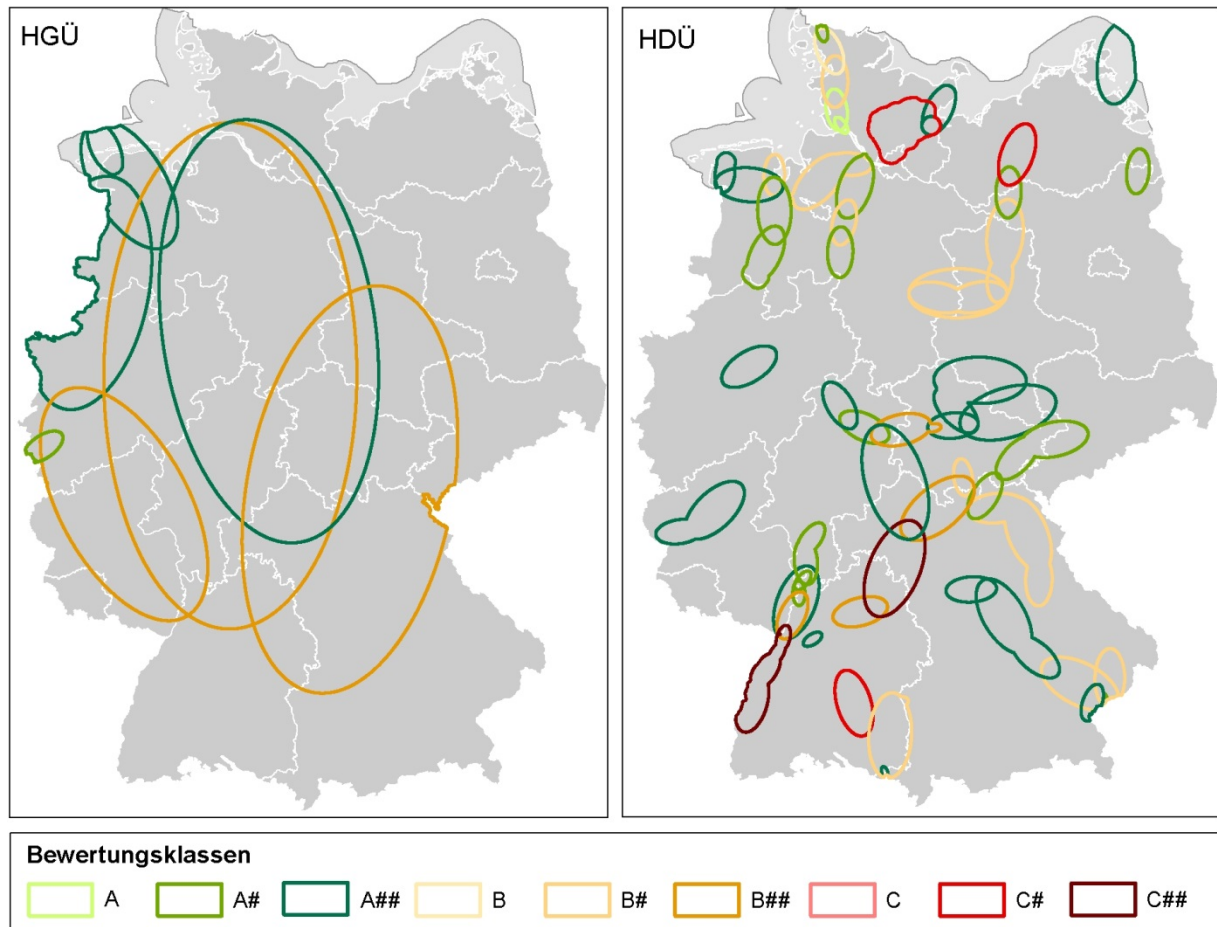


Abbildung 42: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenario B 2024 des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 der landseitigen Bewertungen für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt

Im Bereich der voraussichtlich mit HGÜ-Übertragungstechnologie geplanten Maßnahmen auf dem Festland zeigen drei der Teiluntersuchungsräume eine Bewertung mit A ##. In diesen Gebieten liegt zwar kein Riegel vor, jedoch werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst. Das Vorhaben vom Netzverknüpfungspunkt Oberzier bis zur belgischen Grenze ist mit A # bewertet. Nur in den Untersuchungsteilbereichen Korridor A Süd, C und D werden Riegel gebildet (Bewertung mit B ##). In diesen Teiluntersuchungsgebieten besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem auf der Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans erhebliche Umweltauswirkungen nicht ausgeschlossen werden können. Zudem können im betrachteten Restuntersuchungsraum erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Dies liegt v.a. an der Größe der Untersuchungsräume und der Vielzahl von potenziell betroffenen Schutzgebieten, wie zahlreiche FFH- und Vogelschutz-Gebiete, aber auch größere zusammenhängende Landschaftsschutzgebiete und Naturparke.

Die Prüfung der HGÜ- und HDÜ-Maßnahmen für die Teiluntersuchungsräume des Festlandes ergibt, dass in einem Großteil (ca. 41 %) der tangierten Teiluntersuchungsräume, durch FFH- und Vogelschutz-Gebiete, Bereiche bestehen, die bei der Planung von Trassenkorridoren nicht umgangen werden können. Bei dieser Riegelbildung sind insbesondere in den Teiluntersuchungsräumen liegende Fließ- und Stillgewässer von entscheidender Bedeutung. Ob die Riegel tatsächlich eine Beeinträchtigung bedeuten (siehe Worst-Case-Ansatz der maßnahmenbezogenen Prüfung in Kapitel 3.5.6), ist in den nachgelagerten Planungsebenen zu

untersuchen, u.a. anhand der Erhaltungsziele und unter Berücksichtigung von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.

Im Bereich der voraussichtlich mit HDÜ-Übertragungstechnologie geplanten Maßnahmen auf dem Festland des NEP zeigt sich, dass der überwiegende Teil in den Bewertungen A, A # und A ## liegt und somit keine Riegel beinhaltet. Darüber hinaus gibt es jedoch Maßnahmen, die Riegel bilden. Insbesondere in Baden-Württemberg sind mehrere der Maßnahmen mit C # und C ## bewertet. Ausschlaggebend für die Riegel sind hier meist Natura 2000-Gebiete entlang von Flüssen, manchmal auch entlang von Schichtstufen, wie z.B. der Schwäbischen Alb, im Bereich des Schwarzwaldes, die den Untersuchungsraum queren. In einigen Fällen treten weitere großflächige Schutzgebiete auf. Teilweise umgeben diese Schutzgebiete die Netzverknüpfungspunkte oder schließen unmittelbar an diese an.

Im Norden ist besonders der Teiluntersuchungsraum in Mecklenburg-Vorpommern bei Güstrow hervorzuheben, der mit C # bewertet wird. Der Teiluntersuchungsraum überdeckt Teile der Mecklenburgischen Seenplatte, in der vor allem, großflächige Natura 2000-Gebiete liegen. Diese bilden u.a. Riegel. Zudem sind auch im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter potenziell in moderatem Umfang möglich. Auch der Teiluntersuchungsraum, der sich über Hamburg und Schleswig-Holstein, im Kreis Lübeck und Kreis Segeberg, sowie Hamburg-Nord erstreckt, liegt eine Bewertung mit C # vor. Dies liegt daran, dass bei diesem Vorhaben die Netzverknüpfungspunkte noch nicht feststehen und daher, gemäß dem Worst-Case-Ansatz, davon ausgegangen werden muss, dass Natura 2000-Gebiete sicher gequert werden.

In 23 % der landseitigen Maßnahmen des NEP Strom 2024 befinden sich Nationalparke in den Teiluntersuchungsräumen. Ihre Betroffenheit durch den Netzausbau wird als möglich (ca. 5 %) bis unwahrscheinlich (ca. 18%) eingeschätzt, weil sie häufig an den Rändern der jeweiligen Teiluntersuchungsräume liegen und daher bei der Trassenwahl voraussichtlich gut zu umgehen sind.

Sowohl die Kernzone als auch die Pflegezone von Biosphärenreservaten werden in der Mehrheit der Teiluntersuchungsräume des NEP nicht tangiert. Die Betroffenheit von Kern- und Pflegezonen wird in den betrachteten Teiluntersuchungsräumen zudem als überwiegend unwahrscheinlich eingeschätzt (Kernzone: 28 %, Pflegezone: 23 %). Lediglich für drei Maßnahmen wird die Betroffenheit der Pflegezonen der Biosphärenreservate Schwäbische Alb, Flusslandschaft Elbe bzw. Thüringische Rhön als wahrscheinlich eingeschätzt. In keinem Teiluntersuchungsraum sind die Kernzonen der Biosphärenreservate sicher oder wahrscheinlich betroffen. Die zumeist kleinflächigen Naturschutzgebiete kommen in nahezu allen Teiluntersuchungsräumen (98 %) des NEP vor, allerdings wird die Betroffenheit in 83 % der Teiluntersuchungsräume nur für möglich bis unwahrscheinlich eingeschätzt. Nur in etwa 15 % der Teiluntersuchungsräume sind Naturschutzgebiete wahrscheinlich betroffen. In keiner Maßnahme sind Naturschutzgebiete sicher betroffen.

Für die Nationalparke, Biosphärenreservate und Naturschutzgebiete ist in nachfolgenden Planungsebenen insbesondere anhand der Schutzziele und unter Berücksichtigung von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen zu untersuchen, ob es tatsächlich zu Beeinträchtigungen kommt, sofern sich nach der Korridor- und Trassenplanung überhaupt eine Betroffenheit ergibt.

Von den Wirkfaktoren des Leitungsbaus auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt (siehe Kapitel 4.2.2) sind im Bereich des Festlandes u.a. besonders die Avifauna und Gehölzbiotope wie Wälder

betroffen. Vögel können mit den Leitungen kollidieren oder ihre Lebensräume können durch Zerschneidung, Scheuchwirkung bzw. Meidung der technischen Anlagen zerstört oder verkleinert werden. Eine mögliche Schädigung der Avifauna infolge der Betroffenheit von Vogelschutzgebieten, IBA und Ramsar-Gebieten betrifft insbesondere flussverlaufsbegleitende Flächen, z.B. entlang des Ober- und Niederrheins, der Mittel- und Unterelbe, der Weser, der Ems und der Donau. Daneben können insbesondere große Bereiche der Mittelgebirgsschwelle wie des Rheinischen Schiefergebirges, des Thüringer Waldes, des Harz, des Vogelsberg, der Rhön und des Teutoburger Waldes berührt sein, ferner Bereiche des Südwestdeutschen Stufenlandes wie der Schwäbischen und Fränkischen Alb, des Schwarzwaldes und des Spessart. Vogelschutzgebiete sind in weniger als 10 % (etwa 8 %) der Teiluntersuchungsräume sicher betroffen. Für etwa 39 % der Maßnahmen ergibt sich jedoch eine wahrscheinliche Betroffenheit von Vogelschutzgebieten.

In den Teiluntersuchungsräumen der Maßnahmen des O-NEP werden für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt die Auswirkungen in land- und seeseitigen Teiluntersuchungsräume getrennt betrachtet.

Die landseitigen Untersuchungsräume des O-NEP sind durchgehend mit A ## (100 %) bewertet, so dass hier keine unumgeharen Bereiche für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt existieren.

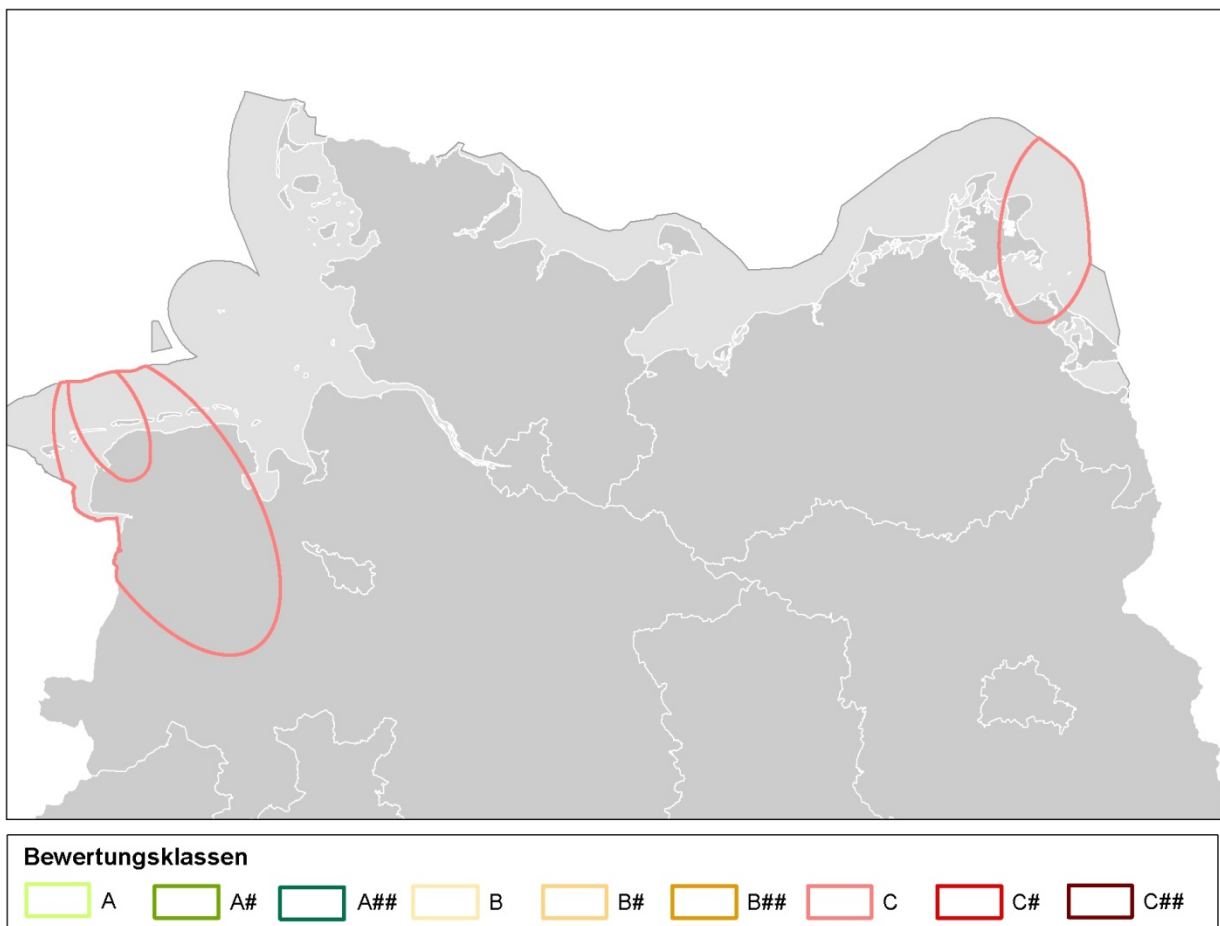


Abbildung 43: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenarios B 2024 des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt im Küstenmeer

In den seeseitigen Teiluntersuchungsräumen sind insbesondere im Bereich der Nordsee zahlreiche Schutzgebiete betroffen. Alle seeseitigen Untersuchungsräume beinhalten einen breiten bzw. mehrere Riegel (vgl. Abbildung 43). Alle drei Maßnahmen liegen in der Bewertung C #. Entlang der Nordseeküste erstrecken sich großflächig die Schutzgebietstypen FFH-Gebiet, Vogelschutzgebiet, Nationalpark und Biosphärenreservat sowie UNESCO-Weltnaturerbestätte. Durch diese werden im Bereich des Wattenmeeres, der Ostfriesischen Inseln, der Weser-, Ems- und Elbemündung sowie des Jadebusens und der östlichen Helgoländer Bucht einschließlich der Meldorfer Bucht unumgehbar Bereiche gebildet. Die Riegel werden dabei aus Natura 2000-Gebieten (FFH- und Vogelschutzgebieten) sowie den geschützten Nationalparks Wattenmeer gebildet. Insbesondere die Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer sind von nationaler und internationaler Bedeutung für die Avifauna. Daher ist das Gebiet fast vollständig als Vogelschutzgebiet geschützt. Aber auch im Bereich der Ostsee und der angrenzenden Boddengewässer befinden sich innerhalb des Untersuchungsraumes großflächige, hoch empfindliche Schutzgebiete.

Für die Schutzgüter ist im Bereich des Küstenmeeres mit kumulativen Wirkungen aufgrund der Vielzahl der in naher Zukunft zu erwartenden Seekabel, die in räumlicher Nähe zueinander verlaufen sollen, zu rechnen. Bei der Verlegung von Seekabeln kann es insbesondere in der Bauphase zu wesentlichen Auswirkungen auf die Fauna des Küstenmeeres kommen (vgl. Kapitel 4.2.2.5). Werden Seekabel in kurzer Entfernung zueinander zeitgleich oder nur mit kurzen Zwischenphasen ohne Störungen verlegt, ist mit über die Einzelwirkung hinausgehenden kumulierenden Wirkungen zu rechnen. Insbesondere Störungen von Brutvögeln, die mehrere Brutperioden umfassen, können zur Aufgabe von Brutplätzen und somit gegebenenfalls auch zu Auswirkungen auf die Gesamtpopulation führen. Grundsätzlich können längerfristige Störungen auch einen Lebensraumverlust nach sich ziehen. Der zeitnahe Bau mehrerer Seekabel, der immer auch mit dem Verlust von Benthos einhergeht, könnte darüber hinaus das Nahrungsangebot von Watvögeln verringern. Die Verknappung des Nahrungsangebotes führt z.T. bereits zum Rückgang von Watvögeln.⁶⁰² Es ist möglich, dass insbesondere kumulierende Auswirkungen der Seekabelverlegung diese Entwicklung verstärken. Für die Avifauna würde zudem die Errichtung zusätzlicher Umspann- und Konverterplattformen im Untersuchungsraum mit einer Erhöhung des Kollisionsrisikos einhergehen.⁶⁰³

Sofern parallel oder zeitnah zur Seekabelverlegung eine Errichtung von Umspann- und Konverterplattformen erfolgt, sind auch kumulative Wirkungen auf die marinen Säugetiere zu erwarten. Wie in Kapitel 4.2.2.5 beschrieben, kommt es bei einer Rammung der Gründungen dieser Plattformen u.a. zur Vertreibung von Schweinswalen. Bei zeitgleicher Rammung mehrerer Plattformen würde sich der Vertreibungsbereich vergrößern und der verbleibende Ausweichraum verkleinern.

Schutzgut Boden

Aufgrund der Anordnung und des Verlaufs der als mittel empfindlich eingestuften Böden sind diese in der Mehrheit der Fälle mindestens wahrscheinlich, teilweise sogar sicher betroffen. Dies gilt v.a. für die feuchten, verdichtungsempfindlichen Böden zwischen Hamburg und Bremen, in Nordwest-Niedersachsen sowie am Oberrheingraben bis nach Mannheim. Speziell bei Seekabelverlegungen in der Nordsee ist der Eingriff in den Boden des Wattenmeeres kaum zu vermeiden. In der Ostsee gibt es einige Bereiche mit hohem

⁶⁰² Wahl, J et al. (2011): S. 34

⁶⁰³ Hüppop, O. et al. (2009): Kapitel 3.4: Vogelschlag

Hartsubstratanteil und mehrere Steinfelder. Außerdem sind die erosionsempfindlichen Böden u.a. in der Schwäbischen und Fränkischen Alb sowie im Norden Bayerns potenziell betroffen.

Für den Bereich des Küstenmeeres gelten ausschließlich die feuchten verdichtungsempfindlichen Böden als hoch empfindlich. Diese liegen entlang der Nordseeküste so angeordnet, dass für alle Maßnahmen die diesen Bereich queren, immer von einer mindestens wahrscheinlichen Betroffenheit ausgegangen werden muss. Die weiteren Bereiche des Küstenmeeres sind für das Schutzgut Boden lediglich mittel empfindlich.

Hervorzuheben sind die Bereiche mit starker Sedimentwanderung an der Nordseeküste, die alle dort vorhandenen Teiluntersuchungsräume (stark unterschiedlich) betreffen. In der Ostsee betreffen die Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil die Maßnahme OST-B-1 (ehemalige Bezeichnung OST-1-4), die in Lubmin anschließt. Hier liegen Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil im östlichen Untersuchungsraum rund um die Insel Oide (Greifswalder Oide), vor Jasmund und im nordöstlichen Untersuchungsraum. Insgesamt werden weder bei den Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 noch dem O-NEP 2024 Riegel auf Ebene des Schutzgutes Boden gebildet. Bei den Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 liegen etwa 28 % der Maßnahmen in der Bewertung A, 69 % der Maßnahmen in A #, bei lediglich 2 % war gar keine potenzielle Betroffenheit festzustellen. Bei den Maßnahmen aus dem O-NEP 2024 sind landseitig 67 % der Maßnahmen in der Bewertung A und 33 % in A #, so dass hier mit Umweltauswirkungen in moderatem Umfang zu rechnen ist. Seeseitig wurden 33 % der Maßnahmen mit A bewertet, 67 % mit A ##. Bei diesen Maßnahmen können demnach erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Schutzgut Wasser

Das dichte Gewässernetz ist durch den Stromnetzausbau sicher betroffen, da Leitungsbauvorhaben ohne Querung von Gewässern kaum möglich sind. Demgegenüber wurde die Empfindlichkeit sowohl der Oberflächengewässer als auch der Grundwässer gegenüber Freileitungen mit „mittel“ bewertet. Auch wenn Uferbereiche mit Freileitungen überspannt werden, ist i.d.R. eine verringerte Inanspruchnahme durch außerhalb liegende Maststandorte und Bauflächen möglich. Eingriffe in die Oberflächengewässerstruktur durch Entnahme beschattender Bäume erfolgen lokal in sehr geringem Umfang. Weiterhin kann nach Einzelfallbewertung eine Unterdükerung der Gewässer zu (vorliegend nicht bewerteten) Minderungen der Auswirkungen auf Oberflächengewässer führen.

Die Prüfung der Maßnahmen hat zu dem Ergebnis geführt, dass erhebliche Auswirkungen auf das Schutzgut Wasser potenziell in nur geringem bzw. moderatem Umfang zu erwarten sind. Insbesondere eine Querung großer Gewässer, wie die Mündungsbereiche der Flüsse oder die Küstengewässer, stellt neben den verstärkten Anforderungen an den Gewässerschutz auch besondere technische Anforderungen, die auf dieser abstrakten Ebene jedoch nicht bewertet werden können. Wie bereits unter Kapitel 4.2.4 aufgezeigt, sind potenzielle Auswirkungen auf das Schutzgut Wasser, auch bei Seekabelverlegungen, lokal sehr begrenzt zu erwarten und auf diesem Planungsniveau nur schwer zu ermitteln. Ebenso wenig kann das z.T. sehr dichte Netz an Klein- und Kleinstgewässern bei der Prüfung der Maßnahmen berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere das an Klein- und Kleinstgewässern reiche Mittelgebirge und die Bereiche grundwassernaher Standorte im Norddeutschen Tiefland. Insgesamt zeigt die Auswertung der Maßnahmen des NEP, dass bei 87 % aller Maßnahmen erhebliche Umweltauswirkungen nur in moderatem Umfang zu erwarten sind (Bewertung A #). Dies liegt v.a. an der Tatsache, dass das dichte Gewässernetz zwar durch den Stromnetzausbau sicher betroffen sein wird, sich durch die Realisierung der Vorhaben als Freileitungen die Umweltauswirkungen aber begrenzen lassen, z.B. durch die Überspannung kleinerer Gewässer oder die Verlagerung von Standorten. 13 %

der Maßnahmen liegen in der Bewertung A und lassen erhebliche Umweltauswirkungen lediglich in geringem Umfang erwarten.

Beim O-NEP wurden 67 % der Maßnahmen mit A # bewertet. Dies bedeutet, dass hier für den überwiegenden Teil der Maßnahmen Umweltauswirkungen nur in moderatem Umfang zu erwarten sind. Eine Maßnahme des O-NEP (33 %) wurde mit A bewertet. Auch in diesem Fall ist in den landseitigen Teiluntersuchungsräumen der Maßnahmen mit nur moderaten und geringen Umweltauswirkungen zu rechnen. Es befinden sich zwar zahlreiche Oberflächengewässer und verteilt auch Wasserschutzgebiete in den Untersuchungsräumen, diese lassen sich jedoch im Zuge der konkreteren Korridor- und Trassenplanung auf den nachgelagerten Planungsebenen voraussichtlich umgehen.

Schutzgut Landschaft

Flächen hoher Empfindlichkeit sind für das Schutzgut Landschaft im Bereich des Festlandes nahezu nicht betroffen. Die Nationalparke wurden bereits für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt erörtert, daher werden diese hinsichtlich des Schutzgutes Landschaft nicht explizit noch einmal genannt, obwohl sie in die Betrachtung des Schutzgutes eingeflossen sind. Von den UNESCO-Welterbestätten mit dem Zusatz „Kulturlandschaft“ liegen das „Obere Mittelrheintal“, der Bergpark Kassel-Wilhelmshöhe (Kernzone) und das Gartenreich Dessau-Wörlitz in den Untersuchungsräumen.

Aufgrund der räumlichen Verteilung, der Ausdehnung der Flächen und der zugrundeliegenden Betrachtung sind im Bereich des Festlandes v.a. bzw. fast ausschließlich die Flächen mittlerer Empfindlichkeit betroffen. So werden 82 % der Maßnahmen des NEP, die Mehrheit, mit A # bewertet. Insgesamt 18 % der Maßnahmen sind in der Bewertung A.

Für das Küstenmeer der Nordsee sind Flächen hoher Empfindlichkeit umfangreich betroffen, da die Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer durch alle Anbindungsleitungen zu queren sind. Auch in der Ostsee liegt der Nationalpark „Jasmund“ in dem Teiluntersuchungsraum der Anbindungsleitung OST-B-1 (ehemals OST-1-4), bildet aber keinen Riegel in dem Teiluntersuchungsraum und ist daher nur möglicherweise betroffen. Bei den landseitigen Maßnahmen des O-NEP befinden sich alle drei Maßnahmen für das Schutzgut in der Bewertung A #.

Bei den seeseitigen Maßnahmen des O-NEP ist die Maßnahme NOR 1-1 (33 %) in der Bewertung A ##. Grundsätzlich muss in den Teiluntersuchungsräumen mit umfangreichen erheblichen Umweltauswirkungen gerechnet werden. Lediglich eine Maßnahme beinhaltet im Schutzgut Landschaft einen Riegel (Bewertung mit B). Es handelt sich hierbei um die Maßnahme Nr. 15 Nordsee-Cluster 3 (NOR 3-3) in der Nordsee. Bei dieser Maßnahme sind die Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer sowie die Biosphärenreservate „Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer und Halligen“ sicher betroffen. Für 33 % (die Maßnahme OST-B-1) der seeseitigen Maßnahmen des O-NEP konnte keine Betroffenheit festgestellt werden, da die Bewertung der Schutzgutkriterien im Küstenmeer auf das Eulitoral begrenzt ist, so dass die seeseitigen Umweltauswirkungen für Maßnahmen der Ostsee im Schutzgut Landschaft nicht erfasst werden.

Für das Küstenmeer ist hinsichtlich des Schutzgutes mit kumulativen Wirkungen zu rechnen. Bei der Verlegung von Seekabeln führt insbesondere die Bauphase bereits bei der Verlegung eines einzelnen Seekabels zu wesentlichen Auswirkungen auf das Landschaftserleben im Eulitoral (vgl. Kapitel 4.2.6). Werden mehrere

Seekabel nun in kurzer Entfernung zueinander räumlich zeitgleich oder nur mit kurzen Zwischenphasen verlegt, ist damit zu rechnen, dass es über die Einzelwirkung hinausgehende Wirkungen gibt. Abhängig von der Lage der Baustellen zueinander und der Bewegung des Betrachters können sich die Störungen des Landschaftserlebens (visuell, akustisch und olfaktorisch) für den Menschen aufsummieren. Das Landschaftsbild erfährt eine deutlichere Störung, wenn das gleichförmige Bild der Wattlandschaft nicht nur an einer Stelle, sondern an mehreren Stellen durch Baustellen geprägt wird. Auch für den Wattwanderer kann das Umgehen mehrerer Baustellen die Erholung deutlich stärker beeinflussen als es eine einzelne Baustelle tun würde. Sind die Störungen zu umfangreich, kann dies dazu führen, dass in diesem Bereich ein Landschaftserleben nicht mehr möglich ist.

Schutzgüter Klima und Luft

Für die klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung sieht das Energiekonzept 2011 mehrere Entwicklungspfade vor. Neben der verbesserten Energieeffizienz soll bei der Energieversorgung v.a. auf erneuerbare Energien wie Wind- und Solaranlagen gesetzt werden. Der Netzausbau soll die Anbindung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und eine sichere Stromversorgung gewährleisten. Durch den mit dem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und dem Atomausstieg untrennbar verknüpften Netzausbau soll der Ausstoß von Treibhausgasen insgesamt reduziert und somit ein wesentlicher Beitrag geleistet werden, die Klimaschutzziele zu erreichen.

Der Einsatz erneuerbarer Energien, wie Wind- und Solaranlagen, reduziert (im Zuge der verminderten Verbrennung fossiler Energieträger) nicht nur den Ausstoß von Treibhausgasen, sondern verringert insgesamt auch die Freisetzung von Luftschadgasen, -stoffen und Staubemissionen.

Beeinträchtigungen der Schutzgüter Klima und Luft sind in der Bauphase lokal durch Luftschadstoffe und Staubemissionen sowie unter mikroklimatischen Aspekten durch die Anlage von Schneisen und durch die Veränderung der Oberflächenbeschaffenheit möglich. Diese Beeinträchtigungen lassen sich erst in Kenntnis des konkreten Vorhabens und der örtlichen Gegebenheiten beurteilen und können durch optimierte Arbeits- und Bauabläufe sowie Trassenverläufe minimiert werden.

Schutzgüter Kulturgüter und sonstige Sachgüter

Aufgrund der punkthaften Ausprägung der Weltkulturerbestätten sind diese Schutzgüter durch den Leitungsbau kaum bis gar nicht betroffen. In etwa 67 % der Teiluntersuchungsräume des NEP befinden sich keine Weltkulturerbestätten. Knapp 26 % der Teiluntersuchungsräume, in denen sich Weltkulturerbestätten befinden, wurden mit A bewertet und 3 % mit A #. Die Weltkulturerbestätte Limes bildet eine Ausnahme. Aufgrund seiner linienhaften Struktur ist der Limes durch zwei Maßnahmen des NEP sicher betroffen, da er einen Riegel darstellt (Bewertung mit B). Der Limes ist ein Bodendenkmal, für das an einigen Stellen auch Kastelle oder Türme rekonstruiert worden sind. Je nach Eingriff sind sowohl Wirkungen auf das Schutzgut Boden als auch visuelle Wirkungen auf den Limes möglich.

In den Teiluntersuchungsräumen zu den Maßnahmen des O-NEP für den Bereich des Küstenmeeres sind die Schutzgüter Kultur- und Sachgüter in keiner Maßnahme betroffen.

7.5.2 Gesamtplanbetrachtung der Umweltauswirkungen

Der Umweltbericht enthält 61 Maßnahmen des NEP Strom 2024 und drei Maßnahmen des O-NEP 2024. Die schutzgutübergreifende Gesamtbetrachtung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen erfolgt anhand der in der statistischen Analyse unter Kapitel 7.5.1 gewonnenen Ergebnisse. Darüber hinaus erfolgt eine deskriptive Gesamtbetrachtung, in der auch die Lage der Vorhaben zueinander sowie lokale Häufungen von Maßnahmen und die besonders herauszuhebenden Netzverknüpfungspunkte bewertet werden.

Es ist darauf hinzuweisen, dass selbst bei der Bewertung C ## nicht im gesamten Untersuchungsraum bzw. entlang der gesamten festzulegenden zukünftigen Trasse mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Die Einschätzung bedeutet lediglich, dass dies in Teilen des jeweiligen Teiluntersuchungsraumes zu erwarten ist. Dies trägt der originären Funktion der SUP Rechnung, mögliche Konflikte mit der Umwelt frühzeitig aufzuzeigen.

Die voraussichtlichen Umweltauswirkungen der Vorhaben werden als Freileitungen ermittelt. Die Auswirkungen der im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekte für Erdkabel gekennzeichneten Vorhaben sowie die Ausführung der landseitigen Offshore-Anbindungsleitungen als Erdkabel werden zusätzlich, jeweils gesondert, in separaten Steckbriefen geprüft. Die Ergebnisse dieser Bewertung werden in einer Gesamtbetrachtung unter Kapitel 7.3.3 dargestellt.

Übersicht der Umweltauswirkungen

Neben der reinen Auflistung der Bewertung der Vorhaben ist die räumliche Lage der Maßnahmen und ihrer Bewertung für die Gesamtplanbetrachtung von Relevanz. Die folgende Abbildung 44 zeigt, wie sich die Maßnahmen des NEP Strom 2024 und des O-NEP 2024 in Deutschland anordnen. Die Bewertung der Maßnahmen aus den Steckbriefen ist farblich zugeordnet.

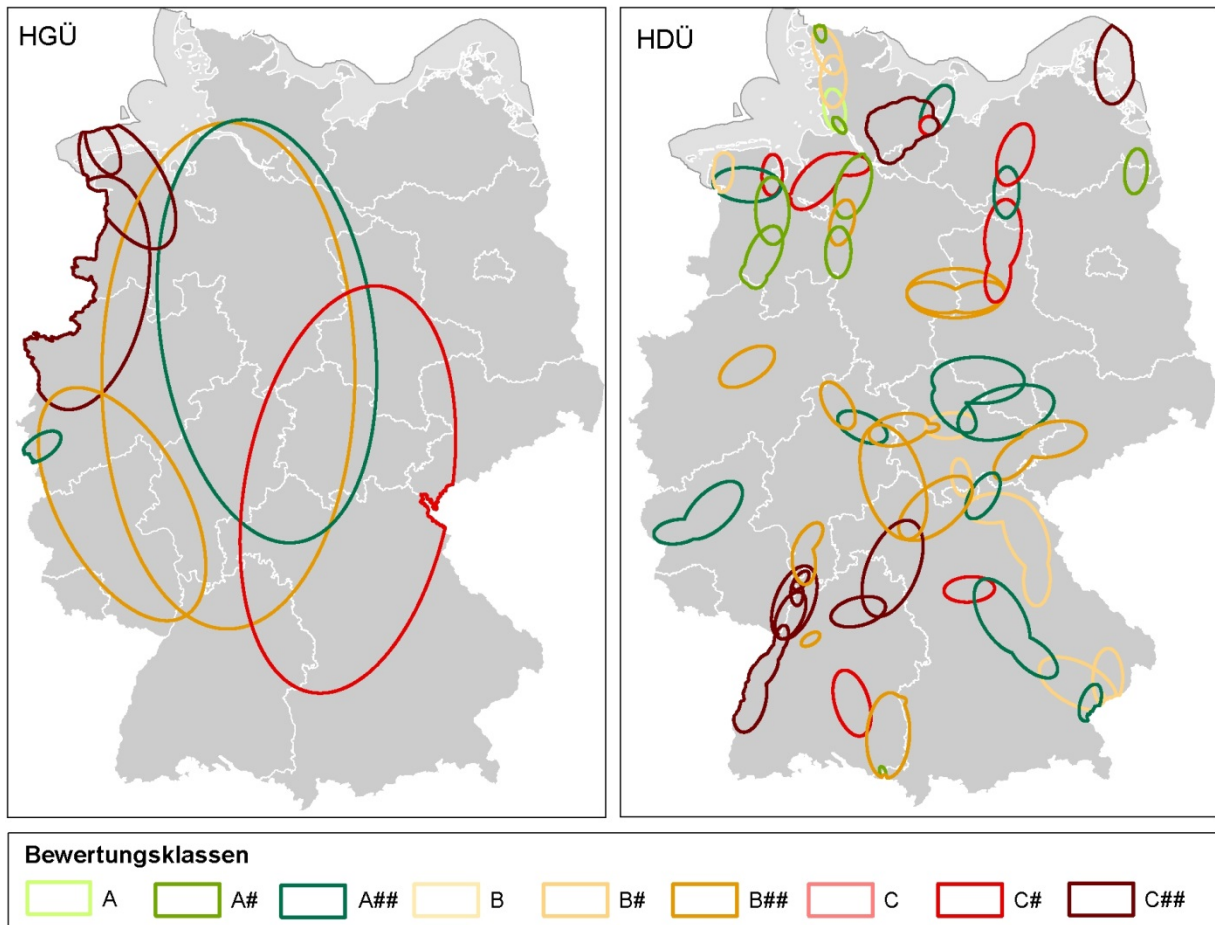


Abbildung 44: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für alle Schutzgüter gem. UVPG

Dabei ist zu erkennen, dass bei fast allen HGÜ-Maßnahmen auf der Betrachtungsebene des Bundesbedarfsplans sicher mit voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist, da unter gemeinsamer Betrachtung aller Schutzgüter und der Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit Riegel, d.h. nicht umgehare Bereiche hoher Empfindlichkeitskategorie, bestehen. Ausnahmen bilden lediglich die Teiluntersuchungsräume bei Aachen an der Grenze zu Belgien und der Teiluntersuchungsraum Korridor C (C06mod), der im Norden von Wilster (Schleswig-Holstein) beginnt und weite Teile von Niedersachsen sowie die Bundesländer Bremen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und den nördlichen Teil Bayerns bis Grafenrheinfeld umfasst. Für diese Teiluntersuchungsräume ergibt die Gesamtbewertung eine Einstufung in A ##. Dies bedeutet, dass hier keine Riegel vorliegen, jedoch im restlichen Untersuchungsraum mit erheblichen Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich zu rechnen ist. Die Bewertungen begründen sich insbesondere dadurch, dass Netzverknüpfungspunkte innerhalb oder in unmittelbarer Nähe von hochempfindlichen Bereichen wie Siedlungs- und Schutzgebieten liegen. Wie bereits in Kapitel 7.2 erläutert, liegt der Bewertung eine Worst-Case-Betrachtung zugrunde, so dass sich durchaus in detaillierten Untersuchungen der nachgelagerten Planverfahren keine Beeinträchtigungen ergeben können bzw. sich die räumliche Nähe oder Betroffenheit tatsächlich nicht bestätigen muss.

Bei den HDÜ-Maßnahmen ist eine größere räumliche Differenzierung gegeben. Viele der Teiluntersuchungsräume liegen in den Bewertungen B, B #, B ##. Betroffen durch die HGÜ-Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen in Bayern, insbesondere im Bereich der Hassberge im Übergang zu Hessen und

Thüringen, in Thüringen selbst nahe Gera im Übergang zu Sachsen sowie im Bereich des Thüringer Waldes, in Baden-Württemberg im Bereich der Schwäbischen Alb entlang zur Bundeslandgrenze Bayerns, in Schleswig-Holstein entlang der nordfriesischen Küste, in Sachsen-Anhalt bei Magdeburg im Übergang zu Niedersachsen und in Hessen, insbesondere im Frankfurter Raum und nahe Kassel. Vereinzelt Maßnahmen sind zudem in Nordrhein-Westfalen bei Dortmund, Niedersachsen bei Emden und südöstlich von Bremen sowie in Sachsen nahe Chemnitz. Einige der Maßnahmen des NEP Strom 2024 werden auch in den Bewertungen A, A # und A ## eingestuft. Dies bedeutet, dass zwar im betrachteten Untersuchungsraum mit geringen bis umfangreichen erheblichen Umweltauswirkungen potenziell zu rechnen ist, jedoch kein Riegel gebildet wird.

Diese Maßnahmen befinden sich überwiegend in Niedersachsen, in Schleswig-Holstein sowie vereinzelt in Grenzräumen von Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, in Bayern im Bereich der Fränkischen Alb, im nordöstlichen Thüringen im Grenzübergang zu Sachsen und Sachsen-Anhalt sowie im Bundesland Rheinland-Pfalz nahe des Rheinischen Schiefergebirges. Einige der Maßnahmen des NEP Strom 2024 werden mit den Bewertungen C # und C ## bewertet, so dass in diesen Gebieten ein breiter bzw. mehrere Riegel vorhanden sind, und in den restlichen betrachteten Untersuchungsräumen mit moderaten bzw. voraussichtlich umfangreichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Hiervon betroffen sind insbesondere das Bundesland Baden-Württemberg, vor allem entlang der Grenze zu Frankreich im Bereich des Schwarzwalds sowie im nordwestlichen Bayern, im Bereich des Steiger Walds. Darüber hinaus sind viele Maßnahmen mit Teiluntersuchungsräumen in Mecklenburg-Vorpommern, u.a. die Anbindungsleitung in Lubmin sowie die Maßnahmen bei Güstrow und Wolmirstedt, in Niedersachsen im Bereich der Anbindung bei Conneforde, in Schleswig-Holstein im Anbindungsbereich bei Lübeck, im östlichen Grenzgebiet Hessens bei Borken und Mecklar und übergreifend nach Thüringen bei Eisenach und Vieselbach betroffen. Die Riegelbildung bei den HDÜ-Maßnahmen erfolgt ähnlich wie bei den HGÜ-Maßnahmen aufgrund der räumlichen Nähe oder direkten Betroffenheit der Netzverknüpfungspunkte zu Siedlungsbereichen und Schutzgebieten. Aufgrund des zugrunde gelegten Maßstabs kann in den nachfolgenden Planungsstufen die räumliche Nähe bzw. Betroffenheit weniger stark ausfallen als zunächst angenommen.

Für den Gesamttraum ist festzuhalten, dass ohne die Berücksichtigung von Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichmaßnahmen sowie Bündelungsoptionen, durch alle Vorhaben, lokal mit voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Dies bezieht sich nicht auf den gesamten durch Ellipsen dargestellten Teiluntersuchungsraum einer Maßnahme, sondern i.d.R. auf wenige, besonders empfindliche oder nicht umgehbare Bereiche innerhalb der Ellipsen. In weiten Teilen der Untersuchungsräume kann dagegen davon ausgegangen werden, dass erhebliche Umweltauswirkungen gar nicht oder nur in geringem Umfang zu erwarten sind.

Die räumliche Lage der Gebiete, in denen v.a. mit Umweltauswirkungen durch den Plan zu rechnen ist, konzentriert sich auf:

- Gebiete entlang der Flüsse, an denen sich häufig Siedlungsräume und Flächen mit hoher naturschutzfachlicher Wertung aneinanderreihen;
- Verbindung von Ballungsräumen und dicht besiedelten Gebieten mit Flächen hoher naturschutzfachlicher Wertung (außerhalb von Flusstälern, z.B. Börde oder Trockenlandschaften);
- Der Limes als 550 km lange UNESCO-Weltkulturerbestätte;

- Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Netzausbaumaßnahmen sowie ggf. zugehörige Nebenanlagen, wenn diese in der Nähe von Siedlungen liegen;
- Küstengewässer (Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer in der Nordsee sowie Vorpommersche Boddenlandschaft in der Ostsee).

In diesen Bereichen wird die Korridor- bzw. Trassenfindung in den folgenden Planungsebenen wahrscheinlich eine besondere Herausforderung darstellen. Hier muss durch eine entsprechende Planung die Beeinträchtigung der Schutzgüter möglichst vermieden bzw. verringert werden.

Speziell die Küstengewässer in Nord- und Ostsee stellen durch die Ausdehnung und Lage von Großschutzgebieten besondere Herausforderungen an die Trassierung der Seekabel. Für den Bereich des niedersächsischen Küstenmeeres sei hier zum Verfahrensstand ergänzend erklärt, dass für die Anbindungsleitungen des Zubau-Offshorenetzes im Rahmen eines kürzlich abgeschlossenen Raumordnungsverfahrens⁶⁰⁴ ein neuer Parallelkorridor über die Insel Norderney ermittelt wird, der über die bisherigen Korridore des Landesraumordnungsprogramms Niedersachsens hinaus geht. Kumulative Wirkungen, wie sie durch den Bau und Betrieb der Anbindungsleitungen entstehen können, sollen im Küstenmeer der Nordsee minimiert werden, indem eine größtmögliche Parallellegung zwischen dem Grenzkorridor II, der Insel Norderney und dem Festland geplant ist. Für das Küstenmeer in Mecklenburg-Vorpommern ist durch die Landesraumordnung ebenfalls geplant, eine möglichst starke Bündelung zwischen den Clustern 1 und 2 und dem Anlandebereich in Lubmin herzustellen.⁶⁰⁵ In wie weit die Einrichtung eines Bündelungspunktes in der Ostsee am südlichen Ende von Cluster 2 zu einer Verringerung der Umweltauswirkungen beitragen kann, bleibt abzuwarten.

Weiterhin bestehen Gebiete, die zwar zusammenhängend mit einer hohen Empfindlichkeitskategorie ausgewiesen sind, die jedoch aufgrund ihrer Lage im Untersuchungsraum oder ihrer Ausdehnung in nachfolgenden Planungsstufen umgehbar sein dürften, und daher nur in seltenen Fällen zu sicheren erheblichen Umweltauswirkungen führen. Hierunter fallen insbesondere dünn besiedelte Bereiche v.a. ländlich geprägte Landschaften/ Regionen sowie mittelgroße zusammenhängende Flächen mit vornehmlich geringer naturschutzfachlicher Wertigkeit.

Zudem hat die Lage der Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Maßnahmen eine besondere Bedeutung für die Bewertung. Im Speziellen betrifft dies das Schutzgut Mensch. Bewertet wurde hier die Lage der Netzverknüpfungspunkte. Trotz sehr geringer Ausdehnung können Flächen mit einer hohen Empfindlichkeitskategorie in unmittelbarer Nähe der Netzverknüpfungspunkte auf dieser Betrachtungsebene eine Riegelfunktion haben. In diesen kleinräumigen Bereichen sind, sofern es sich um Flächen mit einer hohen Empfindlichkeitskategorie handelt, erhebliche Umweltauswirkungen relativ sicher zu erwarten. Dies betrifft v.a. Siedlungen, die im Umfeld der Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Teiluntersuchungsräume liegen.

Auch in diesen Bereichen stellt die Korridor- und Trassenfindung bzw. Lagebestimmung der Nebenanlagen eine besondere Herausforderung für die späteren Planungsebenen dar. Weiterhin ist zwischen

⁶⁰⁴ Raumordnungsverfahren für die Planung von Trassenkorridoren zwischen der 12 Seemeilen-Zone und den Netzverknüpfungspunkten am Festland, Antragskonferenz hierzu am 12.11.2012

⁶⁰⁵ Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2013)

Netzverknüpfungspunkten und Nebenanlagen zu unterscheiden, die räumlich nicht identisch sein müssen. Während im BBPlG für die darin enthaltenen Vorhaben die jeweiligen Netzverknüpfungspunkte als Anfangs- und Endpunkte der Vorhaben verbindlich festgelegt werden, wird über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverterstationen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunktes errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt gelegen sein und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Die tatsächlich durch den Plan hervorgerufenen Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter hängen jedoch neben dem Ist-Zustand zusätzlich von Art und Umfang der Vorhaben bzw. Maßnahmen ab. Schwerpunkte der Umweltauswirkungen werden daher innerhalb der oben genannten Bereiche dort zu erwarten sein, wo sich mehrere Maßnahmen bzw. Vorhaben des Plans überlagern und aufgrund der Nähe der Anfangs-, Stütz- und Endpunkte der Teiluntersuchungsräume nur geringe räumliche Alternativen bei der Korridor- bzw. Trassenfindung bestehen.

Eine hohe Maßnahmen- bzw. Vorhabendichte ist in folgenden großräumigen Bereichen mit einer hohen Empfindlichkeit gegeben:

- Oberrheinebene mit Rhein-Main- und Rhein-Neckar-Region
- Küstengewässer
- In Schleswig-Holstein und Niedersachsen, insbesondere in Ost- und Nordfriesland, der Lüneburger Heide und dem Wendland, der Altmark, dem Schwarzwald und dem Thüringer Wald, der Rhön, Nordhessen, Raum Kassel – Ludwigsau - Fulda sowie im Großraum Stuttgart und der Schwäbischen Alb.

In folgenden großräumigen Bereichen mit einer hohen Empfindlichkeit ist eine mittlere Maßnahmen- bzw. Vorhabendichte gegeben:

- Tide- bzw. Unterelbe
- Unter- und Mittelweser mit Bremen und Bremerhaven
- Ruhrgebiet und Rheinland mit den nordöstlich angrenzenden Bördelandschaften
- Im Fichtelgebirge, Raum Regensburg und entlang des Bayerischen Waldes

Eine hohe Dichte von Anfangs-, Stütz- und Endpunkten befindet sich v.a. in Gebieten mit einer hohen Siedlungsdichte. Als Beispiele sind die Netzverknüpfungspunkte im Rhein-Main- und im Rhein-Neckar-Gebiet zu nennen. Diese Teile des Untersuchungsraumes nehmen eine Sonderstellung ein, da in diesen Bereichen eine relativ hohe Maßnahmendichte mit häufig siedlungsnahen oder innerorts liegenden Netzverknüpfungspunkten einhergeht.

Auch außerhalb der großräumigen Bereiche mit einer hohen Empfindlichkeit ist potenziell mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Hier ist allerdings aufgrund der Ausdehnung und Lage der Bereiche hoher Empfindlichkeit eine Vermeidung durch Umgehung in späteren Planungsstufen eher möglich. Als Beispiele für solche Gebiete seien die Gebiete westliches Sachsen, Thüringen, nördliches Bayern und östliches Hessen genannt.

Den oben beschriebenen negativen Auswirkungen auf die Schutzgüter stehen indirekte positive Effekte des Stromnetzausbaus gegenüber, die jedoch nur schwer zu quantifizieren sind. Durch den stetigen Zuwachs von Erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung bestehen an vielen Stellen des Stromversorgungsnetzes bereits jetzt schon starke Überlastungen. Durch den Ausbau der Übertragungsnetze wird die Ableitung des Stroms aus der Erneuerbaren Energieerzeugung überhaupt erst ermöglicht. Dies trägt zur Erreichung der Klimaschutzziele und weiteren Ziele zur Luftreinhaltung bei, die jedoch nicht in Kriterien abdeckbar waren. Die Ausweitung der Erneuerbaren Energien und der damit erforderliche Ausbau der Übertragungsnetze fördert zudem die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern (wie z.B. Kohle, Erdöl) und unterstützt den raschen Ausstieg aus der Atomenergie. Die Klimaschutzziele und Ziele zur Luftreinhaltung zu erreichen, leistet somit ebenso einen wichtigen Beitrag, den derzeitigen Umweltzustand zu erhalten und zu verbessern, was wiederum auch den belasteten Umweltschutzgütern zugutekommt. Zudem werden durch den verringerten Bedarf an fossilen Energieträgern Gebiete geschont, die bisher der Gewinnung fossiler Energieträger dienen. Gleichzeitig soll der Ausbau der Übertragungsnetze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch in dünn besiedelten Gebieten und bei steigender Nachfrage dienen.

7.5.3 Umweltauswirkungen bei veränderter technischer Ausführung

Rahmenbedingungen für die Erdverkabelung

Im Rahmen der Gesamtplanbetrachtung wurden bisher unter Berücksichtigung des Standes der Technik die Umweltauswirkungen bei einer Ausführung der Vorhaben als Freileitungen untersucht und dargestellt. Ausnahme stellt hierbei das Küstenmeer dar, dort wurden die Ausführungen als Seekabel betrachtet.

Die landseitigen Bereiche der Untersuchungsräume zu Offshore-Anbindungsleitungen sowie die im Bundesbedarfsplan mit „B“ gekennzeichneten Pilotprojekte, die für eine Erdverkabelung im Bereich der HGÜ in Betracht kommen, werden auch hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen bei der Verlegung als Erdkabel in die Betrachtung einbezogen. Die Bewertung der als Erdkabel geprüften Vorhaben ist dabei ebenfalls als Worst-Case-Betrachtung zu verstehen. So wurde bei der Bewertung immer das gesamte Vorhaben als Erdkabel geprüft, und damit eine komplette Verkabelung unterstellt. Der rechtliche Rahmen für die Erdverkabelung von HGÜ-Vorhaben befindet sich derzeit in Überarbeitung zur Umsetzung der Anfang Juli 2015 vereinbarten Möglichkeit der Vollverkabelung für HGÜ-Leitungen. Zur Vermeidung und Minderung von Umweltauswirkungen sind grundsätzlich Lösungen mit einer Verkabelung bzw. Freileitungsführung auf der gesamten Trasse bzw. auf Teilstrecken denkbar. Eine in dieser Hinsicht optimierte Leitungsführung ist unter Berücksichtigung der konkreten Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens für die HGÜ-Vorhaben demnach auf den nachfolgenden Planungsebenen zu ermitteln.

Für Offshore-Windpark-Anbindungsleitungen wurden ebenfalls beide Varianten (Freileitung und Erdkabel) für den landseitigen Abschnitt betrachtet. Bereits die derzeitige Gesetzeslage sieht für Genehmigungsverfahren der zuständigen Landesbehörden eine Sonderrolle dieser Leitungen vor und eröffnet die Möglichkeit, den landseitigen Abschnitt sowohl als Freileitung als auch als Erdkabel ausführen zu können, gemäß § 43 S. 1 Nr.3 EnWG. Der Anwendungsbereich dieser Vorschrift ist aufgrund der offenen Formulierung nicht auf HGÜ- oder HDÜ-Leitungen begrenzt, so dass für beide Ausführungsvarianten die grundsätzliche Möglichkeit zur Erdverkabelung besteht.

Maßnahmenbetrachtung

Entsprechend den zuvor dargelegten Erwägungen werden die Maßnahmen, die auf späteren Planungsebenen (teilweise) als Erdkabel ausgeführt werden können, auf die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bei einer Ausführung in dieser Technik untersucht. Es handelt sich dabei um sechs HGÜ- Maßnahmen, die im NEP Strom 2024 enthalten sind. Darüber hinaus betrifft es alle in Szenario B 2024 im O-NEP 2024 enthaltenen Vorhaben des Zubaunetzes, also weitere drei Maßnahmen. Schließlich werden damit 15 Maßnahmen auf die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bei einer Ausführung als Erdkabel geprüft. Diese Vorhaben werden unter Anwendung der in Kapitel 3 beschriebenen Methodik jeweils in einem Steckbrief überprüft. **Diese Einzelbewertungen befinden sich im Anhang.**

Tabelle 19: Szenario B - Erdkabel

Vorhaben- Nummer BBPIG	Maß- nahmen- nummer	Maßnahme	A 2024	B 2024	C 2024	Luftlinien- distanz in km	Bewer- tung
01	A01	Emden/Ost - Osterath	x	x	x	237	C ##
02	A02	Osterath - Philippsburg	x	x	x	258	C ##
03	C05	Brunsbüttel - Großgartach	x	x	x	529	C ##
04	C06mod	Wilster - Grafenrheinfeld	x	x	x	442	C ##
05	D18	Wolmirstedt - Gundremmingen	x	x	x	427	C ##
30	M98	Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	x	x	x	30	C #
48	15	Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Raum Halbmond	x	x	x	41	C #
49	3	Nordsee-Cluster 1 - Grenzkorridor II - Raum Cloppenburg/Ost	x	x	x	136	C ##
50	57	Ostsee-Cluster 1, 2, 4 - Grenzkorridor I - Lubmin		x	x	69	C ##

Gesamtbetrachtung der Umweltauswirkungen

Bei der Bewertung der Umweltauswirkungen bei veränderter technischer Ausführung der Maßnahmen werden sechs HGÜ-Maßnahmen zusätzlich auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen bei einer Erdverkabelung geprüft.

Hervorzuheben ist die unterschiedliche Bewertung bei veränderter technischer Ausführung der drei Offshore-Anbindungen in der Nordsee und der Ostsee. In der Nordsee zeigt die Maßnahme Nr. 15 bei einer Ausführung als Freileitung, eine Bewertung mit C ## gegenüber einer Ausführung als Erdkabel mit C #. Der Unterschied besteht darin, dass bei Ausführung mittels Freileitung aufgrund der Kreuzung bandartiger Strukturen hoch empfindlicher Flächen entlang der Küstenlinie und aufgrund der Städte, erhebliche Auswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

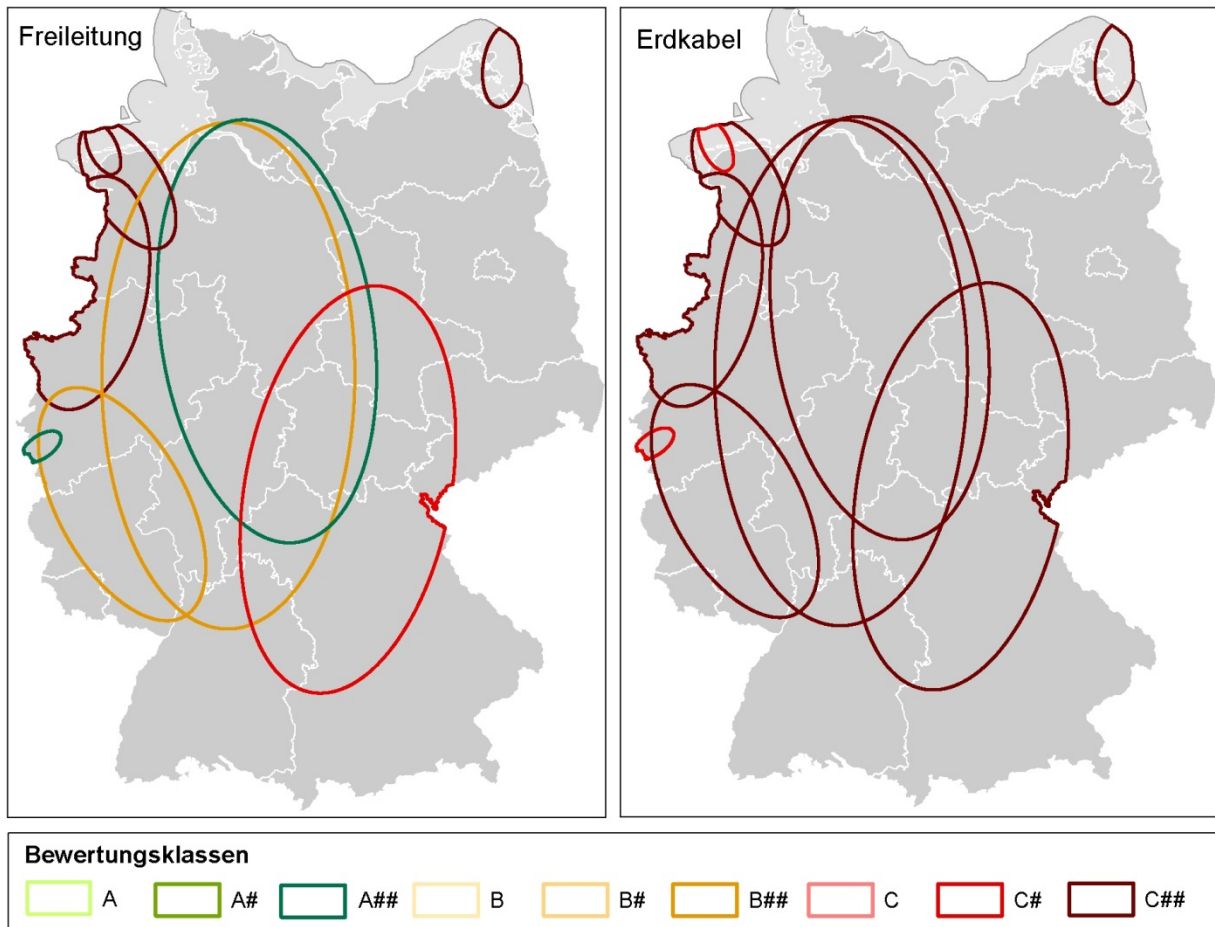


Abbildung 45: Bewertungen der Maßnahmen bei veränderter technischer Ausführung

Unterscheidet man – wie im Folgenden – nach den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter, ergibt sich ein differenzierteres Bild. Für die sechs geprüften Maßnahmen zeigen sich bei den Schutzgütern einige Unterschiede. Diese beziehen sich ausschließlich auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt, Wasser sowie Böden. Hier bestehen Unterschiede in der Zuordnung der Kriterien zu den Empfindlichkeitskategorien:

- EU-Vogelschutzgebiet (Freileitung: hoch, Erdkabel: mittel)
- Oberflächengewässer und feuchte verdichtungsempfindliche Böden (Freileitung: mittel, Erdkabel: hoch).

Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt lässt sich bei einer Ausführung als Freileitung festhalten, dass die überwiegende Anzahl der Maßnahmen die Bewertung A, A # oder A ## (67 %) bekommen, jedoch für mehr Maßnahmen die Bewertung A ## vergeben wurde: 56% der Maßnahmen erhalten bei einer Ausführung als Freileitung die Bewertung A ##, gegenüber ca. 44 % der Maßnahmen bei einer Ausführung als Erdkabel. Für insgesamt drei Maßnahmen würden nicht umgehbar hochempfindlichen Bereiche aufgrund einer veränderten Technik entstehen (drei Maßnahmen mit der Bewertung B ##).

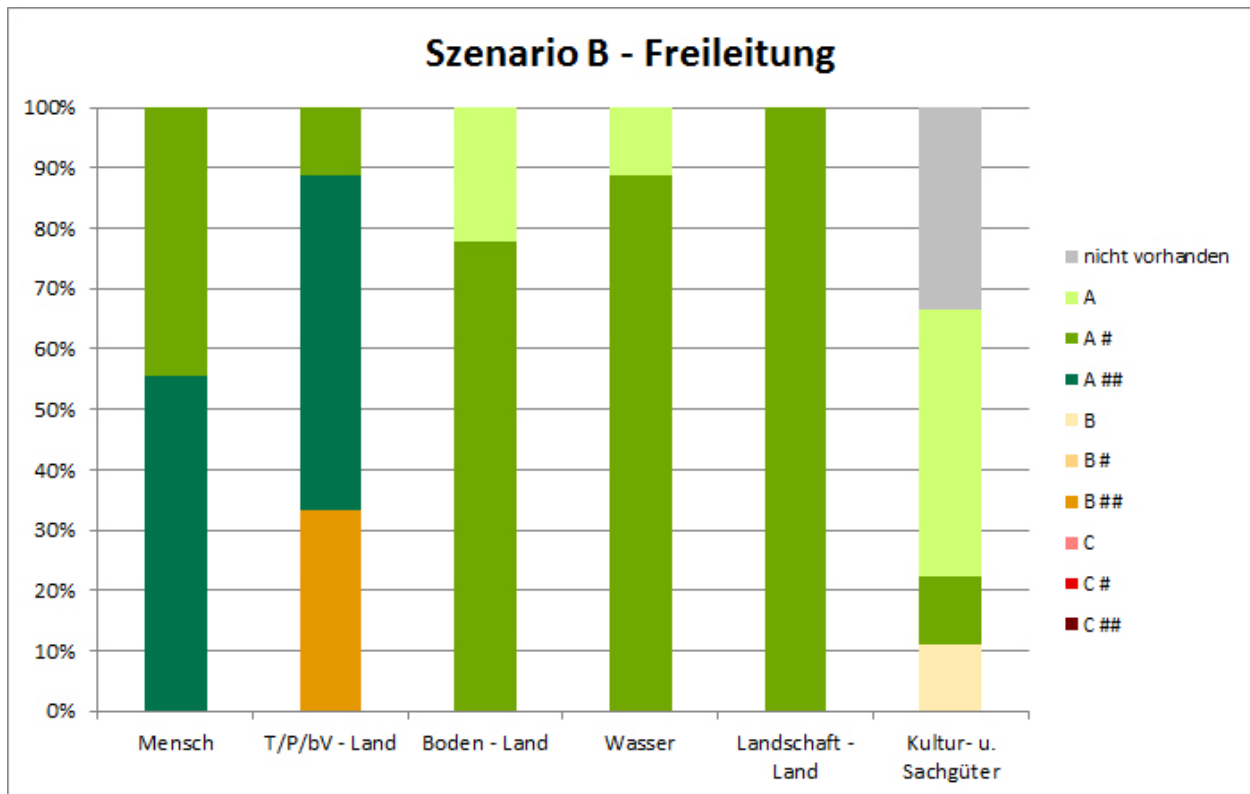


Abbildung 46: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der landseitigen Anbindungsmaßnahmen und Pilotprojekte bei technischer Ausführung als Freileitung

Gegenüber Freileitungen wurde die Empfindlichkeit feuchter verdichtungsempfindlicher Böden beim Bau von Erdkabeln höher bewertet. Hierbei sind v.a. die linienhafte Form des Eingriffs, baubedingte Verdichtungen und ein höherer Aufwand zu Vermeidung und Minderung ausschlaggebend. Diese Bewertung ist allerdings vor dem Hintergrund zu sehen, dass wegen der fehlenden Korridor- und Trassenkenntnis auf dieser Ebene noch keine Maßnahmen zur Verhinderung, Verringerung und zum Ausgleich berücksichtigt werden können. Unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen kann sich auf nachfolgenden Ebenen durchaus eine differenziertere Einschätzung ergeben. Bei der Betrachtung des Schutzgutes Boden ergeben sich leicht entgegengesetzte Tendenzen. Die Auswirkungen bei einer Ausführung als Erdkabel führen bei einer Maßnahme zu einer Bewertung C ##, bei drei Maßnahmen zu B # und bei einer Maßnahme zu B. Vier Maßnahmen sind, aufgrund der Einstufung der Bodenkriterien in die Empfindlichkeitskategorie „hoch“ gegenüber Erdkabeln, in 22 % mit A # und 22 % mit A ## (jeweils zwei Maßnahmen) bewertet worden. Diese Bewertungen wurden bei der Prüfung einer Ausführung als Freileitung nicht vergeben. Bei einer Ausführung als Freileitung fallen für das Schutzgut Boden 78 % mit einer Bewertung A # und zu 22 % mit einer Bewertung A aus.

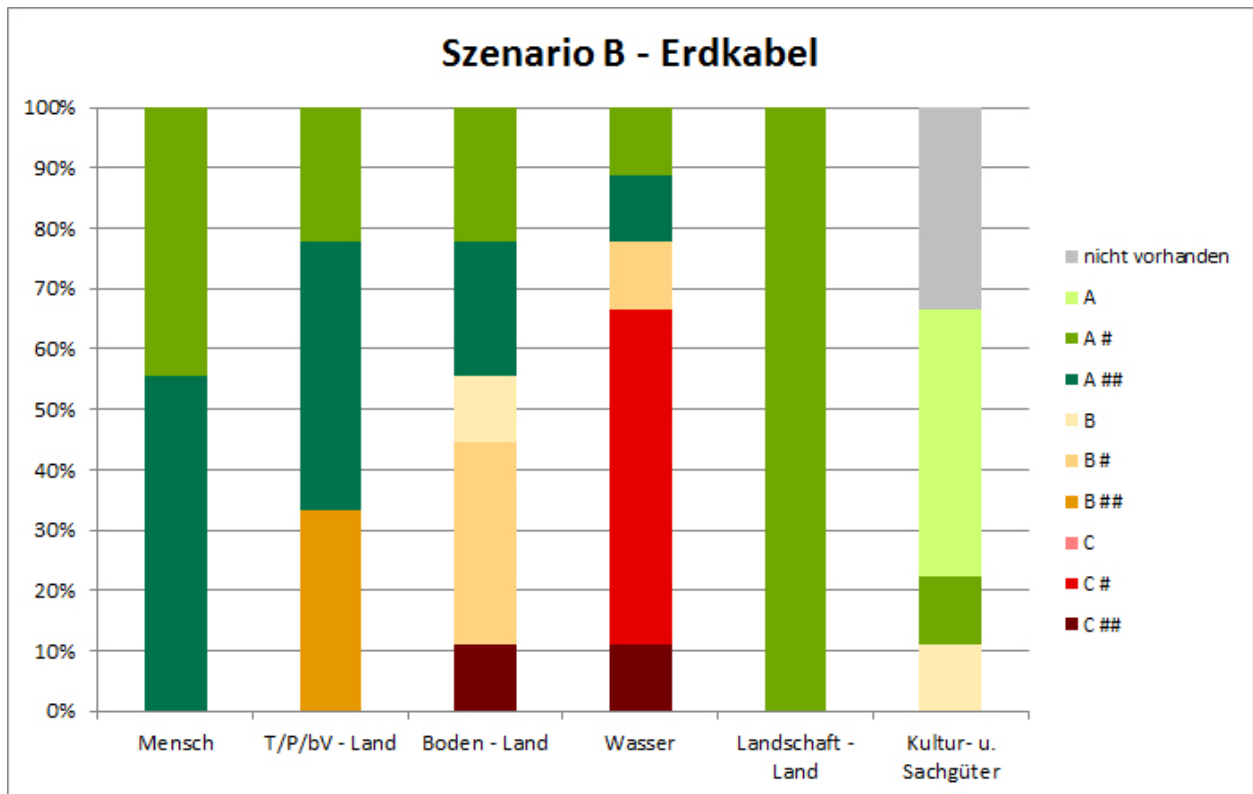


Abbildung 47: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der landseitigen Anbindungsmaßnahmen und Pilotprojekte bei technischer Ausführung als Erdkabel

Die Abbildung 47 stellt die Auswirkungen der Erdverkabelung auf die einzelnen Schutzgüter dar. Für das Schutzgut Wasser sind signifikante Unterschiede festzustellen. Etwa 67 % der Maßnahmen erhalten die Bewertung C, davon 11 % C ## und 56 % C #. 11 % der Maßnahmen weisen eine Bewertung mit B # auf. Die Bewertung A wurde für 22 % der Maßnahmen vergeben, davon eine (11 %) in A ## und eine (11 %) in A #. Bei einer Ausführung als Freileitung werden alle Maßnahmen in die Bewertung A eingestuft (89% mit A # und 11 % mit A). Dies zeigt, dass die Verwendung von Erdkabeln auch für das Schutzgut Wasser stärkere Beeinträchtigungen aufweist als Freileitungen. Eine Erklärung für dieses statistische Ergebnis ist, dass Fließgewässer immer linienförmige, bis hin zu verästelten Flusssysteme ausbilden und somit eine natürliche Barrierefunktion für querende Infrastrukturen aufweisen, die in der vorliegenden Methodik als Riegel zu bewerten sind.

Es lässt sich somit festhalten, dass sich auf der Ebene der Gesamtplanbetrachtung Unterschiede in den Bewertungen der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zwischen den Ausführungsarten Erdkabel und Freileitung feststellen lassen. Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt bestehen weniger hochempfindliche Bereiche bei einer Ausführung als Erdkabel gegenüber derjenigen als Freileitung. Die Ausführung als Freileitung zeigt für die Schutzgüter Boden und Wasser hingegen weniger hoch empfindliche Bereiche.

7.6 Sonstige Angaben

Kumulative Wirkungen

Nach § 14g Abs. 2 Nr. 5 UVPG soll bei der Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen nicht nur die Summe aller einzelnen negativen und positiven Auswirkungen des Plans

ermittelt werden, sondern eben auch das Zusammenwirken mehrerer Festlegungen innerhalb des Plans. Die quantitativen kumulativen Auswirkungen auf einzelne Schutzgüter werden an anderer Stelle dieses Kapitels bereits thematisiert. Wie im Untersuchungsrahmen⁶⁰⁶ zu diesem Umweltbericht, der am 07.01.2015 veröffentlicht wurde, dargelegt, können kumulativen Wirkungen aufgrund des Abstraktionsgrades des Plans nur in begrenztem Umfang betrachtet werden. Legt man die Definition des Leitfadens des Umweltbundesamtes zur SUP zu Grunde, nach der kumulative Wirkungen die räumliche Überlagerung der Umweltauswirkungen mehrerer Planfestlegungen, bezogen auf ein Schutzgut (z.B. Landschaftsbild, Luftqualität oder Lärmsituation eines Teilraumes) bezeichnen, ist auf die Ausführungen zur Gesamtplanbetrachtung und insb. auf Abbildung 38 zu verweisen.

Darüber hinaus gehend hat die Bundesnetzagentur untersucht, welche Regionen in Deutschland durch die Maßnahmen des zweiten Entwurfes des NEP Strom 2024 sowie des O-NEP 2024 stärker oder weniger stark betroffen wären. Hierfür ist eine räumlich-quantitative Ermittlung der Lage und der Menge der Maßnahmen erfolgt und nachfolgend dargestellt, ohne dabei auf Schutzgüter, bzw. Umweltauswirkungen im Speziellen einzugehen.

Als Bezugsgröße werden hierbei die (Land-)Kreise und kreisfreien Städte genutzt, da jene eine für diese Analyse „maßstabsgerechte“, d.h. hinreichend kleinteilige Gliederung Deutschlands bieten. Die einzelnen Maßnahmen des NEP und O-NEP werden in einem geografischen Informationssystem wie gehabt in Form von Ellipsen dargestellt und mit den Kreisen überlagert. Anhand einer vier stufigen Skala wird dann dargestellt, von wie vielen Maßnahmen der Kreis potenziell betroffen sein könnte. Maßgeblich für die (potenzielle) Betroffenheit ist, dass der Kreis von der Ellipse tangiert wird. Dieses Vorgehen entspricht einer Worst-Case-Betrachtung, da nicht alle Kreise, die von einer Überschneidung von Ellipse und Kreis „betroffen“ sind, auch vom tatsächlichen Netzausbau betroffen sein werden. Gerade in den jeweiligen Randbereichen von Ellipsen ist davon auszugehen, dass eine tatsächliche Betroffenheit nur selten vorliegen wird. Basis dieser Betrachtung sind zudem die Maßnahmen. Diese werden im Zuge der Erstellung des Bundesbedarfsplans zum Teil zu Vorhaben zusammengefasst, was die im Folgenden dargestellte Auswertung wiederum beeinflussen würde. Auch dies führt somit zu einer eher höheren Annahme in der nachfolgenden Abbildung. Die Klasseneinteilung erfolgte in gleicherweise wie im Entwurf des Umweltberichts. Dabei wurde zunächst die Klasse mit dem Wert null vergeben in der keine Maßnahme zu erwarten ist. Die maximale potenzielle Betroffenheit liegt allerdings bei sieben Maßnahmen, und nicht mehr bei 11 Maßnahmen wie noch im Entwurf des Umweltberichts. Hintergrund ist, dass im Umweltbericht nur die bestätigten Maßnahmen berücksichtigt werden. Dadurch reduziert sich die Gesamtanzahl der Maßnahmen von 98 (im Entwurf des Umweltberichts) auf 64 Maßnahmen. Die weiteren Werte von eins bis sieben können nur annähernd, aber nicht vollständig gleichmäßig auf drei Klassen aufgeteilt werden. Die Klasseneinteilung wurde daher so gewählt, dass die äußeren Klassen jeweils einen etwas geringeren Umfang besitzen. In der höchsten finden sich demnach (Land-)Kreise und kreisfreie Städte, die potenziell von sechs bis sieben Maßnahmen betroffen sein könnten.

⁶⁰⁶ Bundesnetzagentur (2015): S. 72

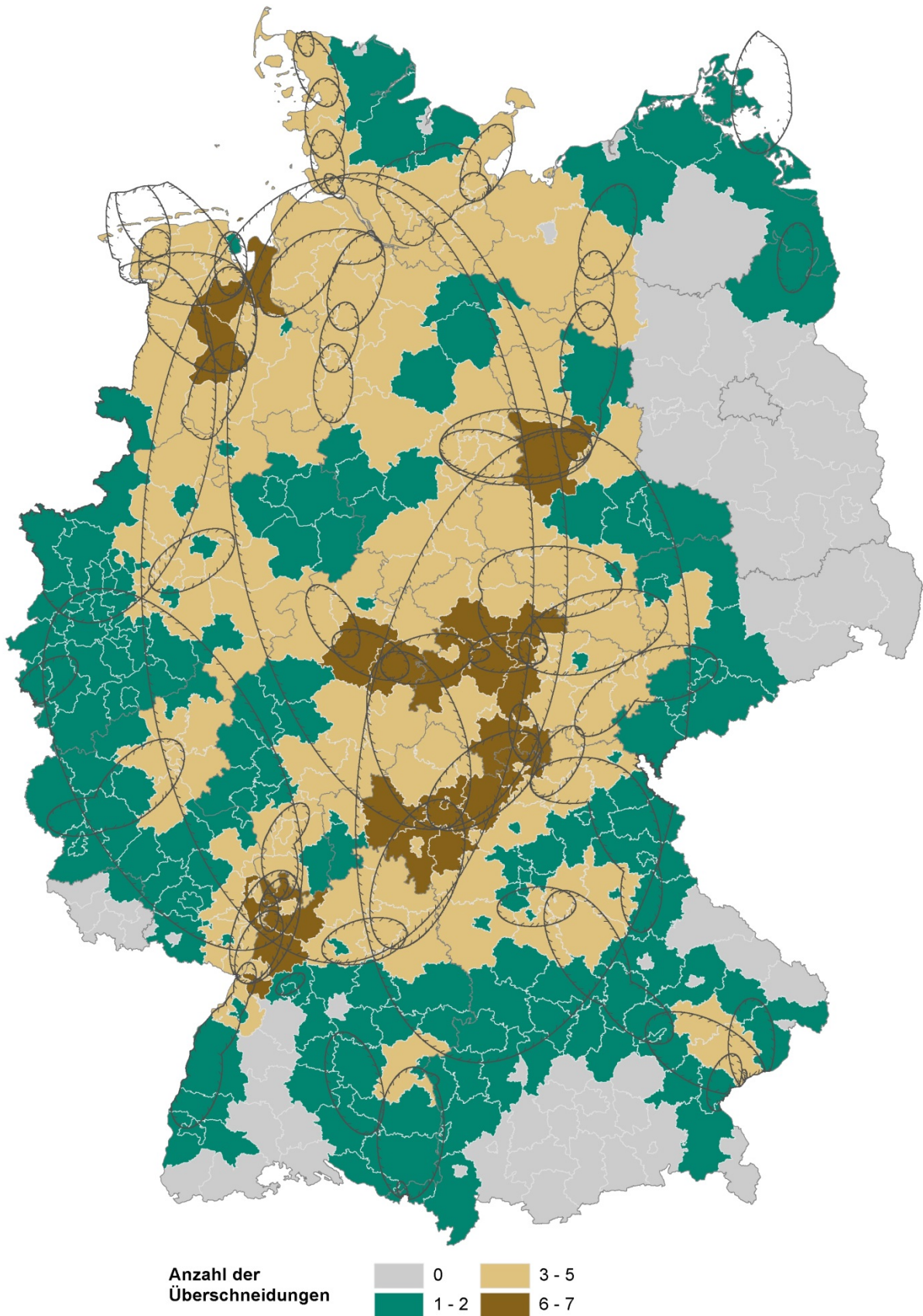


Abbildung 48: Betroffenheit der (Land-)Kreise und kreisfreien Städte durch Maßnahmen des NEP 2024 und O-NEP 2024

Die Abbildung 48 zeigt, dass Berlin sowie weite Teile Brandenburg sowie Sachsens, des Saarlandes, Bayerns, Baden-Württembergs und Mecklenburg-Vorpommerns voraussichtlich nicht durch den Netzausbau betroffen sind (graue Färbung). Umweltauswirkungen sind hier somit durch die Auswirkungen des Plans generell nicht zu erwarten.

In der Klasse eins bis zwei Überschneidungen (grüne Kennzeichnung) befinden sich Bereiche im äußersten Westen Deutschlands (Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz), Teile Baden-Württembergs, weite Teile Bayerns und von Mecklenburg-Vorpommern sowie die Osthälfte Schleswig-Holsteins. Ebenfalls in dieser Klasse liegen Bereiche in Ostwestfalen und Kreise in Niedersachsen. Ganz vereinzelt fallen auch Kreise in Hessen, Sachsen-Anhalt und Sachsen in diese zweitniedrigste Kategorie. Erhebliche Umweltauswirkungen durch die bestätigten Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 können somit in den genannten Regionen nicht ausgeschlossen werden.

Die Mitte Deutschlands, etwa zwischen Emden im Nordwesten, Schwerin im Nordosten, Karlsruhe im Südwesten und Nürnberg im Südosten, wird regelmäßig durch drei bis fünf Überschneidungen (gelb dargestellt, zweithöchste Kategorie) pro Kreis belegt. Dieses Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass die großen Untersuchungsräume für den Nord-Süd-Übertragungsbedarf über die HGÜ-Korridore, ausgehend von Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt, weite Teile in der Mitte Deutschlands umfassen. Zusätzlich liegen aber auch Drehstrommaßnahmen in diesem Bereich, die mit weiteren Umweltauswirkungen einhergehen könnten. In den Küstenregionen ist zusätzlich zu beobachten, dass mehrere Anbindungsleitungen parallel zueinander verlegt werden sollen.

In der höchsten Kategorie (braune Färbung) liegen wenige (Land-)Kreise und kreisfreie Städte die von sechs bis sieben Überschneidungen betroffen sein können. Bereiche Rund um Oldenburg, in der Nähe von Magdeburg, zwischen Kassel und Jena in der Nähe von Karlsruhe sowie im nordwestlichen Bayern bilden die Flächen mit den meisten Überschneidungen der (Land-)Kreise mit den elliptischen Untersuchungsraum der Maßnahmen des bestätigten NEP Strom 2024 und O-NEP 2024.

Die Auswertungen geben ein Indiz dafür, welche Regionen in Deutschland durch die bestätigten Maßnahmen des NEP Strom 2024 sowie des O-NEP 2024 stärker oder weniger stark betroffen wären. Das Ergebnis ist eine Worst-Case-Betrachtung, da nicht alle Kreise, die von einer Überschneidung von Ellipse und Kreis „betroffen“ sind, auch vom tatsächlichen Netzausbau betroffen sein werden. Soweit eine konkrete Betroffenheit vorliegt, sind Umweltauswirkungen durch Anwendung des NOVA-Prinzips (wo möglich) zu vermeiden bzw. zu minimieren. Durch einen gebündelten Verlauf mit ähnlichen Vorhaben kann zumindest die weitere Zerschneidung von Natur und Landschaft nach § 1 Abs. 5 BNatSchG vermieden werden.

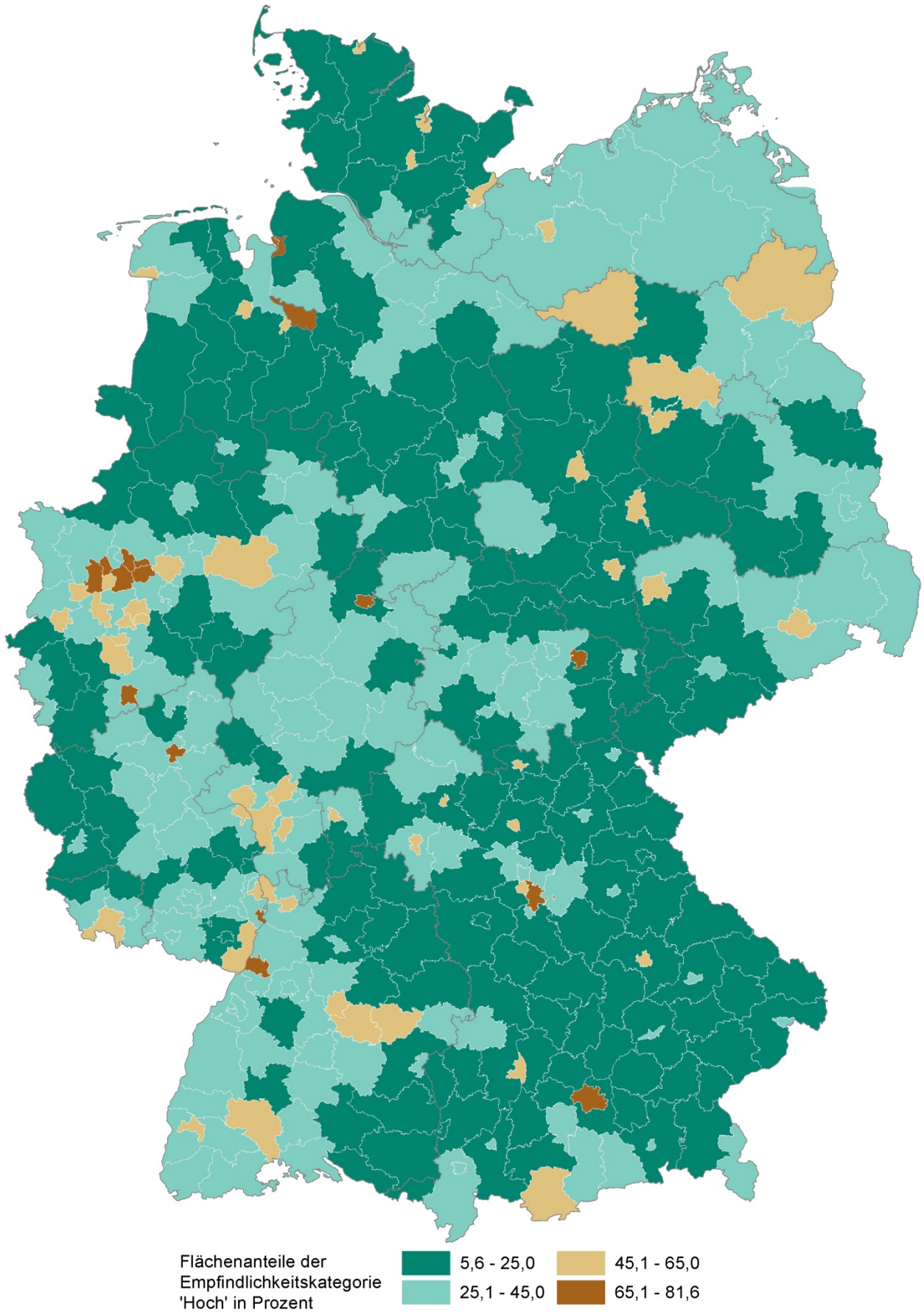


Abbildung 49: Kriterien der Empfindlichkeit „hoch“ in den (Land-)Kreise und kreisfreien Städte

Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur eine weitere Analyse (vgl. Abbildung 49) mit Hilfe eines geografischen Informationssystems durchgeführt, die den Anteil der für Freileitungen als hochempfindlich eingestuften Flächen im jeweiligen (Land-)Kreis darstellt. Nicht die Kumulation von Planfestlegungen steht hier im Vordergrund, sondern die räumliche Kumulation von Flächen, die der Empfindlichkeit „hoch“ gegenüber dem Netzausbau eingestuft wurden. Die Darstellung zeigt daher, in welchen (Land-)Kreisen im Rahmen des Netzausbaus vermehrt mit Konflikten zu rechnen ist.

Um die beiden Auswertungen zum Thema kumulative Wirkungen vergleichbar zu machen, werden auch hier vier Klassen gewählt. Das Minimum des Flächenanteils von hochempfindlichen Flächen liegt bei 6 % in einem Kreis. Das Maximum bei knapp über 80 % Flächenanteil. Hohe Flächenanteile weisen vor allem kreisfreie Städte mit starkem Siedlungsflächenanteil auf.

Die Klasse mit den Werten bis zu 25 % (dunkelgrüne Färbung) deckt weite Teile der Bundesrepublik ab und bildet einen Halbkreis, ausgehend vom westlichen Niedersachsen, über Sachsen-Anhalt, Thüringen bis nach Bayern und Baden-Württemberg. Ein Großteil der Kreise in Schleswig-Holstein fällt ebenfalls in diese Klasse. Auch in anderen Bundesländern finden sich Kreise, die dieser Klasse zuzuordnen sind. Die Klasse mit den Werten bis 25 % Flächenanteil hochempfindlicher Flächen pro Kreis bildet den größten Anteil an der Gesamtfläche Deutschlands.

Die Klasse mit den Werten von 25,1 % bis 45 % Flächenanteil hochempfindlicher Flächen pro Kreis (hellgrüne Färbung) bildet flächenmäßig den zweitgrößten Anteil an der Gesamtfläche Deutschlands. Weite Teile Mecklenburg-Vorpommerns sowie Kreise in Brandenburg und Sachsen liegen auf der einen Seite in dieser Klasse. Auf der anderen Seite zeichnet sich entlang des Rheins, von der Niederländischen Grenze bis zur Schweiz eine Art Band von Kreisen dieser Klasse ab. Ebenfalls ist die Mitte Deutschlands etwa zwischen Bielefeld, Frankfurt und Erfurt in weiten Teilen dieser Klasse zugehörig. Auch in anderen Bundesländern (Niedersachsen, Bayern) finden sich Kreise, die dieser Klasse zuzuordnen sind.

Einen Flächenanteil um 50 % (gelbe Färbung) – d.h. etwa die Hälfte des Kreises ist mit Flächen bedeckt, die gegenüber dem Netzausbau eine hohe Empfindlichkeit aufweisen – haben nur wenige Kreise aufzuweisen. Hier sind besonders diejenigen Kreise hervorzuheben, in denen der Anteil der Siedlungsfläche niedrig ist, wie z.B. die Kreise Prignitz und Havelland, Uckermark, der Schwarzwald-Baar-Kreis, Garmisch-Patenkirchen und die Region westlich von Stuttgart. Auch finden sich in anderen Bundesländern (Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland) Kreise, die dieser Klasse zuzuordnen sind.

In der Klasse mit bis zu 82 % Flächenanteil hochempfindlicher Flächen gegenüber dem Netzausbau (braune Färbung) liegen ausschließlich kreisfreie Städte, die einen hohen Siedlungsflächenanteil aufzuweisen haben. Insbesondere im Raum Rhein-Ruhr liegen mehrere dieser Kreise.

Die Analyse gibt ein Indiz dafür, welche Gebiete für die zukünftige Planung weiterer Maßnahmen auf Ebene des NEP Strom 2024 bzw. für die Konkretisierung der Planung bereits gesetzlich bedarfsfestgestellter Vorhaben besonders konfliktträchtig sein können. Im Zuge des Netzausbaus sollten Bereiche, die in dieser Analyse einen hohen Flächenanteil ausweisen und sich auch auf den folgenden Planungsebenen als sehr konfliktträchtig herausstellen, möglichst umgangen werden. Es sollte – wie ohnehin gesetzlich vorgeschrieben – geprüft werden, ob Umweltauswirkungen durch die Beachtung des NOVA-Prinzips minimiert werden können.

Bündelungsoptionen

Entsprechend des in § 1 Abs. 5 S. 3 BNatSchG verankerten Bündelungsgebotes sind Bündelungen mit anderen linienhaften Infrastrukturen im Rahmen der konkreten Planung von Leitungstrassen grundsätzlich zu prüfen.

Bei der Prüfung der einzelnen Vorhaben wird innerhalb des Steckbriefs die Bündelung nur nachrichtlich dargestellt, indem potenziell bündelungstaugliche Infrastruktur (Höchstspannungsnetze, Bahnstromnetze, Bundesautobahnen) angegeben wird. Mögliche Bündelungsoptionen fließen jedoch nicht in die Bewertung der Umweltauswirkungen ein.

Die tatsächliche Möglichkeit einer Bündelung ist im Einzelfall konkret zu prüfen. Dies setzt zumindest eine grobe räumliche Verortung des Vorhabens voraus. Da auf dieser Ebene noch keine räumlichen Festlegungen zum Trassenverlauf getroffen werden, können auch keine Aussagen über die möglichen Bündelungsoptionen in die Prüfung aufgenommen werden. Die mögliche Bündelung mit bestehenden linienhaften Infrastrukturen ist dementsprechend auf der Ebene der Bundesfachplanung und der Planfeststellung sachgerecht zu berücksichtigen. Erst dort kann festgestellt werden, ob eine Bündelung möglich ist und in der Gesamtabwägung von Vor- oder Nachteil wäre.

Der NEP Strom 2024 fasst für das Festland darüber hinaus bestimmte HGÜ-Maßnahmen in ähnlicher räumlicher Lage zu Korridoren zusammen. Ob eine Bündelung dieser Maßnahmen sowie weiterer HDÜ-Maßnahmen im Einzelfall sinnvoll ist, kann auf dieser Planungsebene nicht sinnvoll abgeschätzt werden. Diese Untersuchungen sind daher auf den nachfolgenden Planungsebenen vorzunehmen.

Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen

Der Umweltbericht soll nach § 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 6 UVPG Maßnahmen darstellen, die geplant sind, um erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen aufgrund der Durchführung des Bundesbedarfsplanes zu verhindern, zu verringern und soweit wie möglich auszugleichen.

Dieser Betrachtung sind wegen des hohen Abstraktionsniveaus des Bundesbedarfsplans enge Grenzen gesetzt. Dies hängt insbesondere mit dem weitgehenden Fehlen von projektbezogenen, raumkonkreten Daten zusammen. Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen können erst benannt werden, wenn zumindest der grobe Verlauf der geplanten Leitung bekannt ist. Dies ist frühestens auf der Ebene der Bundesfachplanung im Rahmen der Festlegung eines raumverträglichen Trassenkorridors der Fall. Daher kann die SUP zum Bundesbedarfsplan keine Darstellungen hierzu treffen.

Gleichwohl sind in Kapitel 4.3 mögliche Maßnahmen aufgezeigt, die geeignet sein könnten, erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen aufgrund der Durchführung des Bundesbedarfsplans grundsätzlich zu verhindern oder zu verringern. Welche Maßnahmen tatsächlich hierzu geeignet sind, kann nur in Kenntnis der örtlichen Gegebenheit und der technischen Realisierbarkeit auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden werden.

Überwachungsmaßnahmen

Ferner soll der Umweltbericht Aussagen über Überwachungsmaßnahmen (§ 14g Abs. 2 S. 1 Nr. 9 UVPG) enthalten. Hierzu bedarf es eines Konzepts, anhand dessen überwacht und geprüft werden soll, ob und welche erheblichen Umweltauswirkungen sich bei der Durchführung des Plans ergeben.⁶⁰⁷

Dieser Betrachtung sind durch das hohe Abstraktionsniveau des Bundesbedarfsplanes und aufgrund des weitgehenden Fehlens von projektbezogenen Daten Grenzen gesetzt. Zum einen müsste aufgrund des Untersuchungsraums, der sich auf beinahe das gesamte Bundesgebiet erstreckt und der fehlenden räumlichen Verortung der Vorhaben, die Überwachung derart weiträumig angelegt werden, dass ernstliche Zweifel daran bestehen, ob dies mit zumutbarem Aufwand bewältigt werden kann. Zum anderen erscheint die Darstellung der Überwachungsmaßnahmen auf der Ebene der Bundesfachplanung als sachgerecht. Der im Bundesbedarfsplan festgestellte Übertragungsbedarf wird im Rahmen der anschließenden Bundesfachplanung durch das Auffinden eines raumverträglichen Trassenkorridors räumlich konkreter, so dass sich die negativen und positiven Umweltauswirkungen, die sich bei der Durchführung des Plans ergeben, auch tatsächlich messbar prüfen und raumkonkret darstellen lassen.

Die Darstellung der geplanten Überwachungsmaßnahmen kann daher sachgerecht auf der Ebene der Bundesfachplanung erfolgen. Es ist jedoch angedacht, die Erkenntnisse und Ergebnisse der Bundesfachplanung und Planfeststellung auch auf die davor gelegene Ebene des Bundesbedarfsplans wieder zurückzuspielen.

Hinweise für Folgeverfahren und Abschichtung

Im Umweltbericht konnten einige Aspekte nicht geprüft werden. Dies kann erst in den folgenden Planungsstufen (Bundesfachplanung/ Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren) aufgrund der damit verbundenen räumlichen Konkretisierung sachgerecht erfolgen. Hierbei handelt es sich insbesondere um:

- Vermeidungs- und Minimierungsmaßnahmen (strategische, wie z.B. die Korridorfindung, technische, wie z.B. Vogelmarker, und organisatorische, wie z.B. Bauzeitenregelungen)
- Prüfung der Betroffenheit von Überschwemmungsgebieten; Gewährleistung eines sicheren Hochwasserabflusses

Abschichtung

Sind Pläne und Programme Bestandteil eines mehrstufigen Planungs- und Zulassungsprozesses, sieht § 14f Abs. 3 UVPG die Möglichkeit der Abschichtung vor, um so Mehrfachprüfungen innerhalb eines Prozesses zu vermeiden. Die Abschichtung erfordert eine Entscheidung der Bundesnetzagentur bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens darüber, auf welcher Stufe bestimmte Umweltauswirkungen schwerpunktmäßig geprüft werden sollen. Ziel bei der Ermittlung der Prüfungsinhalte und damit der aufzunehmenden Kriterien ist es, diese Ebenen spezifisch zuzuordnen und auf der Planungsebene zu konzentrieren, auf der sie am sachgerechtesten geprüft werden können.⁶⁰⁸ Für die Zuordnung der zu prüfenden Kriterien spielt dabei ihre

⁶⁰⁷ Schieferdecker, B. (2012): S. 460, § 14m UVPG Rdn. 14, 29.

⁶⁰⁸ Kment (2012) In: Hoppe (2012):S. 460, § 14f UVPG Rdn. 32.

Relevanz für die zu treffende Entscheidung auf der konkreten Planungsebene eine ausschlaggebende Rolle.⁶⁰⁹ So soll eine Überfrachtung hochstufiger Planungsebenen mit Detailprüfungen und dort nicht sachgerecht abzuarbeitenden Kriterien vermieden und eine unsachgemäße Verschiebung von Prüfinhalten auf niedrigstufigere Planungsebenen verhindert werden.

Diesem Grundsatz folgend hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Kriterien für Umweltschutzziele erst folgenden Planungsebenen (Bundesfachplanung/ Raumordnungsverfahren, Planfeststellung) zugeordnet. Bei diesen „abgeschichteten“ Kriterien handelt es sich um solche, die zum einen auf dieser Ebene (z.B. aufgrund des Maßstabes) nicht „sichtbar“ sind. „Nicht sichtbare“ Kriterien können gleichwohl in nachgeordneten Planungsebenen durchaus starke Realisierungshindernisse darstellen. Zum anderen handelt es sich z.T. um wertvolle Bereiche, für die entweder gar keine oder bundesweit nicht vergleichbare räumliche Daten⁶¹⁰ vorliegen und Bereiche mit geringerer umweltfachlicher Bedeutung. Eine Betrachtung dieser Kriterien ist auf nachgeordneten Planungsebenen besser möglich, weil dort bei den Korridor- bzw. Trassenplanungen detailschärfer geprüft wird, und so kleinräumige Konflikte überhaupt erst ausfindig gemacht werden können. Zudem lassen sich in abschnittswisen Planungen folgender Planungsebenen bundeslandspezifisch einheitliche Daten besser in die Umweltprüfung einbinden. Es entstünde hingegen ein unverhältnismäßiger Aufwand im Sinne von § 14f Abs. 2 Satz 2 UVPG, wenn im Rahmen der SUP bundesweit unterschiedliche Daten zunächst vereinheitlicht und für das GIS verwertbar gemacht werden müssten.

Verbindung mit anderen Prüfungen

Mit dem Bundesbedarfsplan werden Festlegungen getroffen, die sich bei der weiteren Konkretisierung im späteren Planungsverlauf potenziell auf FFH- und VS-Gebiete auswirken können. Aufgrund des der Prüfung zugrunde gelegten Maßstabes und der noch unklaren konkreten räumlichen Betroffenheit, können auf der Ebene des Bundesbedarfsplans allerdings keine konkreten Auswirkungen auf das Schutzgebietssystem Natura 2000 identifiziert werden, insbesondere keine Auswirkungen auf Natura 2000-Gebiete außerhalb der Untersuchungsräume. Dazu bedarf es auf den nachgeordneten Planungsebenen entsprechender Verträglichkeitsprüfungen. Daher erfasst die Bundesnetzagentur die potenzielle Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten durch eine dem Planungsstand angemessene Natura 2000-Abschätzung (vgl. Kapitel 3.6).

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass vorrangig durch die Wahl der Trassenkorridore in der Bundesfachplanung oder der Trassenwahl in den nachgelagerten Planverfahren vermieden werden soll und kann, dass Natura 2000-Gebiete beeinträchtigt werden. Zudem stellt die gesetzlich geforderte Prüfung (§ 36 i.V.m. § 34 Abs. 1 bis 5 BNatSchG) auch bei der Bundesfachplanung sicher, dass die gesetzlichen Anforderungen des § 34 Abs. 1 bis 5 BNatSchG in entsprechender Anwendung (§ 36 S. 1 Nr. 2 BNatSchG) eingehalten werden. Dies beinhaltet im Einzelfall ggf. die Durchführung einer dem Abstraktionsgrad der Planungsebene angepasste FFH-Verträglichkeitsprüfung sowie u.U. die Prüfung und Darlegung einer Ausnahmemöglichkeit nach § 34 Abs. 3 bis 5 BNatSchG. Allerdings werden bereits zur Bedarfsplanung die Vorhaben identifiziert, bei denen ein solches Beeinträchtigungsrisiko für Natura 2000-Gebiete zu erwarten ist. Der Schutzzweck und die Erhaltungsziele sowie die Umgebung der jeweiligen Gebiete konnten aufgrund der

⁶⁰⁹ Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung und zur Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG (SUPG), BT-Drs. 15/3441, S. 31.

⁶¹⁰ Diese Daten müssten häufig erst aufwändig harmonisiert werden, um dem Ziel der Festlegung gerecht zu werden, bzw. würden das einheitliche Bewerten von Untersuchungsräumen dadurch erschweren, dass eine unterschiedliche Ausweisungspraxis zu flächenmäßigen Unterschieden in Dichte und Größe führt.

Planungsebene allerdings nicht einbezogen werden. Die Abschätzung erstreckt sich zudem nur auf Natura 2000-Gebiete, die innerhalb der Teiluntersuchungsräume liegen.

Fragen der Kohärenz wären im Rahmen einer Abweichungsprüfung zu klären (§ 34 Abs. 5 BNatSchG). Diese wird aufgrund des groben Maßstabes dieser Planungsebene und da auf dieser Ebene konkrete Beeinträchtigungen noch nicht feststellbar sind, abgeschichtet. Demzufolge ist keine abschließende Feststellung zur Kohärenz(wahrung) des Schutzgebietsnetzwerkes möglich. In den nachfolgenden Planungsstufen ist darauf zu achten, dass die zur Sicherung des Zusammenhangs des Netzes Natura 2000 notwendigen Maßnahmen vorgesehen werden.

Auf der Grundlage der geprüften potenziellen Auswirkungen der Vorhaben ergeben sich auf Ebene des Bundesbedarfsplans erste Hinweise zum Umfang der potenziellen Beeinträchtigungen von Natura 2000-Gebieten:

Bereits bei getrennter Betrachtung betroffener FFH- und betroffener Vogelschutz-Gebiete ergeben sich für die Teiluntersuchungsräume nicht umgehbare Bereiche. In knapp 36 % der Teiluntersuchungsräume des NEP ergeben sich bei den Maßnahmen Riegel aus FFH-Gebieten. Durch Vogelschutz-Gebiete gebildete Riegel ergeben sich in weniger als 10 % (8 %) der Teiluntersuchungsräume. Bei dieser Riegelbildung spielen insbesondere Flüsse eine wichtige Rolle die quer zum Teiluntersuchungsraum verlaufen. Für die landseitigen Teiluntersuchungsräume des O-NEP führen weder FFH- noch Vogelschutz-Gebiete zu Riegeln. Hingegen ergeben sich für alle drei seeseitigen Untersuchungsräume des O-NEP Riegel aufgrund von FFH- und Vogelschutz-Gebieten.

Unter Berücksichtigung der hohen Abstraktionsebene und des geringen Konkretisierungsgrades der Maßnahmen kann allerdings auch für einige FFH- und Vogelschutzgebiete eine Betroffenheit ausgeschlossen bzw. als unwahrscheinlich angesehen werden: Bei knapp 8 % der Maßnahmen des NEP ist eine Betroffenheit von FFH-Gebieten ausgeschlossen bzw. kann als unwahrscheinlich angesehen werden. Hinsichtlich der Vogelschutz-Gebiete kann zumindest bei etwa 18 % der Maßnahmen des NEP eine Betroffenheit mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Für die land- und seeseitigen Teiluntersuchungsräume der Maßnahmen des O-NEP ist eine Betroffenheit landseitig wahrscheinlich und seeseitig sicher.

Für die Natura 2000-Gebiete insgesamt, d.h. bei gemeinsamer Betrachtung von FFH- und Vogelschutz-Gebieten, ist festzustellen, dass bei 32 der 98 im Szenario B 2024 bewerteten Maßnahmen eine Querung von Natura 2000-Gebieten mit Sicherheit erfolgen muss (Kategorie III der Natura 2000-Abschätzung, Erläuterung der Kategorien siehe Kapitel 3.6). Angesichts der Vielzahl der FFH- und Vogelschutz-Gebiete und ihrer starken Streuung über das deutsche Staatsgebiet sowie ihrer unterschiedlichen Größen wird allerdings lediglich ein geringer Anteil der Gesamtanzahl der deutschen Natura 2000-Gebiete tatsächlich betroffen sein. Gleichwohl ist angesichts der überragenden Bedeutung des kohärenten Netzes in den Fällen einer „sicheren“ Betroffenheit das Risiko erheblicher Auswirkungen auf das kohärente Netz besonders hoch. Zusätzlich zu den Maßnahmen mit sicherer Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten, liegen bei 36 der 64 für Szenario B 2024 betrachteten Maßnahmen ein oder mehrere Schutzgebiete des Natura 2000-Netzes innerhalb der Teiluntersuchungsräume (Kategorie II der Natura 2000-Abschätzung, Erläuterung siehe Kapitel 3.6), so dass auch für diese Beeinträchtigungen nicht auszuschließen sind.

Ob es im Falle von Riegeln in den Teiluntersuchungsräumen bzw. von wahrscheinlich betroffenen Gebiete tatsächlich zu erheblichen Beeinträchtigungen der Natura 2000-Gebiete kommt, ist in folgenden

Planungsebenen u.a. anhand der Erhaltungsziele und unter Berücksichtigung von Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen zu untersuchen, ggf. ist eine FFH-Verträglichkeitsprüfung gemäß § 34 BNatSchG durchzuführen.

8. Alternativenprüfung

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- 8.1.1: Eine Erläuterung, warum es für die Bundesnetzagentur nicht möglich ist eine höhere Anzahl von vorhabenbezogenen Alternativen zu prüfen, wurde u.a. mit einem Verweis auf den Entwurf des Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus ergänzt.
 - 8.1.1: Die Auswahl der Gesamtplanalternativen wurde bezüglich der im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Anregungen erläutert.
 - 8.2.1: Die Ergebnisse des Koalitionsgipfels vom 01.07.2015, in dem die „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“⁶¹¹ zwischen den drei Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD beschlossen wurden, wurden auf notwendige Anpassungen bei der Auswahl der Alternativen überprüft.
 - 8.3. + 8.4: Anpassung der Zahlen und des Textes auf Basis der bestätigten Maßnahmen im NEP Strom 2024 und O-NEP 2024.
 - 8.5.1.2: Im Rahmen der Prüfung von vorhabenbezogenen Alternativen wurde zur Maßnahme D18 (Wolmirstedt – Gundremmingen) zusätzlich die Alternative Wolmirstedt – Isar ausführlich betrachtet.
 - 8.5.2.2: Der Sachstand zum Raumordnungsverfahren für den Trassenkorridor zwischen der 12 Seemeilen-Zone und dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond am Festland (Norderney II Korridor) – abgeschlossen mit der landesplanerischen Beurteilung des Amtes für regionale Landesentwicklung Weser-Ems am 06.05.2015 – wurde angepasst. Eine Erläuterung zum Thema Alternativenprüfung in diesem Bereich wurde ergänzt.
-

8.1 Inhalte und Methodik der Alternativenprüfung

Gem. § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG besteht die gesetzliche Verpflichtung, die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen nicht nur des Plans selbst, sondern auch der „vernünftigen Alternativen“ zu prüfen. Das Gesetz gliedert die Alternativenprüfung in zwei Schritte. Der erste Schritt ist die Auswahl der „vernünftigen Alternativen“. Diese erfolgt nicht allein nach Umweltgesichtspunkten, sondern darf auch andere Belange – wie etwa technische Realisierbarkeit und wirtschaftliche Effizienz – einbeziehen.⁶¹² Auf dieser Grundlage sind im zweiten Schritt die ausgewählten „vernünftigen Alternativen“ zu prüfen, d.h. nach dem umweltfachlichen Prüfprogramm sind die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten. Dabei sind die „vernünftigen Alternativen“ miteinander und mit dem Plan selbst zu vergleichen. Beide Schritte werden durch den Umweltbericht dokumentiert.

⁶¹¹ Internetseite Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)

⁶¹² Wulforst, R. (2013): § 14g UVPG, Rn. 36.

Im Rahmen des ersten Prozesses der energiewirtschaftlichen Bedarfsermittlung im Jahr 2012 ist eine Alternativenprüfung in dem rechtlich gebotenen und tatsächlich möglichen Umfang erfolgt. So wurden mehrere Alternativen betrachtet, darunter beispielsweise auch die verschiedenen Szenarien sowie andere Übertragungstechniken. Gleichwohl nahm die Bundesnetzagentur im Rahmen des zweiten Prozesses der energiewirtschaftlichen Bedarfsermittlung auf Grundlage des NEP Strom 2013 und des O-NEP 2013 auch aus Gründen der Akzeptanz eine weitergehende Alternativenprüfung vor. Zum Netzausbaubedarf des Szenarios B 2023 wurden als Gesamtplanalternativen die Netzberechnungen auf Grundlage der Szenarien A 2023 und C 2023 sowie zusätzlich 13 vohabenbezogene Alternativen betrachtet und bewertet, die in den Plänen der ÜNB als „Planungsüberlegungen“ formuliert waren.

Auch im Rahmen des diesjährigen Umweltberichts auf Grundlage des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 wird die Alternativenauswahl wie oben beschrieben aus einem Auswahl- und einem Bewertungsprozess bestehen. Beide Prozesse werden in den folgenden Kapiteln 8.2 sowie 8.4 und 8.5 detailliert dargestellt. Die Auswahl der Alternativen steht in diesem Jahr insbesondere unter dem Einfluss der seit dem 01.08.2014 in Kraft getretenen gesetzlichen Rahmenbedingungen des geänderten EEG, unter Berücksichtigung des „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ vom 03.12.2014 sowie dem Grünbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vom 31.10.2014. Diese gesetzlich verankerten und politisch beabsichtigten Ziele weisen einen unterschiedlichen Verbindlichkeitsgrad auf und führen die Bundesnetzagentur zu folgender Einschätzung:

- Die Vorgabe des Gesetzgebers in § 1 EEG hinsichtlich des angenommenen Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 40 - 45 % im Jahr 2025 hat letztlich zur Folge, dass sich die Bandbreite der zu prognostizierenden installierten Leistung erneuerbarer Energien schon für das Jahr 2024 gegenüber den im letzten Jahr getätigten Annahmen verengt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kommt demnach als wahrscheinliche Entwicklung nur noch ein angemessener Prognosekorridor in Frage, der im Jahr 2024 die Werte von 40 - 45 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nicht wesentlich verfehlt.⁶¹³
- Gleichzeitig geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Klimaschutzziele durch das am 31.10.2014 veröffentlichte Grünbuch des BMWi: „Ein Strommarkt für die Energiewende“ und zuletzt durch das am 03.12.2014 vom Bundeskabinett beschlossene „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ insgesamt nicht in Frage gestellt werden. Die Auswahl der Gesamtplanalternativen wird hierdurch jedoch nicht wesentlich beeinflusst.

Die Alternativenprüfung wird in diesem Jahr für den von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Netzentwicklungsbedarf des Szenarios A 2024 sowohl für das Festland als auch für den Bereich des Meeres durchgeführt. Hierbei werden zunächst die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der einzelnen Netzausbaumaßnahmen des Szenarios A 2024 ermittelt, beschrieben und bewertet. Danach werden die einzelnen Bewertungen jeweils in einer Gesamtplanbetrachtung zusammengefasst und mit der Gesamtplanbetrachtung des Szenarios B 2024⁶¹⁴ verglichen.

⁶¹³ Vgl. BNetzA (2014): S. 65.

⁶¹⁴ Bei der Überarbeitung ihres ersten Entwurfs des NEP Strom 2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B 2024 an neue Rahmenbedingungen, u.a. des EEG angepasst. Dieses aktualisierte Szenario wird im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 als Szenario B2024* bezeichnet. Da die SUP und insbesondere dieser Umweltbericht jedoch nach § 12c EnWG zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplan erstellt wird, der Netzentwicklungsplan und Offshore-Netzentwicklungsplan vereint, spricht der Umweltbericht einheitlich von Szenario B 2024.

Die Grundlagen der umweltfachlichen Prüfung sind dabei zunächst sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 und des O-NEP 2024 vorgeschlagenen einzelnen Maßnahmen des Szenarios A 2024. Das Szenario A 2024 wird also in gleichem Umfang wie das Szenario B 2024 im Umweltbericht geprüft.

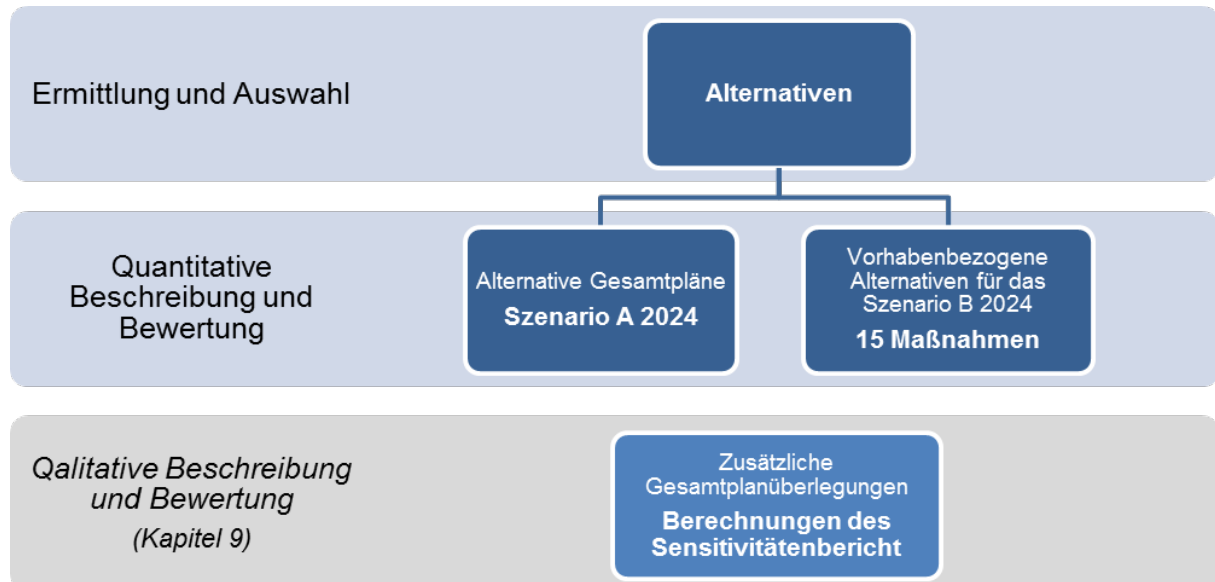


Abbildung 50: Alternativenprüfung

Zusätzlich zu dem aus dem Szenario A 2024 abgeleiteten Netzentwicklungsbedarf wird eine vorhabenbezogene Alternativenprüfung für das Szenario B 2024 durchgeführt (vgl. Abbildung 50). Dazu gehört auch die Prüfung alternativer landseitiger Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen des Szenarios B 2024. Hierbei werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen vorhabenbezogener Alternativen ermittelt, beschrieben, bewertet und mit den jeweiligen Vorzugsvarianten verglichen (Kapitel 8.5). Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der vorhabenbezogenen Alternativen und der jeweiligen, durch die ÜNB benannten, Vorzugsvarianten werden in gleichem Umfang und Detaillierungsgrad betrachtet.

Die Grundlagen der vorhabenbezogenen Alternativenprüfung sind zunächst sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 enthaltenen anderweitigen Planungsüberlegungen für das Szenario B 2024, die die Bundesnetzagentur als „nicht offensichtlich fernliegend“ identifiziert hat. Diese Auswahlentscheidung für alternative Netzverknüpfungspunkte wird im NEP Strom 2024 von den ÜNB häufig als „Planungsüberlegungen“ innerhalb der jeweiligen Projekte beschrieben. Das bundesweit vermaschte Stromnetz stellt die weitere Alternativenprüfung vor besondere Herausforderungen, da jede Verbindung zwischen Netzverknüpfungspunkten unterschiedliche netzent- und netzbelastende Folgen hat. Eine eigene Entwicklung von Alternativen durch die Bundesnetzagentur ist daher in der Regel ausgeschlossen. Gleichwohl zeigt die Bundesnetzagentur großes Verständnis für die im Rahmen der Konsultation vereinzelt vorgebrachten Forderungen, dass zusätzliche Alternativen zu Maßnahmen innerhalb des NEP enthalten sein müssten, um entsprechend im Rahmen des Umweltberichts geprüft werden zu können.

Um dieser Forderung Nachdruck zu verleihen verabschiedete die Bundesregierung im Frühjahr 2015 den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus⁶¹⁵. In diesem Gesetzesentwurf ist vorgesehen § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG so anzupassen, dass die „Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen“ Teil des Bestandteils des NEP wird. „Gemeint sind vor allem Planungsmöglichkeiten von Netzverknüpfungspunkten, an denen die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen beginnen und enden sowie die Prüfung des Verzichts auf den Neubau und dessen Ersatz durch eine Optimierung oder Verstärkung des bestehenden Netzes. [...] Insgesamt dient die Klarstellung der Darlegungspflicht auch der Konsistenz mit den umweltfachlichen Anforderungen an eine Alternativenprüfung.“⁶¹⁶

Die Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes greift aus Sicht der Bundesnetzagentur die entscheidende Frage der Alternativenprüfung auf, stellt zugleich jedoch klar, dass die Darlegungspflicht auf in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten begrenzt ist. Gleichzeitig nimmt sie die ÜNB als entscheidende Akteure in die Pflicht. Rückblickend zur Konsultation wird somit den Forderungen nach einer Aufweitung der Alternativenprüfung für die kommenden Prozesse bestmöglich Rechnung getragen. Gleichzeitig wird aber auch klar gestellt und aus Sicht der Bundesnetzagentur unterstützt, dass offensichtlich fernliegende Alternativen, so wie sie bspw. bereits im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens als Grundlage des NEP abgewogen und verworfen wurden nicht als Prüfung von Alternativen verlangt werden können. Hierunter fallen beispielsweise in der Konsultation des Umweltberichts vorgebrachte Alternativen einer stärkeren regionalen und somit dezentralen Stromerzeugung, einer stärkeren Berücksichtigung von Speichertechnologien sowie höheren Stromeinsparungen.

Bereits durch die Genehmigung des Szenariorahmens entschiedene und somit auch indirekt abgeschichtete Aspekte können im Rahmen der SUP ohne eine zeitaufwendige Neuberechnung des NEP nur schwer berücksichtigt werden. Alternative Eingangsgrößen zur Berechnung des NEP, die nach aktuellem Stand nicht Gegenstand politischer Zielvereinbarungen oder Gesetze sind, lassen sich nicht berücksichtigen. Eine rückwärtsgerichtete Überprüfung von politisch gesetzten Eckpunkten des Strommarktes, anschaulich gemacht durch den Sachverhalt des Netzausbaus, kann durch die Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan nicht geleistet werden.

Die Grundlage der vorhabenbezogenen Alternativenprüfung für den Bereich des O-NEP sind eigene Überlegungen der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur wird mangels entsprechender Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber auch in diesem Jahr eine eigene energiewirtschaftliche Plausibilisierung alternativer landseitiger Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen vornehmen. Da die Anbindungsleitungen zu den OWP den Charakter von Kraftwerkanschlussleitungen haben, spielt hier die Frage der Integration in das Gesamtnetz eine weniger entscheidende Rolle. Daher prüft die Bundesnetzagentur eine alternative Anbindungszuordnung für den Bereich der Nord- und Ostsee aus umweltfachlicher Sicht. Durch die Festlegung einer technischen Regelvorgabe des BSH durch den Bundesfachplan Offshore⁶¹⁷ im Bereich der Ostsee entfällt ein Vergleich zwischen den Umweltauswirkungen von Gleichstrom und Drehstrom in diesem Bereich. Wie bereits im Untersuchungsrahmen zu diesem Umweltbericht umfangreich dargelegt, ist die Prüfung einer stärkeren Vermaschung von

⁶¹⁵ Bundestagsdrucksache 18/4655.

⁶¹⁶ Bundestagsdrucksache 18/4655: S. 35.

⁶¹⁷ BSH (2014a): S. 18.

Anbindungsleitungen im Bereich des O-NEP ebenfalls nicht Gegenstand des Umweltberichts. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen im Umweltbericht 2013 verwiesen.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass im Rahmen der SUP keine Abwägungsentscheidung zugunsten einer Alternative getroffen wird. Auch bei vorhabenbezogenen Alternativen mit alternativen Anfangs- und/oder Endpunkten wird innerhalb der SUP kein Netzverknüpfungspunkt ausgewählt oder festgelegt. Die SUP etabliert kein eigenständiges Entscheidungsverfahren, sondern liefert eine Beurteilungsgrundlage für die Entscheidung über die Annahme des Plans. Die eigentliche Abwägungsentscheidung zugunsten einer Alternative ist nicht mehr Teil der SUP, sondern findet statt, wenn das Ergebnis der SUP zusammen mit anderen Belangen in das weitere Planverfahren eingebracht wird.⁶¹⁸ Dem Gesetzgeber obliegt es die im Umweltbericht dargestellten Gesamtplan- und vorhabenbezogenen Alternativen zu würdigen und in den Entscheidungsprozess bei der Annahme des Plans einzustellen.

Obwohl bei der Auswahl der möglichen Gesamtplanalternativen die Netzberechnungen aus dem im April 2014 von den ÜNB vorgelegten Sensitivitätenbericht nicht als „vernünftige Alternativen“ im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG gewertet werden können, werden diese im nachfolgenden Kapitel 9 einem qualitativen Vergleich unterzogen. Dieses unterstreicht, dass die Bundesnetzagentur an einer umfänglichen Alternativenprüfung interessiert ist. Gleichzeitig ist die SUP jedoch auf solche Alternativen zu beschränken, die nicht offensichtlich fernliegen.

8.2 Auswahl vernünftiger Alternativen

Folgende Gründe waren ausschlaggebend für die Auswahl der geprüften Alternativen:

Bei „vernünftigen Alternativen“ im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG muss es sich um realistische und realisierbare Alternativen handeln, mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele – unter dem Vorbehalt gewisser Abstriche – erreicht werden können (sog. Planzielkonformität). „Vernünftige Alternativen“ sind daher mehr als sich „ernsthaft anbietende“ oder „aufdrängende“, „ernsthaft in Betracht kommende“ oder „von der Sache her nahe liegende“ Alternativen. Umfasst sind vielmehr alle Alternativen, die „nicht offensichtlich – ohne vernünftigen Zweifel – fernliegen“.⁶¹⁹ In Betracht kommen allerdings nur Alternativen, die mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt werden können. Die „Vernünftigkeit“ der Alternativen ist somit auch im Sinne einer Zumutbarkeitsgrenze zu verstehen.⁶²⁰

Auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes kann die Frage der Zumutbarkeit eine entscheidende Rolle spielen, da die bundesweite energiewirtschaftliche Bedarfsermittlung äußerst aufwendig und komplex und nicht vergleichbar mit anderen SUP-pflichtigen Plänen ist. Die Zumutbarkeit ist jedoch nicht dahingehend zu verstehen, dass nicht auch eine höhere Anzahl von vorgelegten alternativen Gesamtplänen oder Alternativen zu einzelnen Maßnahmen durch die Bundesnetzagentur geprüft werden könnte.

Die Komplexität schlägt sich darin nieder, dass jede einzelne Maßnahme in das Gesamtnetz integriert ist. Ändert sich eine Maßnahme im vermaschten Netz, hat dies regelmäßig Auswirkungen auf weitere Maßnahmen. Die vor- und nachgelagerten Lastflüsse verschieben sich und das Gesamtnetz ist erneut auf

⁶¹⁸ Wulfhorst, R. (2013): § 14g UVPG Rn. 38.

⁶¹⁹ Kment (2012) In: Hoppe (2012):§ 14g Rn. 23.

⁶²⁰ Kment (2012) In: Hoppe (2012):§ 14g Rn. 21.

seine Konsistenz hin zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen. Dies erfordert vom Grundsatz her eine vollständige Neuberechnung des NEP. Im Bereich des Meeres ist diese Komplexität weniger ausgeprägt, da die Anbindungsleitungen von den Offshore-Windparks tatsächlich den Charakter von Kraftwerksanschlussleitungen haben. Die Eignung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist daher anhand des umliegenden Netzes und des Netzentwicklungsplanes für das Festland zu prüfen.

Gesetzliche Vorgaben, ob alternative Gesamtpläne oder Alternativen innerhalb eines Plans zu prüfen sind, gibt es nicht. Grundsätzlich denkbar sind beide Wege. Die Bundesnetzagentur hat beide Möglichkeiten in der diesjährigen SUP umfassend geprüft.

8.2.1 Alternative Gesamtpläne

Zur Auswahl der Gesamtplanalternativen wurden im Rahmen der Konsultation sehr heterogene Aussagen vorgetragen. Einerseits wird dargelegt, dass das Szenario C 2024 mit dem größten Beitrag zum Klimaschutz als Alternative geprüft werden müsse. Andererseits wird vorgetragen, dass nachvollziehbar dargelegt sei, dass das Szenario C 2024 aufgrund der offensichtlichen Zielabweichung nicht Gegenstand des Umweltberichts sein könne. Auch wird die Meinung vertreten, dass weder das Szenario A 2024, noch das Szenario C 2024 Gegenstand der Alternativenprüfung sein sollte.

Als Folge des Konsultationsprozesses sieht sich die Bundesnetzagentur mehrheitlich in ihrer Auffassung bestätigt, mit der Gesamtplanalternative des Netzausbaubedarfs des Szenarios A 2024 eine nachvollziehbare Auswahl getroffen zu haben. Keine der beiden Szenarien als Alternative zu prüfen stellte aus hiesiger Sicht keine Option dar, um nicht den ebenfalls geäußerten Eindruck zu gefährden, die Alternativenprüfung sei „grundsätzlich positiv“. Auch die Ergebnisse des Koalitionsgipfels vom 01.07.2015, in dem die „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“⁶²¹ zwischen den drei Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD beschlossen wurden, lassen die Bundesnetzagentur nicht an ihrer Einschätzung zweifeln, dass grundsätzlich weiterhin die Szenarien A 2024 und B 2024 im Bereich einer wahrscheinlichen Entwicklung liegen. Sowohl die „schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken“ in Höhe von 2,7 GW Leistung bis 2020, als auch die „Reservelösung für Süddeutschland“ mit bis zu 2 GW zusätzlichen Kraftwerkskapazität für schnell startfähige Kraftwerke sind durch den maßgeblichen Szenariorahmen zum NEP 2024 in Szenario A 2024 und B 2024 nicht ausgeschlossen. Gegenüber dem Bestandwert für Strom aus Braunkohlekraftwerken aus dem Jahr 2013 mit einer Erzeugungskapazität von 21,2 GW wird im Szenario A 2024 eine Reduktion auf 16,0 GW und im Szenario B 2024 auf 15,4 GW (minus 5,8 GW, bzw. minus 27 %) vollzogen. Das Szenario C 2024 wird nicht als Gesamtplanalternative betrachtet, besitzt aber für den Energieträger Braunkohle die gleichen Werte wie das Szenario B 2024. Die Summe der konventionellen Erzeugungskapazität zwischen den Szenarien B 2024 und C 2024 ist überdies identisch.

8.2.1.1 Szenario A 2024

Die Bundesnetzagentur unterzieht sowohl für das Festland als auch für den Bereich des Meeres den aus dem Szenario A 2024 abgeleiteten Netzentwicklungsbedarf einer Alternativenprüfung.

Die Bundesnetzagentur hat – aufgrund der Pflicht zur frühzeitigen Erstellung des Umweltberichts bereits während des Prozesses der Erstellung des NEP und O-NEP – ihrer Prüfung alle Maßnahmen unabhängig von

⁶²¹ Internetseite Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)

der energiewirtschaftlichen Prüfung in die SUP einbezogen, sowohl bei Szenario B, als auch bei dem als Alternative geprüften Szenario A 2024. Dies erfolgte auch vor dem Hintergrund, dass die Einschätzung zur Bestätigungsfähigkeit zum Zeitpunkt der Konsultation noch nicht abschließend vorlag. Während der Konsultation hat eine elektrotechnische Plausibilisierung dieser Alternative stattgefunden. Bei der Prüfung des Szenarios wurde ein vereinfachter Prüfmaßstab zugrunde gelegt. Die Wirksamkeit der in dem Szenario enthaltenen Maßnahmen wurde unterstellt und das Kriterium der Erforderlichkeit (d.h. der Belastung der Leitungen) überprüft. Dabei haben sich einige Maßnahmen als nicht erforderlich erwiesen und wurden bei der im überarbeiteten Umweltbericht vorgenommenen Alternativenprüfung nicht mehr beachtet. Zudem haben sich aus der Bestätigung bzw. Nichtbestätigung einzelner Maßnahmen des Szenarios B zwangsläufig auch Anpassungen für das Szenario A ergeben.

Bei Plänen für lange Zeiträume sind alternative Szenarien eine gute Möglichkeit, Alternativen und deren Auswirkungen zu untersuchen.⁶²² In der Szenariomethode ist es üblich, dass die so abgebildeten wahrscheinlichen Entwicklungen auf unterschiedlichen Annahmen beruhen⁶²³, die in diesem Fall zu dem Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens unter dem Lichte der vorhandenen Erkenntnisse getroffen wurden. Der relevante Szenariorahmen für den NEP Strom und O-NEP 2024 wurde bereits am 30.08.2013 genehmigt. Der genehmigte Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a EnWG legt die Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung fest, die dem NEP Strom und dem O-NEP zu Grunde zu legen sind (§§ 12b Abs. 1 S. 1, 17b Abs. 1 S. 1 EnWG), wobei die einzelnen Szenarien einen sog. „Szenario-Trichter“ bilden. Die Wahl des Szenarios, welches dem Bundesbedarfsplan zu Grunde gelegt wird, ist eine zentrale Weichenstellung im Rahmen des Netzentwicklungs- und somit auch Bundesbedarfsplans nach §§ 12a ff. EnWG. Aus den unterschiedlichen Szenarien des genehmigten Szenariorahmens lassen sich auch unterschiedliche Netzentwicklungsbedarfe ableiten. Die Entwicklungspfade der Szenarien A 2024 und C 2024 waren zum Zeitpunkt der Genehmigung der untere bzw. obere Rand der wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft für die nächsten zehn Jahre.⁶²⁴

Im Rahmen der Alternativenprüfung sind Zielabweichungen in geringem Umfang durchaus hinnehmbar, wie der Umweltbericht des Jahres 2013 zeigt. Die Geringfügigkeitsschwelle war nach Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht überschritten. Die Bundesnetzagentur kam im Umweltbericht 2013 zu der Einschätzung, dass die Szenarien A 2023 und C 2023 als planzielkonform anzusehen waren, da sie die mit dem Bundesbedarfsplan als Trägerverfahren verfolgte Zielsetzung, die gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs (§ 12e Abs. 4 S. 1 EnWG), erreichen konnten. Der aus den Szenarien A 2023 und C 2023 jeweils abgeleitete Netzentwicklungsbedarf war vom Grundsatz her einer gesetzlichen Bedarfsfeststellung ebenso zugänglich, wie derjenige aus dem Szenario B 2023. Zwar erfüllte das Szenario A 2023, ebenso wie das Szenario A 2022 im Vorjahr, nach den Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber die energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs nicht.⁶²⁵ Im Vergleich zum Vorjahr wurde 2013 aber nunmehr das energiepolitische Ziel der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung in Szenario A 2023 erfüllt. Auch bei den energiepolitischen Zielen der Reduktion der

⁶²² EU-Kommission (2003): S. 30.

⁶²³ UBA (2014): S. 54.

⁶²⁴ Bundesnetzagentur (2013a): S. 40 f.

⁶²⁵ Übertragungsnetzbetreiber (2013): S. 67 ff.

Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs gab es entscheidende Fortschritte, sodass die Bundesnetzagentur die Szenarien A 2023 und C 2023 als vernünftige Alternativen ansah.

Als maßgebliche Zielgrößen für die drei Szenarien galten im Jahr 2012 und 2013 die Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie die Senkung des Primärenergieverbrauchs. Dabei ist zu beachten, dass sich diese energiepolitischen Ziele nach wie vor sektorübergreifend auf die gesamten Treibhausgasemissionen bzw. den gesamten Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland, nicht aber sektorspezifisch auf den Bereich der Stromerzeugung beziehen. Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sowie der Szenariorahmen 2025⁶²⁶ beginnen dieses zu ändern. „Von 1990 bis 2012 ist es durch eine Vielzahl von klima- und energiepolitischen Maßnahmen gelungen, die Treibhausgasemissionen im Sektor Energiewirtschaft um rund 18 Prozent zu senken – von 458 Mio. t auf 377 Mio. t CO₂-Äq.⁶²⁷, weitere 22 t CO₂-Äq. sollen nun bis 2020 durch eine Kombination verschiedener Maßnahmen erbracht werden.⁶²⁸ Werden im Bereich der Stromerzeugung die Reduktionsziele nicht erfüllt, ist ein Ausgleich durch entsprechend überproportionale Reduktionen in anderen Bereichen möglich. Da es sich hier um den Umweltbericht auf Grundlage des NEP und O-NEP 2024 handelt und nicht um einen Umweltbericht zu politischen Entscheidungen bezüglich des Klimaschutzes durch Maßnahmen der Bundesregierung, kann eine tiefergehende Bewertung unterbleiben. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber beziehen sich ebenfalls sektorspezifisch auf den Bereich der Stromerzeugung. Diese gehen davon aus, dass ein Erreichen des interpolierten Zieles von 46% der Treibhausgas-Reduktionen im Jahr 2024 gegenüber 1990 aufgrund der Resultate der Szenarien nicht offensichtlich ist.⁶²⁹

Die beiden oben angesprochenen Ziele (Reduktion der Treibhausgasemissionen, Senkung des Primärenergieverbrauchs) gelten unverändert fort und sind auch für diesen Umweltbericht maßgeblich. An ihre Seite treten jedoch weitere energiepolitische Ziele, die ebenfalls bei der Auswahl der vernünftigen Alternativen zu beachten sind und durch das kürzlich veröffentlichte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 bekräftigt wurden. „Unser nächstes Etappenziel im Klimaschutz ist es, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. (...) Ein wichtiger Schritt, um diese Klimaschutzziele zu erreichen, ist die mit den Zielsetzungen im Energiekonzept 2010 eingeleitete und 2011 mit dem exakt fest gelegten Atomausstieg bekräftigte Energiewende.⁶³⁰ Die Energiewende und die damit verbundenen Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur sowie der damit einhergehende Netzausbau ist somit Teil des Aktionsprogramms. Flankierende Maßnahmen, die auch speziell auf den Stromsektor und dessen Potenzial zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen wirken werden, sind von der Bundesregierung beabsichtigt. Als energiepolitische Ziele im Energiesektor bekräftigt das Aktionsprogramm weiterhin die Senkung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 gegenüber 2008 um 20 % sowie die Senkung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 im Jahr 2020 auf 40 %. Zusätzlich tritt hinzu, dass auch unter dem Blickwinkel des Klimaschutzes der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 nach § 1 EEG bei 40 – 45 % liegen soll. Die Einhaltung aller drei Ziele ist aus Sicht der Bundesnetzagentur

⁶²⁶ Erstmals legt die Genehmigung des Szenariorahmen 2025 fest, dass in konkreten Szenarien sektorspezifisch der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 187 Mio. t CO₂ im Bereich Stromwirtschaft emittieren darf.

⁶²⁷ BMUB (2014b): S. 14.

⁶²⁸ BMUB (2014b): S. 28.

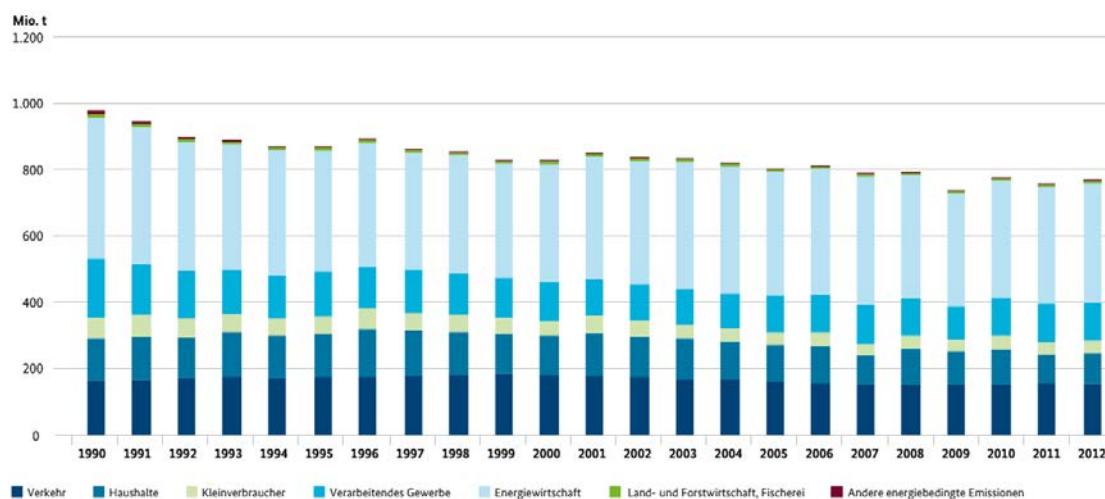
⁶²⁹ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 54.

⁶³⁰ BMUB (2014b): S. 7.

bei der Auswahl der vernünftigen Alternativen mit ihrem entsprechenden Gewicht der Verbindlichkeit zu berücksichtigen.

Ausgestaltet wird die übergreifende Zielvorgabe von 40 – 45 % über sämtliche Erzeugungsarten erneuerbarer Energien durch § 3 EEG. Hier wird festgelegt, dass insbesondere die Erzeugungsarten Windenergie auf See, Windenergie an Land und Photovoltaik zukünftig einem klaren Ausbaukorridor zu folgen haben. Gerade diese Erzeugungsarten sind es aber auch, die den Netzausbaubedarf, insbesondere in Nord-Süd-Richtung, beeinflussen⁶³¹ können, auch wenn der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 darauf hinweist, dass die bisher bestätigten Maßnahmen der Jahre 2012 und 2013 sowie der Bundesbedarfsplan ein sehr robustes Gerüst darstellen.

Bei der Überprüfung der möglichen alternativen Szenarien A 2024 und C 2024 auf die Einhaltung der energiepolitischen Ziele fällt auf, dass alle drei Szenarien mit dem Bezugsjahr 2024 das Ziel der Reduktion der CO₂-Emissionen nicht vollständig erreichen. Die Alternativenprüfung verlangt jedoch nicht, besonders umweltschonende Alternativen zu entwickeln und zu prüfen. Vielmehr sollen die im obigen Sinne „vernünftigen“ Alternativen hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen vergleichend dargestellt werden⁶³². Ein Schritt in die Richtung, Szenarien zu genehmigen, die bewusst die CO₂-Reduktionsziele erreichen, wird durch den kürzlich genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2025 gemacht⁶³³. Klimaschutz im Energiesektor spielt eine herausragende Rolle und wird zukünftig noch stärker als bisher auch in der Energieerzeugung, dem Verbrauch und damit auch indirekt dem Netzausbaubedarf verankert sein. Durch bspw. den weiter zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien sowie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind bereits wichtige Schritte gemacht. Im Bereich KWK gilt für alle Szenarien, dass die geforderte Zielmarke von 25 % Anteil des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2020 erreicht wird.



Quelle: Umweltbundesamt (UBA)

Abbildung 51: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland, Stand Mai 2014

⁶³¹ Übertragungsnetzbetreiber (2014a): S. 23.

⁶³² UBA (2009): S. 32.

⁶³³ BNetzA (2014): S. III.

Die Senkung des Primärenergieverbrauchs kommt ebenfalls dem Klimaschutz zugute mit der Zielvorgabe bis zum Jahr 2020 mindestens 20 % Energie gegenüber dem Jahr 2008 einzusparen. Hier ist zu berücksichtigen, dass zwar der Energiesektor einen großen Teil des Primärenergieverbrauchs verursacht, jedoch das Ziel der Senkung sektorübergreifend zu erreichen ist. Nur der Energiesektor würde bereits in allen Szenarien den geforderten Wert im Jahr 2020 einhalten.⁶³⁴ Die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 trifft ebenfalls die Aussage, dass alle dort Festgelegten Szenarien einer optimistischen Einschätzung zur Zielerreichung unterzogen werden können.

Als dritte entscheidende Größe, die für den Netzausbaubedarf im Jahr 2024 maßgeblich ist, ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland anzusehen. Hier haben sich aufgrund der Novellierung des EEG vom 01.08.2014 sowohl hinsichtlich der Menge der installierten Erzeugungsleistung, als auch in der durch die Übertragungsnetzbetreiber angewandten Regionalisierung als Grundlage für die Netzberechnungen des zweiten Entwurfs des NEP Strom 2024, folgende Änderungen ergeben:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch wurde auf einen Ausbaukorridor von 40 – 45 % im Jahr 2025 festgelegt, § 1 EEG. Um dieses Ziel zu erreichen sind insbesondere die Steigerungen der installierten Leistungen der unterschiedlichen Energieträger aus Windenergieanlagen auf See, Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen z. T. in einem jährlichen Ausbaukorridor stärker als bislang gesetzlich vorgegeben worden, § 3 EEG.
- Die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See soll bis zum Jahr 2020 auf 6,5 GW und bis zum Jahr 2030 auf 15 GW gesteigert werden. Im Jahre 2024 können somit etwa 9,7 GW installierte Erzeugungsleistung angenommen werden.
- Für Windenergieanlagen an Land soll die installierte Erzeugungsleistung jährlich um 2,5 GW (netto) gesteigert werden. Im Jahre 2024 können somit etwa 51–61 GW⁶³⁵ installierte Erzeugungsleistung angenommen werden.

Für Anlagen aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaikanlagen) soll die installierte Erzeugungsleistung jährlich um 2,5 GW (brutto) gesteigert werden. Im Jahre 2024 können somit etwa 52 GW installierte Erzeugungsleistung angenommen werden.

⁶³⁴ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 54.

⁶³⁵ BNetzA (2014): S. II.

Tabelle 20: Vergleich der installierten Erzeugungsleistung in den genehmigten Szenarien für den NEP Strom 2024 und den Zielvorgaben des EEG

Zielvorgaben des EEG für das Jahr 2024	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario C 2024
Windenergie auf See 9,7 GW	11,5 GW	12,7 GW	16,1 GW
Windenergie an Land 51 GW bis 61 GW	49 GW	55 GW	87,4 GW
Photovoltaik ca. 52 GW	54,8 GW	56 GW	58,6 GW

Bei der Prüfung der drei vorliegenden Szenarien mit dem Horizont 2024 zeigt sich, dass insbesondere das Szenario C 2024 bei den Werten von Offshore-Windenergie das vorgegebene Ziel aus § 3 EEG um 5,6 GW, bzw. gut 66 % überschreitet. Ebenfalls im Bereich der Onshore-Windenergie liegt der Wert des Szenarios C 2024 mit 87,4 GW installierter Erzeugungsleistung weit über der zu erwartenden Entwicklung von bis zu 61 GW. Hier wird der Prognosewert, gesetzt durch das neue EEG, um etwa 43 % überschritten. Alle drei Szenarien für das Jahr 2024 weisen im Vergleich dazu im Bereich Photovoltaik eine verhältnismäßig geringe Zielüberschreitung von gerade einmal bis zu 6,6 GW, bzw. 13 % auf.

Wie Tabelle 20 zeigt, wird abweichend zu Szenario C 2024 das Szenario A 2024 den neuen Anforderungen in höherem Maße gerecht. Der Ausbau der Windenergie auf See übersteigt den Zielwert des EEG um 1,8 GW, bzw. maximal 19 % und liegt somit der Zielvorgabe am nächsten. Die installierte Erzeugungsleistung der Windenergie an Land unterschreitet zwar den Zielwert um 2 GW, in Prozent jedoch nur um rund 4 %. Der Ausbau der installierten Erzeugungsleistung aus Photovoltaikanlagen liegt ebenfalls unter dem Zielwert, jedoch nur um 2,8 GW, bzw. etwa gerade einmal 5 %.

Der übergeordnete Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien insgesamt zeigt in Tabelle 21 ein ähnliches Bild wie die Einzelwerte. Das Szenario C 2024 überschreitet die Zielvorgaben deutlich.

Tabelle 21: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch* in den genehmigten Szenarien für den NEP Strom 2024 und der Zielvorgabe des EEG

Zielvorgaben des EEG für das Jahr 2025**	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario C 2024
40 % bis 45 %	43 %	47 %	59 %

* Die Angaben in der Tabelle beziehen sich auf einen Bruttostromverbrauch von einheitlich 600 TWh pro Jahr⁶³⁶, so wie er etwa im Jahr 2013 und als Projektionsgröße für das Jahr 2025 in der Genehmigung des Szenariorahmens dokumentiert ist.

** Für das Jahr 2024 besteht keine jahresgenaue Zielvorgabe. Ausgehend von einem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von etwa 26 % im Jahr 2013 und der Annahme eines kontinuierlichen Anstiegs, beträgt der Zielkorridor im Jahr 2024 etwa 38,3 - 43,3 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch um die gesetzte Zielvorgabe im Jahr 2025 nicht zu verfehlen.

Für das Szenario A 2024 kommt die Bundesnetzagentur daher zu der Einschätzung, dass die Zielabweichungen in einem Rahmen liegen, die als nicht offensichtlich fernliegend angesehen werden können. Hingegen kann, selbst wenn die Genehmigung des Szenariorahmens einen prognostizierten Trichter einer Bandbreite der möglichen Entwicklungen bis zum Jahr 2024 aufgestellt hat, ab Inkrafttreten des EEG am 01.08.2014 das Szenario C 2024 als offensichtlich fernliegend eingestuft werden.

Die Bundesnetzagentur bezieht – aufgrund der Pflicht zur frühzeitigen Erstellung der SUP bereits während des Prozesses der Erstellung des NEP Strom und O-NEP – in ihren Umweltberichtsentswurf alle Maßnahmen unabhängig von der energiewirtschaftlichen Prüfung ein, sowohl bei Szenario B 2024, als auch bei dem als Alternative geprüften Szenario A 2024. Dies erfolgt auch vor dem Hintergrund, dass die abschließende Einschätzung zur Bestätigungsfähigkeit zum Zeitpunkt der Konsultation noch nicht vorliegt. Wie bereits bei der SUP zum Netzentwicklungsplan 2013 wird die Wirksamkeit der in Szenario A enthaltenen Maßnahmen unterstellt und das Kriterium der Erforderlichkeit (d.h. der Auslastung der Leitungen) eingehend überprüft.

Der aus dem Szenario B 2034 abzuleitende Netzentwicklungsbedarf kommt wegen des abweichenden Prognosejahres – 2034 statt 2024 – hingegen nicht für die Alternativenprüfung in Betracht.

8.2.1.2 Sensitivitäten

Verbindlich vorgegebene Sensitivitäten

Die Übertragungsnetzbetreiber wurden in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP Strom 2024 verpflichtet, Sensitivitätsbetrachtungen für die im Szenario B 2024 enthaltenen Maßnahmen des NEP Strom 2024 durchzuführen. Aufgrund der energiepolitischen Entwicklungen, insbesondere der absehbaren Änderungen des EEG, wurden die Sensitivitäten nicht im Vergleich zum Szenario B 2024, sondern im Vergleich zum Szenario A 2024 untersucht.⁶³⁷ Das Ziel dieser Sensitivitäten ist es zu überprüfen, welche Auswirkungen die Veränderung bestimmter Parameter auf den Netzausbaubedarf haben. Dies soll zeigen,

⁶³⁶ BNetzA (2014): S. 110f.

⁶³⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 5.

welche Maßnahmen bei abweichenden Rahmenbedingungen (noch) nicht oder gegebenenfalls zusätzlich erforderlich sind.

Am 16. April 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Ergebnisse der zwei Sensitivitätsbetrachtungen vorgelegt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht.⁶³⁸

Bei den gerechneten Sensitivitäten handelt es sich erstens um eine Reduzierung der installierten Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergieanlagen auf 9,9 GW (Sensitivität 1: „Deckelung Offshore“) und zweitens um die Anwendung eines Einspeisemanagements von neuen, ab dem 01.01.2015 errichteten Windenergieanlagen an Land (Sensitivität 2: „Einspeisemanagement“). Der ursprünglich im Genehmigungsdokument⁶³⁹ des Szenariorahmens zum NEP Strom 2024 geforderte Wert von 8,4 GW Offshoreleistung, gesetzt aufgrund des Koalitionsvertrages der Bundesregierung vom 27.11.2013, wurde entsprechend § 3 EEG nachträglich auf 9,9 GW durch die Bundesnetzagentur angepasst. Insbesondere die Sensitivität 2 geht auf Forderungen der Umweltverbände im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens vom 5. April bis 17. Mai 2013 zurück.

Beide Sensitivitäten können nicht als vernünftige Alternative im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG im Rahmen dieser SUP angesehen werden. Dieses wird im Rahmen der Konsultation überwiegend geteilt. Sensitivität 1 stellt keine vernünftige Alternative dar, insbesondere weil die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Szenario A 2024 des ersten Entwurfs des NEP Strom 2024 basieren. Verglichen mit dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024, der als maßgebliche Grundlage der Bestätigung von Maßnahmen dient, wurde in den ersten Entwürfen zudem eine veränderte Regionalisierung vorgenommen. Ein Vergleich der Sensitivitäten mit den Zielnetzen der Szenarien A 2024 und B 2024 des zweiten Entwurfs des NEP 2024 wäre daher zu vielen veränderten Parametern unterworfen. Ebenfalls liegt eine Inkonsistenz zwischen dem ersten Entwurf des NEP Strom und O-NEP 2024 vor. Die abweichenden Einspeiseleistungen der Offshore-Windparks an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten des O-NEP konnten nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber bei den Netzanalysen des ersten Entwurfs des NEP Strom 2024 nicht mehr adäquat berücksichtigt werden. Allerdings bedeutet ein Verschwenken der Netzverknüpfungspunkte zwischen dem ersten und zweiten Entwurf insb. eine Änderung der lokalen Lastflüsse im nordwestlichen Niedersachsen.⁶⁴⁰ Dabei wurden die installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergieanlagen aufgrund neuerer Erkenntnisse im maßgeblichen zweiten Entwurf anderen Netzverknüpfungspunkten zugewiesen, als noch im ersten Entwurf des NEP Strom 2024 beabsichtigt.⁶⁴¹ Da die Sensitivität 2 aufbauend auf der Sensitivität 1 berechnet wurde, gilt für diese die gleiche Schlussfolgerung.

Die Sensitivität 1 „Deckelung Offshore“ ist der Sensitivität 2 „Einspeisemanagement“ vorgelagert und bildet dessen Grundlagennetz zur Berechnung. Beiden Netzberechnungen ist die beschriebene Inkonsistenz zwischen O-NEP und NEP immanent, so dass sie § 17b Abs. 2 S. 6 EnWG widersprechen, nach dem der O-NEP im Einklang mit dem NEP stehen muss. Die Sensitivität 1 „Deckelung Offshore“ liegt zwar im Bereich einer wahrscheinlichen Entwicklung, kann jedoch aufgrund der oben beschriebenen Inkonsistenz zwischen

⁶³⁸ Übertragungsnetzbetreiber (2014b).

⁶³⁹ BNetzA (2013a): S. 94f.

⁶⁴⁰ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 65ff.

⁶⁴¹ Übertragungsnetzbetreiber (2014a): S. 59.

Netzentwicklungsplan und Offshore-Netzentwicklungsplan nicht als Gesamtplanalternative angesehen werden.

Die Sensitivität 2, „Einspeisemanagement“ kann nicht als vernünftige Alternative im Sinne des UVPG angesehen werden, weil sie zum einen dieselbe Inkonsistenz zwischen NEP und O-NEP aufweist und zum anderen nicht den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen entspricht. Bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP Strom 2024 stellte die Bundesnetzagentur fest, dass bei der Entwicklung des Konzepts des Einspeisemanagements die Kappung von Windenergieanlagen nicht als Ersatz zum Netzausbau zu verstehen ist. Vielmehr ist bei der Ausgestaltung des Konzepts der Umfang der Kappung so zu wählen, dass das Ziel der Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien nicht konterkariert wird⁶⁴². Auch wird daraufhin gewiesen, dass die vorgegebene Sensitivität nicht ausgereift ist und so das Risiko besteht, dass ein zu großer Interpretations- und Gestaltungsspielraum zugelassen wird, dass die Auswirkungen der Kappung fehlinterpretiert und damit ein vermeintlich vielversprechender Ansatz verworfen werden könnte. Die Bundesnetzagentur setzt ihre Position in diesem Umweltbericht somit fort. Des Weiteren wurde im zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 eine neue Regionalisierung von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen, die die räumliche Entwicklung des aktuellen EEG besser abbildet.⁶⁴³ Diese Weiterentwicklung konnte bei der Erstellung beider Sensitivitäten noch nicht berücksichtigt werden.

Der Sensitivitätenbericht der ÜNB schreibt ebenfalls, dass getroffene Annahmen bei der Berechnung der Sensitivität 2 aktuell nicht die gesetzliche Vorrangregelung von erneuerbaren Energien berücksichtigt. Weiterhin folge der Einsatz der konventionellen Kraftwerke nicht dem Marktgeschehen. Insgesamt kommt der Sensitivitätenbericht zu der Aussage, dass unter den derzeitigen gesetzlichen und marktlichen Rahmenbedingungen die Sensitivität des Einspeisemanagements in dieser Form noch nicht in der Praxis anwendbar wäre.⁶⁴⁴

Parallel dazu hält auch das im Oktober 2014 veröffentlichte Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums fest, dass die Ausgestaltung des Einspeisemanagements noch ausstehe und einer der nächsten Schritte im Zuge der Energiewende sei. Angestrebt wird ein System, in dem eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zugelassen wird.⁶⁴⁵ Dabei soll an einer vollständigen Kompensation aller Anlagenbetreiber festgehalten werden. „Bei der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes soll mindestens die in den Verteilernetzplanungen unterstellte Begrenzung von Einspeisespitzen zu Grunde gelegt werden“⁶⁴⁶ dürfen. In der nun vorliegenden Netzberechnung der Sensitivität 2 wurde jedoch eine Kappung von Photovoltaikeinspeisespitzen nicht berücksichtigt. Aufgrund der vorgenannten Gründe handelt es sich somit bei der Netzberechnung der Sensitivität 2 „Einspeisemanagement“ insgesamt nicht um eine vernünftige Alternative.

Gleichwohl können beide Sensitivitätsanalysen als lohnenswerte Betrachtung eingestuft werden, da die Bundesregierung beabsichtigt mit einer weiteren EnWG/EEG Novelle 2015/2016 eine Einspeiseregulierung per

⁶⁴² BNetzA (2013a): S. 96.

⁶⁴³ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 21.

⁶⁴⁴ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 19.

⁶⁴⁵ BNetzA (2014): S. III.

⁶⁴⁶ BMWi (2014c): S. 27.

Gesetz zu verankern. Auch wenn für die Sensitivität 2 der gesetzliche Rahmen derzeit noch nicht gegeben ist, so hat die Bundesregierung eine entsprechende Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen in ihrem Koalitionsvertrag vereinbart und zeitlich durch die 10-Punkte-Energie-Agenda⁶⁴⁷ für Ende 2015 bzw. Anfang 2016 in Aussicht gestellt. Nicht die Offshore-Reduzierung und die Kappung von Einspeisespitzen an sich sind in den weiteren Überlegungen zum Netzausbau zu verwerfen, sondern lediglich die Berechnung der Sensitivitäten vom April 2014 nicht geeignet um sie hier einer gleichwertigen Prüfung als alternative Gesamtpläne zu unterziehen. Berücksichtigt wurde die Offshore-Reduzierung und eine Kappung von Erzeugungsspitzen aus Windenergieanlagen an Land im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung als Grundlage der Bestätigung des Szenarios B 2024. Insofern haben die Erkenntnisse aus den Sensitivitäten zumindest zusätzlichen indikativen Wert und werden daher in Kapitel 9 qualitativ untersucht. Dies zeigt, dass die Bundesnetzagentur über das geforderte Maß hinaus bereit ist, vorgelegte Netzberechnungen umweltfachlich zu würdigen, um diese in ihre Erkenntnisse einfließen zu lassen.

8.2.2 Vorhabenbezogene Alternativen

8.2.2.1 Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des NEP

Die Bundesnetzagentur überprüft diejenigen Maßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen, die nach der Auswertung der im NEP Strom 2024 dargestellten anderweitigen Planungsmöglichkeiten von der Bundesnetzagentur als „vernünftige Alternativen“ im Sinne des § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG identifiziert wurden. In erster Linie handelt es sich hierbei um solche Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, die in den einzelnen Steckbriefen der vorgeschlagenen Ausbauprojekte als „Planungsüberlegungen“, bzw. in den Beschreibungen der Maßnahmen formuliert sind.

Die vorhabenbezogene Alternativenprüfung ist von vornherein auf die Höchstspannungsebene beschränkt, da nur für diese die Ermittlung und Festlegung des Bedarfs nach dem EnWG vorgeschrieben ist. Die im NEP aufgezeigten anderweitigen Planungsmöglichkeiten auf der Hochspannungsebene (> 60 bis < 220 kV) kommen daher nicht in Betracht, da allein das Übertragungsnetz Gegenstand der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung nach §§ 12a ff. EnWG ist. Als Übertragungsnetz werden die überregionalen auf der Höchstspannungsebene (220 und 380 kV) betriebenen Netze bezeichnet.⁶⁴⁸ Bei anderweitigen Planungsmöglichkeiten in den nachgelagerten Netzen handelt es sich daher nicht um vernünftige Alternativen und sie wurden nicht in die Prüfung einbezogen.

Zum anderen ist auch auf der abstrakten Ebene des Bundesbedarfsplans keine Differenzierung zwischen Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen vorgesehen. Gemäß § 14f Abs. 3 S. 2 UVPG sind bei der SUP für einen Plan, der Bestandteil eines mehrstufigen Planungs- und Zulassungsprozesses ist, Inhalt und Entscheidungsgegenstand des Plans zu berücksichtigen. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt (§ 12e Abs. 4 S. 1 EnWG). Nicht entschieden wird hingegen, ob es sich bei den Vorhaben um Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen handelt. Hierüber wird erst auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden. Im NEP Strom 2024 aufgezeigte anderweitige Planungsmöglichkeiten, die keine räumlich andere Maßnahme, sondern z. B. einen Neubau statt einer Umbeseilung zum Gegenstand hatten, wurden daher nicht geprüft.

⁶⁴⁷ BMWi (2014a): S. 6.

⁶⁴⁸ Vgl. Einteilung der Spannungsebenen, BT-Drs. 17/6073: S.18.

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverterstationen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunktes errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt gelegen sein und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Da auch über konkrete Trassenkorridore oder Trassenverläufe erst auf den nachfolgenden Planungsstufen entschieden wird, kommen auch diese für die vorhabenbezogene Alternativenprüfung auf Ebene der Bundesbedarfsplanung nicht in Betracht.

Aus dieser eingehenden Prüfung haben sich für den Umweltbericht für 13 Maßnahmen alternative Netzverknüpfungspunkte ergeben, die auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen überprüft werden. Eine entsprechende energiewirtschaftliche Plausibilisierung der Alternativen liegt inzwischen vor. Insgesamt wurden 15 Alternativen geprüft.

Im Einzelnen hat die Bundesnetzagentur auf Grundlage der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im NEP Strom 2024 folgende vorhabenbezogenen Alternativen als „nicht offensichtlich fernliegend“ identifiziert:

Tabelle 22: Vorhabenbezogene Alternativen aus dem NEP Strom 2024 und Alternativen zum O-NEP 2024

Anzahl	Vorzugsvariante der Übertragungsnetzbetreiber	Alternative
1	D 18: Wolmirstedt - Gundremmingen	D 09: Lauchstädt - Meitingen
2	D 18: Wolmirstedt - Gundremmingen	Wolmirstedt - Isar sowie Oberbachern - Ottenhofen
3	P 21/M 51b: Cloppenburg/Ost – Merzen	Cloppenburg/Ost - Westerkappeln
4	P 30/M 61: Hamm/Uentrop - Kruckel	Lippe - Mengede
5	P33/M24b: Wolmirstedt - Wahle	Stendal/West - Wahle
6/7	P 37/M 25a: Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Lauchstädt - Wolframshausen - Vieselbach
	P 37/M 25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) - Mecklar	Wolframshausen - Mecklar
8	P 38/M 27: Pulgar - Vieselbach	Pulgar - Lauchstädt
9	P 39/M 29: Röhrsdorf - Remptendorf	Eula - Weida - Remptendorf
10	P 39/M 29: Röhrsdorf - Remptendorf	Röhrsdorf - Crossen - Herlasgrün – Mechlenreuth
11	P 41/M 57: Punkt Metternich – Niederstedem	Oberzier - Dahlem - Niederstedem
11		
12	P 65/M 98: Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	Dahlem - Brume (BE)
13	P 72/M 50: Kreis Segeberg - Raum Lübeck	Raum Lübeck - Hamburg/Nord
14	NOR-3-3: Cluster 3 - Grenzkorridor II - Raum Halbmond	Cluster 3 - Grenzkorridor II - Conneforde
15	NOR-1-1: Cluster 1 - Grenzkorridor II - Raum Cloppenburg/Ost	Cluster 1 - Grenzkorridor II - Conneforde

Anders als für die Maßnahmen des NEP beschrieben, haben Änderungen der Anbindungsleitungen vor allem Änderungen an der von den betreffenden Netzverknüpfungspunkten abgehenden Leistung auf dem Festland zur Folge. Die Komplexität ist somit deutlich geringer. Vor diesem Hintergrund unterzieht die Bundesnetzagentur die landseitigen Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen des Szenarios B 2024 einer Alternativenprüfung, ohne dass die Übertragungsnetzbetreiber insoweit anderweitige Planungsmöglichkeiten im O-NEP oder NEP Strom 2024 vorgeschlagen haben. Durch den gestaffelten Ausbau der Anbindungsleitungen und die schrittweise Nutzung der Netzverknüpfungspunkte in Küstennähe verbleibt der bereits bestehende Netzverknüpfungspunkt Conneforde als alternativer Anschlusspunkt an das Netz des Festlandes. Für die geplanten Anbindungsleitungen NOR-3-3 sowie die Maßnahme NOR-1-1 werden im Rahmen dieser SUP als Alternativen Verbindungen von Halbmond nach Conneforde, bzw. von Cloppenburg nach Conneforde betrachtet.

Aufgrund der bestehenden Wechselwirkungen zwischen den landseitigen Netzverknüpfungspunkten der Offshore-Anbindungsleitungen und dem vermaschten Netz an Land sowie mangels entsprechender Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber führt die Bundesnetzagentur eine energiewirtschaftliche Plausibilisierung der alternativen landseitigen Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen durch.

Die umweltfachliche Prüfung der vernünftigen Alternativen zu den konkreten Einzelmaßnahmen des NEP erfolgt unter Kapitel 8.5.1.

8.3 Szenario A

Das Szenario A 2024 bildet – wie das Szenario B 2024 – die zu erwartende Energielandschaft für das Jahr 2024 ab. Im Gegensatz zu diesem verfolgt Szenario A 2024 jedoch eine geringere Nutzung von Erneuerbaren Energien. In Szenario A 2024 liegt die installierte Nettoleistung (in GW) im Bereich der konventionellen Energieträger bei 39 %, bei den regenerativen Energieträgern bei 61 %, wobei hiervon die größten Nutzungspotenziale in der Photovoltaik und der Windkraft (On- und Offshore) gesehen werden. Die installierte Gesamtnettoleistung beträgt 211 GW. Szenario A 2024 ist zudem von einem verringerten Anteil der installierten Windenergieleistung (On- und Offshore) von 61 GW (Vergleich B: 68 GW) gegenüber Szenario B 2024 geprägt. In den Küstenbundesländern beträgt die prognostizierte Windenergieleistung 32 GW. Die installierte Windleistung ist in Szenario A 2024 somit geringer als im Szenario B. Der Anteil von Kraftwerksleistung auf der Basis von Erdgas ist um etwa 5 GW verringert, der Anteil von Steinkohle hingegen um 1,4 GW erhöht.⁶⁴⁹

Insgesamt hat sich die konventionelle Erzeugung im Szenario A 2024 um 8,1 GW gegenüber dem Szenario A 2023 verringert. Die regenerative Erzeugung betreffend weist Szenario A 2024 gegenüber dem Vorjahr eine Erhöhung um 4,1 GW auf. Die Summe konventioneller und regenerativer Erzeugung wird damit für das Szenario A um 4 GW zurückgenommen.

Szenario A 2024 beinhaltet insgesamt 67 energiewirtschaftlich notwendige Leitungsmaßnahmen, davon sind 65 Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 und zwei Maßnahmen aus dem O-NEP 2024. Gegenüber dem Szenario B 2024 werden in Szenario A 2024 sechs zusätzliche Maßnahmen berücksichtigt, es fallen jedoch auch drei Maßnahmen weg. Die Anzahl der Maßnahmen aus dem O-NEP 2024 reduziert sich im Vergleich zu den drei Maßnahmen des Szenarios B 2024 (zwei in der Nordsee sowie eine in der Ostsee) im Szenario A 2024 auf zwei Maßnahmen (beide in der Nordsee). Das Szenario A 2024 weist im Vergleich den insgesamt geringsten Netzausbaubedarf im Küstenmeer aus. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 310 km HGÜ-Netzanbindungssysteme in der Nordsee. Die Gesamtübertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 1,8 GW.

8.3.1 Maßnahmenbetrachtung

Die SUP erfolgt für das Szenario A 2024 anhand der 67 Leitungsmaßnahmen des NEP und O-NEP⁶⁵⁰. Die Maßnahmen werden unter Anwendung der in Kapitel 3 beschriebenen Methodik jeweils in einem Steckbrief

⁶⁴⁹ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 31.

⁶⁵⁰ Maßnahmen werden im Rahmen dieser SUP nur betrachtet, soweit sie sich nicht auf den Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone beziehen, da diesbezüglich nach § 12c Abs. 2 i.V.m. § 17a Abs. 2 EnWG auf die SUP zum Bundesfachplan Offshore des BSH verwiesen wird. Dies betrifft auch Maßnahmen, die zwischenzeitlich planfestgestellt worden sind. Es kann somit zu einer

überprüft. Dieser enthält sowohl den Ist-Zustand der Umwelt, als auch die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen. In den Steckbriefen werden diese ermittelt, beschrieben und bewertet. **Diese Einzelbewertungen der Steckbriefe befinden sich im Anhang.**

Die Luftliniendistanz zwischen den Netzverknüpfungspunkten dient der Orientierung über die Größe der Teiluntersuchungsräume.

Tabelle 23: Zusätzliche Maßnahmen in Szenario A 2024 und Bewertung der Umweltauswirkungen

Maßnahmen Nr.	Maßnahme	Luftlinien-distanz in km	Bewertung
M79	Elbekreuzung	15	B #
M206	Sottrum - Landesbergen	65	B #
M252	Lippe - Mengede	10	A ##
M253	Borken - Gießen	66	A ##
M254	Dollern - Punkt Sottrum	50	A ##
M374	Eichstetten - Kühmoos	58	B ##

8.3.2 Statistische Betrachtung

Die nachstehende Betrachtung erfolgt wie bei der Prüfung des Szenarios B 2024 in Kapitel 7.2 und stellt die einzelnen Bewertungsergebnisse der zugrundeliegenden Maßnahmen statistisch ausgewertet dar.

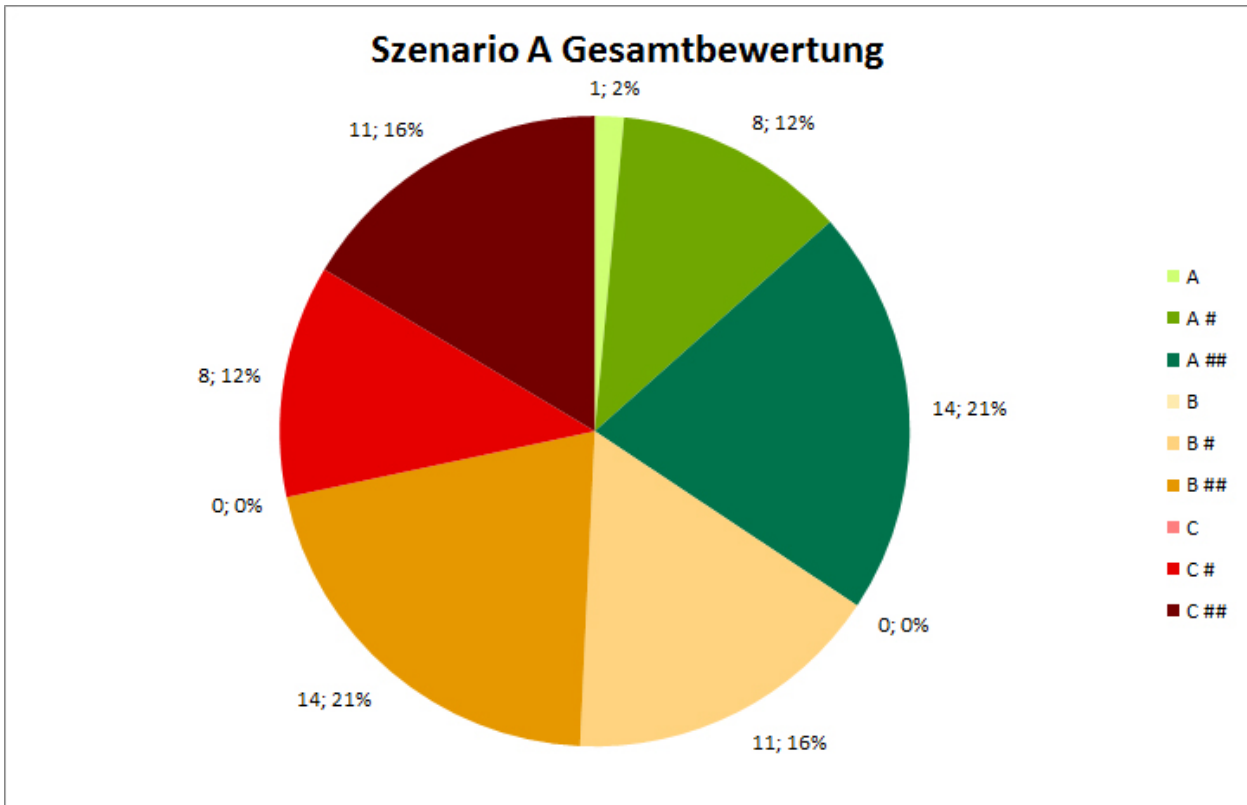


Abbildung 52: Häufigkeitsverteilung der Bewertungen im Szenario A 2024

Die Teiluntersuchungsräume enthalten demnach zu 65 % Riegel im Sinne der Definition (Buchstaben B und C). In 28 % der Fälle handelt es sich dabei um einen breiten bzw. um mehrere Riegel (Buchstabe C). 35 % der Untersuchungsräume enthalten keinen Riegel (Buchstabe A).

Die Rauten-Symbole # und ## zeigen an, in welchem Umfang in der übrigen Fläche der geprüften Teiluntersuchungsräume mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

In 2 % der Fälle sind voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen bezogen auf alle Schutzgüter potenziell in nur geringem Umfang zu erwarten (kein Rauten-Symbol). In 40 % der Maßnahmen sind erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich (Rauten-Symbol #) und in 58 % der Fälle ist davon auszugehen, dass erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Doppelrauten-Symbol ##) (vgl. Abbildung 52). Wie bereits in Kapitel 7.2 erläutert, handelt es sich hierbei um eine Worst-Case-Betrachtung.

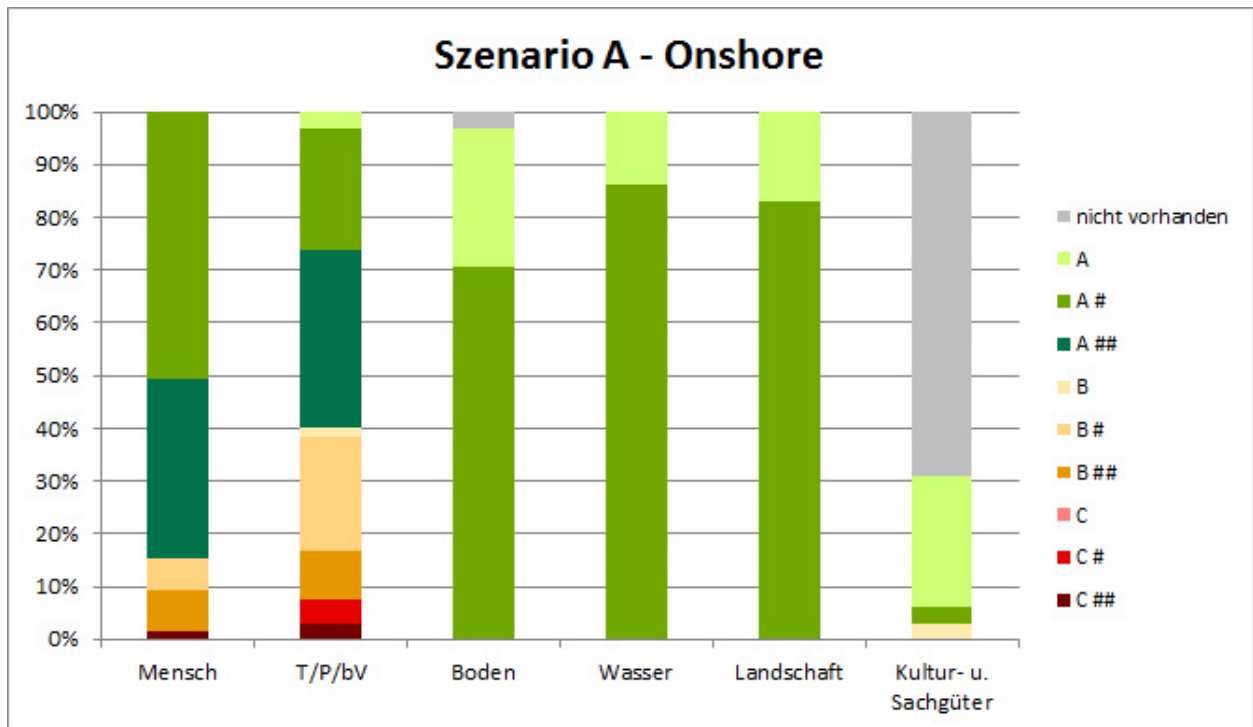


Abbildung 53: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der NEP-Maßnahmen

In Szenario A 2024 stellt sich die Häufigkeitsverteilung für die einzelnen Schutzgüter des UVPG wie folgt dar:

Wie in Abbildung 53 und Abbildung 54 veranschaulicht, zeigt sich bei den Maßnahmen des Szenarios A 2024 des NEP, dass nicht umgehbare Bereiche (Riegel) v.a. aufgrund der räumlichen Anordnung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt und des Schutzgutes Mensch gebildet werden. Der überwiegende Teil der Maßnahmen wurde hinsichtlich der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt mit A # (23%) und A ## (34%) bewertet. Das Schutzgut Mensch wird ebenfalls von den Bewertungen A # (51%) und A ## (34%) geprägt. Bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt liegen bei 40% der Maßnahmen Riegel vor, welche überwiegend durch Natura 2000-Gebiete gebildet werden. Häufig bestehen auch Kombinationen aus den Kriterien der genannten Schutzgüter. In Bezug auf das Schutzgut Mensch bestehen bei 15% der Maßnahmen nicht umgehbare Bereiche. Dies liegt i.d.R. daran, dass einige der Netzverknüpfungspunkte – bei dem zugrundeliegenden Prüfungsmaßstab – innerhalb von Siedlungsgebieten liegen oder unmittelbar an diese Bereiche angrenzen.

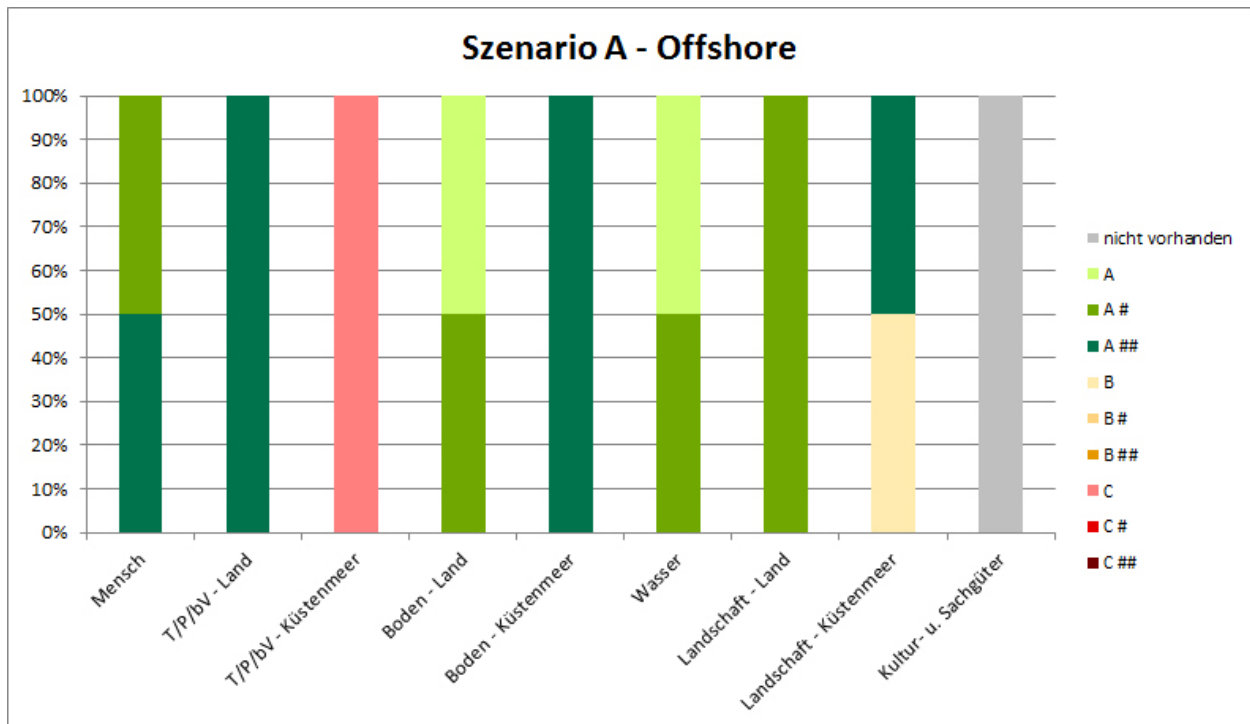


Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der O-NEP-Maßnahmen

In der Auswertung der Maßnahmen des Szenarios A 2024 des O-NEP werden sowohl die landseitigen als auch die seeseitigen Auswirkungen betrachtet. Im Bereich der landseitigen Maßnahmen erhält hinsichtlich des Schutzgutes Mensch eine Maßnahme die Bewertung A #, die andere die Bewertung A ##. Die Auswirkungen auf den Menschen sind überwiegend mit den Anbindungsleitungen auf dem Festland zu begründen. Nicht umgehbarer Bereiche innerhalb der seeseitigen Maßnahmen entstehen durch die Anordnung der Kriterien der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt. Hier wurden beide Maßnahmen mit C bewertet. Dies liegt vor allem an den im Küstenmeer gelegenen hoch empfindlichen Bereichen und geschützten Gebieten, wie z.B. dem Nationalpark Wattenmeer sowie vielen geschützten Natura 2000-Gebieten entlang der Küste und auf den vorgelagerten Inseln in der Nord- und Ostsee, welche bei einer Realisierung der Maßnahmen tangiert oder gequert werden müssen. Durch den Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer besteht bei einer Maßnahme auch für das Schutzgut Landschaft ein nicht umgehbarer Bereich.

8.3.3 Untersuchungsraum und Umweltzustand

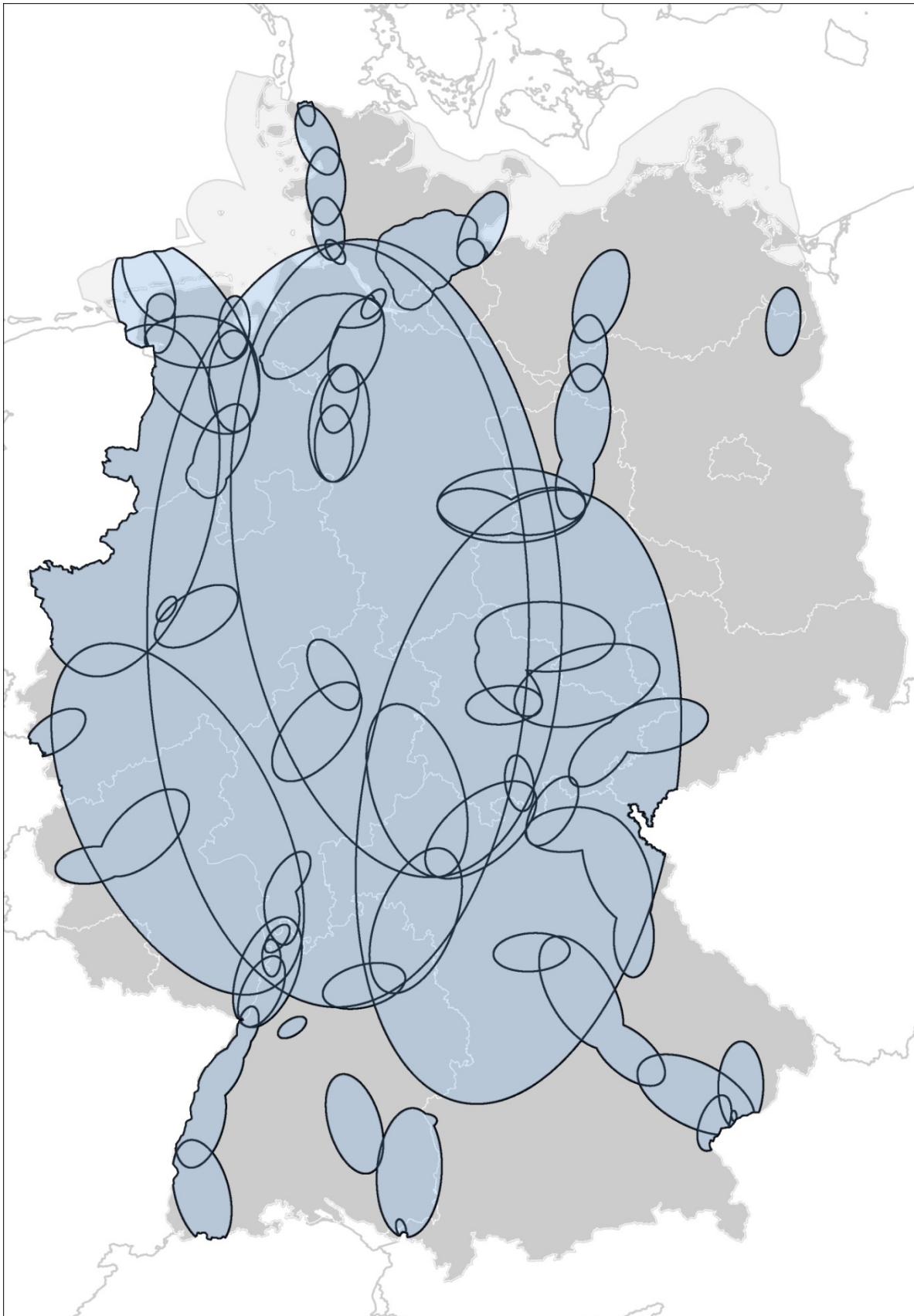


Abbildung 55: Übersicht der Untersuchungsräume im Szenario A 2024

Der Untersuchungsraum des Gesamtplans für das Szenario A 2024 ergibt sich aus der Summe der Teiluntersuchungsräume der Maßnahmen (vgl. Kapitel 7.3.1 und Abbildung 55). Gegenüber dem Szenario B 2024 verändert sich der gesamte Untersuchungsraum durch den Entfall von insgesamt drei Maßnahmen, davon eine Offshore-Anbindungsleitung in der Ostsee. Auf dem Festland entfallen zwei Maßnahmen im zentralen Untersuchungsraum im Bereich der Landesgrenze von Hessen und Thüringen. Hinzukommen fünf Maßnahmen, davon drei in Niedersachsen, eine in Nordrhein-Westfalen und eine in Hessen sowie eine den Gesamtuntersuchungsraum erweiternde Maßnahme im Südwesten Baden-Württembergs (vgl. auch Kapitel 7.4). Die Verlagerung von Maßnahmen liegt an den unterschiedlichen Transportbedarfen der beiden Szenarien. Das Szenario A 2024 wurde für den zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 nicht komplett neu berechnet, jedoch die bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auf Basis des modifizierten Szenarios B 2024 überprüft und gleichfalls für das Szenario A 2024 als netztechnisch belegt erkannt.⁶⁵¹

Darstellung des derzeitigen Umweltzustands

Da der Gesamtuntersuchungsraum des Szenarios A 2024 – wie beschrieben – nur geringfügig von demjenigen des Szenarios B 2024 abweicht, gelten die Ausführungen in Kapitel 7.3.2 zur Darstellung des Umweltzustands hier entsprechend. Hervorzuheben ist in Szenario A 2024 die hinzukommende Maßnahme im südwestlichen Baden-Württemberg, welche den Untersuchungsraum des Szenarios B erweitert. Der Untersuchungsraum dieser Maßnahme in der Region des Südschwarzwaldes und der Oberrheinebene ist geprägt vom Siedlungsbereich der Stadt Freiburg i.Br. und von zahlreichen größeren, naturschutzfachlich wertvollen Bereichen wie FFH- und Vogelschutzgebieten sowie Naturschutzgebieten. Der Naturpark Südschwarzwald und angrenzende Landschaftsschutzgebiete erstrecken sich über große Teile des Raumes.

Gesamtbetrachtung des Ist-Zustands inkl. Wechselwirkungen

Die Gesamtbetrachtung des Ist-Zustands inkl. der Wechselwirkungen wird für den Untersuchungsraum des Szenarios B 2024 in Kapitel 7.3.3 erläutert. Aufgrund der in Relation zum Gesamtuntersuchungsraum geringfügigen Abweichungen des Untersuchungsraums des Szenarios A 2024 gelten die dort getroffenen Ausführungen hier entsprechend.

Entwicklung des Umweltzustands bei Nichtdurchführung des Plans und bedeutsame Umweltprobleme

Die unter Kapitel 7.5 gemachten Ausführungen gelten hier ebenfalls entsprechend.

8.3.4 Gesamtplanauswirkungen

8.3.4.1 Darstellung für einzelne Schutzgüter

Aufgrund der nur geringfügigen Abweichungen des Untersuchungsraums für Szenario A 2024 gelten die Darstellungen der Umweltauswirkungen auf die einzelnen Schutzgüter in Kapitel 7.5.1 entsprechend. Im Folgenden werden die signifikanten Unterschiede und Besonderheiten des Szenarios A 2024 hervorgehoben.

In Szenario A 2024 zeigt sich für das Festland eine ähnliche prozentuale Verteilung in den Gesamtbewertungen wie in Szenario B 2024. Hervorzuheben sind geringfügige Unterschiede bei den Maßnahmen des O-NEP für die Schutzgüter Mensch, Boden und Landschaft (seeseitig). Dabei ist zu berücksichtigen, dass in Szenario A 2024 eine von drei Anbindungsleitungen wegfällt.

⁶⁵¹ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 119f.

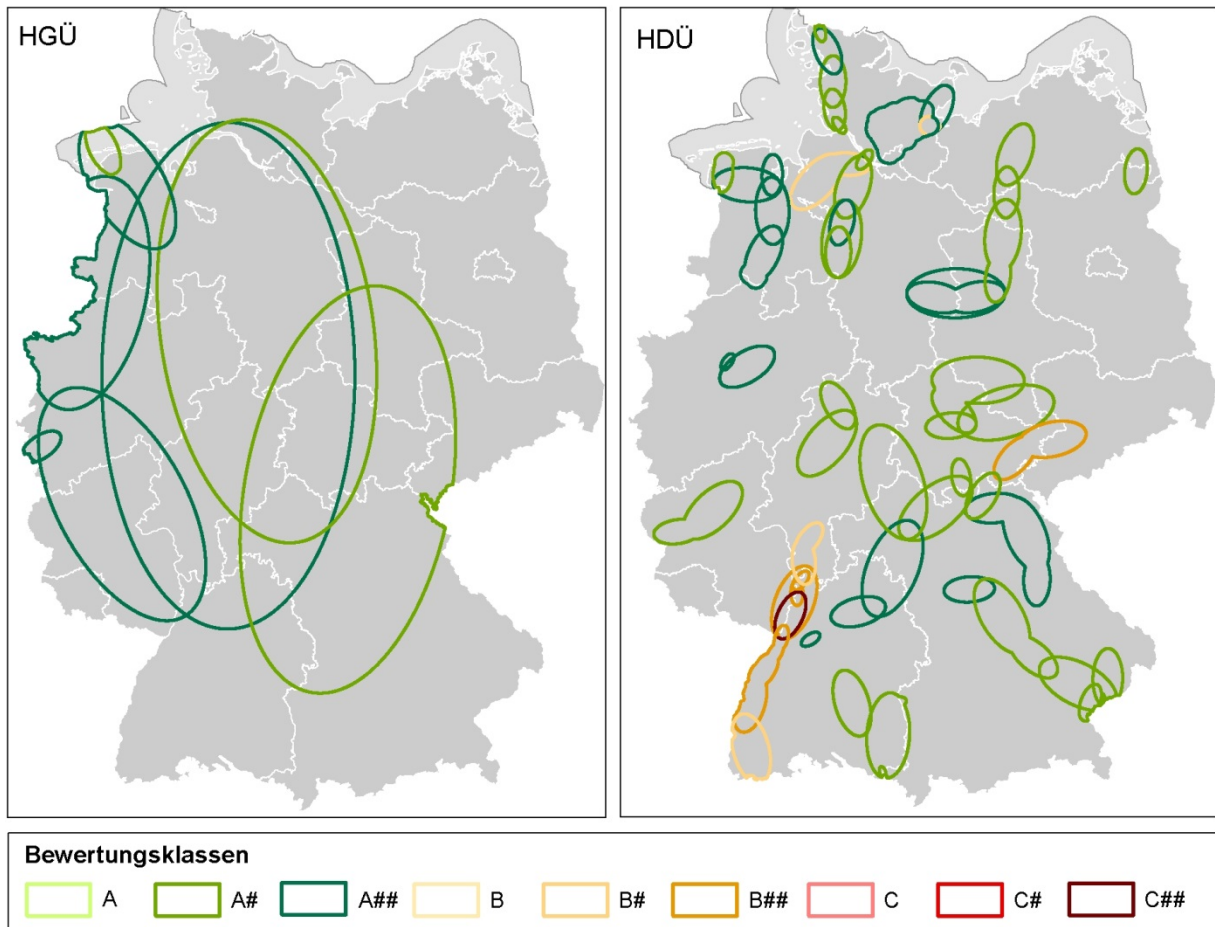


Abbildung 56: Bewertung des Schutzgutes Mensch im Szenario A

Bezüglich des Schutzgutes Mensch liegt die Bewertung bei dem Großteil der Maßnahmen bei A # (51 %) und A ## (34 %). In 15 % der Maßnahmen liegt ein nicht umgehbarer Bereich (Riegel) vor, wobei bei einer Maßnahme mehrere Riegel bestehen (Bewertung mit C ##) (vgl. Abbildung 56). Die genannten Maßnahmen mit einem Riegel befinden sich überwiegend in den Bereichen des westlichen Baden-Württembergs an der Grenze zu Frankreich und der Schweiz sowie im Dreiländergrenzbereich der Bundesländer Rheinland-Pfalz, Hessen und Baden-Württemberg (Bewertungen B ## und C ##), in Teilen Thüringens und Sachsens (Bewertung B ##), in Teilen Niedersachsens nördlich von Bremen (Bewertung B, B # und B ##) und in Schleswig-Holstein (Bewertung B #) bei Lübeck.

Zu begründen ist dies – bei dem zugrundeliegenden Prüfungsmaßstab – mit der Lage und räumlichen Nähe der Netzverknüpfungspunkte in Siedlungsbereichen oder in unmittelbarem Umfeld zu Siedlungen. Die genaue Lage dieser Netzverknüpfungspunkte ist jedoch bei einem Maßstab von 1:250.000 mit einer entsprechenden Unschärfe verbunden. Daher ist ggf. auch für Netzverknüpfungspunkte, die in unmittelbarer Nähe von Siedlungen liegen, eine Beeinträchtigung nicht ausgeschlossen.

Weiterhin wird auf die Ausführungen unter Kapitel 8.2 zur Bestimmung der genauen Lage einzelner Nebenanlagen im Rahmen der folgenden Planungsstufen verwiesen.

Die Bewertung der Maßnahmen des O-NEP hinsichtlich des Schutzgutes Mensch zeigt eine Verschiebung der prozentualen Verteilung im Vergleich zu derjenigen in Szenario B 2024. So werden hier 50 % der Maßnahmen mit A #, 50 % der Maßnahmen mit A ## bewertet, gegenüber 67 % (A #) bzw. 33 % (A ##) in Szenario B 2024.

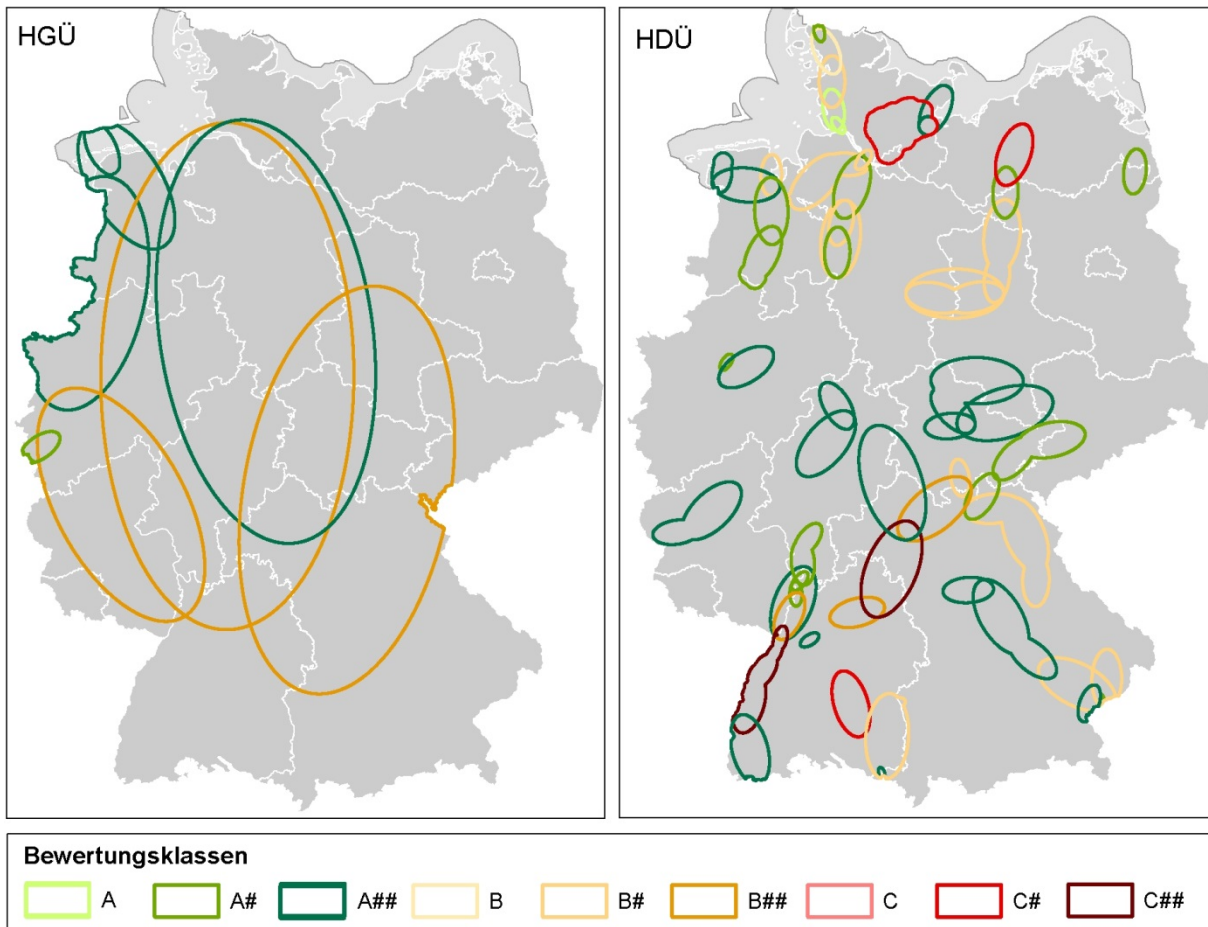


Abbildung 57: Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt im Szenario A

Bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt ergeben sich kaum Unterschiede hinsichtlich der Bewertung. Hier zeigt sich bei den Maßnahmen eine ähnliche prozentuale Verteilung wie in Szenario B 2024 (vgl. 7.5.1). Bei 41 Maßnahmen (61 %) besteht kein Riegel (Bewertung A, A # und A ##). 21 Maßnahmen (31 %) wurden mit B, B # und B ## und fünf Maßnahmen (7 %) mit C, C # und C ## bewertet. Somit liegen bei 39 % der Maßnahmen des NEP (HGÜ- und HDÜ-Maßnahmen) ein bzw. mehrere Riegel vor (vgl. Abbildung 57).

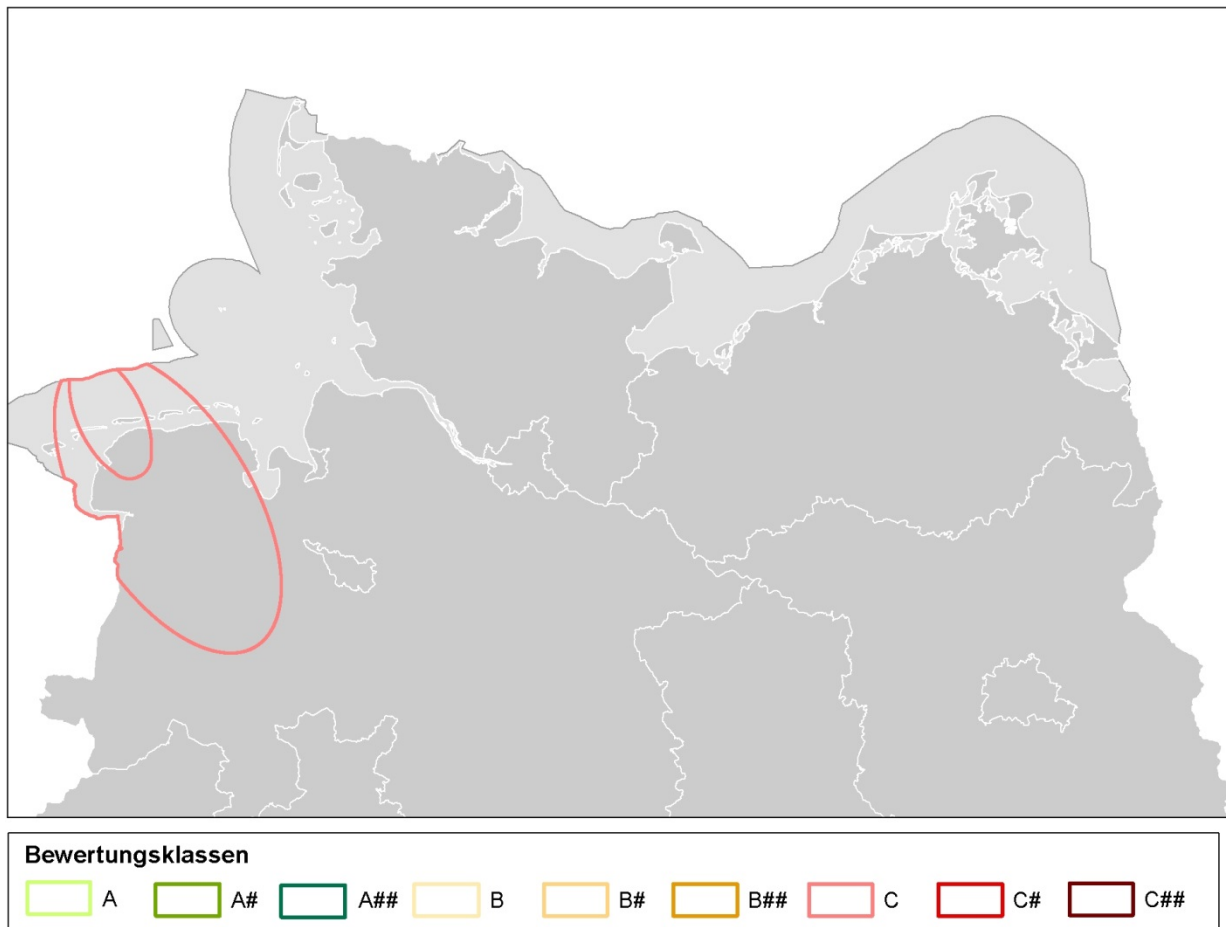


Abbildung 58: Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt in den Maßnahmen des O-NEP 2024 im Szenario A

Bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt erhalten beide Maßnahmen des O-NEP landseitig die Bewertung A ##. Es ergeben sich also keine Riegel in den betrachteten Untersuchungsräumen. Im betrachteten Restraum ist jedoch voraussichtlich umfangreich mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen.

Seeseitig bestehen bei beiden Maßnahmen des O-NEP ein breiter oder mehrere Riegel und werden daher beide mit C bewertet (vgl. Abbildung 58). Wie bereits in Kapitel 7.5.1 erläutert, liegen die Bewertungen mit C insbesondere an den in den Küstengewässern liegenden Natura 2000-Schutzgebieten sowie an den Nationalparks Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, welche bei einer Realisierung der Maßnahme gequert werden müssen. Hervorzuheben sind auch die Bewertungen des Schutzgutes Boden im Bereich der Maßnahmen des O-NEP. Hier werden beide Maßnahmen seeseitig mit A ## bewertet. Hinsichtlich des Schutzgutes Landschaft ergeben sich seeseitig ebenfalls Unterschiede gegenüber dem Szenario B 2024. Eine Maßnahme wurde mit A ## bewertet, eine, bei der das Kriterium Nationalparke (im Eulitoral) sicher betroffen ist, mit B.

8.3.4.2 Gesamtbetrachtung

Das Szenario A 2024 enthält 67 Maßnahmen. Die schutzgutübergreifende Gesamtbetrachtung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen erfolgt anhand der in der statistischen Analyse in Kapitel 8.3.2 gewonnenen Ergebnisse.

Übersicht der Umweltauswirkungen

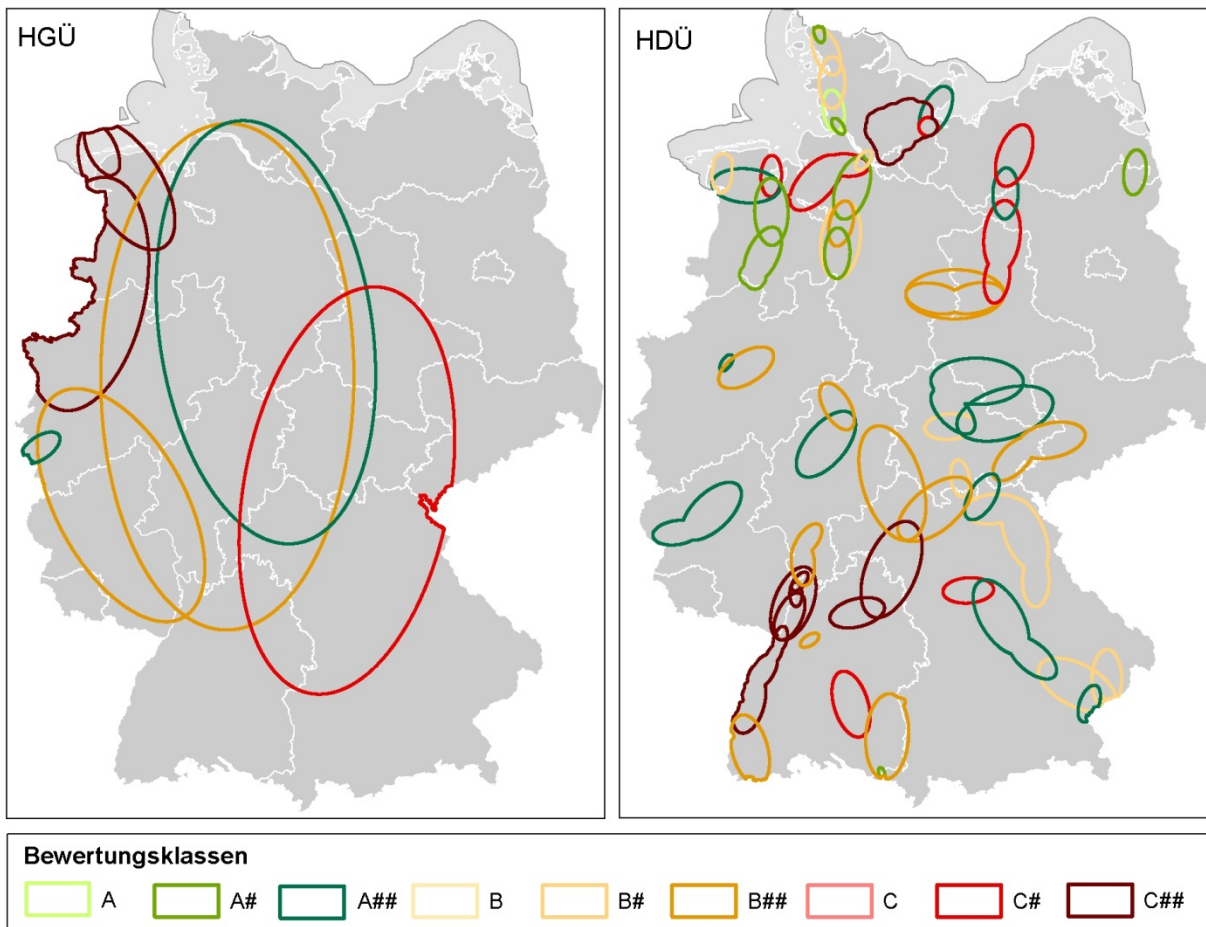


Abbildung 59: Gesamtbewertung der HGÜ- und HDÜ-Maßnahmen im Szenario A

Neben der Bewertung der Maßnahmen des NEP und O-NEP des Szenarios A 2024 ist auch deren räumliche Lage für die Gesamtplanbetrachtung relevant. Die Abbildung 59 zeigt, wie sich die Maßnahmen in Szenario A 2024 des NEP und des O-NEP in Deutschland anordnen, wobei die jeweilige Gesamtbewertung der Maßnahmen aus den Steckbriefen farblich zugeordnet ist.

Es wird deutlich, dass bei fast allen HGÜ-Maßnahmen und HDÜ-Maßnahmen – wie auch im Szenario B 2024 – sicher mit voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Unter gemeinsamer Betrachtung aller Schutzgüter und der Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit bestehen Riegel, d.h. nicht umgehbbare Bereiche hoher Empfindlichkeit. Aufgrund der nur geringfügigen Abweichungen des Untersuchungsraums des Szenarios A 2024 gelten die Darstellungen zu Gesamtplanauswirkungen zu Szenario B 2024 unter Kapitel 7.5.2 hier entsprechend.

Durch den geringeren Anteil der installierten Windenergieleistung reduziert sich die Anzahl der Maßnahmen des O-NEP gegenüber Szenario B 2024 um eine auf zwei Maßnahmen, die beide in der Nordsee liegen. Somit kommt es zu geringeren Umweltauswirkungen. Dennoch ist bei einer Realisierung der geprüften Maßnahmen mit erheblichen Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich zu rechnen. Dies betrifft die Seekabelverlegung in den hochempfindlichen Bereichen der Nationalparke Niedersächsisches, Hamburgisches und Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer.

Für den Gesamtuntersuchungsraum des Szenarios A 2024 ist festzuhalten, dass ohne die Berücksichtigung von Verhinderungs-, Verringerungs- und Ausgleichsmaßnahmen sowie Bündelungsoptionen durch alle Maßnahmen lokal mit voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Dies bezieht sich i.d.R. auf wenige, besonders empfindliche ggf. nicht umgehbare Bereiche. In weiten Teilen der Untersuchungsräume kann dagegen davon ausgegangen werden, dass erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich gar nicht oder nur in geringem Umfang zu erwarten sind.

8.4 Vergleich der Umweltauswirkungen der Szenarien A 2024 und B 2024

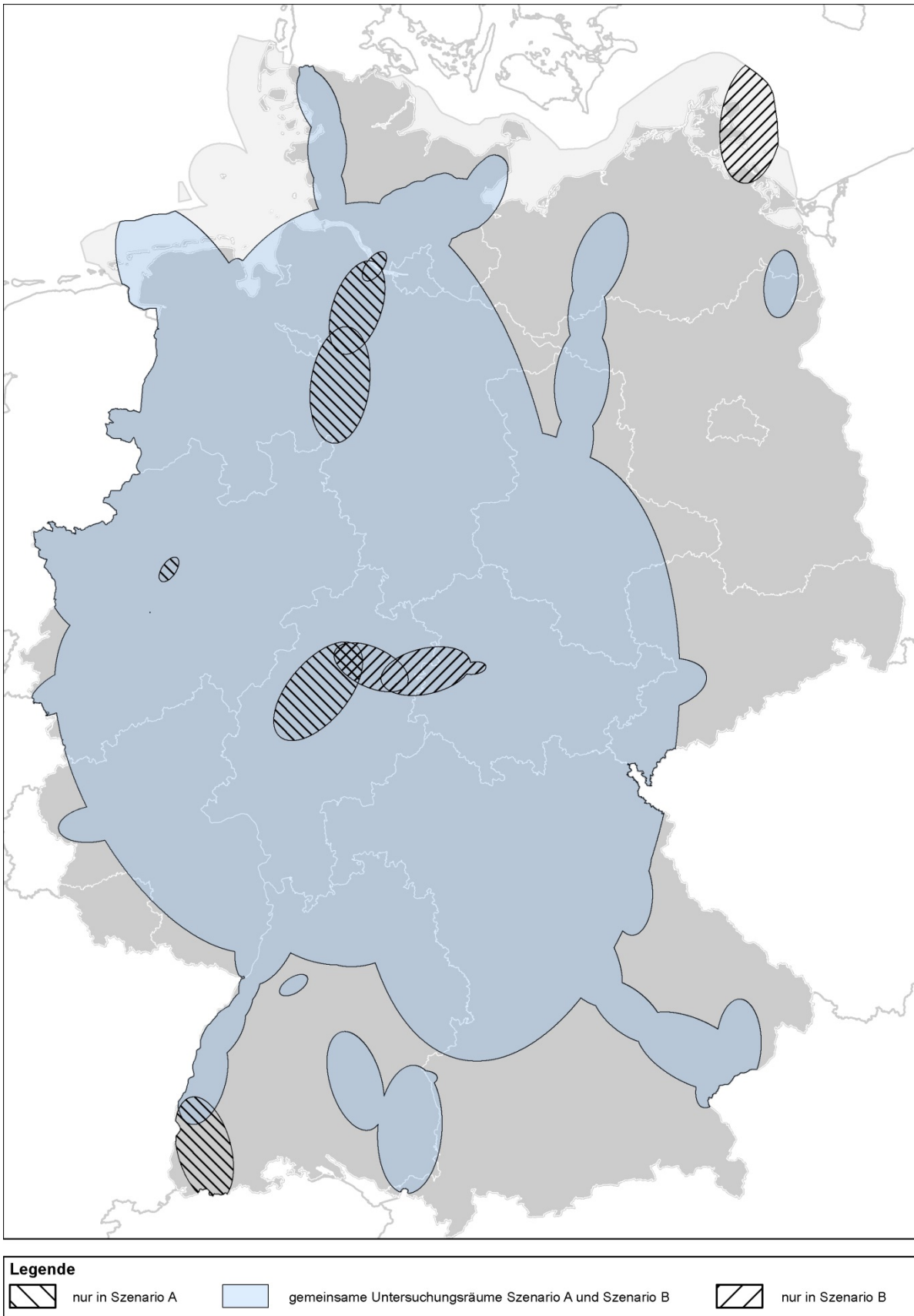


Abbildung 60: Untersuchungsräume der Szenarien A 2024 und B 2024

Im Hinblick auf HGÜ-Maßnahmen bestehen keine Unterschiede gegenüber Szenario B 2024. Die HDÜ-Maßnahmen betreffend entfällt in Szenario A 2024 die mit C ## bewertete Maßnahme zwischen Lubmin und dem Ostsee-Cluster 1. Des Weiteren entfallen mit A ## und B ## bewertete HDÜ-Maßnahmen im Bereich der Landesgrenze von Hessen und Thüringen.

Die in Szenario A 2024 zusätzlich erforderlichen HDÜ-Maßnahmen über die Elbe werden mit B ##, südlich anschließend mit B # und A #, in NRW mit A ## und in Hessen gleichfalls mit A ## bewertet. Die den Gesamtuntersuchungsraum erweiternde HDÜ-Maßnahme im Südwesten Baden-Württembergs wird mit B ## bewertet. Die zusätzlichen Maßnahmen betreffend sind erhebliche Umweltauswirkungen demnach schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich oder können voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ein Vergleich der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Szenarien A 2024 und B 2024 erfolgt auf der Grundlage der absoluten Gesamtbewertung der einzelnen Maßnahmen sowie der relativen Verteilung der Bewertung innerhalb des jeweiligen Szenarios. Zudem werden die Umweltauswirkungen der einzelnen Maßnahmen der zwei Szenarien mit der jeweiligen Länge des ermittelten Gesamtausbaubedarfs der Szenarien in Beziehung gesetzt.

Entsprechend des bestätigten NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 sind in Szenario A 2024 67 Maßnahmen, in Szenario B 2024 64 Maßnahmen enthalten. Die Untersuchungsräume beider Szenarien sind in Abbildung 60 abgebildet, wobei für das Szenario A 2024 explizit diejenigen Maßnahmen dargestellt sind, die den Gesamtuntersuchungsraum gegenüber Szenario B 2024 verändern.

Vergleich der Gesamtbewertungen

Innerhalb der jeweiligen Szenarien verteilen sich die einzelnen Bewertungen wie folgt:

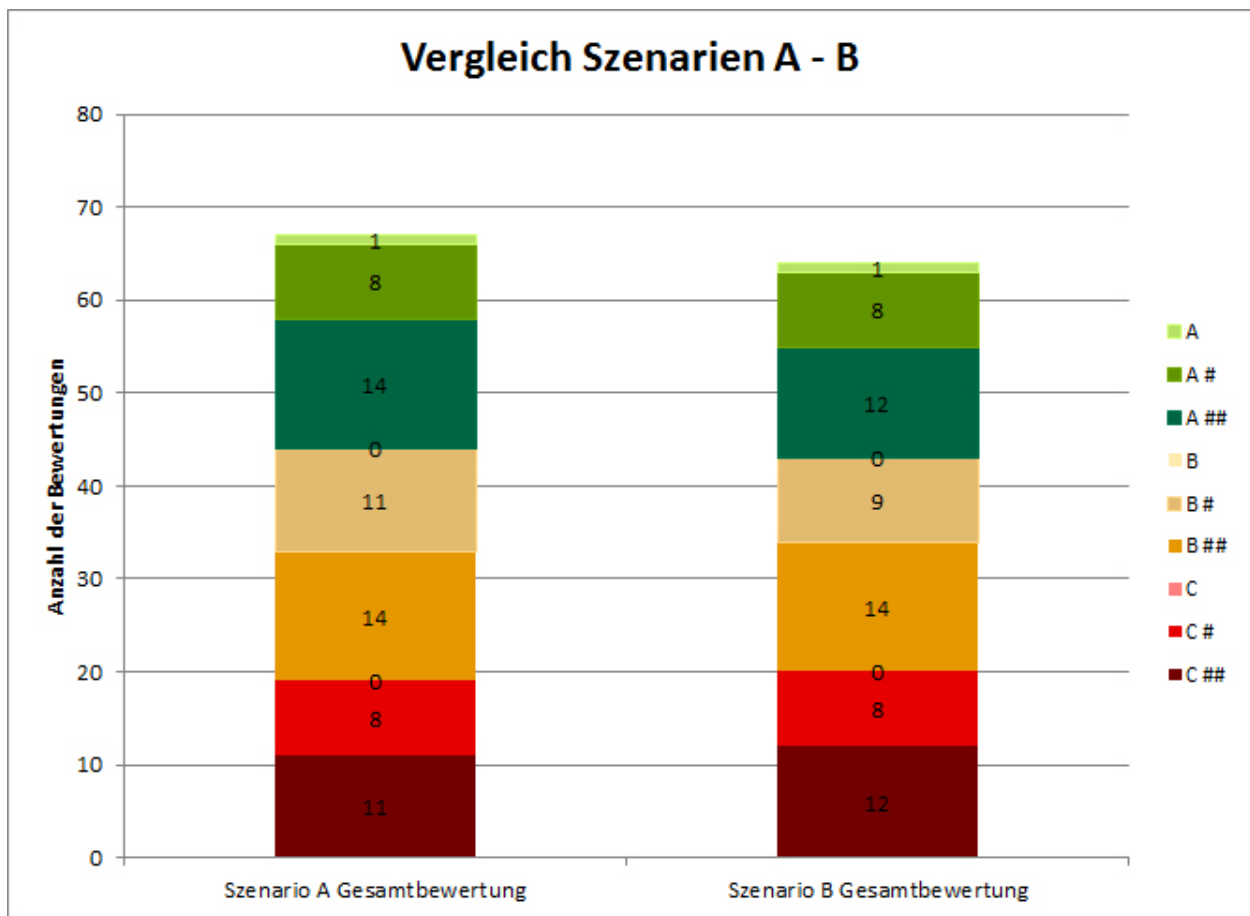


Abbildung 61: Vergleich der Szenarien A und B

In **Szenario A 2024** werden 19 Maßnahmen mit C, 25 Maßnahmen mit B und weitere 23 Maßnahmen mit A bewertet. Der prozentuale Anteil der einzelnen Bewertungsergebnisse weist marginale Unterschiede zu Szenario B 2024 auf. Zu etwa 72 % bestehen in den Untersuchungsräumen keine oder lediglich schmale Riegel. Bei etwa 28 % der Maßnahmen bestehen mehrere oder ein breiter Riegel. Bezogen auf die Bewertung des restlichen Raums der Maßnahmen mit dem Raute-Symbol ergibt sich ein Anteil von 2 % ohne Raute-Symbol, 40 % mit der Bewertung # und weitere 58 % mit der Bewertung ##.

Bei **Szenario B 2024** werden 20 Maßnahmen mit C, 23 Maßnahmen mit B und 21 Maßnahmen mit A bewertet. Im relativen Anteil bezogen auf das gesamte Szenario liegen bei 31 % der Maßnahmen ein breiter oder mehrere Riegel, bei 36 % der Maßnahmen ein schmaler Riegel und bei knapp 33 % kein Riegel vor. Ferner ergibt sich für den betrachteten Restraum im Untersuchungsraum die folgende Verteilung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen: in 2 % der Maßnahmen wurde keine Bewertung mit Raute-Symbol vergeben, 39 % der Maßnahmen erhielten die Bewertung # und 59 % die Bewertung ##.

Tabelle 24: Bewertungsvergleich der Umweltauswirkungen der Szenarien A 2024 und B 2024

Bewertungskategorie	A 2024	B 2024
A	35 %	33 %
B	37 %	36 %
C	28 %	31 %
ohne Raute	2 %	2 %
#	40 %	39 %
##	58 %	59 %

Zusammenfassend ist festzuhalten: Das Szenario B 2024 weist mit 59 % eine im Vergleich zu Szenario A 2024 geringfügig höhere Prozentzahl bei den Bewertungen mit ## (erhebliche Umweltauswirkungen werden voraussichtlich umfangreich ausgelöst) auf. Gleiches gilt für den Anteil der Bewertungskategorie C (breiter oder mehrere Riegel). Bei den Bewertungen A und B verschiebt sich der Anteil der Bewertungskategorie B (ein oder schmaler Riegel) von Szenario B 2024 zu Szenario A 2024 um ein Prozent nach oben und der Anteil der Bewertungskategorie A (kein Riegel) um zwei Prozentpunkte nach oben.

Einbeziehung der Ausbaulänge nach Angabe im NEP/O-NEP

Setzt man die Bewertung der einzelnen Maßnahmen mit der ungefähren Ausbaulänge des Netzes je Szenario in Beziehung, so zeigt sich folgendes Bild:

Tabelle 25: Vergleich Netzausbau und Einspeisung Erneuerbarer Energien⁶⁵²

	Szenario A	Szenario B
Trassenkilometer NEP	6.250 km	6.100 km
Trassenkilometer O-NEP	310 km	395 km
Differenz zwischen den Szenarien		- 1,0 % zu Szenario A
Installierte Leistung Erneuerbarer Energie	129 GW	138,6 GW
Anteil Erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch	43 %	47 %
Differenz zwischen installierter Leistung Erneuerbarer Energie		+ 7,4 % zu Szenario A

⁶⁵² Berücksichtigt wurden die Angaben des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplanes Strom 2014 (S. 81f.), des Offshore-Netzentwicklungsplanes 2014 (S. 40f.) sowie die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 (S. 2) sowie Eigenberechnungen der Bundesnetzagentur auf Basis der bestätigten Vorhaben des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024. Die Gesamtlänge der O-NEP-Maßnahmen wurde abzüglich notwendiger AC-Anschlüsse in der AWZ der Nordsee berücksichtigt. Eine Darstellung hierzu findet sich im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplanes Strom 2014 auf Seite 69-73.

Die ungefähre Ausbaulänge des Netzes ergibt sich für die SUP aus der Summe der einzelnen Trassenkilometer pro Maßnahme in den jeweiligen Szenarien. In Szenario A 2024 sind 67 Maßnahmen, in Szenario B 2024 64 Maßnahmen enthalten. Die Länge der Trassenkilometer zwischen den Netzverknüpfungspunkten in NEP und O-NEP zusammen verändert sich für das jeweilige Szenario: 6.560 km in Szenario A 2024 und 6.495 km in Szenario B, das damit einen geringfügig geringeren Netzausbaubedarf aufweist (ein Prozent Minderung gegenüber Szenario A 2024). Diese Zahlen zum Netzausbau beinhalten keine Differenzierung zwischen Neubau, Optimierung und Verstärkung, da auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes hierzu noch keine Festlegungen erfolgen, sondern erst auf den nachfolgenden Planungsstufen.

Gleichzeitig verändert sich bei dem Vergleich der Szenarien auch der Energiemix zwischen konventionellen Energieträgern und regenerativer Erzeugung, der laut der Genehmigung des Szenariorahmens eingespeist wird, minimal. In Szenario A 2024 beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 43 %. In Szenario B 2024 erhöht sich diese Zahl u.a. durch Anstieg der Onshore-Windenergieeinspeisung und Senkung des Erdgasanteils auf 47 %. Die GW-Erzeugungskapazität durch Erneuerbare Energien erhöht sich von Szenario A 2024 zu Szenario B 2024 um 7,4 %.

Das Szenario A 2024 weist eine mit C bewertete Maßnahme weniger und eine mit ## bewertete Maßnahmen mehr auf als Szenario B 2024. Um 6,7 % erhöht hat sich die Gesamtausbaulänge für das Szenario B gegenüber A. Beim Vergleich der Umweltauswirkungen ist auch die Länge der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu betrachten. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich tendenziell mit zunehmender Leitungslänge auch die Umweltauswirkungen erhöhen. Betrachtet man die ungefähre Streckenlänge der Maßnahmen und den Anteil der im Szenario A enthaltenen Erneuerbaren Energien ergibt sich folgendes Bild: Das Szenario A weist in der Summe 65 Trassenkilometer mehr auf als Szenario B. Der minimal verringerte Ausbaubedarf in Szenario B 2024 geht mit einer höheren Erzeugungskapazität Erneuerbarer Energien einher.

8.5 Vorhabenbezogene Alternativen

8.5.1 Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des NEP

Wie in Kapitel 8.1 dargestellt, werden die im NEP Strom 2024 enthaltenen vernünftigen Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen geprüft und die Bewertungen mit denjenigen der Vorzugsvariante⁶⁵³ verglichen. **Die einzelnen Bewertungen sind in den Steckbriefen im Anhang enthalten.**

Tabelle 26: Vorhabenbezogene Alternativen aus dem NEP Strom 2024 und Alternativen zum O-NEP 2024

Anzahl	Vorzugsvariante der Übertragungsnetzbetreiber	Alternative
1	D 18: Wolmirstedt - Gundremmingen	D 09: Lauchstädt - Meitingen
2	D 18: Wolmirstedt - Gundremmingen	Wolmirstedt - Isar sowie Oberbachern - Ottenhofen
3	P 21/M 51b: Cloppenburg/Ost – Merzen	Cloppenburg/Ost - Westerkappeln
4	P 30/M 61: Hamm/Uentrop - Kruckel	Lippe - Mengede
5	P33/M24b: Wolmirstedt - Wahle	Stendal/West - Wahle
6/7	P 37/M 25a: Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Lauchstädt - Wolframshausen - Vieselbach
	P 37/M 25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) - Mecklar	Wolframshausen - Mecklar
8	P 38/M 27: Pulgar - Vieselbach	Pulgar - Lauchstädt
9	P 39/M 29: Röhrsdorf - Remptendorf	Eula - Weida - Remptendorf
10	P 39/M 29: Röhrsdorf - Remptendorf	Röhrsdorf - Crossen - Herlasgrün – Mechlenreuth
11	P 41/M 57: Punkt Metternich - Niederstedem	Oberzier - Dahlem - Niederstedem
12	P 65/M 98: Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	Dahlem - Brume (BE)
13	P 72/M 50: Kreis Segeberg - Raum Lübeck	Raum Lübeck - Hamburg/Nord
14	NOR-3-3: Cluster 3 - Grenzkorridor II Raum Halbmond	Cluster 3 - Grenzkorridor II - Conneforde
15	NOR-1-1: Cluster 1 - Grenzkorridor II Raum Cloppenburg/Ost	Cluster 1 - Grenzkorridor II - Conneforde

⁶⁵³ Als Vorzugsvariante werden diejenigen Maßnahmen bezeichnet, die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP Strom 2024 zur Prüfung und Bestätigung vorgelegt wurden.

Geprüft wurden alle im NEP Strom 2024 enthaltenen anderweitigen Planungsmöglichkeiten und darüber hinaus zwei Alternativen zum O-NEP 2024, die von der Bundesnetzagentur als „vernünftige Alternativen“ i.S.d. § 14g Abs. 1 S. 2 UVPG identifiziert wurden. Diese Maßnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern z.T. aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht weiter verfolgt. Die Bundesnetzagentur hat diese dennoch einer weiteren Prüfung unterzogen, um so die weiteren Erkenntnisse aus der Konsultation zu dem NEP Strom 2024 berücksichtigen zu können.

Die folgende umweltfachliche Prüfung der vernünftigen Alternativen erfolgt schutzgutbezogen. Dabei werden nicht nur die Gesamtbewertungen der Vorzugsvariante und der geprüften Alternative miteinander verglichen, sondern auch signifikante Unterschiede bei den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter aufgezeigt. Die Prüfung erfolgt jeweils für jede einzelne Maßnahme, eine Gesamtbetrachtung der Umweltauswirkungen aller geprüften Alternativen findet nicht statt.

Als Ergebnis des Vergleichs der 15 vorhabenbezogenen Alternativen mit den Vorzugsvarianten zeigt sich, dass in sechs Fällen die Alternative je eine Stufe der Riegelbewertung weniger aufweist als die Vorzugsvariante. In zwei weiteren Fällen schneidet die Alternative im betrachteten Restraum außerhalb der vorliegenden Riegel besser ab als die Vorzugsvariante. Zudem sind fünf der 15 Alternativen in ihrer Bewertung in der Anzahl und Größe der Riegel sowie der Bewertung des Restraumes identisch. Bei vier Maßnahmen aus dem NEP Strom 2024 ist die Anzahl der Rauten andererseits geringer als bei der betrachteten Alternative. Eine eindeutige Vorzugswürdigkeit der Alternativen kann auf dieser abstrakten Ebene daher in keinem der betrachteten Fälle festgestellt werden.

Zu beachten ist, dass der Vergleich der Umweltauswirkungen zwischen der Vorzugsvariante und der Alternative lediglich Tendenzen aufzeigt und keine Aussage über die „Vorzugswürdigkeit“ einer Maßnahme treffen kann. Dies liegt insbesondere an der der Prüfung zugrundeliegenden Worst-Case-Betrachtung (vgl. Kapitel 7.2). Zudem ist die Prüfung – dem Auftrag der SUP entsprechend – auf Umweltaspekte beschränkt. Die Gesamtschau aller relevanten Faktoren (umweltfachliche, technische, wirtschaftliche Aspekte usw.) erfolgt erst bei der Entscheidung über die Annahme oder Nichtannahme des der SUP zugrundeliegenden Plans. D.h. vor der Verabschiedung eines Bundesbedarfsplans wägt der Gesetzgeber alle relevanten Aspekte mit- und gegeneinander ab.

8.5.1.1 D09: Lauchstädt – Meitingen

Alternative zu D18: Lauchstädt – Meitingen (D09) – Neubau

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Maßnahme ist als Vorhaben des Bundesbedarfsplans Teil des bestätigten NEP 2012. Sie stellt den gesetzlichen Status quo dar. Die energiewirtschaftliche Plausibilisierung ist in der Bestätigung des NEP 2012 dokumentiert. Die Maßnahme kann insofern als Alternative gegenüber den im NEP 2024 gewählten Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen geprüft werden.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Netzverknüpfungspunkte der Vorzugsvariante liegen bei Wolmirstedt in Sachsen-Anhalt und Gundremmingen an der Donau in Bayern. Die Luftliniendistanz zwischen den beiden Punkten beträgt ca. 427 km. Die Alternative verbindet Lauchstädt bei Halle (Saale) mit dem Netzverknüpfungspunkt Meitingen,

nördlich von Augsburg. Die Luftliniendistanz zwischen den beiden Punkten beträgt ca. 328 km. Zu berücksichtigen ist zudem, dass bei Realisierung der Vorzugsvariante eine Maßnahme (P 124 / M 209a⁶⁵⁴) von Klostermansfeld nach Wolmirstedt (Luftlinie: ca. 77 km) entfällt (vgl. NEP 2024 S. 21).

Ausführung als Freileitung

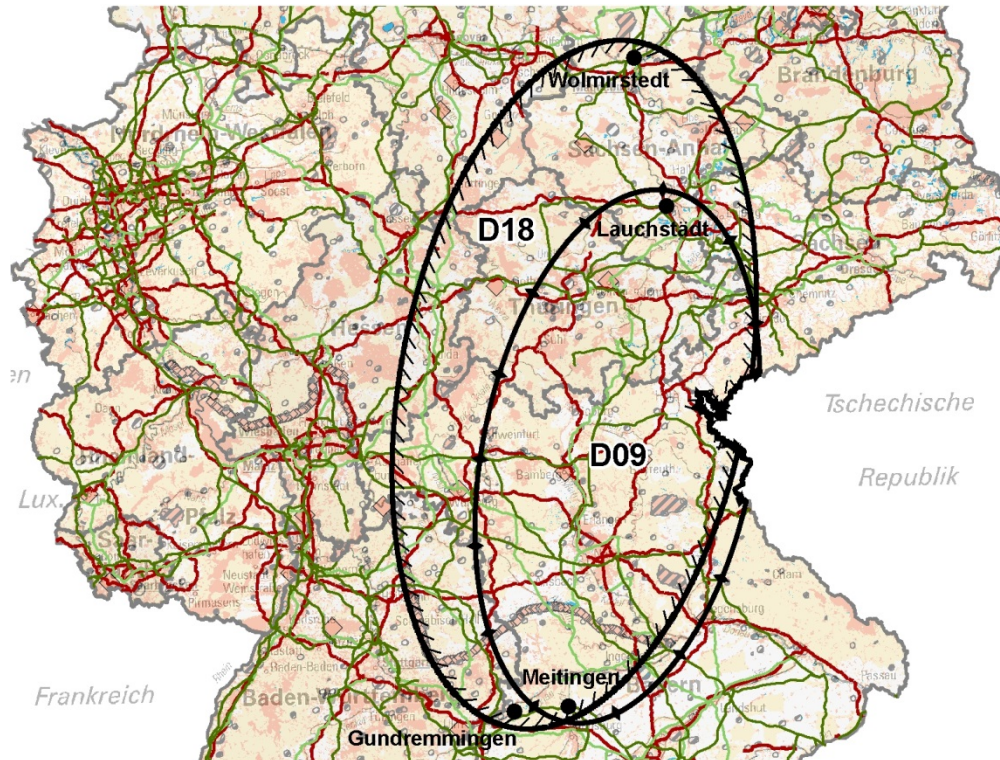


Abbildung 62: Alternative zu D18: Lauchstädt – Meitingen (Freileitung)

Insgesamt sind bei beiden Maßnahmen voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen in ähnlichem Ausmaß zu erwarten. Bei der Vorzugsvariante (Bewertung C #) bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Nahe des Punktes Wolmirstedt bilden FFH-Gebiete entlang von Fließgewässern ein durchgehendes Band. Dieser Riegel besteht in der Alternative nicht, weshalb diese mit B # bewertet wurde. Bei Realisierung der Alternative wird allerdings zusätzlich die Maßnahme von Klostermansfeld nach Wolmirstedt notwendig, in welcher ebenfalls der Riegel aus FFH-Gebieten um Wolmirstedt besteht.

Bei der Vorzugsmaßnahme bildet der Limes im Süden des Raumes einen weiteren zu querenden Bereich. Bei der Alternative besteht mit dem Limes in Kombination mit Siedlungen und naturschutzfachlich wertvollen Gebieten entlang der Donau ebenfalls ein nicht umgehbarer Bereich, der den südlichen Untersuchungsraum linienhaft durchquert und in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind bei beiden Maßnahmen im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei den Bewertungen (A #). Es ist in beiden Varianten voraussichtlich davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen in moderatem

⁶⁵⁴ Die Maßnahme (P 124 / M 209a) ist im 1. Entwurf des NEP Strom 2024 enthalten.

Umfang ausgelöst werden, da sich mehrere große Städte (u.a. Erfurt, Jena, Leipzig, Halle, Magdeburg, Nürnberg) in beiden Untersuchungsräumen befinden. Bezüglich der Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bestehen hingegen signifikante Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante besteht ein nicht umgehbarer Bereich aus FFH-Gebieten beim Punkt Wolmirstedt, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung B ##). Zudem werden die teils großflächig im Raum verteilten Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume sicher tangiert bzw. gequert. Bei der Alternative können erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter aufgrund der wahrscheinlichen Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung A ##). Auch hier werden die Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume sicher tangiert bzw. gequert.

Bei den Schutzgütern Boden, Wasser und Landschaft ergeben sich in der Bewertung keine Unterschiede zwischen der Vorzugsvariante und der Alternative. Bei beiden Varianten sind bei allen drei Schutzgütern erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung A #). Bei der Alternative müssen teilweise großflächige, zusammenhängende bzw. eng vermaschte Landschaftsschutzgebiete und Naturparke sicher gequert werden. Beim Schutzgut Kultur- und Sachgüter besteht ein signifikanter Unterschied in der Bewertung zwischen Vorzugsvariante und Alternative. Bei der Vorzugsvariante muss die Weltkulturerbestätte Limes sicher gequert werden und bildet daher einen nicht umgehbaren Bereich. Im betrachteten Restraum sind erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter potenziell in geringem Umfang möglich (Bewertung B). Bei der Alternative sind erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut aufgrund der wahrscheinlichen Betroffenheit des Limes potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung A #).

Ausführung als Erdkabel

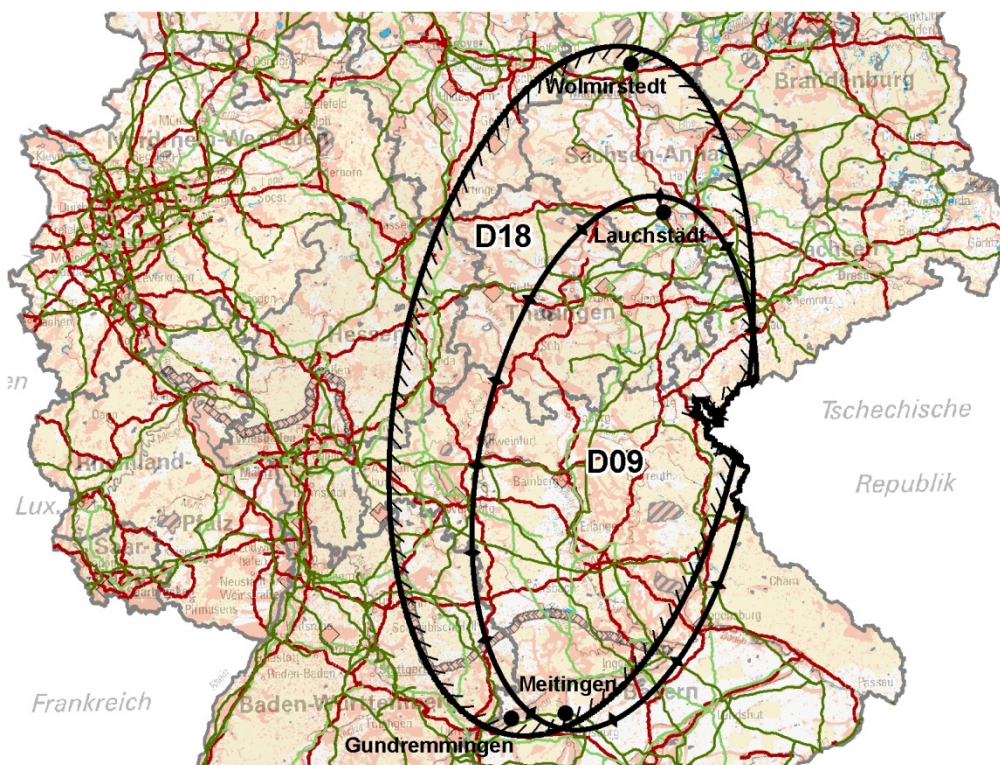


Abbildung 63: Alternative zu D18: Lauchstädt – Meitingen (Erdkabel)

Zu der vorstehenden Ausführung des Projekts D18 als Freileitung wird auch die Ausführung als Erdkabel geprüft.

In der Gesamtbewertung wurde die Vorzugsvariante bei einer Ausführung als Erdkabel mit C ## bewertet und die Alternative mit C #. Damit liegen bei beiden Varianten mehrere nicht umgehbare Bereiche im Untersuchungsraum vor, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

Nahe des Punktes Wolmirstedt bilden FFH-Gebiete entlang von Fließgewässern ein durchgehendes Band. Dieser Riegel besteht in der Alternative nicht. Bei Realisierung der Alternative wird allerdings zusätzlich die Maßnahme von Klostermansfeld nach Wolmirstedt notwendig, in welcher ebenfalls der Riegel aus FFH-Gebieten um Wolmirstedt besteht.

Bei der Vorzugsmaßnahme bildet der Limes im Süden des Raumes einen weiteren zu querenden Bereich. Bei der Alternative besteht mit dem Limes in Kombination mit Siedlungen und naturschutzfachlich wertvollen Gebieten entlang der Donau ebenfalls ein nicht umgehbarer Bereich, der den südlichen Untersuchungsraum linienhaft durchquert und in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem ergeben sich bei beiden Maßnahmen weitere Riegel aus der Betroffenheit des Schutzgutes Boden.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei den Bewertungen (A #). Es ist in beiden Varianten voraussichtlich davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen in moderatem Umfang ausgelöst werden, da sich mehrere große Städte (u.a. Erfurt, Jena, Leipzig, Halle, Magdeburg, Nürnberg) in beiden Untersuchungsräumen befinden.

Bezüglich der Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bestehen hingegen signifikante Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante besteht ein nicht umgehbarer Bereich aus FFH-Gebieten beim Punkt Wolmirstedt, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung B ##). Zudem werden die teils großflächig im Raum verteilten Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume sicher tangiert bzw. gequert. Bei der Alternative können erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter aufgrund der wahrscheinlichen Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung A ##). Auch hier werden die Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume sicher tangiert bzw. gequert.

Beim Schutzgut Boden bestehen bei beiden Varianten mehrere nicht umgehbare Bereiche in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist, da sich feuchte verdichtungsempfindliche Böden entlang aller größeren und kleineren Flüsse netzartig im gesamten Untersuchungsraum erstrecken, die sicher gequert werden müssen. Die Netzverknüpfungspunkte Gundremmingen, Lauchstädt und Meitingen liegen inmitten solcher Flächen. Bei der Alternative müssen auch die erosionsempfindlichen Böden zwischen dem Oberpfälzisch-Obermainischen Hügelland und der Fränkischen Alb, in Teilen des Thüringer Waldes sowie entlang der Oberläufe von Ilm und Saale sicher gequert werden. Bei der Vorzugsvariante können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung C ##). Bei der Alternative sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung C #).

Bzgl. der Auswirkungen auf die o.g. Schutzgüter wird auf die Beschreibung zur Ausführung als Freileitung verwiesen, die hier entsprechend gelten.

Beim Schutzgut Wasser bestehen bei beiden Varianten aufgrund der sicher zu querenden Flüsse (u.a. Donau, Ohre, Mittellandkanal) mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Der Punkt Meitingen liegt in unmittelbarer Nähe zum Lech. Bei der Vorzugsvariante sind im betrachteten Restraum zudem erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Wasser umfangreich (Bewertung C ##), bei der Alternative in moderatem Umfang möglich (Bewertung C #).

Erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Landschaft sind bei beiden Varianten potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung A #). Bei der Alternative müssen teilweise großflächige, zusammenhängende bzw. eng vermaschte Landschaftsschutzgebiete und Naturparke sicher gequert werden.

Beim Schutzgut Kultur- und Sachgüter besteht ein signifikanter Unterschied in der Bewertung zwischen Vorzugsvariante und Alternative. Bei der Vorzugsvariante muss die Weltkulturerbestätte Limes sicher gequert werden und bildet daher einen nicht umgehbaren Bereich. Im betrachteten Restraum sind erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter potenziell in geringem Umfang möglich (Bewertung B). Bei der Alternative sind erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut aufgrund der wahrscheinlichen Betroffenheit des Limes potenziell in moderatem Umfang möglich (Bewertung A #).

Alternative zu D18: Wolmirstedt – Isar (AL-D18) – Neubau

Die ÜNB wurden im Ergebnis der Konsultation der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts von der Bundesnetzagentur aufgefordert (auf Grundlage der Stellungnahme des Landes Bayerns sowie der politischen Vereinbarungen des Koalitionsgipfels der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01.07.2015) eigene Berechnungen für die Maßnahme Wolmirstedt – Isar als weitere Alternative für die im NEP 2024 beantragte Maßnahme Wolmirstedt - Gundremmingen (D 18) vorzulegen

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative behebt ebenfalls wirksam auftretende Leitungsüberlastungen. Da die Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts erhöhte Belastungen im süd-östlichen Bayern auslöst, ist dort zusätzlich zur betrachteten Maßnahme Wolmirstedt-Isar eine Verstärkung des Wechselstromnetzes zwischen Oberbachern und Ottenhofen notwendig. In Verbindung mit dieser regionalen Erhöhung der Übertragungsleistung ist der Netzverknüpfungspunkt Isar elektrotechnisch ebenfalls als südlicher Netzverknüpfungspunkt geeignet.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Netzverknüpfungspunkte liegen in Wolmirstedt in Sachsen-Anhalt und Gundremmingen an der Donau in Bayern. Die Luftliniendistanz zwischen den beiden Punkten beträgt ca. 427 km. Die Alternative verbindet den nördlichen Punkt Wolmirstedt bei Magdeburg mit dem Netzverknüpfungspunkt Isar, nordöstlich von München. Die Luftliniendistanz zwischen den beiden Punkten Wolmirstedt und Isar beträgt ca. 410 km. Zu berücksichtigen ist zudem, dass genau wie der bei Realisierung der Variante von Wolmirstedt nach Gundremmingen die Maßnahme (P 124 / M 209a⁶⁵⁵) von Klostermansfeld nach Wolmirstedt (Luftlinie: ca. 77 km) entfällt (vgl. NEP 2024 S. 21). Gleichzeitig ist bei der Maßnahme Wolmirstedt – Isar die Maßnahme

⁶⁵⁵ Die Maßnahme (P 124 / M 209a) ist im 1. Entwurf des NEP 2014 enthalten.

Oberbachern – Ottenhofen als Netzoptimierung (Luftlinie ca. 38 km) nördlich von München zusätzlich notwendig.

Tabelle 27: Vergleich der Alternativen zur Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen

Maßnahme	Luftlinie	Bewertung Freileitung/Erkabel	zusätzliche/entfallende Maßnahmen
1.) Wolmirstedt – Gundremmingen	ca. 427 km	C # / C ##	Im Gegensatz zu 3.) entfällt die Maßnahme Klostermansfeld - Wolmirstedt mit einer Luftlinie von ca. 77 km und einer Bewertung von A # (vgl. Umweltbericht 2013). Zusätzlich gegenüber 1.) wäre die Maßnahme Oberbachern - Ottenhofen mit einer Luftlinie von ca. 38 km und einer Bewertung von B ## notwendig.
2.) Wolmirstedt – Isar	ca. 410 km	B ## / C ##	Im Gegensatz zu 1.) ist zusätzlich die Maßnahme Klostermansfeld - Wolmirstedt mit einer Luftlinie von ca. 77 km und einer Bewertung von A # (vgl. Umweltbericht 2013) notwendig.
3.) Lauchstädt - Meitingen	ca. 328 km	B # / C #	

Ausführung als Freileitung

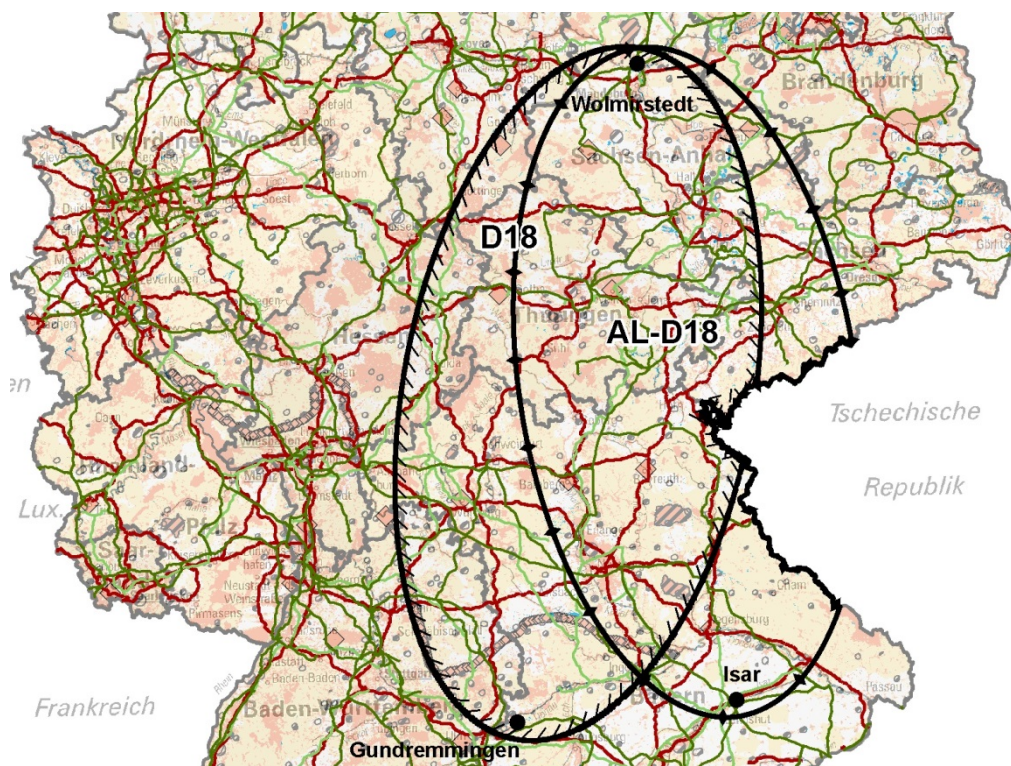


Abbildung 64: Alternative zu D18: Wolmirstedt – Isar (Freileitung)

Die Gesamtbewertung für den Untersuchungsraum beläuft sich auf B ## für die Verbindung Wolmirstedt – Isar und auf C # für die Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen. Auffällig ist zudem, dass der Untersuchungsraum für die Maßnahme zum NVP Isar in der südlichen Hälfte durch die Nähe zur Tschechischen Republik räumlich stark eingeschränkt ist. Insgesamt verschiebt sich die Luftlinie zwischen den Maßnahmen weg von einer groben Achse Erfurt, Coburg, Bamberg, Ansbach hin zu der Achse Halle (Saale), Jena, Hof, Regensburg. Auffällig ist zudem, dass der Limes als Teil der UNESCO-Welterbestätten in der Alternative Wolmirstedt - Isar nicht mehr zwingend gequert werden muss. Durch den gleichen Startpunkt Wolmirstedt ergeben sich große Gemeinsamkeiten in der Beschreibung und Bewertung der Ellipse. So ist bspw. beiden Untersuchungsräumen gemeinsam, dass Nahe des Punktes Wolmirstedt ein durchgehendes Band von Fließgewässer begleitenden FFH-Gebieten einen nichtumgehbaren Bereich von hoher Empfindlichkeit bildet.

Bezogen auf die einzelnen Schutzgüter ergibt sich für die Bewertung der Untersuchungsräume folgendes Bild:

Für das Schutzgut Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit ergeben sich in der Bewertung keine Unterschiede. Beide Maßnahmen sind mit A # bewertet. Zwar verschiebt sich die Ausrichtung des Untersuchungsraumes von einer südwestlichen in eine leicht südöstliche Ausdehnung, doch liegen weiterhin ähnlich viele und vergleichbar große Städte in der Ellipse. Lediglich der sächsische Teil des Untersuchungsraumes zeigt eine im Vergleich zur Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen leicht erhöhte Dichte von Siedlungsflächen.

Ebenfalls ergeben sich keine Unterschiede in der Gesamtbewertung für das Schutzgut Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt. Beide Untersuchungsräume werden mit B ## bewertet. Lediglich innerhalb des Schutzgutes sind bei der Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen einzelne Kriterien mit einer höheren Wahrscheinlichkeit betroffen, als in dem weiter östlich verlaufenden Untersuchungsraum. Dies gilt speziell für EU-Vogelschutzgebiete, Naturschutzgebiete und die Pflegezone von Biosphärenreservaten.

Auch für die Schutzgüter Boden und Wasser bestehen gleiche Bewertungen den Untersuchungsräumen. Das Schutzgut Boden wurde in beiden Maßnahmen mit A # bewertet, auch wenn die erosionsempfindlichen Böden in der Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen minimal höher wahrscheinlich betroffen sein können. Das Schutzgut Wasser wurde in beiden Maßnahmen mit A # bewertet. Ebenfalls gleich sind die voraussichtlichen Betroffenheiten der einzelnen Kriterien. Mehrere Fließgewässer, insb. die Ohre und die Donau sind zu queren. Konzentrationen von Stillgewässern befinden sich im Raum Halle/Leipzig, im Thüringer Wald sowie zusätzlich in der Maßnahme Wolmirstedt - Isar um Nürnberg und Regensburg.

Mit der gleichen Bewertung von A # wurde in beiden Fällen auch das Schutzgut Landschaft bewertet. Die Lage des Untersuchungsraumes der Maßnahme Wolmirstedt – Isar sorgt dafür das Landschaftsschutzgebiete und Naturparke voraussichtlich sicher betroffen sein werden. Landschaftsschutzgebiete entlang der Donau sowie zentral gelegene Naturparke müssten gequert werden.

Für die Schutzgüter Kultur und Sachgüter ergeben sich durch die Lage der UNESCO-Welterbestätte „Limes“ Unterschiede in der Bewertung. Bei der Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen ist der Limes zwingend zu queren. Die Betroffenheit wird daher als „sicher“ eingeschätzt. Durch die Verschwenkung der Ellipse Richtung Osten ist bei der Maßnahme Wolmirstedt – Isar der Limes nicht zwingend zu queren. Es ergibt sich

somit für die Maßnahme mit Endpunkt Gundremmingen eine Bewertung mit B und für die Alternative eine Bewertung mit A.

Ausführung als Erdkabel

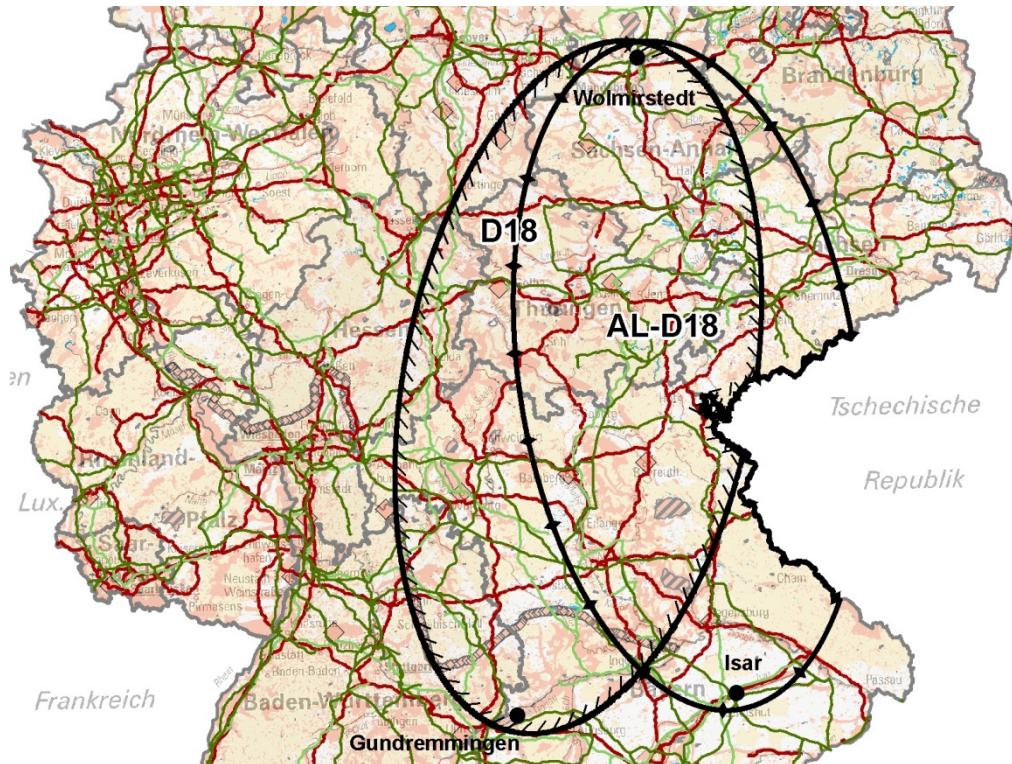


Abbildung 65: Alternative zu D18: Wolmirstedt – Isar (Erdkabel)

Die allgemeinen Ausführungen zur Technologie Freileitung gelten ebenfalls für die Ausführungsart Erdkabel. Der eingeschränkte Untersuchungsraum im Süden sowie der deckungsgleiche Teil der Ellipse im nördlichen Bereich sind weiterhin maßgebend für die Bewertung. Die zahlreichen Fließgewässer im Untersuchungsraum wie Elbe, Main und Donau fallen in der Bewertung des Erdkabels stärker ins Gewicht, da hier aufgrund der anderen Wirkfaktoren eine Querung zu potenziell größeren Umweltauswirkungen führen kann. Beide Maßnahmen wurden mit C ## bewertet. Nachfolgend werden die relevanten Unterschiede für die einzelnen Schutzgüter dargestellt.

Bezogen auf die einzelnen Schutzgüter ergibt sich für die Bewertung der Untersuchungsräume folgendes Bild:

Sowohl das Schutzgut Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit (A #) als auch das Schutzgut Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt (B ##) wurde in beiden Untersuchungsräumen gleich bewertet. Ebenso wurde das Schutzgut Landschaft in beiden Untersuchungsräumen mit A # bewertet.

Das Schutzgut Boden weist in der Bewertung der Maßnahmen einen kleinen Unterschied auf. So wurde die Maßnahme Wolmirstedt - Isar mit C # und die Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen mit C ## bewertet. Der östliche Teil des Untersuchungsraumes mit der fränkischen Schweiz und der fränkischen Alb ist hier voraussichtlich stärker betroffen.

Das Schutzgut Wasser wurde für beide Maßnahmen mit C ## bewertet. Ebenfalls ist die voraussichtliche Betroffenheit der Kriterien identisch. Die Donau und die Ohre sind zwingend zu queren. Weitere Gewässer wie Elbe, Saale und Unstrut oder Main, Donau und Naab liegen in den Untersuchungsräumen.

Genau wie in der Ausführungsart Freileitung zeigt sich auch hier für die Schutzgüter Kultur und Sachgüter eine unterschiedliche Bewertung von B für die Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen und A für die Maßnahme Wolmirstedt – Isar. Entscheidend hierfür ist die Lage des Limes, der bei der Wahl des Endpunktes Isar nicht zwingend gequert werden muss.

Maßnahme: Oberbachern – Ottenhofen (AL-D18a) - Netzoptimierung

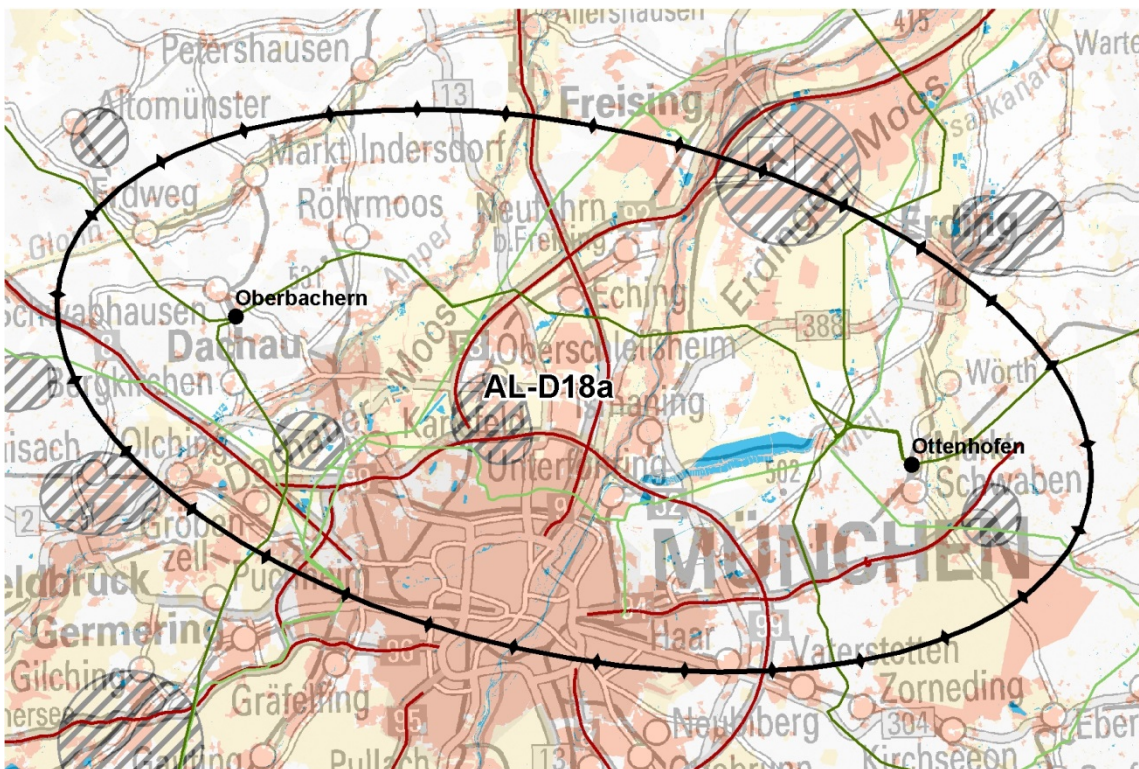


Abbildung 66: Alternative Maßnahme D18a: Oberbachern – Ottenhofen (Freileitung)

Der Untersuchungsraum erstreckt sich in West-Ost-Ausrichtung nördlich von München und grenzt im Norden an den Flughafen „Franz-Josef Strauß“. Die Luftliniendistanz zwischen Oberbachern und Ottenhofen beträgt ca. 38 km. Beide Netzverknüpfungspunkte existieren bereits und liegen nach grober Betrachtung in relativ konfliktarmen Räumen. Die Maßnahme ist mit B ## bewertet, da ein nichtumgehbarer Bereich der Empfindlichkeitseinstufung „hoch“ entlang der Isar gequert werden muss und zudem im Restraum erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden können.

Bezogen auf die einzelnen Schutzgüter ergibt sich für die Bewertung des Untersuchungsraumes folgendes Bild:

Zwar ragt die Landeshauptstadt München großflächig von Süden in den Untersuchungsraum, doch bleiben auch weite Teile der Ellipse von Siedlungsbereichen frei. Größere betrachtungsrelevante Städte im Untersuchungsraum sind zusätzlich Dachau, Unterschleißheim und Neufahrn bei Freising. Insgesamt wurde

das Schutzgut Mensch, einschließlich der menschlichen Gesundheit mit A # bewertet. Auswirkungen durch die Maßnahme auf das Schutzgut sind demnach potenziell in moderatem Umfang möglich.

Bei den Kriterien des Schutzgutes Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sticht insbesondere die Lage der FFH-Gebiete entlang von Amper und Isar ins Auge. Der Ismaninger Speichersee mit seiner Bedeutung für den Vogelschutz stellt einen zweiten wichtigen Aspekt dar. Insgesamt sind die Kriterien „EU-Vogelschutzgebiete“, „Important Bird Areas“ und „Feuchtgebiete gemäß Ramsar Konvention“ in ihrer Lage jedoch so einzuschätzen, dass Umweltauswirkungen als eher unwahrscheinlich bewertet werden. Die Lage der FFH-Gebiete im Untersuchungsraum hat hingegen zu einer Bewertung als voraussichtlich wahrscheinliche Umweltauswirkungen durch die Maßnahme geführt. Nicht nur die Isarauen und die Amper sondern auch Wälder und Niedermoore wie das Erdinger- und Dauermoos liegen von FFH-Gebieten geschützt im Untersuchungsraum. Auswirkungen auf das Schutzgut insgesamt können voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden und wurde daher mit A ## bewertet.

Für das Schutzgut Boden sind feuchte verdichtungsempfindliche Böden und erosionsempfindliche Böden betrachtungsrelevant. Die Empfindlichkeit beider Kriterien wird mit „mittel“ angesetzt. Durch die Lage insbesondere der feuchten verdichtungsempfindlichen Böden ergibt sich eine wahrscheinliche Betroffenheit dieses Kriteriums. Die Auswirkungen der Maßnahme werden mit A # bewertet und sind somit insgesamt für dieses Schutzgut potenziell in moderatem Umfang möglich.

Da die beiden Flüsse Isar und Amper gequert werden müssen und somit aufgrund der Lage der Flüsse eine sichere Betroffenheit des Schutzgutes Wasser entsteht, werden die voraussichtlichen Umweltauswirkungen ebenfalls mit A # und somit potenziell als in moderatem Umfang möglich bewertet.

Ebenfalls für das Schutzgut Landschaft wurde die Maßnahme mit A # bewertet. Zwar ist nur eines der betrachtungsrelevanten Kriterien innerhalb dieses Schutzgutes betroffen, dieses aber sicher zu queren. Landschaftsschutzgebiete erstrecken sich so entlang von Isar und Amper, dass diese sicher betroffen sind.

Auswirkungen auf die Schutzgüter Kultur und Sachgüter konnten auf dieser Ebene nicht ermittelt werden, weil keine entsprechenden Kriterien im Untersuchungsraum vorhanden sind.

8.5.1.2 AL-M 51b Cloppenburg/Ost-Westerkappeln

Alternative zu Projekt P 21/M 51b: Cloppenburg/Ost-Westerkappeln (AL-M 51b) – Neubau

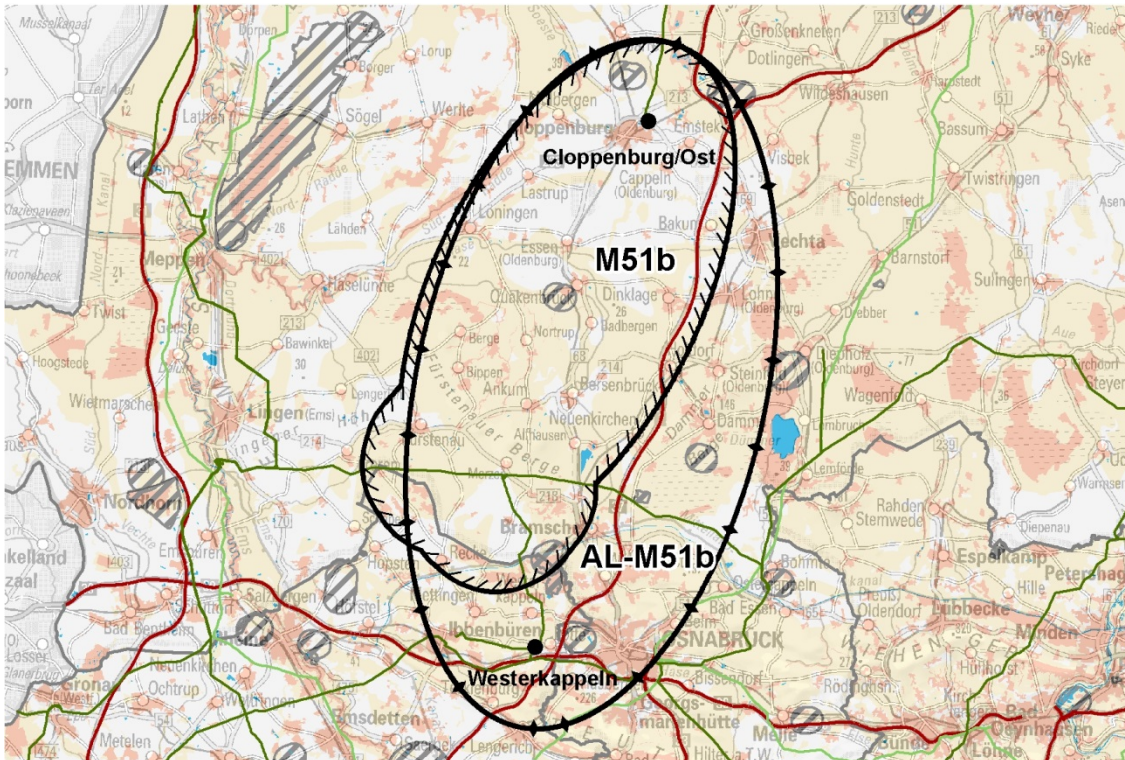


Abbildung 67: Alternative zu Projekt 21/ Maßnahme 51b: Cloppenburg/Ost-Westerkappeln

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative zur Maßnahme M51b Raum Cloppenburg/Ost - Westerkappeln senkt wie die Vorzugsvariante die Überlastungen der Leitung Diele – Dörpen/West im (n-1)-Fall⁶⁵⁶. Sie ist jedoch gegenüber der durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch nicht vorteilhaft, da die entlastende Wirkung geringer ist als bei der Vorzugsvariante. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 104 % erreicht, die Alternative schafft lediglich eine Absenkung der Auslastung auf 109 %. Auch die Auslastung der Alternative liegt in den relevanten Netznutzungsfällen unter denen der Alternative (Auslastung ca. 53 %), ursprüngliche Maßnahme 68 %. Die Alternative würde zudem eine längere Trasse benötigen (von Cloppenburg/Ost bis nach Westerkappeln anstatt nach Merzen), wodurch die elektrischen Verluste der Leitung stiegen.

Umweltfachliche Prüfung:

Aufgrund der sich abzeichnenden Planungen des ÜNB Tennet und einer favorisierten Lösung zum Netzverknüpfungspunkt Merzen ist das Vorhaben nicht mehr länderübergreifend. Daher wird das Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems das Verfahren für dieses Vorhaben führen.

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 21/M 51b soll von Cloppenburg/Ost nach Merzen verlaufen. Die Luftliniendistanz beträgt ca. 46 km. Als anderweitige Planungsmöglichkeit wird der im Bundesbedarfsplangesetz aufgeführte Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln (BBPIG Vorhaben Nr.6)

⁶⁵⁶ Siehe Glossar.

betrachtet. Die Alternative umfasst also einen Netzausbau zwischen Cloppenburg/Ost-Westerkappeln mit der Luftliniendistanz von 66 km.

Die Übertragungsnetzbetreiber begründen die Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts wie folgt: „Im Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 stellt die Bundesnetzagentur erhebliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt nördlich von Westerkappeln (z.B. Vogelschutzgebiet Düsterdieker Heide) fest. Durch eine Verlagerung des Endpunkts der geplanten Leitung von Westerkappeln nach Merzen werden diese Auswirkungen vermieden. Im Punkt Merzen ist eine Verknüpfung von sechs 380-kV-Bestandstromkreisen [...] mit den neuen Stromkreisen aus Cloppenburg/Ost möglich.“⁶⁵⁷

Bei der Gesamtbewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Maßnahmen schneidet die Vorzugsvariante mit A # und die Alternative mit A ## ab. Damit liegen bei beiden Varianten keine nicht umgeharen Bereiche im Untersuchungsraum vor, bei der Alternative wäre hingegen potenziell aufgrund der größeren Anzahl empfindlicher Bereiche im Untersuchungsraum mit etwas stärkeren Umweltauswirkungen zu rechnen. Dies liegt unter anderem auch am größeren Untersuchungsraum der Alternative.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei der Bewertung. In beiden Varianten können erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut⁶⁵⁸ voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung A ##). Dies liegt an größeren und kleineren Siedlungen, die sich bei der Vorzugsvariante und auch bei der Alternative gleichmäßig und zahlreich im jeweiligen Untersuchungsraum verteilen.

Kleinere Unterschiede ergeben sich bei den einzelnen Flächen der Schutzgüter Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, auch wenn die übergeordnete Bewertung bei beiden Varianten gleich ist (Bewertung A #). Bei der Vorzugsvariante liegen Vogelschutzgebiete nur randlich sowie Naturschutzgebiete randlich und eher verstreut im Untersuchungsraum, so dass es unwahrscheinlich ist, dass diese tangiert oder gequert werden müssten. Hingegen befinden sich bei der Alternative im Raum des Punktes Westerkappeln u.a. das Vogelschutzgebiet Düsterdieker Niederung sowie Naturschutzgebiete in dichter Lage. Aufgrund deren Anordnung und Anzahl ist es daher möglich, dass diese Flächen tangiert oder gequert werden müssten. Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt führt die Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes von Westerkappeln nach Merzen, wie die Übertragungsnetzbetreiber zutreffend ausgeführt haben, voraussichtlich zu weniger Beeinträchtigungen.

Bei dem Schutzgut Landschaft bestehen keine gravierenden Unterschiede. In beiden Varianten können erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich in moderatem Umfang ausgelöst werden (Bewertung A #). Weite Teile beider Untersuchungsräume sind als Landschaftsschutzgebiet oder Naturpark ausgewiesen, die sicher gequert werden müssen. Die Betroffenheit von unzerschnittenen verkehrsarmen Räumen ist bei der Alternative unwahrscheinlich, bei der Vorzugsvariante hingegen möglich.

⁶⁵⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 265.

⁶⁵⁸ In den jeweiligen späteren Planfeststellungsverfahren ist nachzuweisen, dass die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen hinsichtlich elektrischer und magnetischer Felder sowie Baulärm etc. eingehalten werden. Sie sind zum Schutz vor schädlichen Umweltauswirkungen festgelegt. Bei Einhaltung dieser Grenzwerte ist davon auszugehen, dass keine erheblichen Umweltauswirkungen auf Menschen erfolgen.

Bei den anderen Schutzgütern bestehen hinsichtlich der Bewertung keine signifikanten Unterschiede.

8.5.1.3 AL-M 61: Lippe-Mengede

Alternative zu Projekt P 30/M 61: Lippe-Mengede (AL-M 61) – Neubau

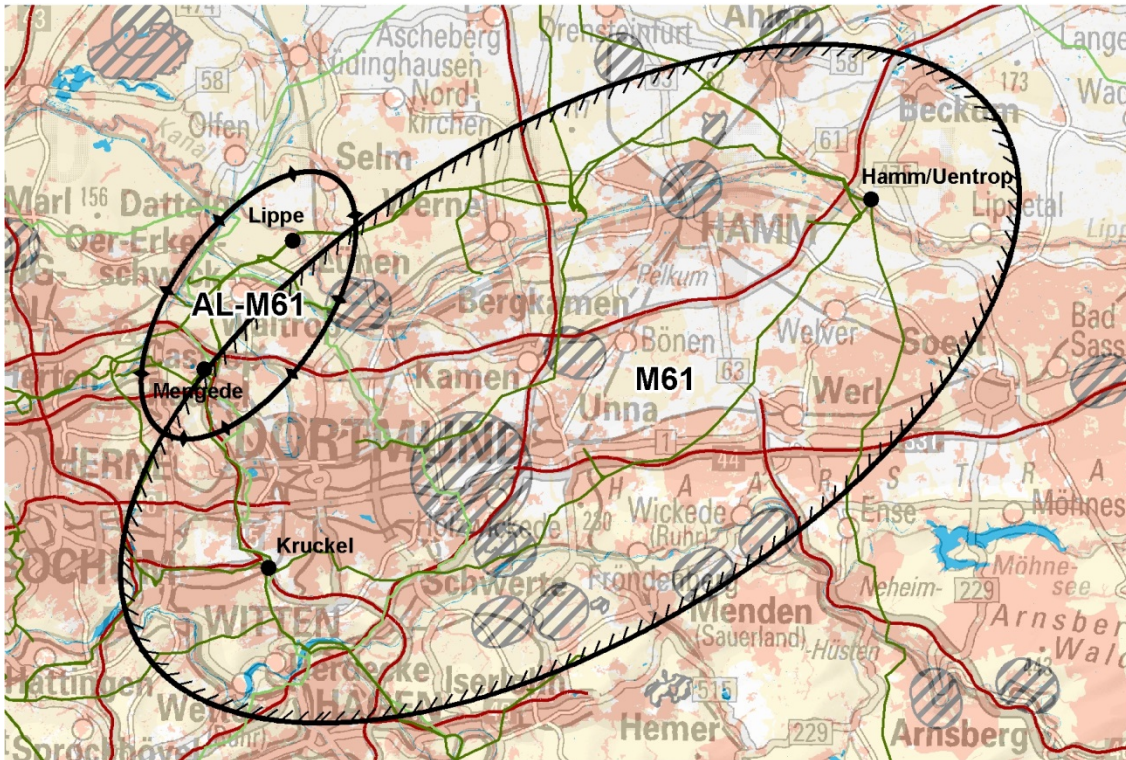


Abbildung 68: Alternative zu Projekt P 30/M 61: Lippe-Mengede

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative führt im n-1 Fall⁶⁵⁹ zu einer signifikanten Entlastung eines ansonsten überlasteten Stromkreises zwischen Lippe und Mengede. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 89%. Die Alternative wäre folglich wirksam. Die Entlastung durch die Alternative Lippe-Mengede fällt sogar etwas höher aus als bei der Maßnahme M 61. Allerdings handelt es sich bei der Maßnahme M 61 lediglich um eine Umbeseilung, bei der Alternative hingegen um einen Neubau in bestehender Trasse. Daher ist die Maßnahme M 61 dem NOVA-Prinzip gemäß vorzugswürdig.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 30/M 61 soll mit der Luftliniendistanz von 47 km von Hamm/Uentrop nach Kruckel verlaufen. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP ein Neubau von Lippe nach Mengede aufgeführt. Hier beträgt die Luftliniendistanz 10 km.

Die Vorzugsvariante schneidet in der Gesamtbewertung mit B ## und die Alternative mit A ## ab. In der Vorzugsvariante besteht ein nicht umgehbarer Bereich, der sich aus der Anordnung verschiedener Siedlungen und eines VS-Gebiets ergibt. In beiden Untersuchungsräumen ist im betrachteten Restraum voraussichtlich von erheblichen Umweltauswirkungen auszugehen.

⁶⁵⁹ Siehe Glossar.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei den Bewertungen. Es ist in beiden Varianten voraussichtlich davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen umfangreich ausgelöst werden, da sich mehrere, z.T. größere Städte in beiden Untersuchungsräumen befinden und wahrscheinlich tangiert oder gequert werden müssen (Bewertung A ##).

Bezüglich der Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bestehen hingegen Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante ist es wahrscheinlich, dass die im Untersuchungsraum liegenden linienförmigen FFH-Gebiete entlang der Lippe und großflächigen EU-Vogelschutzgebiete sowie Naturschutzgebiete betroffen sind. Daher werden erhebliche Umweltauswirkungen auf dieses Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst (Bewertung A ##). Zudem bildet insbesondere das Vogelschutzgebiet Hellwegbörde in Verbindung mit anderen Flächen hoher Empfindlichkeit (v.a. Siedlungsflächen) einen nicht umgeharen Bereich (Riegel) in der Achse Bochum – Soest.

Bei der Alternative ist von erheblichen Umweltauswirkungen in moderatem Umfang auszugehen, da die Betroffenheit der dort liegenden FFH-Gebiete und Naturschutzgebiete, die keinen Riegel bilden, aber sich über den ganzen Raum verteilen, möglich ist (Bewertung A #).

Im Übrigen ergeben sich keine signifikanten Unterschiede bei der Bewertung der anderen Schutzgüter.

8.5.1.4 AL-M24b Stendal/West – Wahle

Alternative zu Projekt 33/M24b: Stendal/West – Wahle (AL-M24b) – Neubau

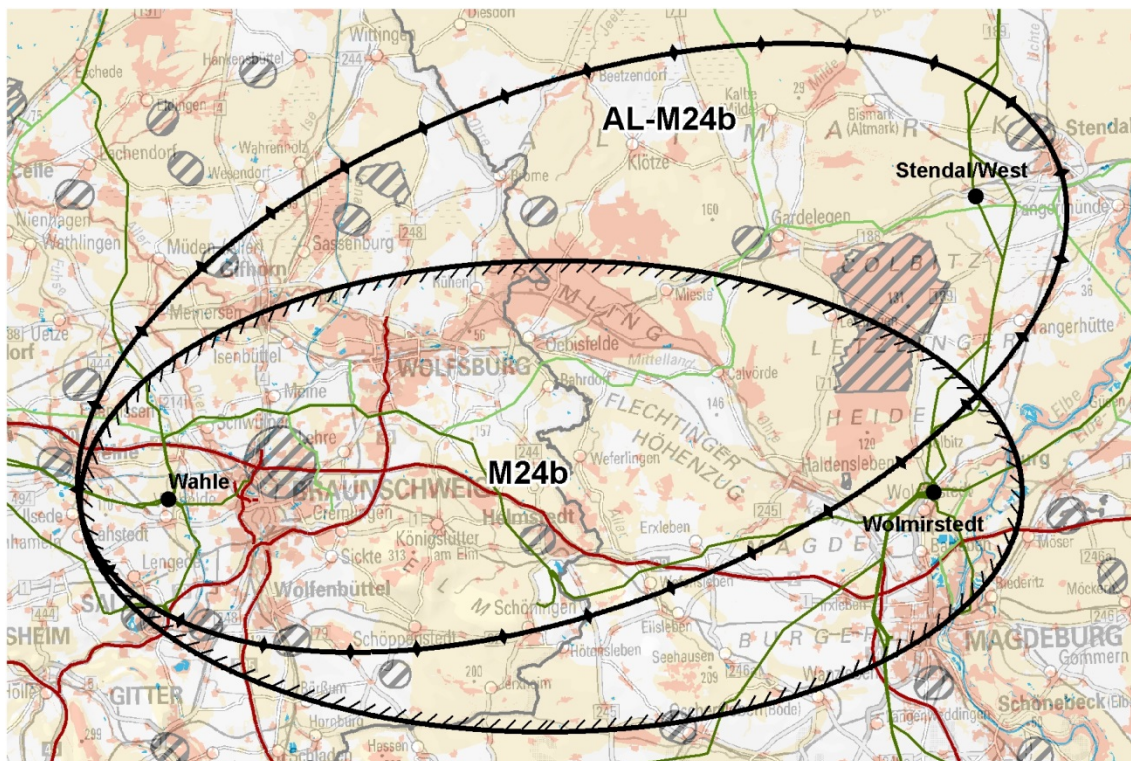


Abbildung 69: Alternative zu Projekt P 33/M24b: Stendal/West – Wahle

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative zu der Maßnahme M24b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung (Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt). Die Alternative wäre gemessen am Zielnetz im Szenario B 2024 folglich wirksam.

Allerdings weist die ursprüngliche Maßnahme M24b leichte Vorteile auf. Zum einen reduziert sie die Auslastung der im n-1⁶⁶⁰Fall überlasteten Leitung deutlicher unter 100% als die Alternative, zum anderen ist die Alternative länger als die Maßnahme M24b. Durch das bei der Netzplanung zu beachtende NOVA-Prinzip sind vor einem Neubau erst Optimierungs- und Verstärkungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Daher ist hier die Netzverstärkung der Maßnahme M24b mit dem Neubau in bestehender Trasse dem alternativen Neubau in neuer Trasse vorzugswürdig.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante liegt in einem Raum, der sich von Peine in Niedersachsen bis hin zu Burg bei Magdeburg in Sachsen-Anhalt erstreckt. Die Luftliniendistanz beträgt ca. 87 km. Die Alternative liegt zwischen Peine im Westen und führt über Braunschweig und Wolfsburg bis nach Stendal im Osten. Die Luftliniendistanz zwischen Start- und Endpunkt beträgt ca. 98 km. Die Vorzugsvariante schneidet in der Gesamtbewertung mit B ## und die Alternative mit A ## ab. In der Vorzugsvariante besteht ein nicht umgehbarer Bereich, der sich insbesondere aus der Lage mehrerer FFH-Gebieten an der Ohre ergibt. In beiden Untersuchungsräumen ist im betrachteten Restraum voraussichtlich von erheblichen Umweltauswirkungen auszugehen, da insbesondere in der westlichen Hälfte mit hoher Wahrscheinlichkeit hoch empfindliche Flächen zu queren sind. Im übrigen Raum sind die großflächig vorhandenen Bereiche mittlerer Empfindlichkeit sicher betroffen und auch Fließgewässer müssen mehrfach gequert werden.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei der Bewertung (A ##). Es ist in beiden Varianten voraussichtlich davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen umfangreich ausgelöst werden, da insbesondere die westliche Hälfte der Ellipse relativ dicht besiedelt ist. Dort befinden sich mehrere, z.T. größere Städte, die wahrscheinlich tangiert oder gequert werden müssen. Zudem sind zahlreiche mittlere und kleine Siedlungen vorhanden. In der östlichen Hälfte liegen viele kleine Siedlungen verstreut.

Bezüglich der Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bestehen hingegen Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante sind die im Untersuchungsraum liegenden FFH-Gebiete und Naturschutzgebiete sicher betroffen. Das Grabensystem Drömling, der Klüdener Pax und das FFH-Gebiet Untere Ohre bilden zusammen einen nicht umgehbaren Bereich (Riegel). Im betrachteten Restraum werden erhebliche Umweltauswirkungen auf dieses Schutzgut voraussichtlich in moderatem Umfang ausgelöst (Bewertung B #), da die Betroffenheit der dort liegenden Vogelschutzgebiete, Naturschutzgebiete und IBA-Gebiete, die keinen Riegel bilden, aber sich über den ganzen Raum verteilen, möglich ist. Bei der Alternative können aufgrund der zentral gelegenen Natura 2000-Gebiete Colbitz-Letzlinger-Heide und Drömling erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung A ##).

⁶⁶⁰ Siehe Glossar.

Im Übrigen ergeben sich keine signifikanten Unterschiede bei der Bewertung der anderen Schutzgüter (sämtliche Bewertungen A #).

8.5.1.5 AL1-P37, AL2-: Lauchstädt-Wolkramshausen-Vieselbach und Wolkramshausen-Mecklar

Alternative zu Projekt P 37/M 25a und M 25b: Lauchstädt-Wolkramshausen-Vieselbach und Wolkramshausen-Mecklar (AL1-P37, AL2-P37) – Neubau

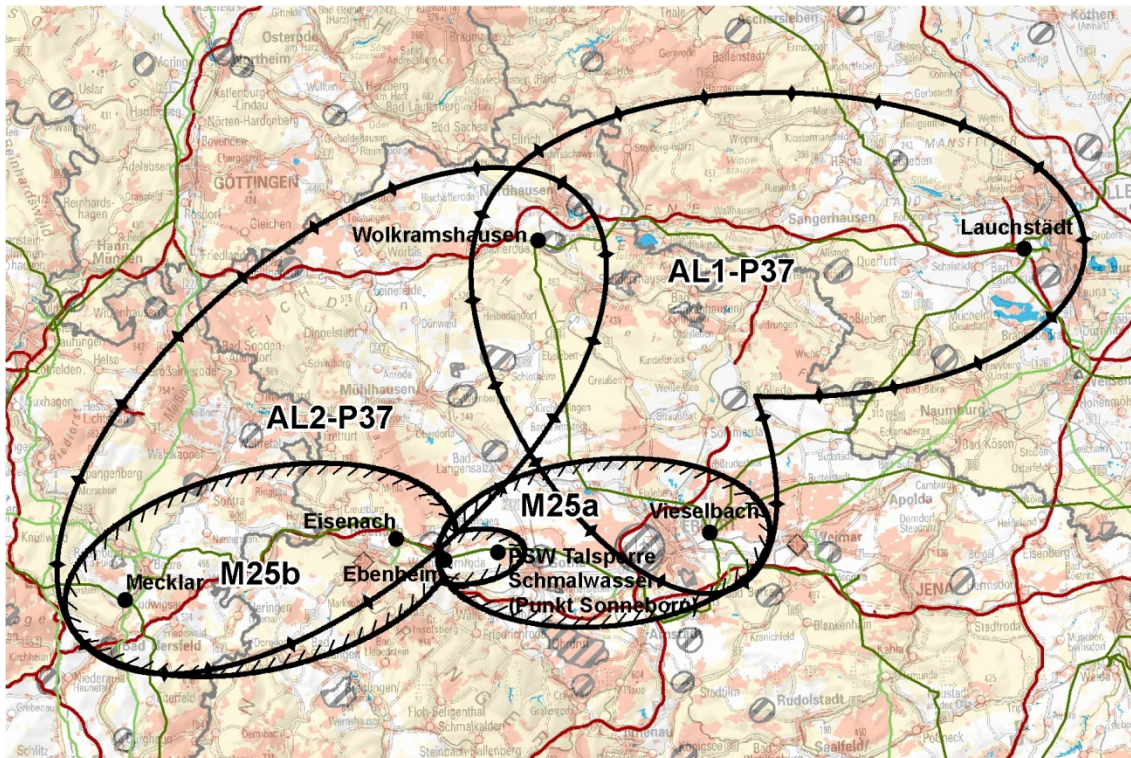


Abbildung 70: Alternative zu Projekt 37/ Maßnahme 25a und Maßnahme 25b: Lauchstädt-Wolkramshausen-Vieselbach und Wolkramshausen-Mecklar

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Aus elektrotechnischer Sicht sind die Maßnahmen M25a und M25b der Alternative vorzuziehen, da sie bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastungen in den jeweiligen (n-1)-Fällen⁶⁶¹ auf den Leitungen Eisenach - Mecklar und Ebenheim - Mecklar unter 100 % reduzieren. Des Weiteren werden die hohen Auslastungen auf den Leitungen Vieselbach - PSW Schmalwasser und Eisenach - Mecklar im Szenario B2024 im jeweiligen (n-1)-Fall durch die Maßnahmen M25a und M25b deutlicher reduziert als bei der Alternative.

Die Alternative wäre im Gegensatz zu den Maßnahmen M25a und M25b zum Teil ein 380 kV-Neubau, wofür eine zusätzliche Trasse erforderlich würde (Verletzung des NOVA-Prinzips). Sie wäre mit ca. 270km deutlich länger als die beiden Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 135 km. Für die Alternative würden auch mehr Schaltfelder benötigt als bei den beiden Maßnahmen. Aus diesen Gründen würde die Alternative auch höhere Investitionskosten verursachen.

⁶⁶¹ Siehe Glossar

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 37/M 25a soll von Vieselbach bis zum Anschlusspunkt des Pumpspeicherwerkes Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) und zu M 25b vom Anschlusspunkt des Pumpspeicherwerkes nach Mecklar führen (Netzverstärkung). Die Luftliniendistanz beträgt dabei insgesamt 98 km. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP ein Neubau mit einer Luftliniendistanz von insgesamt 90 km von Lauchstädt über Wolkramshausen nach Vieselbach mit einer Weiterführung von Wolkramshausen nach Mecklar aufgeführt.

Bei der Gesamtbewertung schneiden die Maßnahmen der Vorzugsvariante mit B # (M 25a) und B ## (M 25b) und beide Maßnahmen der Alternative mit jeweils A ## (AL1-P 37 und AL2-P 37) ab. Die Vorzugsvariante weist damit sowohl bei der Maßnahme M 25a aufgrund der Anordnung von Siedlungen, Natura 2000-Gebieten und Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit des Flughafens Erfurt-Weimar als auch bei der Maßnahme M 25b aufgrund der FFH-Gebiete entlang der Werra je einen nicht umgeharen Bereich auf, der bei den Maßnahmen der Alternative nicht besteht. Zudem werden bei der Maßnahme 25b im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst. Bei der Alternative werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst, da im Untersuchungsraum zahlreiche, z.T. große naturschutzfachlich wertvolle Flächen liegen, die lineare Strukturen entlang von Fließgewässern bilden. Zusammen mit den Siedlungsbereichen gibt es eine Gemengelage mit wahrscheinlicher Betroffenheit.

Für das Schutzgut Mensch ergibt sich in beiden Varianten eine mögliche Betroffenheit (Bewertung A#). In den Untersuchungsräumen liegen zahlreiche Städte und kleine Siedlungen verteilt.

Die potenziellen Betroffenheiten der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sind jedoch unterschiedlich. In der Vorzugsvariante wären bei der Maßnahme M 25a möglicherweise FFH-Gebiete, die im Untersuchungsraum verteilt sind sowie in der Nähe eines Netzverknüpfungspunktes liegen, betroffen. Zudem ist wahrscheinlich, dass die zahlreichen und großräumigen VS-Gebiete tangiert oder gequert werden müssen (A ##). Bei der Maßnahme M25 b ist von einer sicheren Betroffenheit von FFH-Gebieten auszugehen. Die FFH-Gebiete sind groß und liegen verstreut im Untersuchungsraum. Das FFH-Gebiet Südlicher Thüringer Wald liegt südlich von Eisenach und nimmt große Teile des südlichen Untersuchungsraumes in Anspruch. Weiterhin liegen VS-Gebiete entlang der Flüsse Fulda und Werra sowie am Nationalpark Hainich, die wahrscheinlich betroffen sein werden. Insgesamt bilden die Flächen der Schutzgüter hier einen nicht umgeharen Bereich und es werden zudem auch im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst (B ##).

Bei der Alternative bilden bei beiden Maßnahmen (AL-M 25a und AL-M 25b) die Kriterien der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt keinen Riegel, gleichwohl werden erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut umfangreich ausgelöst (jeweils A ##). Im Untersuchungsraum sind wahrscheinlich FFH-Gebiete sowie EU-Vogelschutzgebiete betroffen, die großflächig zwischen Nordhausen und Wiehe, rund um den Punkt Vieselbach, dem Werrabergland, dem Hainich und dem Meißner liegen. Der gesamte Untersuchungsraum der Alternative ist durch Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume durchzogen, die sicher gequert werden müssen.

Unterschiede ergeben sich auch bei den Schutzgütern Boden und Wasser. Während bei der Alternative feuchte verdichtungsempfindliche Böden sicher betroffen sind (bei AL-M 25a und AL-M 25b), ist dies bei der

Vorzugsvariante nur bei M 25b der Fall. Bei M 25a ist die Betroffenheit des Kriteriums lediglich wahrscheinlich. Das gleiche Bild ergibt sich für das Schutzgut Wasser. Außer bei der Maßnahme M 25a der Vorzugsvariante, bei der die Betroffenheit von Oberflächengewässern möglich ist, müssen bei allen anderen Maßnahmen (M25b, AL-M 25a, AL-M 25b) Oberflächengewässer sicher gequert werden.

Im Übrigen bestehen keine signifikanten Unterschiede zwischen den Bewertungen der einzelnen Maßnahmen der Projekte.

8.5.1.6 AL-M 27: Pulgar - Lauchstädt

Alternative zu Projekt P 38/M 27: Pulgar - Lauchstädt (AL-M 27) – Neubau

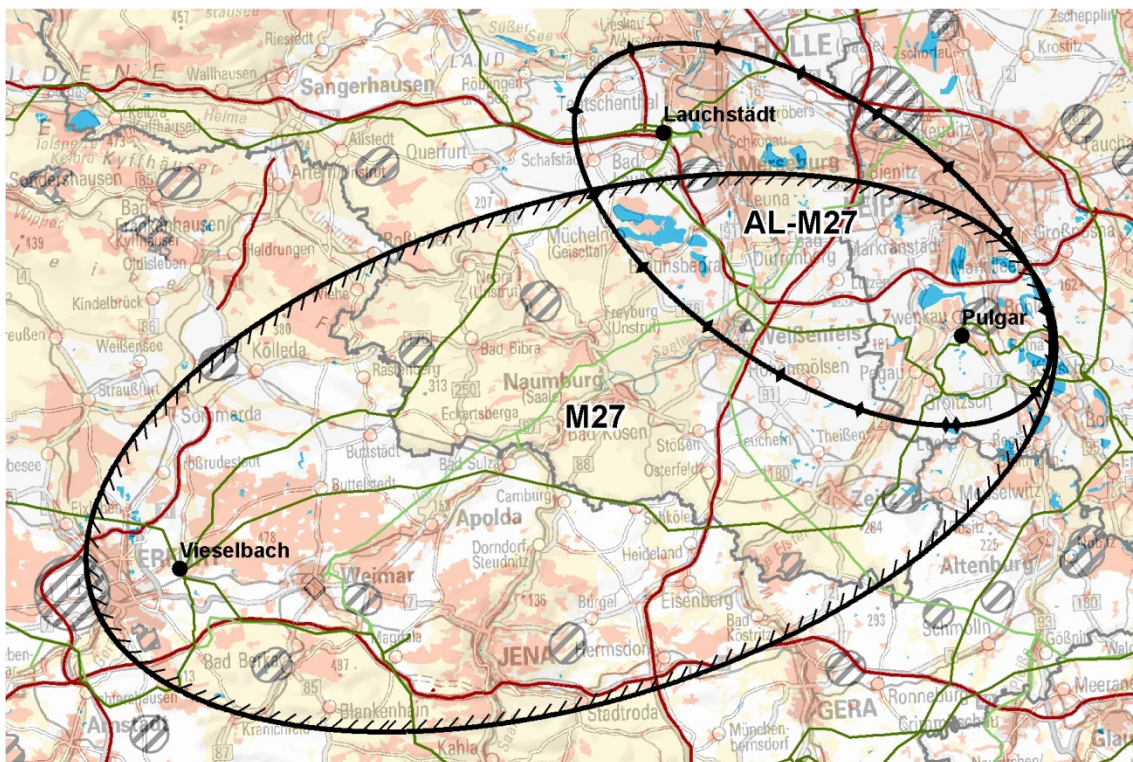


Abbildung 71: Alternative zu Projekt 38 / Maßnahme Nr. 27: Pulgar – Lauchstädt

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative kann die Auslastung je nach betroffenem (n-1)-Fall⁶⁶², ob also ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz oder ein Stromkreis zwischen Vieselbach und Zeitz ausfällt, nur knapp auf unter 100 % reduzieren. Dies gilt auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung. Die beantragte Maßnahme M27 hingegen kann in beiden (n-1)-Fällen des Szenarios B2024 sowie auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastung auf unter 100% reduzieren.

Des Weiteren würde durch die alternative 380 kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt teilweise ein Neubau nötig, der gemäß dem NOVA-Prinzip einer Netzverstärkung zwischen Pulgar und Vieselbach nicht vorzuziehen ist. Vielmehr wäre die Maßnahme M27 aus diesen Gründen vorzugswürdig.

⁶⁶² Siehe Glossar.

Umweltfachliche Begutachtung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 38/M 27 soll von Pulgar nach Vieselbach mit einer Luftliniendistanz von 88 km reichen. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP statt Vieselbach der Netzverknüpfungspunkt Lauchstädt aufgeführt. Die Luftliniendistanz beträgt dabei 39 km.

In der Gesamtbetrachtung schneidet die Vorzugsvariante mit A ## und die Alternative mit B # ab. Damit besteht nur bei der Alternative ein nicht umgehbarer Bereich. Dieser besteht aus hochempfindlichen Flächen des Schutzguts Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt (FFH-Gebiet entlang der Elster), dem Flugplatz in Böhlen und dem Siedlungsbereich von Leipzig und seinen südlichen Nachbarorten. Bei der Vorzugsvariante liegt kein Riegel vor, jedoch ist insgesamt mit umfangreichen Umweltauswirkungen zu rechnen. Dies liegt vor allem an der im Bereich zwischen Erfurt und Jena bestehenden Dichte an hochempfindlichen Flächen. Bei den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter ergeben sich leichte Unterschiede in der Betroffenheitswahrscheinlichkeit einiger Kriterien. Sowohl bei der Vorzugsvariante, als auch bei der Alternative sind für das Schutzgut Mensch Beeinträchtigungen in potenziell moderatem Umfang möglich (A #). Dies liegt an einigen großen Städten sowie einer gleichmäßigen und durchschnittlich dicht besiedelten Raumstruktur in beiden Untersuchungsräumen.

Erkennbare Unterschiede ergeben sich bei den einzelnen Flächen der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt hinsichtlich der Betroffenheitswahrscheinlichkeit. In der Vorzugsvariante ist der Untersuchungsraum durch zahlreiche FFH-Gebiete geprägt, die möglicherweise betroffen sein werden sowie EU-Vogelschutzgebiete, deren Betroffenheit wahrscheinlich ist. Bei der Alternative ergibt sich eine nicht nur mögliche, sondern wahrscheinliche Betroffenheit für die FFH-Gebiete und Vogelschutzgebiete westlich von Pulgar in der Elsteraue südlich von Zwenkau sowie bei den Saale-Elster Auen südlich von Halle, dem Leipziger Auwald und der Elsteraue bei Groitzsch (jeweils Bewertung A ##).

Für das Schutzgut Landschaft bestehen ebenfalls Unterschiede. Während es bei der Alternative zu einer sicheren Betroffenheit von Landschaftsschutzgebieten und einer unwahrscheinlichen Beeinträchtigung von Naturparken kommen kann, sind bei der Vorzugsvariante sowohl Landschaftsschutzgebiete als auch Naturparke sicher betroffen. Zudem ist es möglich, dass die Flächen der unzerschnittenen verkehrsarmen Räume bei der Vorzugsvariante tangiert oder gequert werden müssen (jeweils Bewertung A ##).

Bei den anderen Schutzgütern bestehen hinsichtlich der Bewertung keine signifikanten Unterschiede. Zwar liegen im Untersuchungsraum der Vorzugsvariante UNESCO-Welterbestätten, deren Betroffenheit ist jedoch unwahrscheinlich.

8.5.1.7 AL1-M 29: Eula - Weida – Remptendorf

Alternative zu Projekt P 39/M 29: Eula – Weida – Remptendorf (AL1-M 29) – Neubau

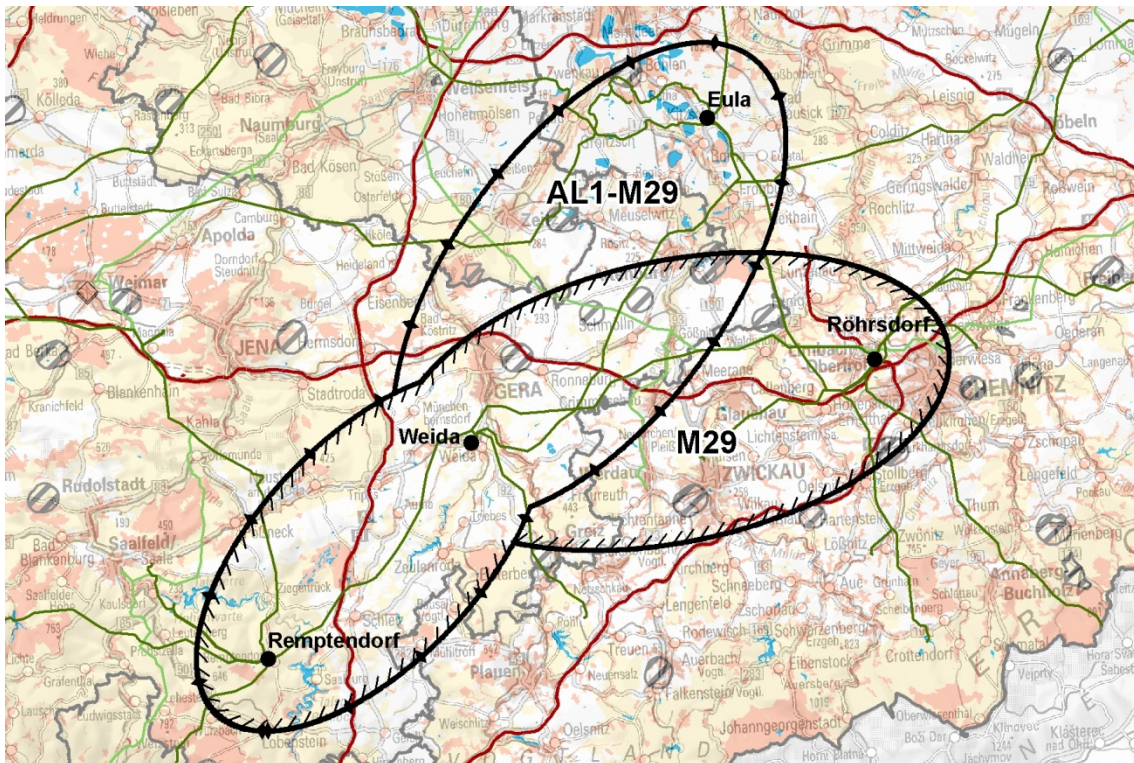


Abbildung 72: Alternative zu Projekt 39 / Maßnahme Nr. 29: Eula - Weida – Remptendorf

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative Eula - Weida – Remptendorf reduziert genau wie die Maßnahme M29 die Auslastung des Stromkreises von Röhrsdorf nach Remptendorf bei Ausfall des parallelen Stromkreises. Die Alternative reduziert die Auslastung jedoch deutlicher unter 100% und damit effizienter als die Maßnahme M29. Allerdings wäre bei der Alternative im Vergleich zur Netzverstärkung der bestehenden Leitung Röhrsdorf – Remptendorf ein Neubau erforderlich. Gemäß NOVA-Prinzip ist die Alternative gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme daher als nicht vorzugswürdig anzusehen.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 39/M 29 soll von Röhrsdorf nach Remptendorf verlaufen (Netzverstärkung). Die Luftliniendistanz beträgt 94 km. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP ein Neubau von Eula über Weida nach Remptendorf mit einer Luftliniendistanz von 93 km aufgeführt.

Bei der Gesamtbetrachtung schneiden beide Varianten mit B ## ab. Damit liegt in beiden Varianten ein nicht umgehbarer Bereich vor, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem werden im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

Bei den Bewertungen des Schutzgutes Mensch ergeben sich keine signifikanten Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante ist mit einer sicheren Betroffenheit (B ##) von Siedlungen zu rechnen, da der Punkt Röhrsdorf innerhalb des Chemnitzer Siedlungsbereiches liegt. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden, u.a. weil

sich im östlichen Teil des Untersuchungsraumes überwiegend linienhafte Siedlungsstrukturen befinden. Bei der Alternative befinden sich dicht verteilt kleine und mittlere Siedlungen sowie der Punkt Eula innerhalb eines Siedlungsbereichs, so dass ebenfalls von einer sicheren Betroffenheit auszugehen ist (B ##). Bei beiden Varianten bilden die jeweils im Untersuchungsraum liegenden Siedlungsflächen nicht umgehbare Bereiche.

Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt ergeben sich keine Unterschiede (Bewertung A # bei beiden Varianten), dagegen aber für das Schutzgut Landschaft. Bei der Alternative ist es möglich, bei der Vorzugsvariante hingegen wahrscheinlich, dass unzerschnittene verkehrsarme Räume aufgrund ihrer Anordnung im Untersuchungsraum tangiert oder gequert werden müssen. Im Übrigen bestehen keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Bewertung der anderen Schutzgüter.

8.5.1.8 AL2-M 29: Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth

Alternative zu Projekt P 39/M 29: Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth (AL2-M 29) – Neubau

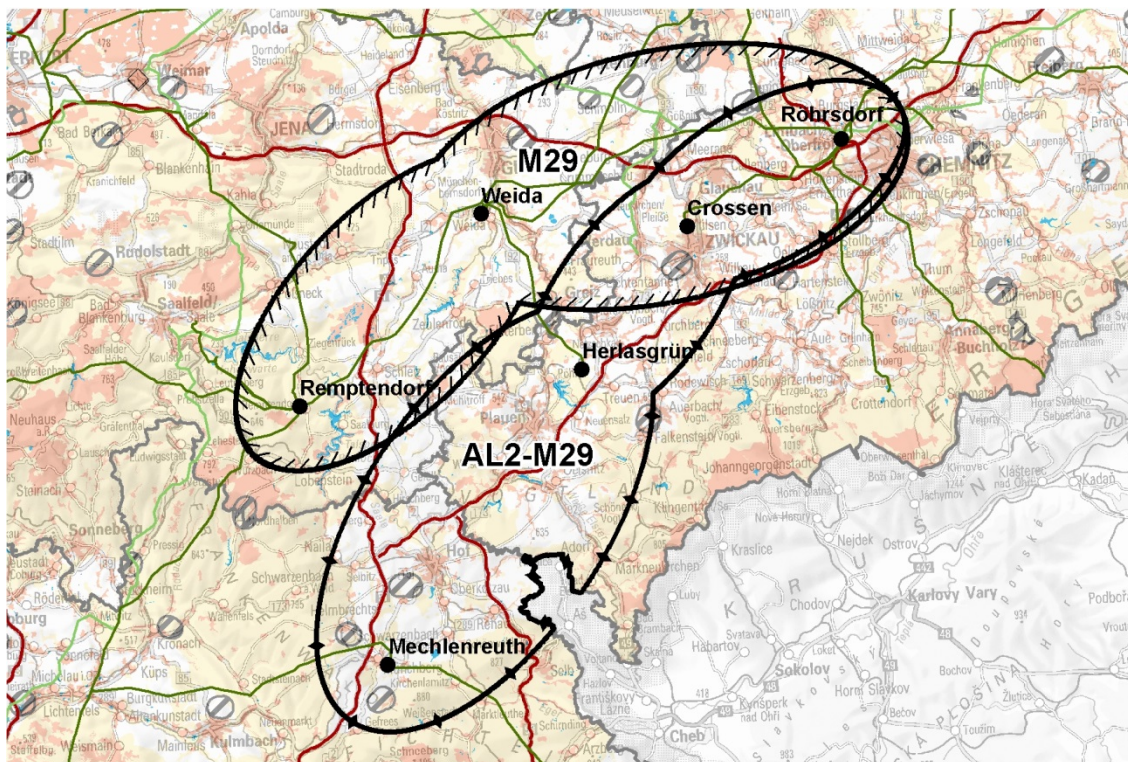


Abbildung 73: Alternative zu Projekt 39/ Maßnahme 29: Röhrsdorf-Crossen-Herlasgrün-Mechlenreuth

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative Röhrsdorf-Crossen-Herlasgrün-Mechlenreuth reduziert die Auslastung des Stromkreises Röhrsdorf - Remptendorf deutlicher unter 100% und damit effizienter als die Maßnahme M29. Allerdings werden durch diese Alternative im (n-0)-Fall⁶⁶³ die Stromkreise zwischen Etzenricht und Mechlenreuth und Röhrsdorf und Streumen mit 146 % und 102 % ausgelastet. Diese Stromkreise sind ohne die Alternative bzw. mit der Maßnahme M29 nicht über 100% ausgelastet. Des Weiteren würde die Alternative im Gegensatz zu der

⁶⁶³ Siehe Glossar

Maßnahme M29 zu Trassenneubau von ca. 110 km Länge führen. Gemäß NOVA-Prinzip ist die Alternative gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme daher als nicht vorzugswürdig anzusehen.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 39/M 29 soll von Röhrsdorf nach Remptendorf führen. Die Luftliniendistanz beträgt 94 km (Netzverstärkung). Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP mit einer Luftliniendistanz von 105 km ein Neubau von Röhrsdorf über Crossen und Herlasgrün nach Mechlenreuth aufgeführt.

Bei der Gesamtbetrachtung schneiden beide Varianten mit B ## ab. Damit liegt in beiden Varianten ein nicht umgehbarer Bereich vor, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem werden im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

Bei den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter ergeben sich teilweise Unterschiede.

Bei der Alternative ergibt sich für das Schutzgut Mensch eine sichere Betroffenheit, wobei erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (B ##). Im Untersuchungsraum liegen die Siedlungsbereiche verschiedener Städte sowie mehrere kleine und mittlere Siedlungsflächen. Im Untersuchungsraum der Vorzugsvariante befinden sich die Siedlungsflächen von kleinen, mittleren und großen Städten. Im östlichen Teil des Untersuchungsraumes weisen diese linienhafte Strukturen auf, wodurch sie schwer zu umgehen sind. Mit der Lage des Punktes Röhrsdorf in einer Siedlungsfläche besteht zudem ein nicht umgehbarer Bereich, so dass insgesamt Umweltauswirkungen potenziell umfangreich möglich sind (B ##). Bei den Bewertungen der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt ergeben sich für die Vorzugsvariante eine wahrscheinliche Betroffenheit der Lebensraumnetze in Thüringen, für die Alternative eine mögliche Betroffenheit kleinerer bis mittlerer Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume. Für die Gesamtbewertung der Schutzgüter folgen daraus jedoch keine Unterschiede (Bewertung A # bei beiden Varianten). Anders verhält es sich bei der Betroffenheit der Kriterien des Schutzguts Landschaft. Bei der Alternative ist es unwahrscheinlich, bei der Vorzugsvariante hingegen wahrscheinlich, dass unzerschnittene verkehrsarme Räume aufgrund ihrer Anordnung im Untersuchungsraum tangiert oder gequert werden müssen (Bewertung A # bei beiden Varianten). Im Übrigen bestehen keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Bewertungen der anderen Schutzgüter.

8.5.1.9 AL-M 57: Oberzier – Dahlem – Niederstedem

Alternative zu Projekt P 41/M 57: Oberzier – Dahlem – Niederstedem (AL-M 57) – Netzverstärkung

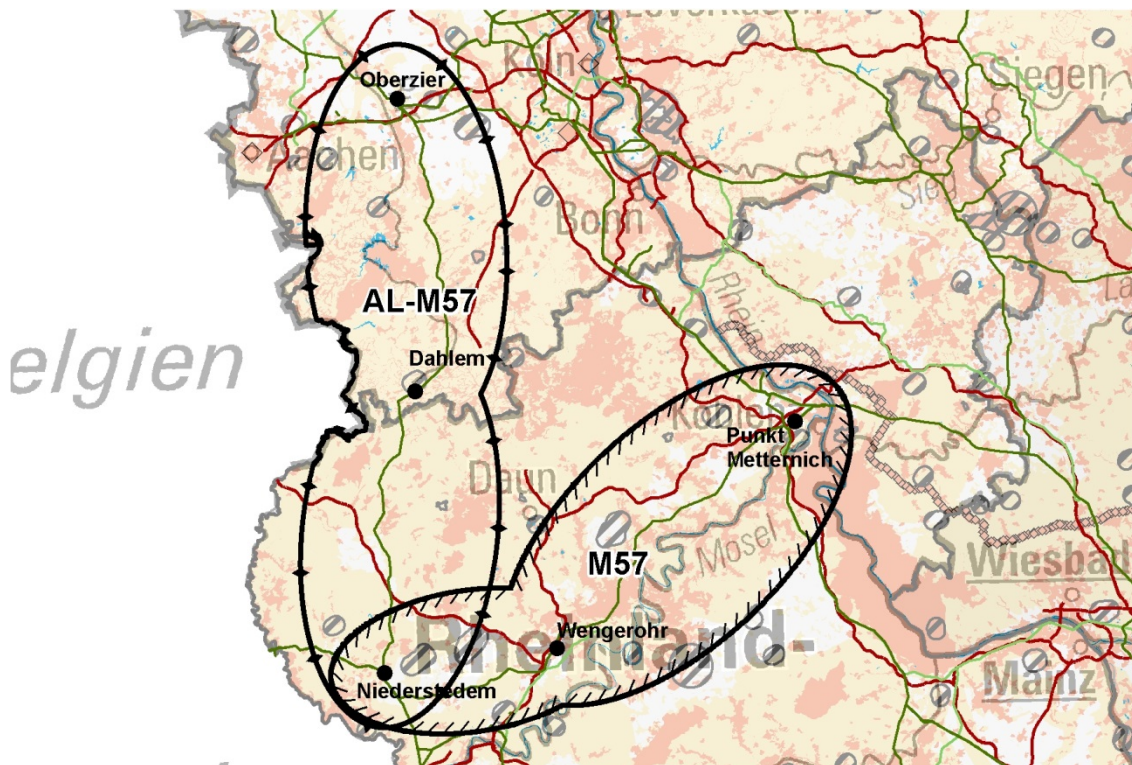


Abbildung 74: Alternative zu Projekt 41/ Maßnahme 57: Oberzier-Dahlem-Niederstedem

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die Alternative zur Maßnahme M 57 Punkt Metternich – Niederstedem senkt die Überlastungen der Leitung zwischen Oberzier und Dahlem im (n-1)-Fall⁶⁶⁴. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 96 % erreicht, die Alternative schafft eine Absenkung der Auslastung auf 83%. Sie ist gegenüber der durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch daher vorteilhaft, da die entlastende Wirkung etwas höher ist als bei der Vorzugsvariante. Der alternative Maßnahmenteil würde jedoch eine längere Trasse benötigen (rund 20 km). Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen ist die entlastende Wirkung der Alternative gegenüber der Maßnahme M57 zudem etwas geringer.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 41/M 57 mit der Luftliniendistanz von 93 km soll von Punkt Metternich nach Niederstedem führen. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP eine Verstärkung der Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem aufgeführt. Hier beträgt die Luftliniendistanz 106 km.

In der Gesamtbewertung ergibt sich zwischen den Varianten kein Unterschied (A ##). Im Untersuchungsraum liegen bei beiden Varianten keine nicht umgeharen Bereiche vor, es werden jedoch erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst.

⁶⁶⁴ Siehe Glossar

Bei den Bewertungen der jeweiligen Schutzgüter ist zu differenzieren. In beiden Fällen können Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Mensch potenziell in moderatem Umfang ausgelöst werden (A #). Dies liegt für die Vorzugsvariante an der wahrscheinlichen Betroffenheit von einigen Städten und vielen gleichmäßig verteilten Siedlungen sowie für die Alternative an einer möglichen Betroffenheit des dicht besiedelten Raumes um Düren sowie der hohen Siedlungsdichte zwischen Düren, Metternich und Hellenthal.

Die Bewertungen der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sind ebenfalls gleich (A ##), es werden somit erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst. Unterschiede ergeben sich hier bei der Betroffenheit der einzelnen Kriterien. Im Untersuchungsraum der Alternative befinden sich große Flächen von FFH-Gebieten, die möglicherweise betroffen sind. Ebenso könnten das Vogelschutzgebiet Kermeter-Hetzinger Wald und der Nationalpark Eifel möglicherweise betroffen sein. In dem Gebiet rund um Simmerath und Blankenheim konzentrieren sich zahlreiche Naturschutzgebiete, die wahrscheinlich tangiert oder gequert werden müssen. In dem Untersuchungsraum der Vorzugsvariante ist die Betroffenheit der FFH-Gebiete Kondelwald und Nebentäler der Mosel sowie mehrerer linienförmiger FFH-Gebiete entlang des Moseltals und der Nebentäler wahrscheinlich. Die zwei großen Vogelschutzgebiete an Mittel- und Untermosel sowie die Wälder zwischen Wittlich und Cochem werden aufgrund ihrer Anordnung im Raum ebenfalls wahrscheinlich tangiert oder gequert.

In der Vorzugsvariante ist für das Schutzgut Wasser eine Betroffenheit der Oberflächengewässer aufgrund der Lage der Mosel, des Rheins und der Kyll sicher (Bewertung A #). Bei der Alternative ist es lediglich möglich, dass Oberflächengewässer betroffen sind (Bewertung A). Anders ist es hinsichtlich des Schutzguts Landschaft. Während es bei der Vorzugsvariante lediglich möglich ist, dass Naturparke betroffen sind, ist bei der Alternative sicher davon auszugehen, dass Naturparke aufgrund ihrer Anordnung im Raum gequert werden müssen (Bewertung bei beiden A #).

Bei den Bewertungen der übrigen Schutzgüter bestehen keine signifikanten Unterschiede. Zwar sind im Untersuchungsraum der Vorzugsvariante kleinräumige Bereiche der UNESCO-Welterbestätte Obergermanisch-Raetischer Limes vorhanden, es ist jedoch unwahrscheinlich, dass diese Flächen tangiert oder gequert werden müssen.

8.5.1.10 AL-M 98: Dahlem (DE) – Brume (BE)

Alternative zu Projekt P 65/M 98: Dahlem (DE) – Brume (BE) (AL-M 98) – Neubau

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Durch die Alternative wird die Leitung von Dahlem nach Oberzier im (n-1)-Fall⁶⁶⁵ höher ausgelastet, als dies im (n-1)-Fall ohne die Maßnahme Dahlem – Brume auftreten würde. Die Auslastung des genannten Stromkreises steigt dann von 97 % (ohne alternative Maßnahme) auf 125 % (mit alternativer Maßnahme) an. Diese höhere Auslastung resultiert daraus, dass die von der HGÜ aus Dahlem abgeführte Leistung die Strecke Oberzier nach Dahlem zusätzlich zurücklegen muss. Im (n-1)-Fall ergibt sich somit eine Überlastung, die erst durch die Alternative ausgelöst wird und der durch zusätzliche Kapazitätserhöhungen auf der Strecke Dahlem – Oberzier begegnet werden müsste.

Daher ist die Alternative im Vergleich zur eigentlich vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch unterlegen.

⁶⁶⁵ Siehe Glossar

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 65/M 98 soll von Oberzier nach Punkt Bundesgrenze (BE) verlaufen. Die Luftliniendistanz beträgt 30 km. Als anderweitige Planungsmöglichkeit ist im NEP eine Verbindung von Dahlem (DE) nach Brume (BE) mit einer Luftliniendistanz von 48 km aufgeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen hierzu aus: „Eine Trasse Dahlem (DE) – Brume (BE) würde mehrere Schutzgebiete kreuzen. So wären der „Deutsch-Belgische-Nationalpark“, die Hocheifel sowie das Hohe Venn betroffen. Diese Trassenführung wurde aufgrund der zu erwartenden ökologischen Folgen nicht weiter betrachtet“.⁶⁶⁶ Diese Einschätzung kann seitens der Bundesnetzagentur nachvollzogen werden. Dennoch führt dies aus Sicht der BNetzA nicht zwangsläufig zum Ausschluss dieser Option.

Ausführung als Freileitung



Abbildung 75: Alternative zu Projekt 65/Maßnahme 98: Dahlem (DE) – Brume (BE)

Die Gesamtbewertung der Varianten unterscheidet sich nicht (A ##). Es werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst. In keiner der Varianten bestehen jedoch nicht umgehbare Bereiche.

In den Bewertungen der einzelnen Schutzgüter ergeben sich erkennbare Unterschiede.

Unterschiede ergeben sich für das Schutzgut Mensch. Bei der Alternative liegt eine mögliche Betroffenheit kleinerer Ortschaften im dünn besiedelten Raum sowie der größeren Siedlungsbereiche Dalheim und Hellenthal vor (A #). Bei der Vorzugsvariante ist hingegen davon auszugehen, dass Flächen von Siedlungen und sonstigen Siedlungen aufgrund ihrer Anzahl und Anordnung im Raum wahrscheinlich tangiert oder

⁶⁶⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2014c): S. 327.

gequert werden müssen (A ##). Der Untersuchungsraum weist eine hohe Siedlungsdichte auf, zudem liegen die Siedlungsflächen von Eschweiler und Stolberg zentral im Raum, weiterhin befinden sich die Städte Aachen, Düren und Jülich in den Randbereichen.

Signifikante Unterschiede ergeben sich weiter bei den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt. Bei der Vorzugsvariante liegen FFH-Gebiete vereinzelt im Raum, größere Gebiete liegen im Naturraum Eifel und Vennvorland, deren Flächen möglicherweise betroffen sein können (A #). Hingegen befinden sich bei der Alternative teilweise großflächige Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume im gesamten Untersuchungsraum, die sicher gequert werden müssen. Zudem ist wahrscheinlich, dass das im Bereich der Olefalsperre liegende dichte Netz an fließgewässerbegleitenden Naturschutzgebieten betroffen sein kann (A ##). Bei der Vorzugsvariante ist es lediglich möglich, dass Naturschutzgebiete tangiert oder gequert werden müssen.

Das Schutzgut Wasser ist ebenfalls unterschiedlich betroffen. Bei der Alternative ist es unwahrscheinlich, dass die Kriterien des Schutzguts betroffen sein werden (Bewertung A). Hingegen ist es bei der Vorzugsvariante möglich, dass Wasserschutzgebiete Zone I und II betroffen sind und sicher, dass die Oberflächengewässer Rur und Inde gequert werden müssen (Bewertung A #).

Für das Schutzgut Landschaft werden bei beiden Varianten erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich in moderatem Umfang ausgelöst (A #), da in erster Linie mittel empfindlichen Flächen betroffen sind. Bei der Alternative ist nahezu die gesamte untersuchte Fläche innerhalb Nordrhein-Westfalens als Landschaftsschutzgebiet ausgewiesen, das sicher betroffen sein wird. Ebenso liegt die sichere Betroffenheit der Naturparke Hohes Venn und Vulkaneifel vor. Bei der Vorzugsvariante ist das Kriterium Landschaftsschutzgebiet ebenfalls sicher betroffen. Hier ist aber auch die Betroffenheit der im Untersuchungsraum liegenden Naturparke sicher. Insofern ist bei der Vorzugsvariante – wie die Übertragungsnetzbetreiber ausführen – potenziell für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie das Schutzgut Landschaft mit weniger Beeinträchtigungen zu rechnen.

Unterschiede ergeben sich auch beim Schutzgut Boden. Zwar ist bei beiden Varianten von einer sicheren Betroffenheit des Schutzguts auszugehen. Bei der Vorzugsvariante müssten jedoch feuchte verdichtungsempfindliche Böden gequert werden, wohingegen bei der Alternative erosionsempfindliche Böden sicher betroffen sind (bei beiden Bewertung A #).

Ausführung als Erdkabel

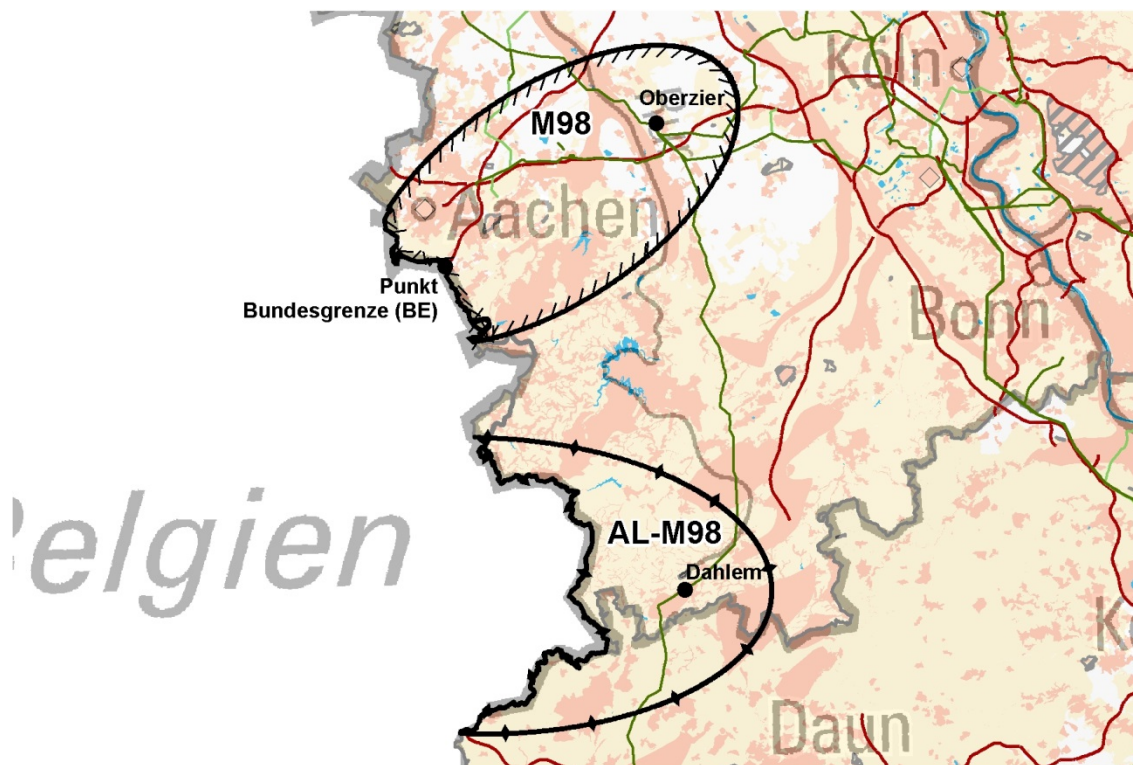


Abbildung 76: Als Erdkabel geprüfte Alternative zu Projekt 65/Maßnahme 98: Dahlem (DE) – Brume (BE)

Zu der vorstehenden Ausführung des Projekts P 65/M 98 als Freileitung wird auch die Ausführung als Erdkabel geprüft. Da die Vorzugsvariante von Oberzier zur Bundesgrenze (BE) im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel gekennzeichnet ist, wird auch die Alternative in der Ausführung als Erdkabel überprüft und mit den Umweltauswirkungen der Vorzugsvariante – ebenfalls bei einer Ausführung als Erdkabel – verglichen. Die Netzverknüpfungspunkte und damit auch die Untersuchungsräume der Maßnahmen verändern sich hierdurch nicht.

Bei der Gesamtbewertung schneidet die Vorzugsvariante bei einer Ausführung als Erdkabel mit C # und die Alternative mit B ## ab. Damit liegen in der Alternative ein und bei der Vorzugsvariante sogar mehrere nicht umgehbare Bereiche im Untersuchungsraum vor. Im betrachteten Restraum werden bei der Alternative erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst, hingegen bei der Vorzugsvariante potenziell im moderaten Umfang.

Bei der Bewertung der einzelnen Schutzgüter ergeben sich signifikante Unterschiede.

Bzgl. der Auswirkungen auf das Schutzgut Mensch wird auf die Ausführungen bei einer Ausführung als Freileitung verwiesen, die hier entsprechend gelten.

Für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt ist bei der Vorzugsvariante davon auszugehen, dass Naturschutzgebiete möglicherweise und Lebensraumnetze für Wald-, Trocken- und Feuchtlebensräume wahrscheinlich betroffen sein werden (Bewertung A #). Bei der Alternative besteht auf dem Gebiet von Nordrhein-Westfalen ein dichtes Netz von Naturschutzgebieten und teilweise liegen großflächige

Lebensraumnetze im Untersuchungsraum vor. Daher ist es wahrscheinlich, dass Naturschutzgebiete betroffen sind und Lebensraumnetze müssen sogar sicher gequert werden (Bewertung A ##).

Unterschiede ergeben sich auch beim Schutzgut Boden. Zwar ist bei beiden Varianten von einer sicheren Betroffenheit auszugehen. Bei der Vorzugsvariante müssten jedoch feuchte verdichtungsempfindliche Böden gequert werden, wohingegen bei der Alternative erosionsempfindliche Böden sicher betroffen sind. Bei beiden Varianten bilden die Flächen dieses Schutzguts nicht umgehbare Bereiche (bei beiden Bewertung B).

Signifikante Unterschiede ergeben sich bei dem Schutzgut Wasser. Während die Betroffenheit bei der Alternative bei allen Kriterien unwahrscheinlich ist (Bewertung A), bilden Flächen dieses Schutzguts aufgrund ihrer Anordnung im Untersuchungsraum der Vorzugsvariante einen Riegel (Bewertung B#). Aufgrund der Lage der Rur sind Oberflächengewässer sicher betroffen. Dazu ist es möglich, dass Wasserschutzgebiete tangiert oder gequert werden müssen.

8.5.1.11 AL-M50: Raum Lübeck – Hamburg/Nord

Alternative zu Projekt 72/M50: Raum Lübeck – Hamburg/Nord (AL-M50) – Netzverstärkung

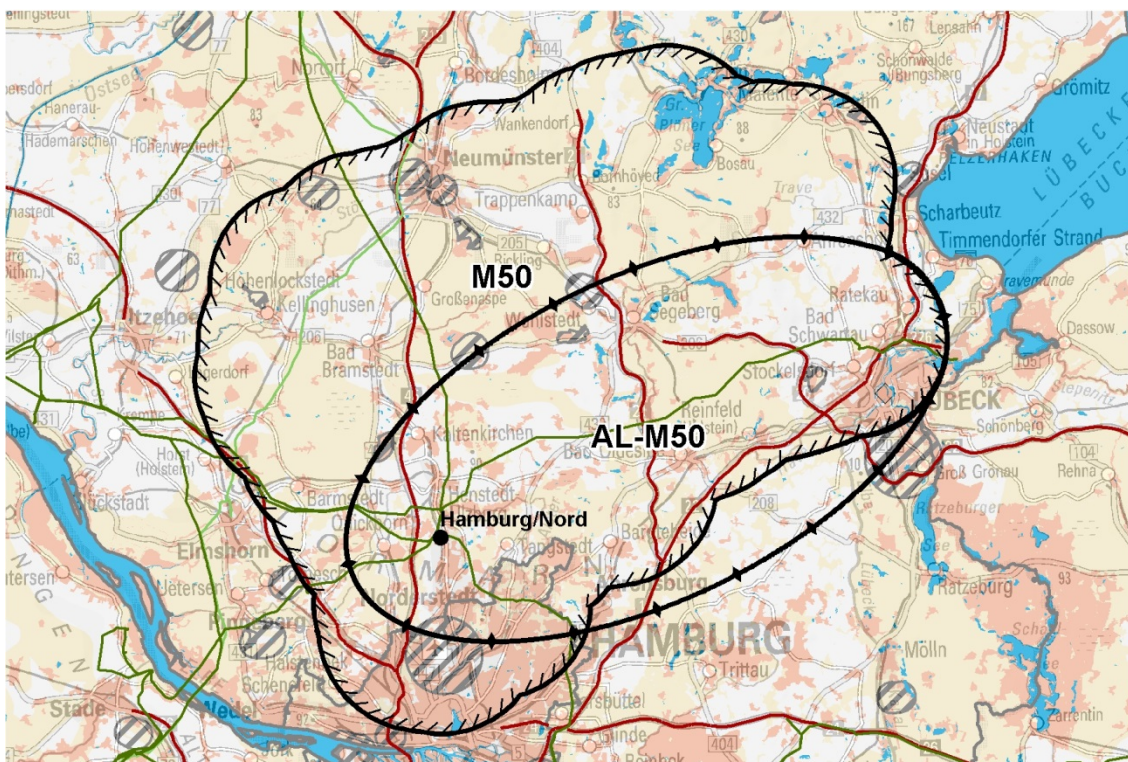


Abbildung 77: Alternative zu Projekt 72/Maßnahme 50: Raum Lübeck – Hamburg/Nord

Energiewirtschaftliche Plausibilisierung:

Die alternative Maßnahme zu M 50 behebt im Zielnetz des Szenarios B2024 wirksam eine (n-1)-Verletzung⁶⁶⁷. Im Zielnetz ist ohne die alternative Maßnahme zu M 50 ein Stromkreis der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in einem Netznutzungsfall zu 107 % belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Vorzugsvariante hingegen würde die maximale Belastung auf 102 % reduzieren. Die

⁶⁶⁷ Siehe Glossar

Hinzunahme der alternativen Maßnahme zu M50 reduziert die Auslastung auf 31 %. Die alternative Maßnahme zu M50 ist folglich wirksam.

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu Projekt P 72/M 50 soll vom Raum Lübeck bis zum Kreis Segeberg verlaufen. Die Luftliniendistanz beträgt voraussichtlich in etwa 47 km.

Die Alternative verbindet den Netzverknüpfungspunkt Hamburg/Nord oberhalb von Norderstedt mit dem Raum Lübeck (der genaue Standort des Netzverknüpfungspunktes steht noch nicht fest). Die Luftliniendistanz zwischen den beiden Punkten beträgt ebenfalls ca. 47 km.

In der Gesamtbewertung ergibt sich zwischen den Varianten kein Unterschied (C ##). Aufgrund mehrerer FFH-Gebiete in Kombination mit einer hohen Siedlungsdichte bestehen im Raum Lübeck mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden, da insgesamt eine hohe Dichte empfindlicher Flächen besteht.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich keine gravierenden Unterschiede bei den Bewertungen (A ##). Es ist in beiden Varianten voraussichtlich davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen umfangreich ausgelöst werden, da sich mehrere mittelgroße Siedlungen und Großstadträume, insbesondere der Raum Lübeck im Osten und die Randbereiche von Hamburg, in beiden Untersuchungsräumen befinden.

Hinsichtlich des Schutzgutes Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt bestehen hingegen Unterschiede. Bei der Vorzugsvariante werden die im Untersuchungsraum liegenden FFH-Gebiete – abhängig von der Lage der zukünftigen Anschlusspunkte – sicher tangiert bzw. gequert. Dieser Komplex aus teilweise großflächigen, ausgedehnt-linearen FFH-Gebieten bildet mehrere nicht umgehbare Bereiche (Riegel), in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem werden im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt voraussichtlich in moderatem Umfang ausgelöst (Bewertung C #). Bei der Alternative können aufgrund der langgestreckten FFH-Gebiete u.a. entlang der Trave, die wahrscheinlich betroffen sein werden, erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden (Bewertung A ##).

Bei den Schutzgütern Boden, Wasser, Landschaft und Kultur- und Sachgüter ergeben sich keine Unterschiede zwischen der Vorzugsvariante und der Alternative. Erhebliche Umweltauswirkungen auf das Schutzgut Boden sind in beiden Varianten potenziell in geringem Umfang möglich (Bewertung A). Beim Schutzgut Wasser ist in beiden Varianten davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen potenziell in moderatem Umfang möglich sind (Bewertung A #). Bei der Vorzugsvariante werden mehrere Fließgewässer wie Trave, Alster, Wakenitz, Elbe-Lübeck-Kanal sicher tangiert bzw. gequert. Beim Schutzgut Landschaft ist in beiden Varianten davon auszugehen, dass erhebliche Beeinträchtigungen potenziell in moderatem Umfang möglich sind (Bewertung A #). Bei der Vorzugsvariante werden mehrere größere Landschaftsschutzgebiete vor allem südlich im Untersuchungsraum sicher tangiert bzw. gequert.

Beim Schutzgut Kultur- und Sachgüter sind erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in geringem Umfang möglich (Bewertung A). Allerdings ist unwahrscheinlich, dass die Welterbestätte Hansestadt Lübeck im Osten des Untersuchungsraumes betroffen sein wird.

8.5.2 Alternativen zu konkreten Einzelmaßnahmen des O-NEP

Die Bundesnetzagentur hat mangels entsprechender Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber auch in diesem Jahr eine eigene Alternativenprüfung landseitiger Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Anbindungsleitungen aus dem O-NEP vorgenommen. Im Gegensatz zu den landseitigen vorhabenbezogenen Alternativen aus dem NEP Strom 2024 kann hier jedoch keine energiewirtschaftliche Plausibilisierung im üblichen Sinn vorgenommen werden, da die Offshore-Anbindungsleitungen eher den Charakter von Anschlussleitungen haben, dessen Einspeisemengen und -punkte jedoch genauso Auswirkungen auf das umgebende Netz auf dem Festland besitzen. Diese Auswirkungen auf das umgebende Netz, ausgehend vom als Alternative ausgewählten existierenden Umspannwerk Conneforde, wurden plausibilisiert und als energiewirtschaftlich machbar erachtet.

Bereits im letzten Jahr hatte die Bundesnetzagentur für mehrere Maßnahmen des O-NEP 2013 in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern alternative Netzverknüpfungspunkte geprüft. Hierbei wurde so vorgegangen, dass entweder bestehende Umspannwerke genutzt werden und/oder die Netzverknüpfungspunkte küstennäher liegen, wodurch sich die Neubaustrecke reduzieren würde und zwar ohne dass zusätzlicher landseitiger Netzausbau hinzukommt. Die Alternativenprüfung einer Verschiebung der Endpunkte der Anbindungsleitungen in Lastzentren in Süd- und Westdeutschland, so wie es im Rahmen der Konsultation vereinzelt gefordert wird, wird von der Bundesnetzagentur mit der oben aufgeführten Begründung nach wie vor abgelehnt. Die Übertragungskapazität einer klassischen Anbindungsleitung liegt unterhalb dessen, was bspw. über einen geplanten Korridor in HGÜ-Technik auf dem Festland übertragen werden kann. Auch hilft eine „zügige“ Einspeisung der auf See erzeugten Energie in das bestehende Stromnetz des Festlandes das Ausfallrisiko der Energiebereitstellung zu reduzieren, da im vermaschten Netz wegen der Anwendung des (n-1)-Prinzips mehr Leitungsreserven zur Verfügung stehen.

Nachfolgend werden diese Anbindungsalternativen sowohl für Freileitungs- als auch für Erdkabeltechnik der geplanten Vorzugsvariante der ÜNB gegenübergestellt. Bei zwei der drei Maßnahmen (Nr. 3/NOR-1-1 und Nr. 31/NOR-7-1) sind die Untersuchungsräume diesseits der 12 Seemeilengrenze (Grenzkorridor II – Cloppenburg) sowohl bei der Vorzugs- als auch der Alternativenanbindung deckungsgleich und werden daher gemeinsam betrachtet.

Die Maßnahmen (NOR-1-1 und NOR-3-3) aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan werden sowohl in der Freileitungs- als auch als Erdkabelvariante mit Ausnahme der Erdkabel-Vorzugsvariante für NOR-3-3 mit C ## bewertet. Danach werden erhebliche Umweltauswirkungen voraussichtlich umfangreich ausgelöst. Die Alternativvarianten wie auch die Erdkabel-Vorzugsvariante NOR-3-3 ergeben für beide Technikvarianten C #, wonach erhebliche Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich sind. In allen Maßnahmen, sowohl der Vorzugsvarianten der ÜNB als auch der hier geprüften Alternativen, muss von erheblichen Umweltauswirkungen durch das Vorliegen eines breiten bzw. mehrerer schmaler, nicht umgehbarer Bereiche ausgegangen werden. Es ergeben sich somit zwischen Vorzugs- und Alternativvarianten relativ geringe Unterschiede in der Gesamtbewertung. Wie von einem Stellungnehmer gefordert, lassen diese geringen Unterschiede in der Bewertung sowie die grobe Betrachtungsebene der SUP zum Bundesbedarfsplan

aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch nicht zwingend den Schluss zu, dass eine Änderung der Netzverknüpfungspunkte geboten wäre.

Die Untersuchungsräume an der niedersächsischen Nordsee sind geprägt durch ein breites Band der betroffenen Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt sowie Boden und Landschaft. Der auch als Weltnaturerbe ausgewiesene Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer, das gleichnamige FFH-Gebiet sowie das vorliegende EU-Vogelschutzgebiet bilden zusammen sich überlagernde, hoch empfindliche Bereiche im Küstenmeer. Hinzu kommen das Vorliegen von feuchten, verdichtungsempfindlichen Böden sowie die Bereiche des Nationalparks und des Biosphärenreservates, die für das Schutzgut Landschaft von Bedeutung sind.

Eine schutzgutspezifische Betrachtung der Umweltauswirkungen erfolgt nachfolgend für das Seekabel und für das Festland für die beiden Technikvarianten Erdkabel oder Freileitung.

8.5.2.1 AL-3: Grenzkorridor II – Conneforde

Alternativen zu Projekt NOR-1-1 / Maßnahme Nr. 3

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu dem Projekt NOR-1-1 soll vom Grenzkorridor II nach Raum Cloppenburg/Ost verlaufen. Die Luftliniendistanz beträgt 136 km. Als räumliche Alternative prüft die Bundesnetzagentur die Verbindungen vom Grenzkorridor II zum bestehenden Umspannwerk Conneforde mit einer Luftliniendistanz von 94 km. Dieses Umspannwerk wurde ausgewählt, da es im Gegensatz zu einem Anschluss in Raum Cloppenburg/Ost bereits existiert. Da die Luftliniendistanz um ca. 30 % geringer ist, sind positive Änderungen auf die Umweltauswirkungen zu erwarten.

Ausführung als Freileitung



Abbildung 78: Ausführung als Freileitung Projekt NOR-1-1 / Maßnahme Nr. 3

In der Gesamtbewertung für Freileitung/Seekabel ergibt sich für die Alternativvariante (Nr. AL-3) zum Netzanschluss am Umspannwerk Conneforde im Vergleich zu der Vorzugsvariante (Nr. 3) ein Unterschied in der Bewertung des Restraumes. Bei der Vorzugsvariante ist mit erheblichen Beeinträchtigungen zu rechnen,

die wahrscheinlich umfangreich ausgelöst werden (##), während bei der Alternative von erheblichen Beeinträchtigungen auszugehen ist, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind (#). Zudem muss von erheblichen Umweltauswirkungen durch das Vorliegen eines breiten nicht umgehbaren Bereiches ausgegangen werden. Die Riegelbewertung ist wie oben beschrieben durch die seeseitige Bewertung des Schutzgutes Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt bedingt.

Für das Schutzgut Mensch ergeben sich gleichfalls Unterschiede bei den Bewertungen des Restraumes. Bei der Vorzugsvariante ist mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen, die wahrscheinlich umfangreich ausgelöst werden (##), während die Alternative von erheblichen Umweltauswirkungen ausgehen, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind (#). Dies erklärt sich durch den landseitig deutlich verkleinerten Untersuchungsraum und damit dem Wegfall der Betroffenheit größerer Siedlungsräume wie Emden, Leer, Papenburg, Cloppenburg und Oldenburg und weiterer linienförmiger Siedlungsstrukturen (Fehnsiedlungen) insbesondere im Raum Papenburg.

Für das Schutzgut Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt ergeben sich keine Unterschiede bei den Bewertungen (C seeseitig und A ## landseitig).

Für das Schutzgut Boden ergeben sich lediglich landseitig Unterschiede bei den Bewertungen des Restraumes. Bei der Vorzugsvariante ist hier von erheblichen Umweltauswirkungen auszugehen, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind (#), während für die Alternative lediglich von Umweltauswirkungen in geringem Umfang auszugehen ist. Dies ist bei der Vorzugsvariante durch das Vorhandensein großer zusammenhängender Flächen feuchter verdichtungsempfindlicher Böden bedingt, welche bei der Alternativvariante lediglich im südwestlichen Teil des Untersuchungsraumes anzutreffen sind.

Auch für die Schutzgüter Wasser und Landschaft ergeben sich landseitig keine Unterschiede bei den Bewertungen (A #). Seeseitig weist das Schutzgut Landschaft mit B für die Alternative eine signifikant andere Bewertung auf als mit A ## für die Vorzugsvariante. Der für diese Bewertung der Alternativvariante verantwortliche Riegel des Nationalparks und Biosphärenreservates (Eulitoral betreffend) ist bei der Vorzugsvariante nicht gegeben, da der Untersuchungsraum dort die Emsmündung und das Seegatt zwischen Borkum und Juist mitumfasst, welche nicht als Schutzgebiete ausgewiesen sind.

Ausführung als Erdkabel



Abbildung 79: Ausführung der Alternative als Erdkabel Projekt NOR-1-1 / Maßnahme Nr. 3

In der Gesamtbewertung für Erdkabel/Seekabel ergibt sich für die Alternativvariante (Nr. AL-3) zum Netzanschluss am Umspannwerk Conneforde im Vergleich zu der Vorzugsvariante (Nr. 3) der gleiche Unterschied in der Bewertung des Restraumes wie zuvor für Freileitung/Erdkabel. Bei der Vorzugsvariante ist mit erheblichen Beeinträchtigungen zu rechnen, die wahrscheinlich umfangreich ausgelöst werden (##), während die Alternative von erheblichen Beeinträchtigungen ausgeht, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind (#). In beiden Varianten muss zudem von erheblichen Umweltauswirkungen durch das Vorliegen eines breiten nicht umgeharen Bereiches ausgegangen werden. Die Riegelbewertung ist auch hier durch die seeseitige Bewertung des Schutzgutes Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt bedingt.

Für das Schutzgut Mensch und das Schutzgut Landschaft ergeben sich landseitig keine Unterschiede bei den Bewertungen (A #). Gleiches gilt für die seeseitige Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt und Boden.

Landseitig wird der Umfang der Umweltauswirkungen für das Schutzgut Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt und das Schutzgut Boden für die Alternative geringer eingeschätzt. Hier sind Umweltauswirkungen potenziell in moderatem Umfang möglich (#) und in geringerem Umfang zu erwarten als bei der Vorzugsvariante (##). Dies erklärt sich durch den landseitig deutlich verkleinerten Untersuchungsraum und damit dem Wegfall der Betroffenheit von Schutzgebieten, insbesondere von Naturschutz- und Vogelschutzgebieten im südwestlichen Untersuchungsraum der Vorzugsvarianten (Großraum Emden und Mooregebiete zwischen Emden und Cloppenburg) sowie von feuchten verdichtungsempfindlichen Böden in der Südhälfte des Untersuchungsraumes.

Für das Schutzgut Wasser liegt landseitig für die Alternative mit B statt C eine günstigere Bewertung vor. Die größeren zu querenden Oberflächengewässer reduzieren sich bei der Alternativvariante auf den Ems-Jade-Kanal, so dass hier nur noch ein Riegel vorliegt (daher Bewertung B # statt C #).

8.5.2.2 AL-15: Grenzkorridor II - Conneforde

Alternative zu Projekt NOR-3-3 / Maßnahme Nr. 15: Grenzkorridor II - Conneforde (AL-15)

Umweltfachliche Prüfung:

Die Vorzugsvariante zu dem Projekt NOR-3-3 soll vom Grenzkorridor II nach Raum Halbmond verlaufen. Die Luftliniendistanz beträgt 41 km. Als alternative Anschlussmöglichkeit ist eine Verbindung vom Grenzkorridor II nach Punkt Conneforde mit einer Luftliniendistanz von 94 km aufgeführt. Die Luftliniendistanz der Alternative ist somit länger. Demgegenüber sind aber positive Effekte durch Nutzung eines bestehenden Umspannwerks möglich.

Die Bundesnetzagentur möchte aufgrund von wiederholten Konsultationsbeiträgen darauf hinweisen, dass der Netzverknüpfungspunkt Halbmond von der Bundesnetzagentur weder vorgeschlagen, noch festgelegt oder ausgewählt wurde. Das Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems hat am 06.05.2015 das Raumordnungsverfahren für die Anbindungsleitung zwischen der 12-Seemeilengrenze und dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond abgeschlossen. Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens wurde festgestellt, dass der vom Vorhabenträger vorgeschlagene Trassenkorridor einschließlich der Suchräume für die Konverterstation im Raum Halbmond mit den Erfordernissen der Raumordnung unter Beachtung von Maßgaben vereinbar ist und den Anforderungen an die Umweltverträglichkeit entspricht.

Ob durch den Wegfall der Maßnahme BorWin 4 aus dem Startnetz des O-NEP 2024 eine andere Zuteilung der Anbindungsleitungen auf die küstennahen Netzverknüpfungspunkte erfolgt, bleibt dem O-NEP 2025 vorbehalten.

Ausführung als Freileitung

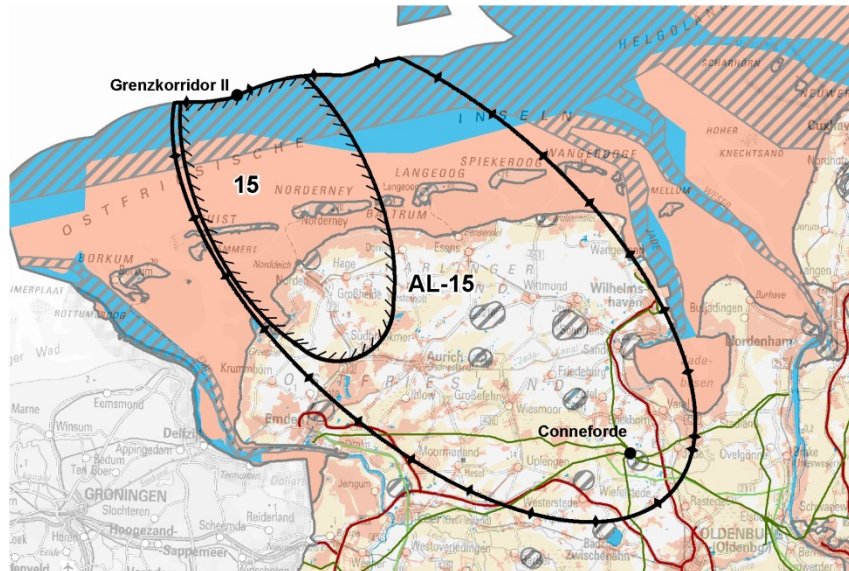


Abbildung 80: Ausführung als Freileitung Projekt NOR-3-3 / Maßnahme Nr. 15: Grenzkorridor II - Conneforde (AL-15)

In der Gesamtbewertung für Freileitung/Seekabel ergibt sich für die Alternativvariante (Nr. AL-15) zum Netzanschluss an das Umspannwerk Conneforde im Vergleich zur Vorzugsvariante (Nr. 15) ein Unterschied in der Bewertung des Restraumes. Bei der Alternativvariante ist mit erheblichen Beeinträchtigungen zu rechnen, die wahrscheinlich umfangreich ausgelöst werden (##), während die Vorzugsvariante von erheblichen Beeinträchtigungen ausgehen, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind (#). In beiden Maßnahmen muss zudem von erheblichen Umweltauswirkungen durch das Vorliegen eines breiten bzw. mehrerer schmaler, nicht umgehbarer Bereiche ausgegangen werden. Die Riegelbewertung ist wie bereits beschrieben durch die seeseitige Bewertung des Schutzgutes Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt bedingt.

Für die Schutzgüter Mensch, Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, Boden und Landschaft ergeben sich weder land- noch seeseitig Unterschiede bei den Bewertungen.

Nur für das Schutzgut Wasser wird der Restraum landseitig unterschiedlich bewertet. Hier ist für die Vorzugsvariante lediglich von erheblichen Umweltauswirkungen auf das Schutzgut in geringem Umfang auszugehen, während die Alternativvariante von erheblichen Umweltauswirkungen auf das Schutzgut potenziell in moderatem Umfang ausgeht. Dies erklärt sich durch den landseitig deutlich vergrößerten Untersuchungsraum, welcher auch vereinzelte Wasserschutzgebiete einschließt. Diese sind von der Vorzugsvariante zum Teil nicht betroffen.

Ausführung als Erdkabel

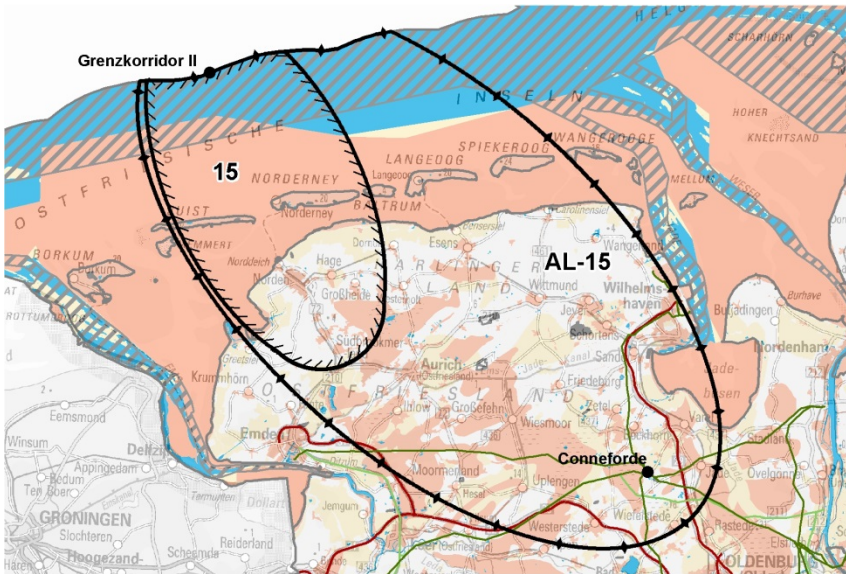


Abbildung 81: Ausführung als Erdkabel Alternative zu Projekt NOR-3-3 / Maßnahme Nr. 15: Grenzkorridor II - Conneforde (AL-15)

In der Gesamtbewertung für Erdkabel/Seekabel ergibt sich für die Alternativvariante (Nr. AL-15) zum Netzanschluss am Umspannwerk Conneforde im Vergleich zur Vorzugsvariante (Nr. 15) kein Unterschied in der Bewertung (beide C #). Für beide Varianten ist damit von erheblichen Beeinträchtigungen auszugehen, die potenziell in moderatem Umfang möglich sind. Zudem muss von erheblichen Umweltauswirkungen durch das Vorliegen eines breiten bzw. mehrerer schmaler, nicht umgehbarer Bereiche ausgegangen werden. Die Bewertung ist wie bereits beschrieben durch den seeseitig vorliegenden Riegel des Schutzgutes Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt bedingt.

Für die Schutzgüter Mensch, Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, Boden und Landschaft ergeben sich weder land- noch seeseitig Unterschiede bei den Bewertungen.

Für das Schutzgut Wasser liegt landseitig eine ungünstigere Bewertung für die Alternative vor. Durch die Vergrößerung des Untersuchungsraumes ist mit dem Ems-Jade-Kanal ein Oberflächengewässer zu queren, so dass bei der Alternativvariante ein Riegel vorliegt (daher Bewertung B # statt A #).

9. Betrachtung der Sensitivitäten

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- In diesem Kapitel waren keine Aktualisierungen erforderlich

Zusammen mit dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 16. April 2014 den Sensitivitätenbericht 2014 vorgelegt, in dem aufbauend auf dem Szenario A 2024 des ersten Entwurfes des NEP Strom 2024 ermittelt wurde, welchen Einfluss die Veränderung bestimmter Parameter auf den Netzausbau hat. Diese Vorgehensweise weicht von der ursprünglichen Verpflichtung in der Genehmigung des Szenariorahmens 2013⁶⁶⁸ ab und basierte in erster Linie auf der Annahme, dass Szenario A 2024 näher als Szenario B 2024 an der neuen Zielvorgabe des § 1 EEG liegt, nach der der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 40-45 % betragen soll.⁶⁶⁹

Die zwei zu betrachtenden Sensitivitäten haben die Bezeichnungen „Deckelung Offshore“ (Sensitivität 1) und „Einspeisemanagement“ (Sensitivität 2) und bauen aufeinander auf. Wie bereits ausführlich unter Kapitel 8 dargestellt, stellen sie aus Sicht der Bundesnetzagentur eine fernliegende Alternative dar, da sie eine Inkonsistenz zwischen NEP Strom und O-NEP aufweisen, und damit § 17b Abs. 2 EnWG widersprechen. Zusätzlich basieren beide Sensitivitäten auf dem ersten Entwurf des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024. Erst in die maßgeblichen zweiten Entwürfe der Netzentwicklungspläne wurde jedoch eine veränderte Regionalisierung aufgenommen. Die Sensitivitäten zeigen jedoch im Ansatz, in welchem Ausmaß eine Veränderung der o.g. Parameter Einfluss auf den Netzausbau haben kann. Daher ist es sinnvoll, sich zumindest qualitativ mit dem möglichen Einfluss auf die Umweltauswirkungen zu befassen.

In der Sensitivität 1 wurde geprüft, welche Auswirkungen eine Absenkung der installierten Offshore-Leistung auf 9,9 GW im Jahr 2024 hat. Vorgaben, wie die fehlende installierte Leistung durch anderweitigen Kraftwerkseinsatz aufgefangen werden könnte, wurden den Übertragungsnetzbetreibern nicht gemacht. Im für die Bestätigung maßgeblichen Szenario B 2024 liegt der Wert der installierten Offshore-Leistung bei 12,7 GW. Ursprünglich wurden die Übertragungsnetzbetreiber durch die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 verpflichtet im Rahmen ihrer Prüfung eine Reduktion auf 8,4 GW zugrunde zu legen. Im Zuge der sich abzeichnenden Änderungen des EEG, insbesondere § 3 EEG, wurde der Wert nachträglich durch die Bundesnetzagentur auf 9,9 GW angepasst. Hierbei wird zunächst das Startnetz des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt, also alle betriebsbereiten und in Bau befindlichen Netzanbindungssysteme sowie jene, die aufgrund der alten Rechtslage ausgelöst wurden, also alle Anbindungssysteme für Offshore-Windparks, die über eine gültige Netzanbindungszusage gemäß § 118 Abs. 12 i. V. m. § 17e Abs. 2a EnWG a.F. verfügen. Die Übertragungsnetzbetreiber teilten die installierte Leistung

⁶⁶⁸ Ursprünglich sollten die Sensitivitäten auf dem Szenario B 2024 gerechnet werden. BNetzA (2013a): S. 94ff.

⁶⁶⁹ BNetzA (2013a): S. 94ff.

von 9,9 GW auf 1,1 GW in der Ostsee und 8,8 GW in der Nordsee auf. In der Ostsee würden unter Zugrundelegung dieser Annahmen laut ÜNB vier Leitungen benötigt und in der Nordsee müssten zwei weitere Anbindungsleitungen zugebaut werden.

Die zweite Sensitivität „Einspeisemanagement“ wurde in der Genehmigung des Szenariorahmens 2013 als dynamische Kappung von Erzeugungsspitzen festgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten ein Konzept für ein sich an konkreten Netzüberlastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore entwickeln, wobei nur diejenigen Windenergieanlagen in der Leistung zu reduzieren waren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt. Mit dieser Verpflichtung der Netzbetreiber kam die Bundesnetzagentur in erster Linie Forderungen der Umweltverbände nach. Bereits in dem früheren Sensitivitätenbericht 2013 der Übertragungsnetzbetreiber wurde ein Einspeisemanagement von Onshore-Windenergieanlagen untersucht, dort noch pauschal mit einer Leistungsreduzierung auf 80 % des Windenergie-Erzeugungspotenzials je Bundesland. Die diesjährige Sensitivitätsvorgabe aus 2014 ist auf ein Einspeisemanagement ausgerichtet, dass auf konkrete Netzbelastungssituationen beschränkt ist, um so eine effektivere und zielgenauere Verringerung der Überlastungen erreichen zu können.

In der hier zu betrachtenden Sensitivität „Einspeisemanagement“ haben sich die ÜNB dazu entschieden, nur die Leistungen von Windenergieanlagen an Land zu reduzieren, die nach dem 01.01.2015 an das Netz angeschlossen werden. Zusätzlich wurde den Berechnungen ein maximal mögliches Einspeisemanagement von 2,5 % der Jahresenergiemenge von Onshore-Windkraftanlagen zu Grunde gelegt.⁶⁷⁰

In Abbildung 82 sind für die Sensitivitäten identifizierten Maßnahmen im Vergleich zu den Maßnahmen des Netzes des Szenarios A 2024 des ersten Entwurfes des NEP Strom 2024 dargestellt. Es werden die Maßnahmen dargestellt, die in der Sensitivität „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ zusätzlich, bzw. (noch) nicht benötigt werden (orangefarbene, bzw. schraffierte Darstellung). Diese Übersicht verortet die einzelnen Maßnahmen räumlich anhand der Ellipsen, die um die Anfangs- und Endpunkte der Maßnahmen gebildet werden. Bis auf eine nicht benötigte Anbindungsleitung in der Nordsee in der Sensitivität „Deckelung Offshore“ handelt es sich bei allen veränderten Maßnahmen in den Sensitivitäten um Drehstrom-Maßnahmen der beabsichtigten Ausführungsart Freileitung.

Im Folgenden werden die Sensitivität 1 und 2 im Detail dargestellt.

⁶⁷⁰ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 9.

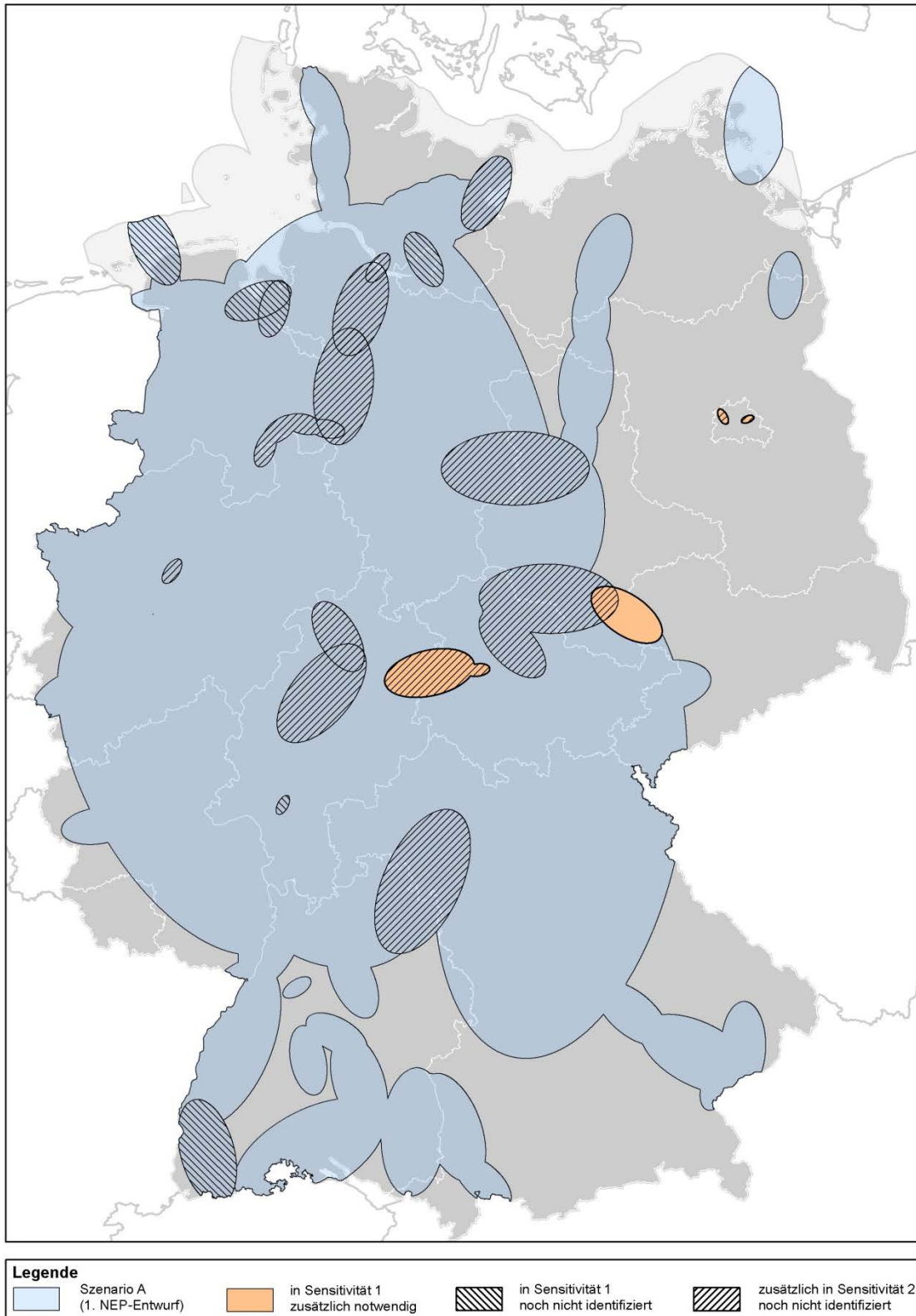


Abbildung 82: Räumliche Darstellung der Maßnahmen des Sensitivitätenberichts 2014 im Vergleich mit Szenario A 2024 (1. Entwurf NEP)

9.1 Sensitivität „Deckelung Offshore“

Bei dieser Sensitivitätsberechnung handelt es sich um eine Reduzierung der installierten Leistung aus Offshore-Windenergieanlagen um 1,4 GW in der Nordsee und 0,2 GW in der Ostsee gegenüber dem Szenario A 2024 des ersten Entwurfes des O-NEP 2024. Die Sensitivitätsberechnung zeigt somit die Folgen eines verlangsamten Ausbaus der Offshore-Windenergie gegenüber dem im genehmigten Szenariorahmen 2013 angenommenen Wert. Die Notwendigkeit sämtlicher Anbindungsleitungen nach dem Beginn der Umsetzung von NOR-1-1 im Jahr 2019 wäre unter diesen Annahmen um etwa zwei Jahre verzögert.

Die reduzierte Einspeisung aus Offshore Windenergie in Höhe von 6,4 TWh oder ca. 16 % der Jahresenergieerzeugung wird in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber nur zum Teil kompensiert. Deutschland exportiert rund 3 TWh weniger Strom in die Nachbarstaaten. Die restlichen 3,4 TWh werden hauptsächlich durch Steinkohle- und Gaskraftwerke kompensiert. Ein Ersatz der Energieerzeugung aus Offshore Windenergie durch andere erneuerbare Energien findet demnach nicht statt. Es ist somit zu erwarten, dass sich der jährliche CO₂-Ausstoß im Stromsektor (im Vergleich zum betrachteten Szenario A des ersten Entwurfes) erhöht und dies mit entsprechenden Auswirkungen auf die Schutzgüter Klima und Luft einhergehen wird.

Wie nachfolgend aufgeführt, entfällt durch die Deckelung der einzuspeisenden Offshore-Windenergie die Anbindungsleitung NOR-7-1 (temporär). Als vermiedene Umweltauswirkung kann dies jedoch nicht bewertet werden, da es sich lediglich um eine zeitliche Verschiebung handelt und die Leitung bereits zwei Jahre später benötigt wird.

Es entfallen sechs landseitige Maßnahmen, allerdings werden auch vier Maßnahmen zusätzlich benötigt. Daraus ergibt sich lediglich eine Reduktion des Ausbaubedarfs um etwa 30 km Höchstspannungsleitungen im Jahr 2024. Drei der entfallenden Maßnahmen liegen im Norden Deutschlands, eine im Osten, eine in der Mitte und eine im Süden. Die zusätzlich notwendigen Maßnahmen liegen alle vier in der Mitte und im Osten Deutschlands.

Da es sich allerdings um eine zeitliche Verschiebung beim Ausbau der Offshore-Windenergie handelt, sind die positiven Effekte durch „wegfallende“ Leitungen in Bezug auf die Umweltauswirkungen lediglich temporär.

Tabelle 28: Noch nicht identifizierte Anbindungsleitungen (O-NEP)⁶⁷¹

Bezeichnung der Maßnahme	Verlauf	Länge
NOR-7-1	Cluster 7 (Nordsee) - Grenzkorridor II - Halbmond	150 km

⁶⁷¹ Die Länge in Kilometer entstammt dem zweiten Entwurf des O-NEP 2014.

Tabelle 29: Nicht identifizierte Drehstrommaßnahmen (NEP Strom)⁶⁷²

Bezeichnung der Maßnahme	Verlauf	Länge
M 53	Oberkriftel - Obererlenbach	12 km
M 82	Conneforde - Unterweser	33 km
M 87	Unterweser - Elsfleth/West	30 km
M 367	Hamburg/Nord - Hamburg/Ost	31 km
M 374	Eichstetten - Kühmoos	85 km
	Summe	191 km

Tabelle 30: Zusätzlich notwendige Drehstrommaßnahmen (NEP Strom)⁶⁷³

Bezeichnung der Maßnahme	Verlauf	Länge
M 25b	PSW Talsperre Schmalwasser - Mecklar	108 km
M 405	Pulgar - Lauchstädt	39 km*
M 406	Friedrichshain - Marzahn	6 km
M 407	Reuter - Teufelsbruch	8 km
	Summe	161 km

* Luftlinie

9.2 Sensitivität „Einspeisemanagement“

Das Einspeisemanagement nach § 14 Abs. 1 EEG beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas sowie Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.⁶⁷⁴ Unter Einspeisemanagement wird im Rahmen der Sensitivitäten zusätzlich die Möglichkeit verstanden, durch gesteuerten Einsatz dieser Anlagen hohe Belastungen im Netz zu reduzieren. Notwendig für die Kompensation des Leistungsausfalls vor einem engpassbehafteten Netzelement (durch reduzierten Einsatz erneuerbarer Energie), ist die zeitgleiche Erhöhung der Leistungsbereitstellung durch bestehende konventionelle Kraftwerke hinter diesem Netzelement.⁶⁷⁵ Da hierdurch u.a. der gesetzlich festgelegte Einspeisevorrang erneuerbarer Energien missachtet würde, ist das der Sensitivität zu Grunde gelegte Vorgehen aktuell nicht anwendbar.⁶⁷⁶

In der Sensitivität „Einspeisemanagement“ haben die ÜNB untersucht, inwiefern Netzbelastungssituationen vermieden werden können, indem 2,5 % der Jahresenergiemenge von ab dem 01.01.2015 errichteten

⁶⁷² Die Längen in Kilometer wurde dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 entnommen.

⁶⁷³ Die Längen in Kilometer wurde dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 entnommen

⁶⁷⁴ Nähere Informationen hierzu unter:

www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html

⁶⁷⁵ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 8.

⁶⁷⁶ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 8.

Windenergieanlagen auf dem Festland reduziert werden. Da es um die Beseitigung von Leitungsüberlastungen geht, haben die ÜNB als Grundlage ihrer weiteren Berechnungen nur solche Netzelemente in den Blick genommen, die bereits eine hohe Auslastung von „über 70 % der maximal zulässigen thermischen Stromtragfähigkeit“⁶⁷⁷ aufweisen. Weiter ist auszuführen, dass die oben dargestellte Option des Redispatch in dieser Sensitivätsberechnung nachrangig nach dem „Einspeisemanagement“ durchgeführt wird, sollte dies zur Behebung von Überlastungssituationen ebenfalls notwendig sein. Um nun ermitteln zu können, welche Maßnahmen aufgrund der Reduzierung der Jahresenergie der Onshore-Windenergieanlagen um 2,5 %, aufbauend auf dem Netz des Szenarios A 2024 des ersten Entwurfs des NEP Strom 2024 und aufbauend auf den Berechnungen der Sensitivität „Deckelung Offshore“, nicht identifiziert werden konnten, sind folgende Schritte zu leisten:

Um die Überlastung des Netzes im (n-1)-Fall zu testen, werden üblicherweise nacheinander einzelne Netzelemente entnommen. Wie zu erwarten entstehen hierdurch Engpässe an anderen Netzelementen, die nun die Transportaufgabe der entnommenen Maßnahme in höherem Maße übernehmen müssen. Bestehen nach der Entnahme des Netzelementes weiterhin an anderer Stelle Engpässe, obwohl die relevanten Netzknoten zur Behebung des Engpasses im Rahmen der erlaubten 2,5 % reduziert wurden, so kann die ursprünglich entnommene Maßnahme nicht aus dem Zubaunetz entfernt werden und wäre somit auch mit entsprechendem Einspeisemanagement notwendig. Die 2,5 % der Jahresenergiemenge von Onshore-Windenergieanlagen werden je Netzknoten ermittelt. Wird der Wert überschritten, so steht der Netzknoten für die weitere Jahresrechnung und somit einem Einsatz im Rahmen des Einspeisemanagements nicht länger zur Verfügung.

Im Gegensatz zur Sensitivität „Deckelung Offshore“, in der noch 6,4 TWh der Jahresenergiemenge von Offshore Windparks reduziert wurden, werden alle Windenergieanlagen an Land bei der Sensitivität „Einspeisemanagement“ lediglich um (weitere) 0,3 TWh reduziert. Dies beläuft sich auf gerade einmal 0,3 % der Jahresenergieleistung der gesamten installierten Windenergieanlagen an Land. Die 0,3 TWh werden vollständig durch Energie aus Steinkohle- und Gaskraftwerken kompensiert. Es ist somit zu erwarten, dass sich der jährliche CO₂-Ausstoß im Stromsektor hierdurch nur leicht erhöht und dies mit entsprechenden Auswirkungen auf die Schutzgüter Klima und Luft einhergehen wird.

Da die ÜNB jedoch in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die Sensitivitäten aufeinander aufbauend berechnet haben, also in der Sensitivität Einspeisemanagement die reduzierten Werte des Offshore-Ausbaus der ersten Sensitivität ebenfalls berücksichtigen, wird eine über diese Einschätzung hinaus gehende Bewertung der vorgelegten Ergebnisse erschwert.

Die Aussage der nachfolgenden Tabelle kann somit nicht als Ergebnis der ausschließlichen Betrachtung der Sensitivität „Einspeisemanagement“ bezeichnet werden. Es müssen keine zur Sensitivität „Deckelung Offshore“ zusätzlichen Maßnahmen errichtet werden. In der Summe der aufgeführten nicht identifizierten Maßnahmen würde sich der Ausbaubedarf im Jahr 2024 im Vergleich zur Sensitivität 1 um weitere 800 km Höchstspannungsleitungen reduzieren. Fünfzehn Maßnahmen würden entfallen. Räumlich befinden sich viele der wegfallenden Maßnahmen in den Bundesländern (oder an diese angrenzend), die eine besonders große Menge an installierter Windenergieleistung vorzuweisen haben, bzw. einen hohen Anteil von Windenergie am Nettostromverbrauch des jeweiligen Bundeslandes aufweisen. Diese nicht identifizierten Maßnahmen liegen folglich im Norden (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hamburg) und Osten (Berlin,

⁶⁷⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2014b): S. 9.

Brandenburg, Sachsen-Anhalt) Deutschlands, bzw. an den Übergängen zu den benachbarten Bundesländern (Hessen, Thüringen).

Tabelle 31: Nicht identifizierte Drehstrommaßnahmen (NEP Strom)⁶⁷⁸

Bezeichnung der Maßnahme	Verlauf	Länge
M 24b	Wolmirstedt - Wahle	102 km
M 25b	PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) - Mecklar	108 km
M 52	Landesbergen - Ohlensehlen - Wehrendorf	52 km
M 79	Elbekreuzung	10 km
M 206	Sottrum - Landesbergen	79 km
M 227	Krümmel	-
M 252	Lippe - Mengede	10 km
M 253	Borken - Gießen	73 km
M 254	Dollern - Punkt Sottrum	52 km
M 351	Raum Göhl - Raum Lübeck	58 km
M 352	Lauchstädt - Wolframshausen - Vieselbach	155 km
M 353	Borken - Twistetal	42 km
M 365	Grafenrheinfeld - Kupferzell	110 km
M 406	Friedrichshain - Marzahn	6 km
M 407	Reuter - Teufelsbruch	8 km
	Summe	865 km

Auch wenn die Aussagekraft der Sensitivitäten – wie bereits dargelegt – begrenzt ist, wird deutlich, dass der Netzausbaubedarf durch ein Einspeisemanagement – je nach konkreter Ausgestaltung – reduziert werden kann. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geringeren Umfang des Netzausbaus auch die durch den Netzausbau ausgelösten Umweltauswirkungen (u.a. Flächeninanspruchnahme, Bodenversiegelung, u.ä.) geringer ausfallen. Die Effekte eines zeitlich nach hinten verschobenen Ausbaus der Offshore- Windenergie sind demgegenüber gering – vor allem da es sich um temporäre Effekte handelt.

Die Bundesnetzagentur wird auch in den folgenden Jahren insb. die Auswirkungen des Einspeisemanagements analysieren. Daher wurden die ÜNB aufgefordert, das Einspeisemanagement in allen Szenarien des jüngst genehmigten Szenariorahmen 2025 zu berücksichtigen.

⁶⁷⁸ Die Längen in Kilometer wurde dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2024 entnommen.

10. Hinweise auf Schwierigkeiten bei der Zusammenstellung der Angaben

Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitbeteiligung hat die Bundesnetzagentur die Darstellungen und Bewertungen des Entwurfs des Umweltberichts unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen überprüft. Die Überprüfung hat zu folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen in diesem Kapitel geführt:

- In Kapitel 10.2 wurde ein Hinweis zur Schließung von Erkenntnislücken auf den folgenden Planungsebenen ergänzt.
-

10.1 Schwierigkeiten bei der Prognose

Im Umweltbericht sind gemäß § 14g Abs. 2 Nummer 7 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) Schwierigkeiten darzustellen, die bei der Zusammenstellung der Angaben aufgetreten sind, zum Beispiel technische Lücken oder fehlende Kenntnisse.

Solche Schwierigkeiten resultieren primär aus der Notwendigkeit, die Umwelt nahezu bundesweit betrachten zu müssen sowie aus der besonderen rechtlichen Konstruktion und dem speziellen Regelungsgegenstand des Bundesbedarfsplans. Im Bundesbedarfsplan werden für die benannten Vorhaben sowohl die energiewirtschaftliche Notwendigkeit als auch der vordringliche Bedarf festgestellt. Diese verbindliche Feststellung bildet die Grundlage für die weiteren Planungsverfahren. Der Bundesbedarfsplan umfasst keine genauen Verläufe von Stromleitungstrassen, sondern legt ausschließlich die Anfangs- und Endpunkte sowie im Einzelfall erforderliche Stützpunkte geplanter Leitungen verbindlich fest. Die Vorhaben werden nicht weitergehend räumlich verortet und konkretisiert.

Auf dieser Grundlage können in der SUP zum Bundesbedarfsplan ausschließlich die großräumigen und gesamtheitlichen Auswirkungen der Vorhaben betrachtet werden. Deren Vielzahl und Unterschiedlichkeit machen eine gezielte, gründliche und vorhabenbezogene Betrachtung auf den weiteren Planungsebenen der Bundesfachplanung und der Planfeststellung notwendig. Somit können auf der Ebene des Bundesbedarfsplans ausschließlich der Planungsebene entsprechende Aussagen getroffen und die potenziellen Konflikte allgemein abgeschätzt werden.

Ähnliche Schwierigkeiten bestehen bei der Darstellung der Beziehungen des Bundesbedarfsplans zu anderen relevanten Plänen und Programmen nach § 14g Abs. 2 Nummer 1 UVPG (z.B. Bundesverkehrswegeplan, Raumordnungspläne der Länder) sowie bei der Darstellung der derzeitigen bedeutsamen Umweltprobleme, die nach § 14g Abs. 2 Nummer 4 UVPG bei den voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu berücksichtigen sind. Da der Bundesbedarfsplan nur Angaben zu Netzverknüpfungspunkten und ggf. zu Stützpunkten der jeweiligen Vorhaben enthält, ist noch weitgehend unklar, wie die Vorhaben genau verwirklicht werden. Daher sind Beziehungen zu anderen Plänen und Programmen auf dieser Planungsstufe ebenso wie Vorbelastungen und ihre Wirkungen ohne den konkreten Leitungsverlauf nicht absehbar. Die genannten Pläne und Programme sind zudem teilweise selbst in ihrer konkreten Umsetzung noch ungewiss. Detaillierte Prognosen über die Umweltauswirkungen einzelner Vorhaben können erst auf der Ebene der nachfolgenden Bundesfachplanung / Raumordnung und Planfeststellung vorgenommen werden, sobald die Planungen entsprechend konkretisiert werden.

10.2 Schwierigkeiten aufgrund der Datenverfügbarkeit und –beschaffenheit

Um die erheblichen Umweltauswirkungen der Vorhaben zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten, wurden räumlich relevante Kriterien entwickelt. Bei der Entwicklung dieser Kriterien zeigten sich Schwierigkeiten, die in der Verfügbarkeit von Daten sowie ihrer Beschaffenheit begründet sind. Im Einzelnen bestehen diese Schwierigkeiten aus Problemen der Datenheterogenität und der Datenverfügbarkeit.

Datenheterogenität

Ein Hemmnis für die Nutzbarkeit von Kriterien stellt die Heterogenität der Daten dar. Kriterien können auch dann nicht für die SUP zum Bundesbedarfsplan herangezogen werden, wenn die zugrundeliegenden Daten in den Bundesländern oder Regionen unterschiedlich erfasst sind, sich auf nicht vergleichbarem qualitativem Niveau befinden oder teilweise gar nicht vorhanden sind. Eine uneinheitliche Datengrundlage würde im Ergebnis zu Disproportionalitäten führen.

Bundesweit uneinheitliche Daten liegen vor, wenn Länder oder Regionen Daten ohne einen bundeseinheitlichen Standard erfassen und fortführen. Dabei tritt häufig der Fall ein, dass die Daten unterschiedlich definiert und ausdifferenziert werden. Für die SUP zum Bundesbedarfsplan ergab sich die Schwierigkeit fehlender bundeseinheitlicher Daten für die folgenden Kriterien:

- Bodenschutzwald,
- Landschaftsplanung,
- Räume mit besonderer Bedeutung für den Vogelzug,
- Räume mit besonderer Bedeutung für Rast- und Brutvögel,
- Unzerschnittene alte Laubholzbestände,
- Unzerschnittene verkehrsarme Räume unter 100 km² und
- Waldschutzgebiete.

Eine stringente Vereinheitlichung bei inhaltlicher Heterogenität der Daten im Rahmen des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplan scheidet auch aufgrund des Aufwandes im Sinne von § 14f Abs. 2 Satz 2 UVPG aus. So können Waldschutzgebiete gemäß § 12 BWaldG einer Vielzahl von Schutzgründen unterliegen. Es wäre notwendig, diejenigen Schutzgebiete zu selektieren, die naturschutzfachliche Inhalte abbilden. Eine derartige Selektion bzw. Aggregation von Daten gehört nicht zu den Aufgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für Landschaftsprogramme, die auf Landesebene erstellt werden, vielgestaltig ausgeprägt sind und nicht bundeslandübergreifend genormt sind. Teilweise erfolgen auch keine raumkonkreten Aussagen. Die Bundesnetzagentur hält daher die Berücksichtigung auf den nachfolgenden Planungsebenen für sachgerecht, Überwindbare Datenheterogenität lag für das Kriterium „Hartsubstrate“ im Bereich des Meeres vor. Die Erfassung der Sedimentstruktur für den Bereich des Meeres ist ein aktueller Forschungsgegenstand. Die in die Untersuchung eingegangenen Hartsubstratbereiche wurden aus den vorliegenden Datensätzen zu Felsen, Steinfeldern, Stein- u. Kiesflächen aggregiert.

Auf den nachfolgenden Planungsebenen erhöht sich die Nutzbarkeit von bundesweit uneinheitlichen Daten, da sich die Anzahl der in Betracht kommenden Datenquellen reduziert und ggf. lediglich eine die Größe des jeweiligen Untersuchungsraumes berücksichtigende Vergleichbarkeit herzustellen ist.

Datenverfügbarkeit

Weitere Schwierigkeiten bestehen für Kriterien, für die entweder keine Datengrundlage verfügbar ist oder deren Daten auf eine sehr große Zahl von Quellen verteilt sind. Ist keine Datengrundlage verfügbar, so scheidet eine eigene Erfassung aufgrund des unzumutbaren Aufwands aus. Werden Daten an vielen Stellen erfasst und fortgeführt, so besteht die Schwierigkeit nicht allein in der oben genannten Uneinheitlichkeit, sondern auch im Aufwand für die erforderliche Datenakquise und dem damit verbundenen Zeitbedarf. Dies betrifft für die SUP zum Bundesbedarfsplan die Kriterien:

- Archäologisch bedeutende Landschaften,
- Archäologische Fundstellen,
- Bodendenkmäler,
- Gesetzlich geschützte Biotop gemäß § 30 BNatSchG und
- Grabungsschutzgebiete.

Aufgrund der Datenverfügbarkeit und vor dem Hintergrund von Schwierigkeiten bei der Zusammenführung von Daten aus unterschiedlichen Bezugsquellen wurde für die Kriterien „Nationalparke“ und „Biosphärenreservate“ im Küstenmeer statt des Eulitorals der Bereich zwischen der Küstenlinie und der seeseitigen Begrenzung der mittleren Tideniedrigwasserlinie abgebildet.

11. Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BBodSchG	Bundesbodenschutzgesetz
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BBR	Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung
BBSR	Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnungen
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BLG	Bundesverband der gemeinnützigen Landgesellschaften
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BSR	Biosphärenreservate
BÜK	Bodenübersichtskarten
BUND	BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland
BWaldG	Bundeswaldgesetz
CO ₂	Kohlendioxid
CORINE	Coordination of Information on the Environment
DBV	Deutscher Bauernverband

DDGI	Deutscher Dachverband für Geoinformationen
DLM	Digitale Landschaftsmodelle
DNR	Deutsche Naturschutzring
DUH	Deutsche Umwelthilfe
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
FFH	Fauna-Flora-Habitat
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GIS	Geografisches Informationssystem
GW	Gigawatt
Hg	Quecksilber
HGÜ	Höchstspannungsgleichstromübertragung
HDÜ	Höchstspannungsdrehstromübertragung
IBA	Important Bird Area
IUCN	International Union for Conservation of Nature
kV	Kilovolt
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung Gesetz
LAI	Länderausschuss für Immissionsschutz
LEP	Landesentwicklungsplan
LRN	Lebensraumnetze
LSG	Landschaftsschutzgebiete

LuftVG	Luftverkehrsgesetz
LVR	Landschaftsverband Rheinland
LWL	Landschaftsverband Westfalen-Lippe
MSRL	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NABU	Naturschutzbund Deutschland e.V.
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NMVOC	Non methane volatile organic compounds, VOC ohne Methan
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NO _x	Stickoxide
NP	Naturparke
NRW	Nordrhein-Westfalen
O ₃	Ozon
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore Windpark
RL	Richtlinie
ROG	Raumordnungsgesetz
ROPLAMO	Raumordnungsplan-Monitor
SAC	Special Areas of Conservation
SchBerG	Schutzbereichsgesetz
SO ₂	Schwefeldioxid
S _x O _y	Schwefeloxide

SPA	Special Protection Area
SUP	Strategische Umweltprüfung
t	Tonnen
TWh	Terrawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UZVR	Unzerschnittene verkehrsarme Räume
VOC	Flüchtige organische Verbindungen (Volatile Organic Compounds)
VS	Vogelschutz
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie
WWF	World Wide Fund for Nature

12. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilung der Stellungnahmen auf die Konsultationsteilnehmer.....	16
Abbildung 2: Stellungnahmen von Institutionen.....	16
Abbildung 3: Räumliche Verteilung der Stellungnahmen bezogen auf zusammengefasste PLZ-Bereiche (zweistellig)	18
Abbildung 4: Inhaltliche Schwerpunkte der Stellungnahmen	20
Abbildung 5: Der Netzausbau in fünf Schritten	22
Abbildung 6: Feldstärken im Wohnbereich. Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz	35
Abbildung 7: Verlauf der magnetischen Flussdichte bei Freileitungen und Erdkabeln. Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz.....	43
Abbildung 8: Magnetische Flussdichte an erdverlegten Hochspannungsleitungen. Grafik: Bundesamt für Strahlenschutz.....	44
Abbildung 9: Teiluntersuchungsräume des Szenario B 2024 für HGÜ- und HDÜ-Technologie	63
Abbildung 10: Aufbau der Strategischen Umweltprüfung	66
Abbildung 11: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024	67
Abbildung 12: Szenario B 2024 Gesamtbewertung (Anzahl der Maßnahmen und Häufigkeitsverteilung der Bewertungen)	68
Abbildung 13: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt im Küstenmeer (seeseitige Auswirkungen)	70
Abbildung 14: Betroffenheit durch Maßnahmen von NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 (links) und Flächenanteile der Kriterien der Empfindlichkeit „hoch“ bei Freileitungen (rechts).....	71
Abbildung 15: Vergleich der Gesamtbewertungen für die Szenarien A und B.....	73
Abbildung 16: (1) Bemessung eines elliptischen Untersuchungsraums; (2) Darstellung eines Punktpaars AB mit dem Stützpunkt C	87
Abbildung 17: (3) Untersuchungsraum, der an der Staatsgrenze (blau) endet; (4) schematisches Beispiel eines Untersuchungsraums mit Punkt und Suchraum, bestehend aus der Teilellipse und dem Suchraum plus Puffer (grün umrandet)	88
Abbildung 18: Ableitung der Kriterien	98
Abbildung 19: Auswahl der Kriterien.....	99
Abbildung 20: Einstufung der Empfindlichkeit der Kriterien.....	102
Abbildung 21: Maßnahmenbetrachtung	106
Abbildung 22: Schema für die Klassifizierung von Riegeln.....	108
Abbildung 23: Grafische Überlagerung der Kriterienflächen für die Schutzgüter als Basis für die Bewertung der Maßnahme.....	110
Abbildung 24: Riegel- und Restraumbewertung führen zur Bewertung der Maßnahme	111

Abbildung 25: Steckbriefseite mit schutzgutbezogenen Kriterien.....	114
Abbildung 26: Gesamtübersicht des Steckbriefs	115
Abbildung 27: Aufbau der Strategischen Umweltprüfung (SUP).....	117
Abbildung 28: Schematische Darstellung eines einaderigen Seekabels mit einer Papier-Öl-Isolation („Öl-Massekabel“) im Querschnitt.....	136
Abbildung 29: Schematische Darstellung eines einaderigen Seekabels mit einer VPE-Isolation im Querschnitt	137
Abbildung 30: Konverteranlage vom Projekt „EstLink 2“ in Püssi, Estland (© Siemens AG (2014)).....	141
Abbildung 31: Überblick über die Nebenanlagen für eine Offshore Anbindung	142
Abbildung 32: Schematische Darstellung der Ableitung der Kriterien für die SUP, eigene Darstellung, Bonn 2012.....	227
Abbildung 33: Berücksichtigung der Umweltziele bei den Kriterien des Schutzgutes Landschaft	247
Abbildung 34: Räumliche Verteilung der LSG in Deutschland.....	250
Abbildung 35: Gesamtuntersuchungsraum und Teiluntersuchungsräume der SUP des Szenario B 2024	277
Abbildung 36: Szenario B 2024 Gesamtbewertung	281
Abbildung 37: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der Maßnahmen des Szenarios B 2024 des NEP Strom 2024.....	282
Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der land- und seeseitigen (Küstenmeer) Maßnahmen des Szenarios B 2024 des O-NEP	283
Abbildung 39: Untersuchungsräume des Szenarios B 2024	284
Abbildung 40: Untersuchungsräume der bestätigten HGÜ-Maßnahmen und der HDÜ-Maßnahmen	285
Abbildung 41: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenarios B des NEP 2024 und O-NEP 2024 (für die landseitigen Bewertungen für das Schutzgut Mensch).....	297
Abbildung 42: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenario B 2024 des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 der landseitigen Bewertungen für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt.....	299
Abbildung 43: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenarios B 2024 des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt im Küstenmeer	301
Abbildung 44: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des NEP Strom 2024 und O-NEP 2024 für alle Schutzgüter gem. UVPG.....	307
Abbildung 45: Bewertungen der Maßnahmen bei veränderter technischer Ausführung	313
Abbildung 46: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der landseitigen Anbindungsmaßnahmen und Pilotprojekte bei technischer Ausführung als Freileitung.....	314
Abbildung 47: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der landseitigen Anbindungsmaßnahmen und Pilotprojekte bei technischer Ausführung als Erdkabel	315
Abbildung 48: Betroffenheit der (Land-)Kreise und kreisfreien Städte durch Maßnahmen des NEP 2024 und O-NEP 2024.....	317

Abbildung 49: Kriterien der Empfindlichkeit „hoch“ in den (Land-)Kreise und kreisfreien Städte	319
Abbildung 50: Alternativenprüfung	329
Abbildung 51: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Deutschland, Stand Mai 2014	335
Abbildung 52: Häufigkeitsverteilung der Bewertungen im Szenario A 2024	346
Abbildung 53: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der NEP-Maßnahmen	347
Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der schutzgutbezogenen Bewertungen der O-NEP-Maßnahmen	348
Abbildung 55: Übersicht der Untersuchungsräume im Szenario A 2024	349
Abbildung 56: Bewertung des Schutzgutes Mensch im Szenario A	351
Abbildung 57: Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt im Szenario A	352
Abbildung 58: Bewertung der Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt in den Maßnahmen des O-NEP 2024 im Szenario A	353
Abbildung 59: Gesamtbewertung der HGÜ- und HDÜ-Maßnahmen im Szenario A	354
Abbildung 60: Untersuchungsräume der Szenarien A 2024 und B 2024	356
Abbildung 61: Vergleich der Szenarien A und B	358
Abbildung 62: Alternative zu D18: Lauchstädt – Meitingen (Freileitung)	363
Abbildung 63: Alternative zu D18: Lauchstädt – Meitingen (Erdkabel)	364
Abbildung 64: Alternative zu D18: Wolmirstedt – Isar (Freileitung)	367
Abbildung 65: Alternative zu D18: Wolmirstedt – Isar (Erdkabel)	369
Abbildung 66: Alternative Maßnahme D18a: Oberbachern – Ottenhofen (Freileitung)	370
Abbildung 67: Alternative zu Projekt 21/ Maßnahme 51b: Cloppenburg/Ost-Westerkappeln	372
Abbildung 68: Alternative zu Projekt P 30/M 61: Lippe-Mengede	374
Abbildung 69: Alternative zu Projekt P 33/M24b: Stendal/West – Wahle	375
Abbildung 70: Alternative zu Projekt 37/ Maßnahme 25a und Maßnahme 25b: Lauchstädt-Wolkramshausen-Vieselbach und Wolkramshausen-Mecklar	377
Abbildung 71: Alternative zu Projekt 38 / Maßnahme Nr. 27: Pulgar – Lauchstädt	379
Abbildung 72: Alternative zu Projekt 39 / Maßnahme Nr. 29: Eula - Weida – Remptendorf	381
Abbildung 73: Alternative zu Projekt 39/ Maßnahme 29: Röhrsdorf-Crossen-Herlasgrün-Mechlenreuth	382
Abbildung 74: Alternative zu Projekt 41/ Maßnahme 57: Oberzier-Dahlem-Niederstedem	384
Abbildung 75: Alternative zu Projekt 65/Maßnahme 98: Dahlem (DE) – Brume (BE)	386
Abbildung 76: Als Erdkabel geprüfte Alternative zu Projekt 65/Maßnahme 98: Dahlem (DE) – Brume (BE)	388
Abbildung 77: Alternative zu Projekt 72/Maßnahme 50: Raum Lübeck – Hamburg/Nord	389
Abbildung 78: Ausführung als Freileitung Projekt NOR-1-1 / Maßnahme Nr. 3	392
Abbildung 79: Ausführung der Alternative als Erdkabel Projekt NOR-1-1 / Maßnahme Nr. 3	393

Abbildung 80: Ausführung als Freileitung Projekt NOR-3-3 / Maßnahme Nr. 15: Grenzkorridor II - Conneforde (AL-15).....	395
Abbildung 81: Ausführung als Erdkabel Alternative zu Projekt NOR-3-3 / Maßnahme Nr. 15: Grenzkorridor II - Conneforde (AL-15).....	396
Abbildung 82: Räumliche Darstellung der Maßnahmen des Sensitivitätenberichts 2014 im Vergleich mit Szenario A 2024 (1. Entwurf NEP).....	399

13. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Darstellung der Riegel.....	65
Tabelle 2: Darstellung der Bewertung des Restraumes	65
Tabelle 3: Vergleich der prozentualen Bewertungen der Szenarien A und B.....	73
Tabelle 4: Inhalte des Umweltberichts und gesetzliche Grundlagen	82
Tabelle 5: Erläuterung der Empfindlichkeitskategorien.....	103
Tabelle 6: Betroffenheitswahrscheinlichkeit	107
Tabelle 7: Darstellung der Riegel.....	109
Tabelle 8: Darstellung der Bewertung des Restraumes	109
Tabelle 9: Bewertung (Quantität der erheblichen Umweltauswirkungen – ohne Riegel)	110
Tabelle 10: Kategorien der Natura 2000-Abschätzung	120
Tabelle 11: Überblick zur Anordnung und Verlegetechnik von Seekabeln in Abhängigkeit zur Wassertiefe...	135
Tabelle 12: Nebenanlagen für unterschiedliche Übertragungstechniken	146
Tabelle 13: Erläuterungen zu Tabelle 14 und Tabelle 15.....	195
Tabelle 14: Wirkfaktoren und Wirkungspfade von Freileitungen und Erdkabeln im direkten Vergleich.....	196
Tabelle 15: Wirkfaktoren und Wirkungspfade von Seekabeln	199
Tabelle 16: Relevanz der Nationalparke im Meeresbereich für die Landschaft.....	222
Tabelle 17: Schutzgutbezogene Kriterien für die SUP und ihre Empfindlichkeit	228
Tabelle 18: Szenario B – Freileitungen und Seekabel.....	278
Tabelle 19: Szenario B - Erdkabel.....	312
Tabelle 20: Vergleich der installierten Erzeugungsleistung in den genehmigten Szenarien für den NEP Strom 2024 und den Zielvorgaben des EEG	337
Tabelle 21: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch* in den genehmigten Szenarien für den NEP Strom 2024 und der Zielvorgabe des EEG.....	338
Tabelle 22: Vorhabenbezogene Alternativen aus dem NEP Strom 2024 und Alternativen zum O-NEP 2024...	343
Tabelle 23: Zusätzliche Maßnahmen in Szenario A 2024 und Bewertung der Umweltauswirkungen	345
Tabelle 24: Bewertungsvergleich der Umweltauswirkungen der Szenarien A 2024 und B 2024.....	359
Tabelle 25: Vergleich Netzausbau und Einspeisung Erneuerbarer Energien.....	359
Tabelle 26: Vorhabenbezogene Alternativen aus dem NEP Strom 2024 und Alternativen zum O-NEP 2024...	361
Tabelle 27: Vergleich der Alternativen zur Maßnahme Wolmirstedt – Gundremmingen.....	367
Tabelle 28: Noch nicht identifizierte Anbindungsleitungen (O-NEP)	400
Tabelle 29: Nicht identifizierte Drehstrommaßnahmen (NEP Strom).....	401
Tabelle 30: Zusätzlich notwendige Drehstrommaßnahmen (NEP Strom)	401

Tabelle 31: Nicht identifizierte Drehstrommaßnahmen (NEP Strom).....403

14. Literatur- und Quellenverzeichnis

Literaturquellen

Aberle, S., Partl, E. (2005): Nachhaltiges Trassenmanagement. Forschung im Verbund. Schriftenreihe, Band 91. Leitbilder-Steiermark. Kärnten.

Ackermann, W. et al. (2013): Ackermann, W., Schweiger, M., Sukopp, U., Fuchs, D., Sachteleben, J. (2013): Indikatoren zur biologischen Vielfalt. Entwicklung und Bilanzierung. Naturschutz und Biologische Vielfalt 132. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Albrecht, J. et al. (2012): Albrecht, J., Schmidt, C., Stratmann, L., Hofmann, M., Posselt, S., Wendler, W., Roßner, D., Wachs, A. (2012): Die Wasserrahmenrichtlinie aus Sicht des Naturschutzes – Analyse der Bewirtschaftungsplanung 2009. Naturschutz und Biologische Vielfalt 120. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Alpert, P. et al. (2000): Alpert, P., Bone, E., Holzapfel, C. (2000): Invasiveness, invasibility and the role of environmental stress in the spread of non-native plants. Perspectives in Plant Ecology, Evolution and Systematics 3.

Altemüller, M., Reich, M. (1997): Einfluss von Hochspannungsfreileitungen auf Brutvögel des Grünlandes. Vogel und Umwelt (9).

Assmann, T. et al. (2013): Assmann, T., Buse, J., Dieker, P., Drees, C., Eggers, B., Harry, I., Homburg, K., Krause, R.-H., Matern, A., Schuldt, A., Taboada, A. (2013): Historisch alte Waldstandorte: Bedeutung und Wert von Lebensraumkontinuität für Tiere. In: Lehrke, S., Ellwanger, G., Buschmann, A., Frederking, W., Paulsch, C., Schröder, E., Ssymank, A. (2013): Natura 2000 im Wald – Lebensraumtypen, Erhaltungszustand, Management. Naturschutz und Biologische Vielfalt 131. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Aundrup, T. et al. (2010): Aundrup, T., Benz, T., Dörnemann, C., Fischer, W., Gehlen, C., Glaunsinger, W., Hellmuth, H., Kreusel, J., Menke, P., Neumaier, R., Rehtanz, C., Schomberg, A., Schwippe, J. (2010): Übertragung elektrischer Energie. Positionspapier vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE). Frankfurt am Main.

Bässler, C. (2014): Prozessschutz und Biodiversität am Beispiel des Nationalparks Bayerischer Wald. In: Scherfose, V. (Hrsg.) (2014): Nationalparkmanagement in Deutschland. Naturschutz und Biologische Vielfalt 136. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2011): Untersuchungen möglicher Boden- und Pflanzenbelastung im Umfeld von Strommasten – Ergebnisbericht. Augsburg.

Download möglich unter:

http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000011?SID=1403349461&ACTIONxSESSxSHOWPIC%28BILDxKEY:lfu_bod_00082,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF%29 (Zugriff am 20.03.2014).

Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2003): Rote Liste gefährdeter Gefäßpflanzen Bayerns mit regionalisierter Florenliste. Schriftenreihe Heft 165. Augsburg.

Beckmann, M. et al. (2012): Kommentar zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). 4. Auflage. Carl Heymanns Verlag GmbH. Köln.

Beierkuhnlein, C. et al. (2014): Beierkuhnlein, C., Jentsch, A., Reineking, B., Schlumprecht, H., Ellwanger, G. (Hrsg.) (2014): Auswirkungen des Klimawandels auf Fauna, Flora und Lebensräume sowie Anpassungsstrategien des Naturschutzes. Naturschutz und Biologische Vielfalt 137. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Benz, T., Görner, R. (ABB) (2012): Vortrag beim Technik-Dialog der Bundesnetzagentur am 17. bis 18.04.2012 zum Thema „Freileitungen und Erdkabel – Möglichkeiten der Stromübertragung mit Gleichstrom“. Download möglich unter:

www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Technikdialog_Erdkabel_%202012/Vortrag%20Goerner.pdf?__blob=publicationFile (Stand: 07.06.2013)

Bezirksregierung Detmold (2013): Planfeststellungsbeschluss für den Neubau der 110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung vom Punkt Friedrichsdorf in Bielefeld-Senne über die Umspannanlage Bielefeld-Ost bis zur Umspannanlage Bechterdissen in der Gemeinde Leopoldshöhe.

Bick, H. (1989): Ökologie: Grundlagen, terrestrische und aquatische Ökosysteme, angewandte Aspekte, Stuttgart.

Blucha, J. et al. (2009): Blucha, J., Körner, S., Nagel, A., Wiersbinski, N. (2009): Denkmalschutz und Naturschutz – Voneinander lernen und Synergien nutzen. Naturschutz und Biologische Vielfalt 81. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Blume, H.-P. et al. (2010): Blume, H.-P., Brümmer, G.W., Horn, R., Kandeler, E., Kögel-Knabner, I., Kretzschmar, R., Stahr, K., Wilke, B.-M. (2010): Scheffer/Schachtschabel - Lehrbuch der Bodenkunde. 16. Auflage. Spektrum Akademischer Verlag. Heidelberg.

Boedeker, D. (2010): Naturschutz- und Managementverpflichtungen aus den regionalen Konventionen und Abkommen zum Meeresschutz in Nord-West-Europa. In: Ellwanger, G., Finck, P., Schröder, E. (2010): Managementmaßnahmen in Küstenlebensräumen und Ästuarien der Nord- und Ostsee. Naturschutz und Biologische Vielfalt 91. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Bochert, R. (2009): Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich auf Forschungsplattformen in der Nord- und Ostsee, Arbeitspunkt 3: Auswirkungen elektromagnetischer Felder auf marine Organismen. Endbericht. FKZ 327526. Rostock.

Borchardt, D. et al. (2013): Borchardt, D., Mohaupt, V., Jekel, H., Rohrmoser, W. (2013): Die Wasserrahmenrichtlinie – Eine Zwischenbilanz zur Umsetzung der Maßnahmenprogramme 2012. Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Rautenbergverlag, Berlin.

Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2000): Daten zur Natur. Bonn-Bad Godesberg.

Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2015): Gewässer und Auen – Nutzen für die Gesellschaft. Bonn-Bad Godesberg. Download möglich unter: http://www.bfn.de/fileadmin/BfN/wasser/Dokumente/BR-gepr-Gesell_Nutz_Gewaes_Auen_barrirefre.pdf (Zugriff: 04.02.2015).

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2012a): Genehmigungsbescheid für die Netzanbindung und Konverterplattform BorWin beta. Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2012b): Genehmigungsbescheid zur Errichtung und zum Betrieb der Konverterplattform „DolWin alpha“ sowie zur Verlegung und zum Betrieb von sechs Seekabelsystemen, die der Übertragung der in den Offshore-Windparks produzierten Elektrizität von dem Umspannwerk der Offshore-Windparks „Borkum West II“, „MEG Offshore 1“ und „Borkum Riffgrund 1“ zu der Konverterplattform dienen, und einem Seekabelsystem „DolWin1“, das der Ableitung der Elektrizität von der Konverterplattform bis zur seewärtigen Grenze des Küstenmeeres (12 sm-Zone) dient. Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013a): Erster Entwurf Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013. Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013b): Umweltbericht zum Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012. Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2013c): Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK4). Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014a): Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013. Hamburg.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014b): BSH (2014): Entwurf der Fortschreibung Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014. Hamburg.

Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013): Umweltauswirkungen der Kabelanbindung von Offshore-Windenergieparks an das Verbundstromnetz – Effekte betriebsbedingter elektrischer und magnetischer Felder sowie thermischer Energieeinträge in den Meeresgrund. urn:nbn:de:0221-2013022510313. Salzgitter.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (1998): Bodenübersichtskarte der Bundesrepublik Deutschland 1:1.000.000. Hannover.

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) (2011): Waldstrategie 2020 Nachhaltige Waldbewirtschaftung – eine gesellschaftliche Chance und Herausforderung. Bonn. Download möglich unter: http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/Waldstrategie2020.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 04.07.2014).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2007): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt. 3. Auflage, Silber Druck oHG, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010): Indikatorenbericht 2010 zur Nationalen Strategie für Biologische Vielfalt. Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2011): Biosphärenreservate. Stand: Juni.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2012): Festlegung von Umweltzielen für die deutsche Ostsee – nach Art. 10 MSRL. Bonn.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2013): Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept). Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014): Pressedienst Nr. 018/14 – Naturschutz/Internationales. Download möglich unter: <http://www.bmub.bund.de/bmub/presse-reden/pressemitteilungen/pm/artikel/deutschland-daenemark-und-niederlande-treiben-den-schutz-des-wattenmeeres-voran/> (Zugriff am 21.03.2014).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014b): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2013): Gesetzesbegründung zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014a): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). Berlin. Download möglich unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff: 17.12.2014).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014b): Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014c): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin.

Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens 2011 zum NEP Strom 2012 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2022 vom 20.12.2011. Bonn.

Bundesnetzagentur (2012a): Bestätigung des NEP Strom 2012 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2022 vom 26.11.2012. Bonn.

Bundesnetzagentur (2012b): Genehmigung des Szenariorahmens 2012 zum NEP Strom 2013 und dem O-NEP 2013 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2023 vom 30.11.2012. Bonn.

Bundesnetzagentur (2013a): Genehmigung des Szenariorahmens 2013 zum NEP Strom 2014 und dem O-NEP 2014 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2024 vom 30.08.2013. Bonn.

Bundesnetzagentur (2013b): Bestätigungen des NEP Strom 2013 und des O-NEP 2013 im Rahmen der Bedarfsermittlung für das Zieljahr 2023 vom 19.12.2013. Bonn.

Bundesnetzagentur (2013c): Umweltbericht 2013. Bonn.

Bundesnetzagentur (2014): Genehmigung des Szenariorahmens 2025. Bonn.

Bundesnetzagentur (2015): Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014. Bonn. Veröffentlicht am 07.01.2015. Internet-Veröffentlichung unter: www.netzausbau.de/untersuchungsrahmen-2014.

Bundesregierung (2002a): 5-Punkte-Programm – Arbeitsschritte zur Verbesserung des vorbeugenden Hochwasserschutzes. Berlin 2002.

Bundesregierung (2002b): Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin 2002. Download möglich unter: <http://bfm.de/fileadmin/NBS/documents/Nachhaltigkeitsstrategie-langfassung.pdf> (Zugriff: 02.02.2015).

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

Bundesregierung (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende – Energiepaket. Berlin. Download möglich unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/der-weg-zur-energie-der-zukunft-sicher-bezahlbar-und-umweltfreundlich/> (Zugriff: 04.09.2013).

Bundesregierung (2012): Nationale Nachhaltigkeitsstrategie. Fortschrittsbericht. Berlin 2012. Download möglich unter: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Publikation/Bestellservice/2012-05-08-fortschrittsbericht-2012.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 02.02.2015).

Bundesregierung (2014): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Berlin. Download möglich unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiewirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff: 30.01.2015).

Bundesverband Boden e.V. (BVB) (2013): Bodenkundliche Baubegleitung BBB – Leitfaden für die Praxis. BVB-Merkblatt Band 2. Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG. Berlin.

CDU, CSU und SPD (2013): Koalitionsvertrag „Deutschlands Zukunft gestalten“. Berlin.

Download möglich unter: <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf> (Zugriff: 17.12.2014).

Chemnitz, C. et al. (2015): Chemnitz, C., Weigelt, J., Bartz, D., Beste, A., Brent, Z., Dunbar, M., Ehlers, K., Feldt, H., Fuhr, L., Gerke, J., Green, A., Holdinghausen, H., Kotschi, J., Lal, R., Lymbery, P., Mathias, E., Montanarella, L.,

Mundy, P., Núñez Burbano de Lara, M. D., Peinl, M., Rodrigo, A., Sharma, R., Sperk, C., Tomiak, K., Wetter, K. J., Wilson, J. (2015): Bodenatlas – Daten und Fakten über Acker, Land und Erde. Kooperationsprojekt von Heinrich-Böll-Stiftung, Institute for Advanced Sustainability Studies, Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland und Le Monde diplomatique. Berlin.

Czychowski, M. et al. (2010): Czychowski, M., Reinhardt, M., Gieseke, P., Wiedemann, W. (2010): Kommentar zum Wasserhaushaltsgesetz unter Berücksichtigung der Landeswassergesetze. C.H. Beck Verlag, 10. neubearbeitete Auflage. München.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2006): Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich. Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): Übersicht Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene. Berlin.

Deutscher Bundestag (2012): Gesetzentwurf der Deutschen Bundesregierung: Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Deutscher Bundestag. 17. Wahlperiode. Drucksache 17/10754. Stand: 24.09.2012.

Download möglich unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/107/1710754.pdf> (Zugriff: 30.01.2015).

Deutsches Nationalkomitee für das UNESCO-Programm (2007): Der Mensch und die Biosphäre (MAB), Kriterien für die Anerkennung und Überprüfung von Biosphärenreservaten der UNESCO in Deutschland. Bonn. Download möglich unter: <http://www.unesco.de/fileadmin/medien/Dokumente/Bibliothek/BroschKriterienendfass31.10.07.pdf> (Zugriff: 01.07.2013).

DIN 4124 (2012): Baugruben und Gräben – Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten. Handbuch der Bodenuntersuchung, Band 1, Kapitel 1.3c. Beuth Verlag. Berlin.

DIN EN 50182 (2006): Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Beuth Verlag. Berlin.

DIN EN 50341/ VDE 0210 (2013): Freileitungen über AC 1 kV. Beuth Verlag. Berlin.

DIN EN 62271-204 (2012): Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 204: Starre gasisolierte Übertragungsleitungen für Bemessungsspannungen über 52 kV. Beuth Verlag. Berlin.

DIN IEC 62067 / VDE 0276-2067 (2013): Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 150 kV ($U_m = 170$ kV) bis einschließlich 500 kV ($U_m = 550$ kV) – Prüfverfahren und Anforderungen. Beuth Verlag. Berlin.

DIN VDE 0105-100 (2009): Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen. Beuth Verlag. Berlin.

Dierssen, K., Dierssen, B. (2008): Moore. Eugen Ulmer KG. Stuttgart.

Dietz, M. (2012): Waldfledermäuse im Jahr des Waldes – Anforderungen an die Forstwirtschaft aus Sicht der Fledermäuse. In: Petermann, R., Bühner-Käßer, B., Balzer, S. (2012): Fledermäuse zwischen Kultur und Natur. Naturschutz und Biologische Vielfalt 128. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag, Bonn - Bad Godesberg.

Doer, D. et al. (2002): Doer, D., Melter, J., Sudfeldt, C. (2002): Ornithological criteria for selection of Important Bird Areas in Germany. Ber. Vogelschutz 38: 111-155.

Dörnemann, C. et al. (2011): Stromübertragung für den Klimaschutz. Studie im Auftrag vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE). Frankfurt am Main.

Ehrhardt-Unglaub, T., (Tennet Offshore GmbH) (2013): Vortrag bei der Informationsveranstaltung „Umweltauswirkungen des Netzausbaus in Nord- und Ostsee“ der Bundesnetzagentur am 18.06.2013 zum Thema „Stand der Genehmigungen, Planung und Bau von Anlagen – Vorstellung der laufenden Offshore-Projekte“.

Environmental Resources Management GmbH (ERM) (2008): 380-kV-Leitung Maade – Conneforde einschließlich Anschluss Maade I (EBLD) und II (EKW). Umweltstudie im Hinblick auf die Erfordernisse gem. § 7 ff. NNatG und § 6 UVPG. Kiel.

Erfmeier, A. et al. (2011): Erfmeier, A., Böhnke, M., Bruelheide, H. (2011): Secondary invasion of *Acer negundo* – The role of phenotypic responses versus local adaptation. Biological Invasions 13 (7): 1599-1614. DOI: 10.1007/s10530-010-9917-2.

Essink, K. (1996): Die Auswirkung von Baggergutablagerungen auf das Makrozoobenthos: Eine Übersicht über niederländische Untersuchungen. In: Mitteilung der Bundesanstalt für Gewässerkunde Koblenz, Mitteilung Nr. 11. Baggern und Verklappen im Küstenbereich – Auswirkungen auf das Makrozoobenthos. Beiträge zum Workshop am 15.11.1995 in Hamburg. Koblenz/Berlin.

EU-Kommission (2003): Europäische Kommission (2003): Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften,

Download möglich unter: http://bookshop.europa.eu/de/umsetzung-richtlinie-2001-42-eg-ueber-die-pruefung-der-umweltauswirkungen-bestimmer-plaene-und-programme-pbKH5403283/downloads/KH-54-03-283-DE-C/KH5403283DEC_001.pdf;pgid=y8dIS7GUWmdSR0EAlMEUUsWb0000LAztud-8;sid=u23LY1sj6eTLbQt2E7dVxDkGGa63M1zwvb4=?FileName=KH5403283DEC_001.pdf&SKU=KH5403283DEC_C_PDF&CatalogueNumber=KH-54-03-283-DE-C (Zugriff: 30.01.15).

EU-Kommission (2015): Umwelt für Europäer. Magazin der Generaldirektion Umwelt. Mai 2015, Nr. 57. Download möglich unter: http://ec.europa.eu/environment/news/efe/index_de.htm (Zugriff: 04.08.2015)

Fichtner GmbH & Co. KG (2010): Antragsunterlagen zum Raumordnungsverfahren für die HGÜ-Kabelverbindung zwischen Norwegen und Deutschland (NorGer). Unterlage A – Erläuterungsbericht. Stuttgart.

Fischer-Hüftle, P. et al. (2010): Fischer-Hüftle, P. In: Schumacher/Fischer-Hüftle: Kommentar zum BNatSchG. 2. Auflage, Kohlhammer Verlag, Stuttgart.

Femu (2013): Forschungszentrum für elektromagnetische Umweltverträglichkeit (femu) der RWTH Aachen: Fachstellungnahme zu den gesundheitlichen Wirkungen elektromagnetischer Felder. Fachstellungnahme im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen. Download möglich unter: www.netzausbau.de/cln_1912/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen2012/Vortrag%20Gollnick.html (Zugriff 01.08.2013).

Frerichs, S. et al. (2003): Frerichs, S., Hatzfeld, F., Hinzen, A., Kurz, S., Lau, P., Simon, A. (2003): Sichern und Wiederherstellen von Hochwasserrückhalteflächen. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Forschungsbericht 201 16 116 UBA-FB 000456. Im Auftrag des Umweltbundesamts. Berlin.

Frey, K. et al. (2012): Frey, K., Bach, L., Bach, P., Brunken, H. (2012): Waldfledermäuse im Jahr des Waldes – Anforderungen an die Forstwirtschaft aus Sicht der Fledermäuse. In: Petermann, R., Bühner-Käßer, B., Balzer, S. (2012): Fledermäuse zwischen Kultur und Natur. Naturschutz und Biologische Vielfalt 128. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag, Bonn - Bad Godesberg.

Fricke, R. (2000): Auswirkungen elektrischer und magnetischer Felder auf Meeresfische in der Nord- und Ostsee. In: Merck, T., von Nordheim, H.: Technische Eingriffe in marine Lebensräume – Tagungsband. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). Bonn-Bad Godesberg.

Fuchs, D. et al. (2010): Fuchs, D., Hänel, K., Lipski, A., Reich, M., Finck, P., Riecken, U. (2010): Länderübergreifender Biotopverbund in Deutschland – Grundlagen und Fachkonzept. Naturschutz und Biologische Vielfalt 96. Bonn.

Fuchs, M. et al. (2010): Fuchs, M., Preis, S., Wirth, V., Binzenhöfer, B., Pröbstl, U., Pohl, G., Muhar, S., Jungwirth, M. (2010): Wasserrahmenrichtlinie und Natura 2000 – Gemeinsame Umsetzung in Deutschland und Österreich am Beispiel der Grenzflüsse Salzach und Inn. Naturschutz und Biologische Vielfalt 85. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag, Bonn - Bad Godesberg.

Gassner, E. et al. (2010): Gassner, E., Winkelbrandt, A., Bernotat, D. (2010): UVP und Strategische Umweltprüfung – Rechtliche und fachliche Anleitung für die Umweltprüfung. 5. Auflage. C.F. Müller Verlag, Heidelberg.

Gedeon, K. et al. (2014): Gedeon, K., Grüneberg, C., Mitschke, A., Sudfeldt, C., Eikhorst, W., Fischer, S., Flade, M., Frick, S., Geiersberger, I., Koop, B., Kramer, M., Krüger, T., Roth, N., Ryslavy, T., Stübing, S., Sudmann, S.R., Steffens, R., Vökler, F., Witt, K. (2014): Atlas Deutscher Brutvogelarten. Atlas of German Breeding Birds. Stiftung Vogelmonitoring Deutschland und Dachverband Deutscher Avifaunisten. Münster.

Gellermann, M. (2010): § 25 Rn. 10. (Vollzitat: Gellermann, M. (2013) In: Landmann/Rohmer [Beckmann, M., Mann, T., Durner, W., Röckinghausen, M (Hrsg.)] (2013): Umweltrecht, Band I, Kommentar. 69. Ergänzungslieferung, 1. April 2013 (Artikel zu § 25 von Gellermann ist von März 2010, 57 Ergänzungslieferung). Verlag C. H. Beck München.

Glaser, F., Hauke, U. (2004): Historisch alte Waldstandorte und Hudewälder in Deutschland. Angewandte Landschaftsökologie. Heft 61. Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn-Bad Godesberg.

Haber, W. (2014): Naturgut Boden – Nutzung, Zerstörung, Erhaltung. In: Leitschuh, H., Michelsen, G., Simonis, U.E., Sommer, J., von Weizäcker, E.U. (Hrsg.) (2014): Re-Naturierung – Gesellschaft im Einklang mit der Natur. S. Hirzel Verlag, Stuttgart.

Hänel, K., Reck, H. (2011): Bundesweite Prioritäten zur Wiedervernetzung von Ökosystemen: Die Überwindung straßenbedingter Barrieren. Naturschutz und Biologische Vielfalt 108. Bonn.

Hänel, K. (2012): Interpretations- und Anwendungshilfen zu den Karten der Lebensraumnetzwerke. Stand: 27.02.2012.

Härdtle, W. et al. (2008): Härdtle, W., Ewald, J., Hölzel, N. (2008): Wälder des Tieflandes und der Mittelgebirge. Eugen Ulmer KG, Stuttgart.

Härdtle, W., von Oheimb, G. (2013): Ökologische Bedeutung von Waldgebieten – Das Beispiel Buchenwald-Ökosystem. In: Lehrke, S., Ellwanger, G., Buschmann, A., Frederking, W., Paulsch, C., Schröder, E., Ssymank, A. (2013): Natura 2000 im Wald – Lebensraumtypen, Erhaltungszustand, Management. Naturschutz und Biologische Vielfalt 131. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag, Bonn - Bad Godesberg.

Health Science Group (2011): Western Alberta Transmission Line: Health and Environmental Assessment of the Electrical Environment.

Helmecke, A., Hötter, H. (2010): Ornithologische Untersuchungen. In: Oppermann, P., Blew, J., Haack, S., Hötter, H., Poschod, P. (2010): Gemeinsame Agrarpolitik (GAP) und Biodiversität. Naturschutz und Biologische Vielfalt 100. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag, Bonn - Bad Godesberg.

Herrmann, C., Krause, J.C. (2000): Ökologische Auswirkungen der marinen Sand- und Kiesgewinnung In: von Nordheim, H., Boedeker, D. (2000): Umweltvorsorge bei der marinen Sand- und Kiesgewinnung. BLANO-Workshop 1998. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). Selbstverlag Bonn - Bad Godesberg 2000. Download möglich unter: http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/sand_kies.pdf (Zugriff: 30.01.2015).

50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.) (2010): Ökologisches Schneisenmanagement – Allgemeiner Überblick. Eine von der Europäischen Gemeinschaft geförderte Studie. Vorhabensträger: 50Hertz Transmission GmbH, Berlin.

Hill, K. et al. (2014): Hill, K., Rebke, M., Weiner, C., Boos, K., Freienstein, S., Aumüller, R., Hill, R. (2014): Entwicklung und Erprobung einer Beleuchtung für Offshore-Windparks und andere Bauwerke mit geringer Attraktionswirkung auf ziehende Vögel – AVILUX. Abschlussbericht. Avitec Research GbR, Osterholz-Scharmbeck.

Hill, R. (Avitec Research) (2013): Entwicklung und Erprobung einer Beleuchtung für Offshore Windparks und andere Bauwerke mit geringer Attraktionswirkung auf ziehende Vögel – AVILUX. Vortrag beim Forum Offshore Windenergie und Umweltschutz (FOWEUM) am 29.04.2013 in Hamburg.

Hofmann, L. et al. (2012): Hofmann, L., Mohrmann, M., Rathke, M. (2012): Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie. Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). E. Cuvillier Verlag. 1. Auflage.

Hofmann, L. (2012), Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Energieversorgung: Vortrag beim Technik-Dialog der Bundesnetzagentur am 17. bis 18.04.2012 zum Thema „Technologien zur Stromübertragung – Einführung“. Download möglich unter: http://data.netzausbau.de/2012/Vortrag_Hofmann.pdf (Zugriff 08.08.2014).

Hoppe, W., Beckmann, M. (Hrsg.) 2012: UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Kommentar. 4. Auflage. Carl Heymanns Verlag. Köln.

Hunke et al. (2009): Hunke, D., Schüler, V. (Ecofys) (2009): Morphologische Stabilitätskarte für die Kabelanbindung von Offshore-Windparks in den Flussmündungsbereichen von Elbe, Weser, Jade und Ems – Endbericht. Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

Hüppop, O. et al. (2009): FINOBIRD-Abschlussbericht: Auswirkungen auf den Vogelzug. Begleitforschung im Offshore-Bereich auf Forschungsplattformen in der Nordsee. Wilhelmshaven.

Hurst, J. et al. (2015): Hurst, J., Balzer, S., Biedermann, M., Dietz, C., Dietz, M., Höhne, E., Karst, I., Petermann, R., Schorcht, W., Steck, C., Brinkmann, R. (2015): Erfassungsstandards für Fledermäuse bei Windprojekten in Wäldern – Diskussion aktueller Empfehlungen der Bundesländer. Natur und Landschaft, 90. Jahrgang, Heft 4, S. 157-169. W. Kohlhammer Verlag. Stuttgart.

IBL Umweltplanung (2012a): Netzanbindung von Offshore-Windparks – Orientierungsrahmen Naturschutz für Anschlussleitungen im Abschnitt Seetrasse. Anlage 1 zu Teil 2: Effekte und Auswirkungen der Kabelverlegung – Arbeitshilfe Eingriffsregelung. Erläuterungsbericht. Oldenburg.

IBL Umweltplanung (2012b): Netzanbindung von Offshore-Windparks – Orientierungsrahmen Naturschutz für Anschlussleitungen im Abschnitt Seetrasse. Teil 2: Begründungen und Erläuterungen. Erläuterungsbericht. Oldenburg.

Ingenieurbüro Nickel GmbH (2008): Erdgasfernleitung OPAL Abschnitt Mecklenburg-Vorpommern – Untersuchungen nach §42 BNatSchG. Bad Honnef.

Ingenieurbüro Schöneiche (IBU) (2007): Planfeststellungsverfahren 380-kV-Freileitung Krümmel – Görries, Teilabschnitt Mecklenburg-Vorpommern. Umweltverträglichkeitsstudie UVS Stufe II. Berlin-Schöneiche.

Institut für elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik der Technischen Universität Graz: Studie im Auftrag der Gemeinde Empersdorf – Teilverkabelung der 380-kV-Leitung Zwaring – Rotenturm (Kurzfassung). Graz.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2010): Global emission sources of green-house gas emissions from industrial processes: SF6. Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Backgroundpaper.

Iuell, B. et al. (2003): Iuell, B., Bekker, G.J., Cuperus, R., Dufek, J., Fry, G., Hicks, C., Hlavac, V., Keller, V., Rosell, C., Sangwine, T., Torsolv, N., Wandall, B. (2003): Wildlife and Traffic : A European Handbook for Identifying Conflicts and Designing Solutions.

Janssen, G. et al. (2008): Janssen, G., Sordyl, H., Albrecht, J., Konieczny, B., Wolf, F., Schabelon, H. (2008): Anforderungen des Umweltschutzes an die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) – einschließlich des Nutzungsanspruches Windenergienutzung, Zwischenstand. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, F+E-Vorhaben (FKZ 205 16 101). Dresden - Neu Broderstorf.

Jardini, J.A. et al. (2008): Jardini, J.A., Nolasco, J.F., Graham, J.F. (2008): Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects. On behalf of CIGRE JWG-B2.17/B4/C1.17. Download möglich unter: <http://sites.ieeechile.cl/sb-usach/Brochure%20JWG%20B4%20B2%20C1%2017%20Impacts%20of%20HVDC%20lines%20on%20the%20economics%20of%20HVDC%20projects.pdf> (Zugriff: 05.08.2015).

Kegler, J.F.(2015): Anbindung von Offshore-Windparks, Leitungsverlegung in der Nordsee und im Wattenmeer. In: Energiewende und Archäologie. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (Hrsg.). Osnabrück.

Kerth, G. et al. (2014): Kerth, G., Blüthgen, N., Dittrich, C., Dworschak, K., Fischer, K., Fleischer, T., Heidinger, I., Limberg, J., Obermaier, E., Rödel, M.-O., Nehring, S.(2014): Anpassungskapazitäten naturschutzfachlich wichtiger Tierarten an den Klimawandel. Naturschutz und Biologische Vielfalt 139. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Kießling, F. et al. (2001): Kießling, F., Nefzger, P., Kaintzyk, U. (2001): Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung. 5, vollständig neu bearbeitete Auflage. Springer-Verlag. Berlin.

Kluge, E. et al. (2013): Kluge, E., Blanke, I., Laufer, H., Schneeweiß, N. (2013): Die Zauneidechse und der gesetzliche Artenschutz – „Vermeidungsmaßnahmen, die keine sind“. Naturschutz und Landschaftsplanung (NuL) 45, Heft 9, 287-292. ISSN 0940-6808.

Korn, N. et al. (2005): Korn, N., Jessel, B., Hasch, B., Mühlinghaus, R. (2005): Flussauen und Wasserrahmenrichtlinie. Bedeutung der Flussauen für die Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie – Handlungsempfehlungen für Naturschutz und Wasserwirtschaft. Naturschutz und Biologische Vielfalt 27. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Kment, M. In: Hoppe, W., Beckmann, M. (Hrsg.) 2012: UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Kommentar. 4. Auflage, Carl Heymanns Verlag. Köln.

Kowarik, I. (2003): Biologische Invasionen: Neophyten und Neozoen in Mitteleuropa. Eugen Ulmer Verlag. Stuttgart 2003.

Kratsch, D. (2010): Kratsch, D. (2010) In: Schumacher/Fischer-Hüftle (2010): Kommentar zum BNatSchG. 2. Auflage, Kohlhammer Verlag. Stuttgart.

Krause et al. (2011): Krause, J., Narberhaus, I., Knefelkamp, B., Claussen, U. (2011): Umsetzung der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL): Die Vorbereitung der deutschen Meeresstrategien – Leitfaden zur Umsetzung der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL-2008/56/EG) für die Anfangsbewertung, die Beschreibung des guten Umweltzustandes und die Festlegung der Umweltziele in der deutschen Nord- und Ostsee. Verabschiedet durch die 16. Arbeitsgemeinschaft Bund/Länder-Messprogramm für die Meeresumwelt von Nord- und Ostsee (ARGE BLMP Nord- und Ostsee) am 27.01.2011 und den Lenkungsausschuss der Expertengruppe Meer, 9. Sitzung am 24.03.2011. Download möglich unter: <http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/meeresundkuestenschutz/downloads/Berichte-und-Positionspapiere/Umsetzung-der-MSRL-Leitfaden.pdf> (Zugriff: 02.02.2015).

Küchler, A. (2009): Hochspannungstechnik: Grundlagen – Technologie – Anwendungen. Springer Verlag, 3. Auflage. Heidelberg.

Kullnick, U., Marhold, S. (2000): Direkte oder indirekte biologische Wirkungen durch magnetische und/oder elektrische Felder im marinen (aquatischen) Lebensraum: Überblick über den derzeitigen Erkenntnisstand. Teil I. In: Merck, T., von Nordheim, H.: Technische Eingriffe in marine Lebensräume – Tagungsband. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). Bonn-Bad Godesberg.

Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) (2014): Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder mit Beschluss der 54. Amtschefkonferenz in der Fassung des Beschlusses der 128. Sitzung am 17. und 18. September 2014 in Landshut.

Landschaftsverband Rheinland (LVR) (1994): Kulturgüterschutz in der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), Bericht des Arbeitskreises „Kulturelles Erbe in der UVP“. Köln.

Linders, H.-W. et al. (2011a): Linders, H.-W., Sander, St., Backer, S. (2011): Naturschutzfachliche Projektbegleitung – Projekt „BorWin 2“ im Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer – Teilprojekt Horizontalbohrungen 2010 – Teil A1 – HDD 2010. Leer.

Linders, H.-W. et al. (2011b): Linders, H.-W., Sander, St., Backer, S. (2011): Naturschutzfachliche Projektbegleitung – Projekt „BorWin 2“ im Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer – Teilprojekt Horizontalbohrungen 2010 – Teil A2 – Wirkungen auf Schutzgüter. Leer.

Linders, H.-W. et al. (2012): Linders, H.-W., Sander, St., Backer, S. (2012): Naturschutzfachliche Projektbegleitung – Projekt „BorWin 2“ im Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer – Teilprojekt Wattkabelverlegung 2011 – Teil B2. Leer.

Lütkes, S., Ewer, W. (2011): Kommentar zum BNatSchG. C. H. Beck Verlag. München.

Machtolf, M. (2015): Gesundheitliche Vorsorge in der Bodenbewertung. Bodenschutz 02.15. Erhaltung, Nutzung und Wiederherstellung von Böden, Organ des Bundesverband Boden e.V. (BVB): 50-54.

Merck, T., Wasserthal, R. (OSPAR Commission) (2009): Assessment of the environmental impacts of cables. Publication ID: 2009No. 437. London.

Milad, M. et al. (2012): Milad, M., Storch, S., Schaich, H., Konold, W., Winkel, G. (2012): Wälder und Klimawandel: Künftige Strategien für Schutz und nachhaltige Nutzung. Naturschutz und Biologische Vielfalt 125. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2013): Entwurf zur Ressortbeteiligung im Vorfeld der Kabinettsbefassung zur Freigabe des Entwurfs für die erste Stufe des Beteiligungsverfahrens – Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern. Schwerin.

Mouritsen, H., Ritz, T. (2005): Magnetoreception and its use in bird navigation. Current Opinion in Neurobiology 15: 406-414.

Narberhaus, I. et al. (2012): Narberhaus, I., Krause, J., Bernitt, U. (2012): Bedrohte Biodiversität in der deutschen Nord- und Ostsee. Empfindlichkeiten gegenüber anthropogenen Nutzungen und den Effekten des Klimawandels. Naturschutz und Biologische Vielfalt 116. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Nebel et al. (2013): Nebel, J.A., Riese, C. (2013): § 18 NABEG. In: Steinbach, A. (Hrsg.): NABEG/EnLAG/EnWG – Kommentar zum Recht des Energieleitungsbaus. 1. Auflage, Walter de Gruyter GmbH. Berlin, Boston.

Nehring, S. et al. (2013): Nehring, S., Kowarik, I., Rabitsch, W., Essl, F. (Hrsg.) (2013): Naturschutzfachliche Invasivitätsbewertungen für in Deutschland wild lebende gebietsfremde Gefäßpflanzen. BfN-Skripten 352. Bonn - Bad Godesberg.

Netzwerk Phytodiversität Deutschlands e.V. (2013): Verbreitungsatlas der Farn- und Blütenpflanzen Deutschlands. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr (2011): Planfeststellungsbeschluss für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftanlage Riffgat mittels einer 155kV-Wechselstromleitung der TenneT TSO GmbH Seekabelabschnitt: Transformator-Plattform des Windparks bis zum Anlandungspunkt nordwestlich von Pilsum. Hannover.

Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN) (2012): Kabelverlegungen -Anforderungen des NLWKN und der NLPV an Untersuchungen im niedersächsischen Küstenmeer sowie in Küsten- und Übergangsgewässern. Küstengewässer und Ästuare, Band 5. Norden.

Niehage, U., Siemens AG (Energy Sector) (2011): Wachstumsmarkt HGÜ – Mehr Stromautobahnen für Europas Energieversorgungsnetz. Pressekonferenz. Mallorca.

Oppermann, R. et al. (2013): Oppermann, R., Kasperczyk, N., Matzdorf, B., Reutter, M., Meyer, C., Luick, R., Stein, S., Ameskamp, K., Gelhausen, J., Bleil, R. (2013): Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) 2013 und

Erreichung der Biodiversitäts- und Umweltziele. Naturschutz und Biologische Vielfalt 135. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Panek, N., Kaiser, M. (2015): Ein neues Nationalparkprogramm für Deutschland – Bestandteil eines Verbundsystems von Rotbuchenwäldern. In: Naturschutz und Landschaftsplanung (NuL) Jg. 47, Heft 1.

Peschel, R. et al. (2013): Peschel, R., Haacks, M., Gruss, H., Klemann, C. (2013): Die Zauneidechse (*Lacerta agilis*) und der gesetzliche Artenschutz. In: Naturschutz und Landschaftsplanung (NuL) Jg. 45, Heft 8.

Polster, K. (2009): Südwest Kuppelleitung Halle-Schweinfurt, Abschnitt Altenfeld/Redwitz zur Teilverkabelung am Rennsteig (Thüringer Wald). Machbarkeitsstudie im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.

Pott, R., Remy, D. (2008): Gewässer des Binnenlandes. Eugen Ulmer KG. Stuttgart.

Rassmus, J. et al. (2001): Rassmus, J., Brüning, H., Kleinschmidt, V., Reck, H., Dierßen, K., Bonk, A. (2001): Entwicklung einer Arbeitsanleitung zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen in der Umweltverträglichkeitsprüfung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Forschungsbericht 297 13 180. Berlin.

Rassmus, J. et al. (2009): Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen. Erarbeitet von der Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN), der Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH (GEO) und der Universität Duisburg - Essen im Auftrag des Bundesamts für Naturschutz (BfN). FuE-Vorhaben FKZ 80682070. Endbericht.

Reck, H. et al. (2008): Reck, H., Hänel, K., Jeßberger, J., Lorenzen, D. (2008): UZVR, UFR + Biologische Vielfalt. Naturschutz und Biologische Vielfalt 62. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Regierung von Unterfranken (2012): Planfeststellungsbeschluss für den Ersatzneubau der 110-kV-Leitung Aschaffenburg-Großheubach. Würzburg.

Reich, M. et al. (2012): Reich, M., Rüter, S., Prasse, R., Matthies, S., Wix, N., Ullrich, K. (2012): Biotopverbund als Anpassungsstrategie für den Klimawandel? Naturschutz und Biologische Vielfalt 122. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Rehtanz, C. (2011): Kurzgutachten zum Thema „Aspekte der Systemintegration von Übertragungstechnologien“ für das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. Goslar.

Riecken, U. et al. (2006): Riecken, U., Finck, P., Raths, U., Schröder, E., Ssymank, A. (2006): Rote Liste der gefährdeten Biotoptypen Deutschlands. Zweite fortgeschriebene Fassung 2006. Naturschutz und Biologische Vielfalt 34. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Rosenkranz, D. et al. (2015): Rosenkranz, D., Bachmann, G., König, W., Ensele, G., Utermann, J. (Hrsg.) (2015): Bodenschutz – Ergänzbare Handbuch der Maßnahmen und Empfehlungen für Schutz, Pflege und Sanierung von Böden, Landschaft und Grundwasser. Erich Schmidt Verlag. Berlin.

Rothmaler, W. (Hrsg.: Jäger, E.J.) (2011): Exkursionsflora von Deutschland. Gefäßpflanzen: Grundband. Spektrum Verlag. Heidelberg.

Runge, K. et al. (2012): Runge, K., Baum, S., Meister, P., Rottgardt, E. (Hrsg. OECOS GmbH) (2012): Umweltauswirkungen unterschiedlicher Netzkomponenten. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. Hamburg. Download möglich unter:
http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Umweltbericht/GutachtenRunge.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 01.07.2013).

Russ, A. et al. (2014): Russ, A., Rüger, A., Klenke, R. (2014): Seize the night: European Blackbirds (*Turdus merula*) extend their foraging activity under artificial illumination. *Journal of Ornithology*. DOI 10.1007/s10336-014-1105-1.

Scherfose, V. (2009): Stand der Entwicklung deutscher Nationalparke. In: Scherfose, V. (Hrsg.) (2009): Nationalparkarbeit in Deutschland – Beispiele aus Monitoring, Gebietsmanagement und Umweltbildung. Naturschutz und Biologische Vielfalt 72. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Schieferdecker, B. (2012): Schieferdecker, B. in: Hoppe, W., Beckmann, M. (Hrsg.): UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Kommentar. 4., neu bearbeitete Auflage, Carl Heymanns Verlag. Köln.

Schmidt, C. et al. (2010): Schmidt, C., Hage, G., Galandi, R., Hanke, R., Hoppenstedt, A., Kolodziej, J., Stricker, M. (2010): Kulturlandschaft gestalten – Grundlagen. Naturschutz und Biologische Vielfalt 103. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Schneeweiss, N., Stein, M. (2012): Management von Smaragdeidechsen-Habitaten in Brandenburg. In: Riecken, U., Schröder, E. (Bearb.): Management kleinparziellierter Offenlandökosysteme. Naturschutz und Biologische Vielfalt 115. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Schomerus, T. et al. (2007): Schomerus, T., Runge, K., Nehls, G., Busse, J., Dittmann, T., Nommel, J., Poszig, D., Steffens, M. (2007): Strategische Umweltprüfung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone – Strategische Umweltprüfung und strategisches Umweltmonitoring. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

Schumacher, J., Schumacher, A. (2010) In: Schumacher/Fischer-Hüftle (2010): Kommentar zum BNatSchG. 2. Auflage, Kohlhammer Verlag. Stuttgart.

Schwenzer, J., Iberdrola Renovables Offshore Deutschland GmbH (2014): Vortrag beim 3. Baltic Offshore Forum in Rostock am 12.03.2014.

Schwoerbel, J., Brendelberger, H. (2013): Einführung in die Limnologie. 10. Aufl. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg.

Siemens AG (2014): Abbildung einer HGÜ Stromrichterstation in Püssi, Estland. Aus der Pressemitteilung von Siemens Energy „EstLink 2 HGÜ-Verbindung zwischen Finnland und Estland verdreifacht Stromübertragung“ vom 14. Februar 2014. Erlangen. Download möglich unter:
<http://www.siemens.com/press/de/feature/2014/energy/2014-02-estlink2.php> (Zugriff: 13.08.2015).

Sommer, U. (2005): Biologische Meereskunde, 2. Auflage. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.

Stahr, K. (1984): Der bodenkundliche Beitrag zu einer ökosystemorientierten Landschaftsplanung – Landschaftsentwicklung und Umweltforschung. H. 22.

Steinbach, A. (Hrsg.) (2013): NABEG/EnLAG/EnWG – Kommentar zum Recht des Energieleitungsbaus. 1. Auflage, Walter de Gruyter GmbH. Berlin, Boston.

Stigler, H. et al. (2012): Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. Graz.

Strahlenschutzkommission (SSK) (2008): Schutz vor elektrischen und magnetischen Feldern der elektrischen Energieversorgung und -anwendung. Empfehlung der Strahlenschutzkommission, verabschiedet in der 221. Sitzung der SSK am 21./22.02.2008. Bundesanzeiger Nr.142a vom 18.09.2008. Download möglich unter:
http://www.ssk.de/SharedDocs/Beratungsergebnisse_PDF/2008/Felder_Energieversorgung.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 30.01.2015).

Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2009): Jahresbericht 2008 der Strahlenschutzkommission. Heft 59. Berlin.

Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2013): Biologische Effekte der Emissionen von Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ). Empfehlungen der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. Verabschiedet in der 263. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 12. September 2013.

Sukopp, H. (1995) In Böcker, R., Gebhardt, H., Konold, W., Schmidt-Fischer, S. (Hrsg.) (1995): Gebietsfremde Pflanzenarten. Auswirkungen auf einheimische Arten, Lebensgemeinschaften und Biotope, Kontrollmöglichkeiten und Management. Ecomed Verlag. Landsberg.

Technische Universität Berlin (2003): Diskussionsplattform zur Bewertung der Beeinträchtigungsintensität und -erheblichkeit im Rahmen der UVP zu Offshore-WEA in der AWZ, Band I. Endbericht zum Forschungsvorhaben im Auftrag des BMUB (FKZ 0327531). Berlin.

TenneT TSO GmbH (2011): 380-kV-Leitung Simbach-Landesgrenze. Unterlagen zum Raumordnungsverfahren. Erläuterungsbericht und allgemein verständliche Zusammenfassung. Bayreuth. Download möglich unter: 109.235.143.206/site/binaries/content/assets/netzausbau/projekte/simbach-stpeter/380kv_si-spe_2011-05-18_band_a_eb-avz.pdf (Zugriff am 04.06.2012).

TenneT Offshore GmbH (2011): TenneT Offshore GmbH (2011): Antragsunterlagen für die Errichtung und den Betrieb einer Konverterplattform („HelWin alpha“) sowie vier Seekabelsystemen zur Netzanbindung der Offshore-Windparks „Nordsee Ost“ und „Meerwind Süd/Ost“ und einem stromabführenden Seekabelsystem („HelWin1“) im Bereich der deutschen AWZ in der Nordsee. Bayreuth.

TenneT Offshore GmbH (2012a): Tennen Offshore GmbH: Effekte und Auswirkungen der Kabelverlegung – Abschnitt Seetrasse, Anlage 1 zu Teil 2. Bayreuth.

TenneT Offshore GmbH & IBL Umweltplanung GmbH (2012b): Netzanbindung von Offshore-Windparks – Orientierungsrahmen Naturschutz für Anschlussleitungen, Abschnitt Seetrasse – Teil 2 Begründungen, Erläuterungen, Beispiele. Bayreuth.

TenneT Offshore GmbH & Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN) (2012c): Kabelverlegung HelWin 1 – Dokumentation der biologischen Baubegleitung – Verlegung des Wattkabels. Bayreuth.

TenneT Offshore GmbH (2012d): Tennen Offshore GmbH & IBL Umweltplanung GmbH: Arbeitshilfe Eingriffsregelung. Anlage 1 zu Teil 2: Effekte und Auswirkungen der Kabelverlegung – Abschnitt Seetrasse. Stand: 28.09.2012. Bayreuth.

TenneT Offshore- GmbH, IBL Umweltplanung GmbH, eos projekt GmbH (2012e): Desktop Study – Untersuchung potenzieller Trassenkorridore in der 12sm-Zone. Stand: 10.10.2012. Bayreuth.

TenneT Offshore GmbH (2013): Erläuterungsbericht zur 600-kV-Leitung BorWin gamma – Emden/Ost des Netzanbindungsprojektes BorWin3 für den Bereich der 12-sm-Grenze bis Umspannwerk Emden/Ost. Unterlage zur Planfeststellung. Bayreuth.

European Commission DG Environment Nature and biodiversity (2007): The Interpretation Manual of European Union Habitats, EUR 27. Brüssel.

Übertragungsnetzbetreiber (2013): Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2013.

Übertragungsnetzbetreiber (2014a): Erster Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2014. Download möglich unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf> (Zugriff: 17.12.2014).

Übertragungsnetzbetreiber (2014b): Sensitivitätenbericht 2014. Download möglich unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivit%C3%A4tenbericht-2014> (Zugriff: 17.12.2014).

Übertragungsnetzbetreiber (2014c): Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2014. Download möglich unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf> (Zugriff: 17.12.2014).

Übertragungsnetzbetreiber (2014d): Zweiter Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2014.

Umweltbundesamt (UBA) (2009): Leitfaden zur Strategischen Umweltprüfung (SUP). Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2012): Luftqualität 2012 – vorläufige Auswertung. Download möglich unter: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4421.pdf> (Zugriff: 02.02.2015).

Umweltbundesamt (UBA) (2013): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2011. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2014): Umweltbelange und raumbezogene Erfordernisse bei der Planung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes – Band I: Gesamtdokumentation (gefördert durch das BMUB unter der Kennziffer: 03MAP246). Dessau-Roßlau.

UNCED (1992): United Nations Conference on Environment and Development (UNCED) (1992): Convention of Biological Diversity. Rio de Janeiro. Download möglich unter: <http://www.cbd.int/doc/legal/cbd-en.pdf> (Zugriff: 02.02.2015).

Uther, D. et al.: Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungskabeln – Freilandexperiment und Simulation., Sonderdruck Nr. 6290 aus EW 2009 H. 10: 66-74. VWEW Energieverlag GmbH. Frankfurt am Main.

Versteyl, L.-A., Sondermann, W.-D. (2005): Kommentar zum BBodSchG. C. H. Beck Verlag, 1. Auflage. München.

Victor, D.G., MacDonald, G.J. (1999): A model for estimating future emissions of sulfur hexafluoride and perfluorocarbons. *Climate Change* 42: 633-662.

Vohland, K. et al. (2013): Vohland, K., Böhning-Gaese, K., Ellwanger, G., Hanspach, J., Ibisch, P. L., Klotz, S., Kreft, S., Kühn, I., Schröder, E. (2013): Schutzgebiete als Inseln im Klimastress? – Einleitung und Projektbeschreibung. In: Vohland, Badeck, F., K., Böhning-Gaese, K., Ellwanger, G., Hanspach, J., Ibisch, P. L., Klotz, S., Kreft, S., Kühn, I., Schröder, E., Trautmann, S., Cramer, W. (2013): Schutzgebiete Deutschlands im Klimawandel – Risiken und Handlungsoptionen. *Naturschutz und Biologische Vielfalt* 129. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Von Oheimb, G. et al. (2006): Von Oheimb, G., Eiseid, I., Finck, P., Grell, H., Härdtle, W., Mierwald, U., Riecken, U., Sandkühler, J. (2006): Halboffene Weidelandchaft Hölftigbaum – Perspektiven für den Erhalt und die naturverträgliche Nutzung von Offenlandlebensräumen. *Naturschutz und Biologische Vielfalt* 36. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Von Haaren, C. et al. (2010): Von Haaren, C., Saathoff, W., Bodenschatz, T., Lange, M. (2010): Der Einfluss veränderter Landnutzungen auf Klimawandel und Biodiversität. *Naturschutz und Biologische Vielfalt* 94. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Wahl, J. et al. (2011): Wahl, J., R. Dröschmeister, T. Langgemach, C. Sudfeldt (2011): Vögel in Deutschland – 2011. DDA, BfN, LAG VSW. Münster.

World Health Organization (WHO): International EMF-Project. EMF World Wide Standards. Genf, 2010
Abgerufen unter: www.who.int/docstore/peh-emf/EMFStandards/who-0102/Worldmap5.htm (Zugriff: 08.03.2010).

Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) (2012): Machbarkeitsuntersuchung der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) zur Längsverlegung von Hochspannungsleitungen an bzw. in Bundeswasserstraßen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Abteilung Wasserstraßen und Schifffahrt. Münster, Aurich. Download möglich unter: <http://www.wsv.de/service/gutachten/Bericht-Kabel-BW32396.pdf> (Zugriff: 27.07.15).

Wulfert, K. et al. (2012): Wulfert, K., Müller-Pfannenstiel, K.: Artenschutz in der Bebauungsplanung – aktuelle Themen und Anforderungen. UVP-Report. Jg.26, Heft 2.

Wulfhorst, R. (2013): Wulfhorst, R. in: Landmann/Rohmer: Umweltrecht, Kommentar. 68. Ergänzungslieferung.

Ziesche, T. et al. (2011): Ziesche, T., Kätzel, R., Schmidt, S. (2011): Biodiversität von Eichenwirtschaftswäldern. Naturschutz und Biologische Vielfalt 114. Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz (BfN). BfN-Schriftenvertrieb im Landwirtschaftsverlag. Bonn - Bad Godesberg.

Internetquellen

Internetseite BfN (2014a): Bundesamt für Naturschutz (BfN): http://www.bfn.de/0310_berner.html (Zugriff: 26.03.2014).

Internetseite BfN (2014b): Bundesamt für Naturschutz (BfN): http://www.bfn.de/0302_cms.html (Zugriff: 26.03.2014).

Internetseite BfN (2014c): Bundesamt für Naturschutz (BfN): http://www.bfn.de/0311_moore-entstehung-zustand.html (Zugriff: 24.03.2014).

Internetseite BfN (2014d): Bundesamt für Naturschutz (BfN): http://www.bfn.de/0316_grundsaeetze.html#c71800 (Zugriff: 21.03.2014).

Internetseite Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Seekabel> (Zugriff: 30.03.2010).

Internetseite Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2008): Richtlinie 2008/50/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Luftqualität und saubere Luft für Europa vom 21. Mai 2008. <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/richtlinie-200850eg-des-europaeischen-parlaments-und-des-rates-ueber-luftqualitaet-und-saubere-luft-fuer-europa-vom-21-mai-2008/> (Zugriff: 18.03.2014).

Internetseite des BMUB (2010): Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Ramsar Konvention. <http://www.bmub.bund.de/themen/natur-arten/naturschutz-biologische-vielfalt/internationaler-naturschutz/ramsar-konvention/> (Zugriff: 17.03.2014).

Internetseite BMUB (2014): Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014). <http://www.bmub.bund.de/themen/natur-arten/naturschutz-biologische-vielfalt/internationaler-naturschutz/uebereinkommen-ueber-die-biologische-vielfalt/das-internationale-uebereinkommen/> (Zugriff: 21.03.2014).

Internetseite Bundesregierung: Energiekonzept für eine schonende, zuverlässige und bezahlbare Umweltversorgung. 28. September 2010.

Internetseite NABU (2013): Michael-Otto-Institut im Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU): Important Bird Areas : <http://bergenhusen.nabu.de/ibas/> (Zugriff: 05.08.2013).

Internetseite Netzausbau-Niedersachsen: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/geschichte/bundestag-070509/index.html> (Zugriff: 15.03.2014).

Internetseite Umweltbundesamt (UBA) (2011): Daten zur Umwelt. Natürliche Ressourcen: Struktur der Flächennutzung. Download möglich unter: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4056.pdf> (Zugriff: 02.02.2015).

Internetseite Umweltbundesamt (UBA): Grafik Luftschadstoffindex der Emissionen.

Internetseite Umweltbundesamt: Luftverunreinigungen -Emissionen säurebildender und eutrophierender Stoffe.

Internetseite UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer: www.unesco.de/wattenmeer_hh.html. (Zugriff: 19.03.2013).

Richtlinien, Gesetze und Verordnungen

26. BImSchV: Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 16. Dezember 1996 (BGBl. I S. 1966), geändert durch BGBl. I S.3259 vom 22.08.13.

BauGB: Baugesetzbuch in der Fassung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das durch Art. 1 des Gesetzes vom 11. Juni 2013 (BGBl. I S. 1548) geändert worden ist.

BayVGH, Urteil vom 19. Juni 2012 - Az. 22 A 11.40018, 22 A 11.40019 - Rn. 29; BVerwG, Gerichtsbescheid vom 21. September 2010 - Az. 7 A 7.10 - Rn. 17.

BBodSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten vom 17. März 1998 (BGBl. I S. 502), das zuletzt durch Art. 5 Abs. 30 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.

BBodSchV: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999 (BGBl. I S. 1554), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 31 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.

BBPlG: Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543).

Beschluss des OVG Münster – Aktenzeichen: 11 B 289/08.AK.

BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge in der Fassung (Bundesimmissionsschutzgesetz) vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943).

BNatSchG (2013): Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege in der Fassung vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 24 vom 6. Juni 2013 (BGBl. I S. 1482) geändert worden ist.

Bundesverwaltungsgericht (BVerwG): Beschluss vom 22.07.2010 – 7 VR 4 / 10

Bundesverwaltungsgericht (BVerwG): Urteil vom 27.09.1990 – 4 C 44/87.

Bundesverwaltungsgericht (BVerwG): Urteil vom 08.01.2014 – 9 A 4.13.

Deutscher Bundestag: Drucksache 13/10186, Begründung B zu Nummer 8.

Deutscher Bundestag: Drucksache 15/3441, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung und zur Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG (SUPG)

EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.

Einteilung der Spannungsebenen. BT-Drs. 17/6073.

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung und zur Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG (SUPG), BT-Drucks. 15/3441.

Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 18/1304 vom 05.05.2014, Begründung, Kap. A I

EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Art. 5 des Gesetzes vom 7 März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.

EnWG: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Art. 2 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) geändert worden ist.

EnWG: Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 (BGBl. I 2012, 2730).

GrwV: Grundwasserverordnung vom 09.11.2010 – BGBl. I, 1513.

Hochwasserschutzgesetz: Gesetz zur Verbesserung des vorbeugenden Hochwasserschutzes vom 3. Mai 2005. BGBl. I 2005, Nr. 26. Bonn, 2005.

LROP (2012): Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2012): Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen in der Fassung vom 8.5.2008, das durch die Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen vom 24.09.2012 geändert worden ist.

LROP-E: Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP-NS), Drucksache 16/4704, 2012.

LuftVG: Luftverkehrsgesetz vom 1. August 1922 (RGBl. 1922 I S. 681), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 175 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist.

NABEG: Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das durch Art. 4 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.

OGewV: Oberflächengewässerverordnung vom 20.07.2011 – BGBl I, 1429.

PlfZV- Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur – Planfeststellungszuweisungsverordnung vom 23. Juli 2013, BGBl. I S. 2582.

Raumordnungsverfahren für die Planung von Trassenkorridoren zwischen der 12 Seemeilen-Zone und den Netzverknüpfungspunkten am Festland, Antragskonferenz hierzu am 12.11.2012.

RL 92/43/EWG: Richtlinie des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen vom 01.01.2007.

RL 2000/60/EG: Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (ABl. I 327 vom 22.12.2000, S. 1). Entscheidung Nr. 2455/2001/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. November 2001.

RL 2007/ 60 EG: Richtlinie über die Bewertung und das Management von Hochwasserrisiken (ABl. L 288 vom 06.11.2007).

RL 2008/56/EG: Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie, MSRL) in Kraft getreten am 15.07.2008.

RL 2008/50/EG: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Luftqualität und saubere Luft für Europa vom 21. Mai 2008. Sie ist am 11. Juni 2008 in Kraft getreten.

RL 2009/147/EG: Die Richtlinie über die Erhaltung der wild lebenden Vogelarten (VS-RL) vom 2. April 1979 in der Fassung vom 30. November 2009.

RL 2013/35/EU: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch physikalische Einwirkungen (elektromagnetische Felder) vom 26. Juni 2013.

RL 2014/89/EU: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Juli 2014 zur Schaffung eines Rahmens für die maritime Raumplanung.

TA Lärm (1998): Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI. Nr. 26/1998 S. 503).

ROG (2009): Raumordnungsgesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Art. 9 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist.

UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das durch Artikel 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist.

Vertragsverletzungsverfahren 2001/5117 gegen die Bundesrepublik Deutschland (BRD) wegen unzureichender Meldung von Vogelschutzgebieten. Eingestellt am 29.10.2009.

WHG: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 734) geändert worden ist.

15. Verzeichnis der Urheberrechtsangaben

Anfangs-, End- und Stützpunkte (zusammengeführt aus Teildatensätzen entsprechend der Regelzonen):
50Hertz Transmission GmbH, Berlin 2014; Amprion GmbH, Dortmund 2014; TenneT TSO GmbH, Bayreuth
2014; TransnetBW GmbH, Stuttgart 2014;

Bahnstromnetz DB Energie (eigene Digitalisierung nach Mastkoordinaten):

DB Energie GmbH, Frankfurt a. M. 2014

Flächen für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs: Fahrwasser, Verkehrstrennungsgebiete und
Tiefwasserreedten (Teildatensatz für das Zuständigkeitsgebiet der Außenstelle Nord): Generaldirektion
Wasserstraßen und Schifffahrt, Außenstelle Nord, Kiel 2013

Flächen für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs: Fahrwasser, Verkehrstrennungsgebiete und
Tiefwasserreedten (Teildatensatz für das Zuständigkeitsgebiet der Außenstelle Nordwest): Generaldirektion
Wasserstraßen und Schifffahrt, Außenstelle Nordwest, Aurich 2013

Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil, Nordsee: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg
2003

Bereiche mit hohem Hartsubstratanteil, Ostsee: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg
2012; Leibniz-Institut für Ostseeforschung, Warnemünde 2012

Bereiche mit starker Sedimentwanderung, Nordsee: Forschungsvorhaben „Aufbau integrierter Modellsysteme
zur Analyse der langfristigen Morphodynamik in der Deutschen Bucht (AufMod), 2009 bis 2012

Biosphärenreservate: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2011

Bundesautobahnen (abgeleitet aus dem DLM250):

© Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

DTK 3500: © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2007

DTK 1000: © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2013

DTK 500: © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2013

Erosionsempfindliche Böden (abgeleitet aus der BÜK1000): Bundesanstalt für Geowissenschaften und
Rohstoffe, Hannover und Berlin 2013

Feuchte verdichtungsempfindliche Böden (abgeleitet aus der BÜK1000): Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe, Hannover und Berlin 2013

Feuchtgebiete internationaler Bedeutung (gem. Ramsar-Konvention): Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn
2013

Flächen des Eulitorals, Nordsee (abgeleitet aus der Mittelniedrigwasserlinie): Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg 2014

Flughäfen (abgeleitet aus dem BasisDLM): © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Flughäfen, Bauschutzbereiche (eigene Digitalisierung nach Flughafenbezugspunkten): DFS Deutsche Flugsicherung GmbH, Langen 2013;

Flugplätze einschl. Bauschutzbereiche (abgeleitet aus dem BasisDLM): © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Important Bird Areas: NABU – Naturschutzbund Deutschland e.V., Bonn 2006

Landschaftsschutzgebiete: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2013

Lebensraumnetze: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2011

Nationalparke: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2014

Natura 2000-Gebiete (FFH-Gebiete / Vogelschutzgebiete – SPA): Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2013

Naturparke: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2013

Naturschutzgebiete: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2013

Oberflächengewässer (abgeleitet aus dem DLM250 und dem BasisDLM):

© Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Riffe (gemäß § 30 BNatSchG) (abgeleitet aus dem FFH-Lebensraumtyp „Riff“): Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2010

Siedlungsflächen (abgeleitet aus dem DLM250 und dem BasisDLM):

© Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Sonstige Siedlungsflächen (abgeleitet aus dem DLM250 und dem BasisDLM): © Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Truppenübungsplätze (abgeleitet aus dem BasisDLM):

© Geobasis-DE / BKG, Leipzig und Frankfurt a. M. 2014

Übertragungsnetz (zusammengeführt aus Teildatensätzen entsprechend der Regelzonen): 50Hertz Transmission GmbH, Berlin 2014; Amprion GmbH, Dortmund 2014; TenneT TSO GmbH, Bayreuth 2014; TransnetBW GmbH, Stuttgart 2014;

Unzerschnittene verkehrsarme Räume: Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2010

Wasserschutzgebiete Baden-Württemberg: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Karlsruhe 2013

Wasserschutzgebiete Bayern: © Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de, Augsburg 2013

Wasserschutzgebiete Berlin: Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin – Geoinformation, Berlin 2009

Wasserschutzgebiete Brandenburg: Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg, Potsdam 2014

Wasserschutzgebiete Bremen: Senator für Umwelt, Bau und Verkehr, Bremen 2014

Wasserschutzgebiete Hamburg: Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, Freie und Hansestadt Hamburg 2008

Wasserschutzgebiete Hessen: Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Wiesbaden 2014

Wasserschutzgebiete Mecklenburg-Vorpommern: Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern, Güstrow 2014

Wasserschutzgebiete Niedersachsen: Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN), Hannover und Hildesheim 2013

Wasserschutzgebiete Nordrhein-Westfalen: Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW, Recklinghausen 2014

Wasserschutzgebiete Rheinland-Pfalz: Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz, Mainz 2014

Wasserschutzgebiete Saarland: Landesamt für Kataster, Vermessungs- und Kartenwesen (LKVK), Saarbrücken 2013

Wasserschutzgebiete Sachsen: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Dresden 2013

Wasserschutzgebiete Sachsen-Anhalt: Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, Halle (Saale) 2013 – Mit Genehmigung des LAU Gen.-Nr. LAU/FB2/FG21/2-02/2014

Wasserschutzgebiete Schleswig-Holstein: Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein, Flintbek 2013

Wasserschutzgebiete Thüringen: Thüringer Landesverwaltungsamt, Referat 440 – Wasserwirtschaft, Weimar 2014

Weltnaturerbe Alte Buchenwälder Deutschlands, Buchenwald Grumsin im Biosphärenreservat Schorfheide-Chorin: Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg, Angermünde 2011

Weltnaturerbe Alte Buchenwälder Deutschlands, Serrahn im Müritz-Nationalpark: Nationalparkamt Müritz, Hohenzieritz 2011

Weltnaturerbe Alte Buchenwälder Deutschlands, Teilgebiet im Nationalpark Hainich: Nationalparkverwaltung Hainich, Bad Langensalza 2011

Weltnaturerbe Alte Buchenwälder Deutschlands, Teilgebiet im Nationalpark Jasmund: Nationalparkamt Vorpommern, Born 2011

Weltnaturerbe Alte Buchenwälder Deutschlands, Teilgebiet im Nationalpark Kellerwald-Edersee: Nationalparkamt Kellerwald-Edersee, Bad Wildungen 2011

Weltnaturerbe Grube Messel: Senckenberg Forschungsinstitut, Abteilung Paläoanthropologie und Messelforschung, Frankfurt a. M. 2012

Weltnaturerbe Wattenmeer (zusammengeführt aus Teildatensätzen entsprechend der Zuständigkeiten): Nationalparkverwaltung Niedersächsisches Wattenmeer, Wilhelmshaven 2011; Institut für Angewandte Umweltbiologie und Monitoring GbR, Wremen 2011; Landesamt für den Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, Tönning 2011; Datenbezug über das Bundesamt für Naturschutz (BfN), Bonn 2011

UNESCO-Welterbestätte Prähistorische Pfahlbauten: Regierungspräsidium Stuttgart, Ref. 85 – Feuchtbodenarchäologie, Stuttgart 2012

UNESCO-Welterbestätte Obergermanisch-Raetischer Limes: Deutsche Limeskommission, Bad Homburg v. d. H. 2013

Übrige punktförmige Welterbestätten: UNESCO, Bonn 2012

UNESCO-Welterbestätte „Kulturlandschaft“, Dessau-Wörlitzer Gartenreich (eigene Digitalisierung der Übersichtskarte): Kulturstiftung Dessau Wörlitz, Dessau-Roßlau 2012

UNESCO-Welterbestätte „Kulturlandschaft“, Fürst-Pückler-Park in Bad Muskau (eigene Digitalisierung der Übersichtskarte): UNESCO, Bonn 2012

UNESCO-Welterbestätte „Kulturlandschaft“, Oberes Mittelrheintal: Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord des Landes Rheinland-Pfalz, Koblenz 2005

UNESCO-Welterbestätte „Kulturlandschaft“ Bergpark Wilhelmshöhe: Stadt Kassel, Amt für Vermessung und Geoinformation, Kassel 2014

16. Glossar

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente (etwa ein Transformator oder ein Stromkreis) ausfällt oder abgeschaltet wird. In einem solchen Fall darf es nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.

Abschichtung

Bei mehrstufigen Planungs- und Zulassungsprozessen – wie im vorliegenden Fall beim Netzausbau – sollen Mehrfachprüfungen vermieden werden. Darüber hinaus lassen sich bestimmte Aspekte (z.B. besondere Artenschutzfragen) erst auf der konkreten Ebene der Planfeststellung sinnvoll prüfen. Daher soll bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens bestimmt werden, auf welcher der Stufen des Prozesses bestimmte Umweltauswirkungen schwerpunktmäßig geprüft werden. Dieses Vorgehen wird als Abschichtung bezeichnet.

Anlagen (Energieanlagen)

Anlagen zur Bereitstellung, Speicherung, Transport oder Abgabe von Energie werden Energieanlagen genannt, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.

Ausschließliche Wirtschaftszone

Als ausschließliche Wirtschaftszone (auch 200-Meilen-Zone) wird nach dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen ein an das Küstenmeer angrenzendes Gebiet bezeichnet, in dem der Küstenstaat begrenzte souveräne Rechte ausübt. Hierzu zählt insbesondere das Recht zur wirtschaftlichen Ausbeutung (z.B. Fischfang, Rohstoffabbau). Die Abgrenzungen der deutschen AWZ sind in der „Bekanntmachung der Proklamation der Bundesregierung über die Errichtung einer ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland in Nordsee und Ostsee“ definiert.

Bahnstromfernleitung

Zur Versorgung der elektrifizierten Eisenbahnstrecken in Deutschland betreibt die Deutsche Bahn AG ein eigenes Energieübertragungsnetz mit der Nennspannung 110 kV und einer Frequenz von 16,7 Hz. Dieses Bahnstromnetz hat eine Netzausdehnung von ca. 7.800 km und versorgt ca. 180 Bahnunterwerke.

Biodiversität

Unter Biodiversität oder biologischer Vielfalt versteht man die Unterschiedlichkeit und Veränderbarkeit von Organismen und Ökosystemen. Sie umfasst die Vielfalt von Arten, von Ökosystemen und die genetische Vielfalt innerhalb der Arten.

Biosphärenreservat

Biosphärenreservate sind großflächige repräsentative Ausschnitte von wertvollen Natur- und Kulturlandschaften von internationaler Bedeutung. Es handelt sich um von der UNESCO initiierte Modellregionen, in der nachhaltige Entwicklung in ökologischer, ökonomischer und sozialer Hinsicht exemplarisch verwirklicht werden soll. Biosphärenreservate stehen gemäß BNatSchG unter besonderem Schutz.

Biotop

Unter einem Biotop (griechisch bios: Leben; topos: Ort) versteht man einen abgrenzbaren Lebensraum einer Lebensgemeinschaft mit relativ einheitlichen Lebensbedingungen, der daher durch eine charakteristische Flora und Fauna (Pflanzen- und Tierwelt) gekennzeichnet ist. Beispiele sind Moore, Auwälder oder Teiche. Der Begriff Biotop umfasst dabei die Gesamtheit der abiotischen Faktoren, die den betreffenden Lebensraum kennzeichnen.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Das BSH ist u.a. für die Genehmigung von Offshore-Windparks und maritime Raumplanung in der AWZ zuständig.

Bundesbedarfsplan

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die Bundesnetzagentur die beiden bestätigten Netzentwicklungspläne (Onshore und Offshore) samt Umweltbericht an die Bundesregierung. Sie dienen als Entwurf eines Bundesbedarfsplans (BBP). Wesentlicher Teil des Bundesbedarfsplans ist eine Liste künftiger Höchstspannungsleitungen. Für alle diese Vorhaben sind mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Bundesbedarfsplangesetz

siehe Bundesbedarfsplan

Bundesfachplan offshore

Im Rahmen des Bundesfachplans Offshore werden die Offshore-Windpark-Cluster, die dazugehörigen Anbindungsleitungen innerhalb der AWZ sowie die Übergangsbereiche in das Küstenmeer im Sinne aufeinander abgestimmten Gesamtplanung innerhalb der AWZ der Nordsee sowie der Ostsee räumlich geplant. Zuständig für die Aufstellung ist das BSH.

Bundesfachplanung

Ein der Raumordnung ähnelndes Verfahren zur Bestimmung der Trassenkorridore für die in einem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) gem. § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnete Höchstspannungsleitungen oder gekennzeichnete Anbindungsleitungen.

Cross-Bonding-System

Cross-Bonding-Systeme werden bei Drehstromerdkabel eingesetzt um die gewünschte Übertragungsleistung sicherzustellen und Überspannungen zu verhindern. Dabei werden die Kabelschirme in den Cross-Bonding-Muffen aufgetrennt und jeweils mit einem Koaxialkabel in einen Cross-Bonding-Kasten weitergeführt. Dort werden dieselben zyklisch vertauscht um eine Kompensation der Schirmspannungen zu erreichen und den Strom auf dem Kabelschirm stark zu reduzieren. Desweiteren sind an den Kreuzungsstellen Überspannungsschutzeinrichtungen angebracht um Überspannungen vom System fernzuhalten.

Drehstrom

siehe Wechselstrom

Dükerung

Unterführung eines Rohres / einer Leitung unter einem Hindernis, beispielsweise unter Fließgewässern, Bahnlinien, Straßen usw.

Eignungsgebiete

Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete zählen zu den wichtigsten Instrumenten der Raumentwicklung. Durch die Festlegung von Eignungsgebieten sollen raumbedeutsame Maßnahmen dadurch gesteuert werden, dass bestimmte Gebiete in einer Region für die Maßnahmen als geeignet erklärt werden. Das hat zur Folge, dass diese Maßnahmen außerhalb dieser Gebiete regelmäßig ausgeschlossen sein sollen. Ein klassisches Beispiel sind Windenergieeignungsgebiete.

Einebenenmast

Ein Freileitungsmast, bei dem sich alle Leiterseile auf einer Ebene, d.h. auf einer Traverse befinden, wird als Einebenenmast bezeichnet. Diese Anordnung bedingt eine niedrige Bauhöhe bei einer relativ breiten Trasse.

Einwirkungsbereich

Der Einwirkungsbereich einer Niederfrequenzanlage beschreibt den Bereich, in dem die Anlage einen signifikanten von der Hintergrundbelastung abhebenden Immissionsbeitrag verursacht, unabhängig davon, ob die Immissionen tatsächlich schädliche Umwelteinwirkungen auslösen.

Emissionen

Von einer Anlage in die Umgebung entweichende feste, flüssige oder gasförmige Stoffe, Wärme, Geräusche, Erschütterungen u.a.m. (z.B. Schadstoffemission, Wärmeemission, Lärmemission, elektromagnetische Felder).

Energie

Nach § 3 Nr. 14 EnWG bezeichnet Energie Elektrizität und Gas, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden.

Energieanlagen

siehe Anlagen (Energieanlagen)

Erdkabel

Unterirdisch verlegte, isolierte Stromkabel. Eine Verlegung ist in Gräben oder Tunneln möglich. Erdkabel können sowohl der Gleichstrom- als auch der Wechselstromübertragung dienen. Für die Erprobung dieser Technologie im Höchstspannungsnetz sind spezielle Pilotprojekte definiert.

Erdverkabelung

siehe Erdkabel

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energieträger/-quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.

FFH-Gebiet

Ein FFH-Gebiet ist ein Schutzgebiet, das im Sinne der Fauna-Flora-Habitatrichtlinie ausgewiesen wurde und dem Schutz von Tieren (Fauna), Pflanzen (Flora) und bestimmten Lebensräumen (Habitaten) dient, die in mehreren Anhängen zur FFH-Richtlinie aufgelistet sind. FFH-Gebiete sind ein Teil des europaweiten Natura 2000-Netzwerkes.

FFH-Verträglichkeitsprüfung

Das Natura 2000 Netz erhält im BNatSchG einen besonderen Schutz. Grundsätzlich sind Projekte unzulässig, die eine erhebliche Beeinträchtigung der Gebiete vermuten lassen. Nur wenn ein Projekt aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses notwendig ist und nachweislich keine zumutbaren Alternativen bestehen, kann davon abgewichen werden. Um dies zu prüfen, muss vor der Zulassung oder Durchführung eines Projektes eine FFH- oder Natura 2000-Verträglichkeitsprüfung erfolgen.

Fossile Energieträger

Fossile Energieträger sind solche, deren Vorrat erschöpfbar ist und die aus Biomasse im Laufe von Jahrmillionen unter hohem Druck und hoher Temperatur entstanden sind; es handelt sich um Energierohstoffe mit unterschiedlichen Kohlenstoffverbindungen: Öle, Kohle, Gase.

Freileitung

Eine Freileitung dient der Übertragung von elektrischem Strom und besteht im Wesentlichen aus Masten, an denen Leiterseile über Isolatoren befestigt sind. Der überwiegende Teil des deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetzes besteht aus Freileitungen.

Gewässerstrukturgüte

Die Gewässerstrukturgüte ist ein Maß für die Naturnähe von Oberflächengewässern. Sie bildet den ökologischen Zustand eines Gewässers ab und berücksichtigt dabei auch angrenzende Ufer- und Auenbereiche

GIL

Eine gasisolierte Leitung (GIL) ist eine Übertragungstechnologie, bestehend aus einem metallischen Innenleiter in einem Metallrohr, das mit einem Schutzgas befüllt ist. Das Metallrohr hat eine schirmende Wirkung auf elektrische und magnetische Felder. GIL können sowohl ober- als auch unterirdisch verlegt werden. Derzeit können GIL nur Drehstrom übertragen.

Gleichspannung

siehe Gleichstrom

Gleichstrom

Sowohl mit Gleichstrom als auch mit Wechselstrom kann elektrische Leistung übertragen werden. Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen elektrische Polung sich nicht ändert.

Grundwasserleiter

Nach der Begriffsbestimmung der WRRL besteht ein Grundwasserleiter aus einer unter der Oberfläche liegenden Schicht oder aus Schichten von Felsen oder anderen geologischen Formationen mit hinreichender Porosität und Permeabilität, so dass entweder ein nennenswerter Grundwasserstrom oder die Entnahme erheblicher Grundwassermengen möglich ist. Ein Grundwasserleiter ist eine unterirdische Schicht aus z.B. Felsen mit entsprechender Durchlässigkeit, so dass Grundwasser transportiert werden kann. Er wird von wasserundurchlässigen Schichten begrenzt.

Höchstspannung

Höchstspannung ist eine der Spannungsebenen. Abhängig von der Spannung wird das Stromnetz in die Bereiche Höchstspannung (380 und 220 kV), Hochspannung (i.d.R. 110 kV), Mittelspannung (i.d.R. 10/20 kV) und Niederspannung (400V) eingeteilt.

Höchstspannungsgleichstromübertragung

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1000 kV). Gelegentlich wird hierfür auch das Kürzel DC verwendet, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Umrichter (Konverter) erforderlich. Die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.

Höchstspannungskabel

siehe Erdkabel

Hochtemperaturleiterseile

Leiterseile, die gegenüber konventionellen, bereits in Betrieb befindlichen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind. Sie können höhere Ströme führen. Idealerweise besitzen diese HTLS- Leiterseile (High Temperature Low Sag) einen geringen Durchhang, trotz höherer Erwärmung aufgrund des größeren Stromflusses.

Immissionen

Als Immission wird die Einwirkung von Störfaktoren auf Mensch und Umwelt bezeichnet. Immissionen können auf unterschiedliche Emittenten zurückgehen.

Interkonnektor

Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.

Jahreshöchstlast

Die Jahreshöchstlast ist die maximale Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr, nämlich dann, wenn die Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive die Summe der Verlustleistung im Verteilnetz am größten ist. Die Jahreshöchstlast zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.

Kabeltrasse

Unter einer Kabeltrasse versteht man einen Geländestreifen, der zusätzlich zur eigentlichen Leitungsachse einen definierten Schutzstreifen umfasst. Hier dürfen zum Schutz der Leitung vor Beschädigungen z.B. keine Tiefbauarbeiten durchgeführt werden und keine tief wurzelnden Pflanzen angepflanzt werden.

Kilovolt

Kilovolt (kV) ist die Einheit zur Messung der Stromspannung

Konverterstation

An den Enden einer HGÜ-Leitung müssen Umrichter-/Konverterstationen errichtet werden, die den Gleich- in Drehstrom bzw. zurück wandeln. Dadurch ist die Rückspeisung des Stroms in das bzw. eine Einspeisung aus dem Wechselstromnetz möglich.

Koronaentladungen

Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Freileitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen können.

Küstenmeer

Als Küstenmeer wird nach dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen ein Meeresstreifen bezeichnet, in dem der Küstenstaat volle Souveränität ausübt. Die Breite des Küstenmeers darf jeder Staat bis zu einer Grenze von höchstens 12 Seemeilen von der Basislinie festlegen. Die Abgrenzungen des deutschen Küstenmeeres sind in der „Bekanntmachung der Proklamation der Bundesregierung über die Ausweitung des deutschen Küstenmeeres“ definiert.

Leiteseile

Als Leiteseile werden die Strom führenden Seile einer Freileitung bezeichnet. In der Regel bestehen die Leiteseile aus Aluminium und einem Stahlkern.

Maßgebliche Immissionsorte

Maßgebliche Immissionsorte sind Orte, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (wie z.B. Wohngebäude, Krankenhäuser, Schulen, Schulhöfe, Kindergärten, Kinderhorte, Spielplätze und Kleingärten) und sich im unten genannten Bereich einer Anlage befinden.

Maßnahme (NEP)

Eine Maßnahme ist eine bauliche oder betriebliche Veränderung des bestehenden Elektrizitätsnetzes mit dem Ziel einer Optimierung, Verstärkung oder eines Ausbaus.

Mast

siehe Freileitung

Monitoring

Allgemein bezeichnet der Begriff die systematische Erfassung und Überwachung von Vorgängen. Bei der Strategischen Umweltprüfung sollen die erheblichen Umweltauswirkungen, die sich bei der Umsetzung eines Plans oder Programms ergeben, überwacht werden.

Natura 2000

In einer europäischen Richtlinie (sog. FFH-Richtlinie von 1992) wurde vereinbart, dass die Mitgliedsstaaten der EU ein zusammenhängendes Netz besonderer Schutzgebiete mit der Bezeichnung „Natura 2000“ einrichten. Es besteht aus Gebieten, die bestimmte natürliche Lebensraumtypen und Lebensräume bestimmter Tier- und Pflanzenarten enthalten. Die Mitgliedstaaten haben die Verpflichtung solche Gebiete zu erhalten und auch wiederherzustellen.

Netz (Übertragungsnetz/Verteilernetz)

Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilernetzen, die sich auf die Spannungsebenen 220 und 380 kV beschränkt. Das Verteilernetz dient der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.

Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber)

Der Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.

Netzentwicklungsplan

Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen (Leitungen, Transformatoren etc.), die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung vor –Verstärkung vor –Ausbau. Netze sollen zunächst optimiert werden. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach findet ein Ausbau statt.

Öffentlichkeit

Im Sinne des UVPG sind einzelne oder mehrere natürliche oder juristische Personen sowie deren Vereinigungen unter dem Begriff der Öffentlichkeit zu verstehen (§ 2 Abs. 6 Satz 1 UVPG).

Offshore

Der Begriff bedeutet allgemein „küstenfern“. Er wird hier im Zusammenhang mit dem Bundesfachplan offshore verwendet, wo er sich auf die AWZ bezieht. Daneben wird allgemein der gesamte Meeresbereich damit bezeichnet.

Offshore-Windenergieanlagen

Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Diese haben den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.

Onshore

Der Begriff bezeichnet allgemein den Bereich des Festlandes.

Planfeststellung

Letzte Stufe des Planungsprozesses bei Netzausbau- oder Umbaumaßnahmen, ist das Planfeststellungsverfahren. Im Planfeststellungsverfahren wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Träger öffentlicher Belange und Vereinigungen über den flächenscharfen, konkrete Verlauf und die Ausgestaltung der Ausbaumaßnahme entschieden.

Planfeststellungsverfahren

Förmliches, durch §§ 72 bis 78 VwVfG sowie durch fachgesetzliche Bestimmungen geregeltes besonderes Verwaltungsverfahren, das die Zulassung von bestimmten Bauvorhaben zum Gegenstand hat und mit dem Erlass eines Verwaltungsaktes endet.

Projekt

In einem Projekt sind mehrere Maßnahmen zusammengefasst, die eine Schwachstelle des Netzes beheben sollen. Ein Projekt kann aus mehreren Leitungsabschnitten, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerken und Blindleistungskompensationsanlagen bestehen (siehe Maßnahme).

Ramsar-Gebiet

In der iranischen Stadt Ramsar wurde 1971 das internationale Übereinkommen zum Schutz von Feuchtgebieten beschlossen, das 1975 in Kraft getreten ist. Ziel ist der Schutz von Feuchtgebieten als bedeutende Ökosysteme zum Erhalt der Biodiversität. Deutschland hat bislang 34 Gebiete als Ramsar-Gebiete gemeldet.

Raumordnung

Unter Raumordnung ist die Ordnung und Entwicklung des Gesamttraums der Bundesrepublik Deutschland und seine Teilräume zu verstehen. Die Aufgabe der Raumordnung besteht darin, eine nachhaltige Raumentwicklung sicherzustellen, die die unterschiedlichen Ansprüche, die aus sozialer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht an den Raum gestellt werden, in Einklang zu bringen und Konflikte auszugleichen. Die Festlegungen der Raumordnung werden in Raumordnungsplänen dokumentiert, die für Regionen oder Bundesländer aufgestellt werden. Aufgaben und Instrumente der Raumordnung sind im Raumordnungsgesetz (ROG) definiert.

Raumordnungsverfahren

Für Planungen, die einen größeren Raumanspruch haben (z.B. Autobahnen, Stromleitungen), ist im Raumordnungsgesetz die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens vorgeschrieben. Darin wird die Raumverträglichkeit einer Planung oder Maßnahme beurteilt.

Regionalisierung

Unter Regionalisierung wird zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten verstanden. Eine solche Zuordnung wird benötigt, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.

Schutzgut

Im UVPG sind in § 2 die Schutzgüter genannt, auf die sich die Umweltprüfung (UVP, SUP) beziehen muss. Diese sind: 1. Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, 2. Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, 3. Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie 4. die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

Schutzstreifen

Ein Schutzstreifen ist ein Geländestreifen, der durch einen definierten Schutz- bzw. Mindestabstand zur Leitungs- bzw. Trassenachse bei ober- und unterirdischen Stromleitungen festgelegt ist. Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, darf es zwischen Höchstspannungsleitungen und Gebäudeteilen, Bäumen sowie tief wurzelndem Gehölz keine Berührungen geben. Der Schutzstreifen soll hier einerseits Gefährdungen durch die Stromleitung für die allg. Öffentlichkeit (z. B. durch Überschläge) verhindern und andererseits die Leitung vor Beschädigungen (wie z. B. durch umstürzende Bäume, Wurzelschäden etc.) schützen. Hierfür müssen Mindestabstände für den jeweiligen Trassenabschnitt ermittelt und eingehalten werden. Im Übertragungsnetz ≥ 220 kV kann der Schutzstreifen für Freileitungen ca. 35 m bis 40 m betragen. Der Gesamtschutzstreifen ist die Summe der Schutzabstände links und rechts zur Leitungssachse, d.h. $2 \times (35$ m bzw. 2×40 m) und beträgt somit zwischen 70 m und 80 m. Bei Erdkabel wird die Breite des Gesamtschutzstreifens durch die jeweilige Verlegeanordnung der Kabel bestimmt und kann bei Drehstrom-Erdkabeln (vier Systeme) zwischen 13 m und 23 m betragen.

Scoping

Fakultatives Verfahren zur Bestimmung von Inhalt und Umfang der für die Durchführung der UVP notwendigen Unterlagen des Vorhabenträgers im Sinne des § 5 UVPG. Das Scoping wird frühzeitig vor Erstellung der UVP-Unterlagen durch den Vorhabenträger von der zuständigen Behörde durchgeführt. Zwingend zu beteiligen sind die fachlich berührten Behörden. Sachverständige und Dritte können hinzugezogen werden.

Sensitivität

Unter einer Sensitivität ist im Zusammenhang mit der Netzentwicklungsplanung die Untersuchung der Auswirkung der Veränderung einzelner Parameter auf den Netzausbaubedarf zu verstehen.

Spannfeld

Das Spannfeld oder die Spannweite bezeichnet die Entfernung zwischen zwei Masten einer Freileitung. Im Übertragungsnetz werden i.d.R. Spannfelder von ca. 300m bis 500m erreicht. Je höher die Masten sind, desto größer kann das Spannfeld sein.

Spannungsebene

Es wird zwischen Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung unterschieden.

Startnetz

Das Startnetz bildet die Berechnungsgrundlage für die Netzplanung. Es umfasst das heutige, bestehende Netz (Ist-Netz), die EnLAG-Maßnahmen sowie die Netzausbaumaßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden (planfestgestellte und im Bau befindliche Vorhaben).

Strategische Umweltprüfung

Die Strategische Umweltprüfung (SUP) ist eine abstrakte Variante der Umweltverträglichkeitsprüfung für die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkungen von bestimmten, i.d.R. weitreichenden (Infrastruktur-)Plänen und -Programmen. Die erforderlichen Inhalte der SUP sind im UVPG definiert. Durch die SUP soll dem vorsorgeorientierten Umweltschutz besonders Rechnung getragen werden.

Szenariorahmen

Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren festgelegt. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.

Transformatoren

Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt.

Trasse

Als Trasse bezeichnet man z. B. im Planfeststellungsverfahren, den konkreten Verlauf der ober- bzw. unterirdischen Stromleitung einschließlich der Muffenbauwerke, Maststandorte und der sonstigen Nebenanlagen.

Trassenkorridor

Als Ergebnis der Bundesfachplanung wird ein Gebietsstreifen festgelegt, in dem im folgenden Planfeststellungsverfahren eine konkrete Leitungstrasse bestimmt wird. I.d.R. sind Trassenkorridore in der Bundesfachplanung 500m - 1.000m breit.

Traversen

Als Traversen werden die Querträger eines Stahlgittermasts bezeichnet, an denen über Isolatoren die Leiterseile einer Freileitung befestigt sind. An einem Mast können mehrere Traversen übereinander montiert sein.

Übertragungsnetz

siehe Netz

Übertragungsnetzbetreiber

siehe Netzbetreiber

Umrichter

siehe Konverter

Umweltbericht

Der abschließende Bericht einer strategischen Umweltprüfung. Er umfasst die in § 14g UVPG genannten Inhalte.

Umweltprüfung

Hier umfasst der Begriff die Prüfung der voraussichtlichen erheblichen Beeinträchtigungen auf die Umwelt, die sowohl in der SUP als auch in der UVP ermittelt, beschrieben und bewertet werden müssen.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist ein unselbstständiger Teil verwaltungsbehördlicher Verfahren, die der Entscheidung über die Zulässigkeit von Vorhaben dienen. Die Ergebnisse der UVP sind von der zuständigen Behörde bei der Entscheidung über die Zulässigkeit des Vorhabens zu berücksichtigen.

Vogelschutz-Gebiet

Auf der Grundlage der EU Vogelschutzrichtlinie wurden von der Bundesrepublik Gebiete ausgewiesen, die eine besondere Funktion für den europäischen Vogelschutz haben. Wie auch FFH-Gebiete sind sie Bestandteil des Schutzgebietsnetz Natura 2000.

Vorbehaltsgebiet

Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete zählen zu den wichtigsten Instrumenten der Raumentwicklung. In Vorbehaltsgebieten haben bestimmte, raumbedeutsame Funktionen und Nutzungen (z.B. Erholungsfunktion, Rohstoffabbau) bei der Abwägung mit konkurrierenden raumbedeutsamen Nutzungen ein besonderes Gewicht. Sie müssen also bei der Abstimmung mit anderer Planung besonders berücksichtigt werden. Ein Vorbehaltsgebiet besitzt demnach den Charakter von Grundsätzen der Raumordnung.

Vorhaben

Der Begriff wird in Zusammenhang mit dem Bundesbedarfsplan verwendet. Mehrere Maßnahmen und Projekte werden zu einem Vorhaben zusammengefasst, wenn nur in der Gesamtheit die geplante Verstärkung oder der geplante Ausbau die Stabilität des Gesamtnetzes gewährleistet werden kann. Eine Maßnahme alleine könnte in diesen Fällen die angestrebte Verbesserung nicht leisten.

Vorranggebiet

Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete zählen zu den wichtigsten Instrumenten der Raumentwicklung. Vorranggebiete sind für bestimmte raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen (z.B. Rohstoffabbau). Andere raumbedeutsame Nutzungen sind in diesem Gebiet ausgeschlossen, soweit diese mit der vorrangigen Nutzung, Funktion oder den Zielen der Raumordnung nicht vereinbar sind. Ein Vorranggebiet hat den Charakter von Zielen der Raumordnung.

Wechselspannung

siehe Wechselstrom

Wechselstrom

Sowohl mit Gleichstrom als auch mit Wechselstrom kann elektrische Leistung übertragen werden. „Drehstrom“ oder „Wechselstrom“ bezeichnet elektrischen Strom, der seine Polung in regelmäßiger Wiederholung ändert.

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

September 2015



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Ein Strommarkt für die Energiewende

*Ergebnispapier des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*



Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Juli 2015

Druck

Silberdruck oHG, Niestetal

Bildnachweis

designsoliman – Fotolia.com (Titel),
Bundesregierung/Bergmann (S. 2)

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

Vorwort	2
Zusammenfassung	4
Summary	6
Einleitung	8
Teil I: Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs	10
Kapitel 1: Sowieso-Maßnahmen und Kapazitätsreserve stoßen auf große Zustimmung.....	13
Kapitel 2: Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen, aber gemeinsame Anliegen.....	22
Teil II: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0	32
Kapitel 3: Gründe für den Strommarkt 2.0.....	34
Kapitel 4: Bausteine des Strommarktes 2.0.....	52
Teil III: Strommarkt 2.0: Die Umsetzung	58
Kapitel 5: Konkrete Maßnahmen.....	59
Kapitel 6: Zukünftige Handlungsfelder.....	85
Teil IV: Weiteres Verfahren	94
Fachliche Unterstützung.....	96
Abkürzungsverzeichnis.....	97
Quellenverzeichnis.....	102

Vorwort



Deutschlands Stromversorgung muss kostengünstig und verlässlich bleiben, gerade und erst recht wenn zunehmend Wind- und Sonnenstrom in den Markt kommt. Denn die Bürgerinnen und Bürger, der Mittelstand und die Industrie verlassen sich darauf, dass der Strom fließt, wenn sie ihn brauchen, und dass am Monatsende eine erschwingliche Stromrechnung ins Haus kommt. Eine nachhaltige Stromversorgung, und damit meine ich eine langfristig ökonomische, ökologische und sichere Stromversorgung, ist Grundlage für Jobs und Wohlstand.

In diesem Sinne haben wir gleich zu Beginn der Legislaturperiode das Erneuerbare-Energien-Gesetz überarbeitet und damit erstmals die Kostendynamik durchbrochen. Und in diesem Sinne haben wir im vergangenen Oktober das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zur breiten öffentlichen Diskussion gestellt. Das Strommarktdesign ist das Fundament der Stromversorgung. Hier wird Strom verkauft und gekauft. Hier entscheidet sich der Preis und damit die Wirtschaftlichkeit unserer Stromversorgung. Hier entscheidet sich auch, ob zu jeder Zeit ausreichend Strom verfügbar ist – und damit die Verlässlichkeit unserer Stromversorgung.

Das Strommarktdesign ermöglicht eine wirtschaftliche Stromversorgung, wenn es einen fairen und europäischen Wettbewerb aller Stromanbieter und Stromkonsumenten zulässt. Dank der Konsultation des Grünbuchs und den zahlreichen Veranstaltungen konnten wir große Übereinstimmung in der deutschen Öffentlichkeit, unseren Nachbarländern und der EU-Kommission erzielen, dass bestehende Barrieren, die diesem Wettbewerb entgegenstehen, abgebaut werden sollen. Wir werden den Strommarkt zu einem „Strommarkt 2.0“ weiterentwickeln, damit er den Herausforderungen der Zukunft gewachsen ist. Wir machen ihn fit für die Energiewende. Im vorliegenden Weißbuch buchstabieren wir nun die verschiedenen Maßnahmen aus, die den Strommarkt 2.0 Realität werden lassen. Noch in diesem Jahr werden wir das Strommarktgesetz auf den Weg bringen, das die Maßnahmen legislativ umsetzt.

Das Strommarktdesign ist das Fundament für eine sichere Stromversorgung, wenn es ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung anregt. Derzeit haben wir in Europa und Deutschland mehr als genug Kraftwerke und gesicherte Leistung, um die Stromnachfrage immer decken zu können. Deutschland hat eine der sichersten Stromversorgungen der Welt. Damit das so bleibt, brauchen wir nicht unbedingt mehr Kraftwerke, sondern flexible Kapazitäten. Denn Flexibilität ist die Antwort auf die wetterabhängigen erneuerbaren Energien. Mit dem Strommarkt 2.0 ermöglichen wir einen fairen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen. Das sind unter anderem flexible Kraftwerke und flexible Verbraucher, KWK, Speicher und der europäische Stromhandel. Und wir ermöglichen, dass sich diese flexiblen Kapazitäten über den Markt finanzieren können. Darüber hinaus legt das Weißbuch Eckpunkte für eine Kapazitätsreserve vor. Sie soll den Strommarkt 2.0 zusätzlich absichern, denn doppelt hält besser.

Nach Abwägung vieler Argumente in einer überaus intensiven Diskussion der vergangenen Monate sprechen wir uns mit dem Weißbuch klar für einen Strommarkt 2.0, abgesichert durch eine Kapazitätsreserve, und gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes aus. Kapazitätsmärkte können einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten; das ist unbestritten. Dennoch konservieren sie bestehende Strukturen, statt den Strommarkt fit zu machen für die Herausforderungen der Zukunft und der Energiewende. Kapazitätsmärkte können zudem zu Kostendynamiken führen, die wir unbedingt vermeiden müssen, wenn uns an erschwinglichen Strompreisen gelegen ist.

Ich danke Ihnen für die lebhafteste und konstruktivste Diskussion, rund 700 Antworten auf die Konsultation des Grünbuchs und die vielen guten Gespräche zum Strommarktdesign. Sie haben mit Ihren Beiträgen unschätzbaren Mehrwert für die Energiewende geschaffen. Lassen Sie uns so weiterarbeiten, denn die Energiewende kann nur gelingen, wenn wir offen und ehrlich miteinander sprechen und zusammenarbeiten.

Ihr



Sigmar Gabriel

Bundesminister für Wirtschaft und Energie

Zusammenfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat eine breite Konsultation zum Strommarkt der Zukunft durchgeführt. Im Fokus steht die Frage, welches Strommarktdesign auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann. Zur Vorbereitung der Diskussion hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Oktober 2014 ein Grünbuch veröffentlicht und dieses bis März 2015 öffentlich zur Konsultation gestellt. Das transparente Verfahren ist auf sehr großes Interesse gestoßen: Verbände, Gewerkschaften, Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Behörden sowie Bürgerinnen und Bürger haben sich an der Konsultation beteiligt. Insgesamt sind rund 700 Stellungnahmen eingegangen.

Das BMWi hat die Konsultation umfassend ausgewertet. Das Weißbuch legt eine detaillierte Auswertung der Konsultation vor. Die Beiträge lassen klare Trends erkennen: Die Teilnehmer äußern breite Zustimmung zu den im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen und der Kapazitätsreserve. Bei der Grundsatzentscheidung über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt beziehen die Konsultationsteilnehmer unterschiedliche Positionen. Sie teilen aber drei Anliegen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, Kosten begrenzen sowie Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglichen.

Der bestehende Strommarkt wird zu einem Strommarkt 2.0 weiterentwickelt. Diese Grundsatzentscheidung beruht auf der Konsultation des Grünbuchs, den vorliegenden Gutachten sowie zahlreichen Gesprächen mit gesellschaftlichen Akteuren. Das BMWi lehnt einen Kapazitätsmarkt ab und bekennt sich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt.

Der Strommarkt 2.0 gewährleistet Versorgungssicherheit. Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Zu diesem Ergebnis kommen verschiedene Gutachten im Auftrag des BMWi. Die Refinanzierung funktioniert unter zwei Voraussetzungen: Erstens müssen sich die Strompreise am Markt weiterhin frei bilden; zweitens müssen Stromlieferanten starke Anreize dafür haben, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt und er ermöglicht Innovationen und Nachhaltigkeit.

Kapazitätsmärkte sind anfällig für Regulierungsfehler und erschweren die Transformation des Energiesystems. Ein Strommarkt 2.0 benötigt keinen Eingriff in die Marktmechanismen und ist somit weniger anfällig für Fehler. Im Wettbewerb setzen sich die für die Integration der erneuerbaren Energien kostengünstigsten Lösungen durch. Der Strommarkt 2.0 setzt so Anreize für neue Geschäftsfelder und nachhaltige Lösungen.

20 konkrete Maßnahmen setzen den Strommarkt 2.0 um.

Die freie Preisbildung am Strommarkt wird im Energiewirtschaftsgesetz verankert. Gleichzeitig erhalten Marktakteure stärkere Anreize, ihre Stromlieferungen abzusichern. Diese ersten Maßnahmen stärken die bestehenden Marktmechanismen. Dadurch kann der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanzieren. Eine Reihe weiterer Maßnahmen sorgt für eine flexible und effiziente Stromversorgung. Dazu gehören beispielsweise neue Kooperationsfelder für die europäischen Strommärkte, die Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte und die Ausgestaltung der Netzentgelte, damit dieses marktdienliche Verhalten auf der Nachfrageseite ermöglichen. Eine Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt 2.0 ab. Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Ein Monitoring der Versorgungssicherheit sorgt für zusätzliche Sicherheit.

Die Energiewende wird den Strommarkt 2.0 immer wieder neu herausfordern. Die Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom soll vorangetrieben werden. Geeignete Rahmenbedingungen können die Förderkosten für erneuerbare Energien senken. Fossile Kraftwerke bekommen eine neue zentrale Rolle als Partner der erneuerbaren Energien. Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr werden in Zukunft stärker gekoppelt. Als Konsequenz dieser Veränderungen verschiebt sich die Perspektive auf das Strommarktdesign: Andere Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz müssen im Strommarktdesign berücksichtigt werden. Durch eine gute Koordination können zudem die Herausforderungen der Energiewende für Markt und Netz gemeinsam gemeistert werden.

Das BMWi diskutiert das Weißbuch mit den relevanten Akteuren. Hierzu lädt das BMWi zu einer Diskussionsveranstaltung im Rahmen der Plattform Strommarkt im Sommer 2015 ein. Insbesondere die Maßnahmen für den Strommarkt 2.0 werden vertieft diskutiert. Auch erörtert das BMWi das Weißbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern, den Nachbarländern und der Europäischen Kommission. An das Weißbuch schließt sich die notwendige Gesetzgebung an. Noch in diesem Jahr folgen Regelungsvorschläge für die entsprechenden Änderungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene.

Abbildung 1: Strommarkt 2.0 auf einen Blick



Quelle: Eigene Darstellung

Summary

The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy has undertaken a broad consultation process regarding the future electricity market. The process focuses on the question, which electricity market design will be able to guarantee a secure, low-cost and environmentally compatible electricity supply when a large share of the power is derived from renewable energy sources. To prepare for this debate, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy published a Green Paper in October 2014 and consulted it until March 2015. This transparent procedure encountered a high level of interest: government authorities, associations, trade unions, companies, research establishments and individual citizens participated in the consultation process. In total, the ministry received some 700 comments on the Green Paper.

The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy evaluated the consultation thoroughly. The White Paper contains a detailed evaluation of the consultation. The contributions reveal clear trends: the participants express broad agreement with the no-regret measures proposed in the Green Paper and the capacity reserve. Regarding the fundamental decision on an additional capacity market, the participants took different stances. However, they share three goals: the future electricity market design should ensure security of supply, limit costs and enable innovations and sustainability.

The existing electricity market is being developed into an electricity market 2.0. This fundamental decision is based on the Green Paper's consultations, on existing expert reports and on numerous discussions with stakeholders. The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy rejects a capacity market and is committed to the liberalised, European electricity market.

The electricity market 2.0 ensures security of supply. The necessary capacities in the electricity market 2.0 can be remunerated via the market mechanisms. Various expert reports commissioned by the ministry arrive at this finding. The remuneration requires two preconditions: firstly, electricity pricing must remain free; secondly, electricity suppliers must have strong incentives to meet their supply commitments.

The electricity market 2.0 is cheaper than an electricity supply system with an additional capacity market, and it enables innovation and sustainability. Capacity markets are susceptible to regulatory failure and make it more difficult to transform the energy system. An electricity market 2.0 does not require any intervention in the market mechanism and is thus less susceptible to regulatory failure. A competitive system will bring out the cheapest solutions for the integration of renewable energy sources. As a result, the electricity market 2.0 creates incentives for new fields of business and sustainable solutions.

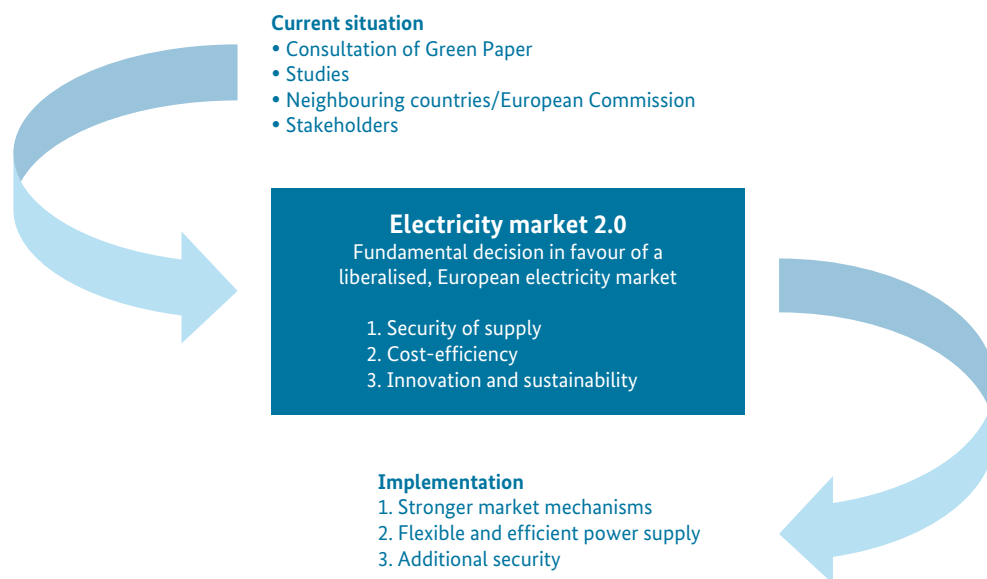
Twenty measures implement the electricity market 2.0. Free pricing on the electricity market is anchored in the Energy Industry Act. At the same time, market players get stronger incentives to meet their supply commitments. These measures strengthen the existing market mechanisms. As a consequence, the electricity market is able to remunerate the necessary capacities. A number of further measures ensure a flexible and efficient electricity system. These include new fields of cooperation for the European electricity markets, the further development of balancing markets and the design of the grid fees in order to allow for more market-based demand-side management. A capacity reserve safeguards the electricity market 2.0. It is designed to exist on a stand-alone basis, separate from the electricity market. A monitoring of security of supply gives additional security.

The energy transition will keep posing challenges to the electricity market 2.0. The integration of the European internal market for electricity will be continued. An appropriate policy framework can reduce the amount of funding needed for renewables. Fossil-fuel power plants acquire a new, central role as partners of renewables. In future, there will be a greater linkage between the sectors of electricity, heat and transport. As a consequence, the perspective on electricity market design shifts: the design must take account of other goals of the energy transition, such as boosting energy efficiency. Good coordination can enable markets and grids to meet the challenges posed by the energy transition.

The Federal Ministry of Economic Affairs and Energy will discuss the White Paper with the relevant stakeholders.

The Ministry will discuss the White Paper in the context of the Electricity Market Platform this summer. In particular, the deliberations will focus in more detail on the measures for the electricity market 2.0. Also, the Ministry will discuss the White Paper with the parliamentary groups in the Bundestag, the Länder, the neighbouring countries and the European Commission. The necessary legislation will then follow. The proposals for the relevant legislative changes (laws and ordinances) will be put forward before the end of this year.

Figure 1: Electricity market 2.0 at a glance



Source: Own chart

Einleitung

Das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vom Oktober 2014 war der Auftakt einer strukturierten Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign. Das Grünbuch stellt Aufgabe und Funktionen des Strommarktes vor und zeigt Optionen auf, wie diese zukünftig sicher erfüllt werden können. Dabei gelten drei übergeordnete Ziele: Die Stromversorgung soll sicher, kosteneffizient und umweltverträglich erfolgen.

Der Strommarkt muss jederzeit Erzeugung und Verbrauch synchronisieren. In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden stärker ausgebaut und übernehmen mehr Verantwortung in der Stromversorgung, die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland endet 2022 und die europäischen Strommärkte wachsen weiter zusammen.

Auch in der vor uns liegenden Übergangsphase muss der Strommarkt Erzeugung und Verbrauch zuverlässig zusammenbringen. Er muss dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind, um jederzeit Angebot und Nachfrage auszugleichen (Vorhaltefunktion). Zusätzlich müssen diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion). Um die Einsatzfunktion zu optimieren, hat das Grünbuch eine Reihe von so genannten Sowieso-Maßnahmen vorgestellt. Diese Maßnahmen sind in jedem Fall sinnvoll und wichtig für den sich wandelnden Strommarkt.

Das Grünbuch hat eine Grundsatzentscheidung vorbereitet. Dabei geht es um die Frage, ob die Preissignale des Strommarktes die richtigen Anreize setzen, damit ausreichende Kapazitäten vorgehalten werden. Das Grünbuch skizziert zwei Optionen für das zukünftige Strommarktdesign: einen weiterentwickelten Strommarkt (**Strommarkt 2.0**) oder einen zusätzlichen Markt, der ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität vergütet (**Kapazitätsmarkt**).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich nach Abwägung aller Argumente entschlossen, den bestehenden Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln. Es wird einen glaubwürdigen Rahmen schaffen, auf den Investoren vertrauen können und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden.

Das vorliegende Weißbuch erläutert, begründet und konkretisiert die Entscheidung für den Strommarkt 2.0:

- **Die wesentlichen Ergebnisse der Konsultation stellt Teil I vor** (Kapitel 1 – 2): Das BMWi erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Ein separates Konsultationsdokument stellt die Detailauswertung dar.
- **Die Entscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0), den eine Kapazitätsreserve zusätzlich absichert, erläutert und begründet Teil II** (Kapitel 3 – 4): Drei Bausteine entwickeln den bestehenden Strommarkt zum Strommarkt 2.0:
 1. **Der Baustein „Stärkere Marktmechanismen“:** Er stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanziert und Versorgungssicherheit gewährleistet.
 2. **Der Baustein „Flexible und effiziente Stromversorgung“:** Er sorgt dafür, dass die Marktakteure die Kapazitäten kosteneffizient und umweltverträglich einsetzen. Relevant dabei ist nicht nur das Strommarktdesign im engen Sinne, sondern auch der gesamte Ordnungsrahmen für den Stromsektor.
 3. **Der Baustein „Zusätzliche Absicherung“:** Er sichert den Strommarkt 2.0 mit einer Kapazitätsreserve und einem Monitoring der Versorgungssicherheit zusätzlich ab.
- **Die drei Bausteine für den Strommarkt 2.0 konkretisiert Teil III.** Kapitel 5 präsentiert die zentralen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes, die kurzfristig ergriffen werden sollten. Mittelfristig erforderliche, weitergehende Maßnahmen stellt Kapitel 6 vor. Es gibt einen Ausblick auf die wesentlichen zukünftigen Handlungsfelder.

Das BMWi wird das Weißbuch mit den relevanten Akteuren diskutieren. In der Plattform Strommarkt und in weiteren Gesprächen wird das BMWi den Austausch mit den Akteuren fortsetzen und vertiefen.

Teil I: Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs

Teil I fasst die Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs zusammen. Die Mehrheit der 696 Stellungnahmen begrüßt die im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen und die Kapazitätsreserve (Kapitel 1). Bei der Grundsatzentscheidung unterscheiden sich die Positionen, aber es bestehen gemeinsame Anliegen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, Kosten begrenzen sowie Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen (Kapitel 2).

Die Auswertung der Konsultation

Das BMWi hat die Konsultation sorgfältig ausgewertet. Mit der umfassenden Auswertung setzt das BMWi seinen transparenten Prozess zur Gestaltung des zukünftigen Strommarktes fort, den es mit dem Grünbuch begonnen hat. Zudem haben verschiedene Institutionen, die im Anhang aufgeführt werden, das BMWi bei der Auswertung der Stellungnahmen unterstützt.

Teil I fasst die Ergebnisse der Konsultation zusammen. Dabei erhebt das BMWi keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dies betrifft insbesondere die Zuordnung der Positionen. Zudem sind einzelne Aussagen in dieser Zusammenfassung notwendigerweise vereinfacht und gekürzt dargestellt. Zur besseren Lesbarkeit wurden die Namen der Konsultationsteilnehmer abgekürzt. Ein Abkürzungsverzeichnis findet sich auf den Seiten 97ff.

Eine detaillierte Auswertung der Konsultation bietet ein separates Konsultationsdokument. Das Dokument kann auf der Homepage des BMWi heruntergeladen werden¹. Auf der Homepage des BMWi finden sich auch in voller Länge die Stellungnahmen, deren Autoren einer Veröffentlichung zugestimmt haben².

Die Auswertung berücksichtigt sämtliche Stellungnahmen. Im Weißbuch werden aber ausschließlich Stellungnahmen zitiert, die veröffentlicht werden konnten. Privatpersonen wurden anonymisiert.

Die Konsultation zeichnet sich durch eine rege und breite Teilnahme aus

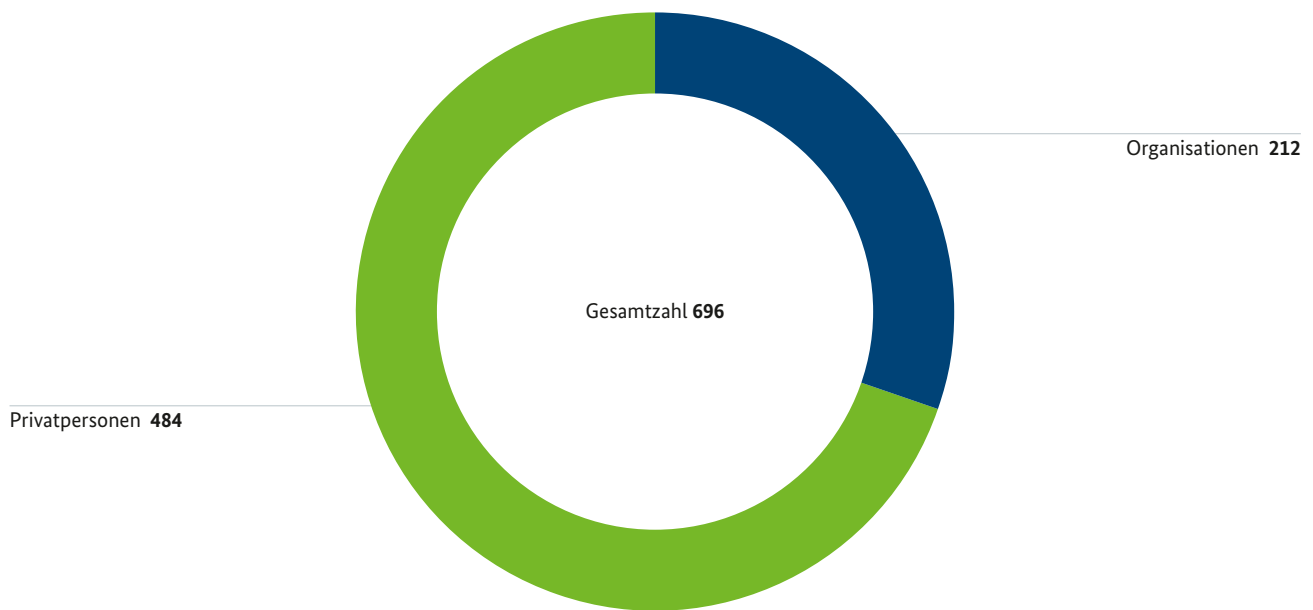
696 Teilnehmer haben zum Grünbuch Stellung genommen. 484 Privatpersonen und 212 Organisationen haben ihre Position zum zukünftigen Strommarkt in einer Stellungnahme erläutert (siehe Abbildung 2). 592 der 696 Konsultationsnehmer haben ihr Einverständnis gegeben, ihren Beitrag auf der Homepage des BMWi zu veröffentlichen.

Die Teilnehmer kommen aus Deutschland und europäischen Ländern. Neben Privatpersonen haben verschiedene Organisationen zum Grünbuch Stellung genommen: Verbände, Gewerkschaften, Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Behörden und Bürgerinitiativen (siehe Abbildung 3). Dazu zählen auch europäische Akteure wie beispielsweise das Schweizerische Bundesamt für Energie, das Dänische Ministerium für Klima, Energie und Bau, das Tschechische Ministerium für Industrie und Handel, Energie-Control Austria oder das finnische Unternehmen Wärtsilä Power Plants.

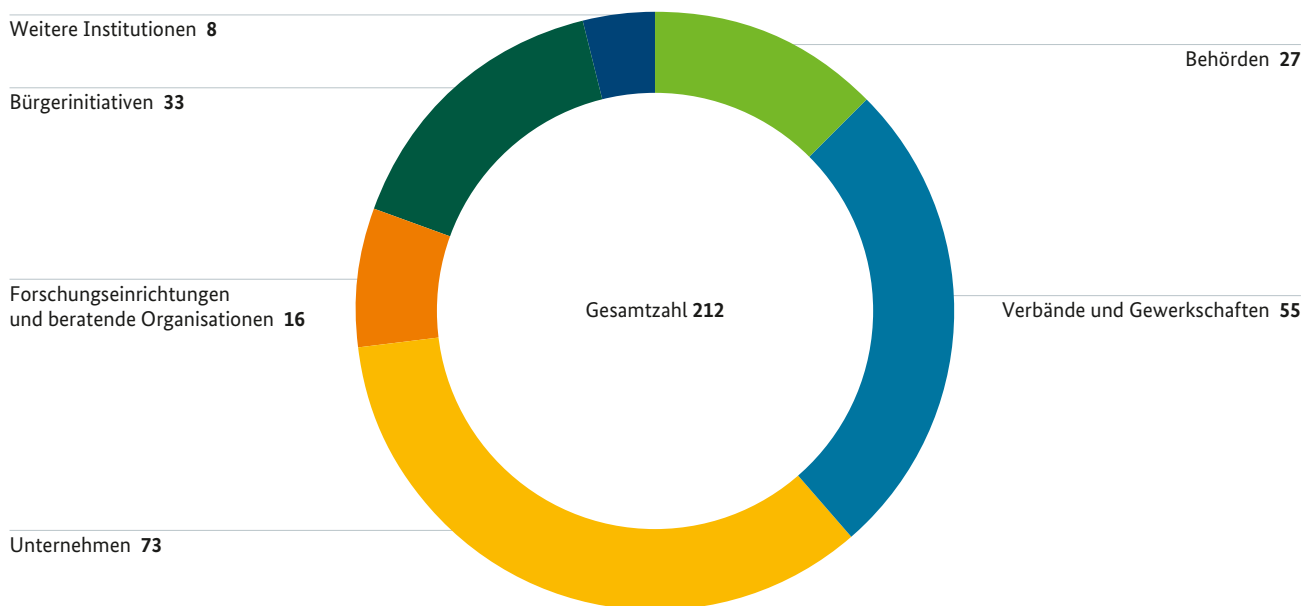
Parallel hat das BMWi das Grünbuch intensiv erörtert. In der Plattform Strommarkt haben die Betroffenen das Grünbuch diskutiert. Mit den Ländern und den Bundestagsfraktionen hat sich das BMWi ausgiebig beraten. Mit den Nachbarländern und der Europäischen Kommission hat das BMWi im Jahr 2014 einen Dialog zu den Themen des Grünbuchs begonnen und vertieft. In diesem Rahmen wurden Vorschläge diskutiert und gemeinsame Standpunkte erarbeitet. Zudem hat sich das BMWi mit Verbänden ausgetauscht.

1 <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I-L/konsultationsdokument.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>

2 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-gruenbuch.html>

Abbildung 2: Teilnahme der Privatpersonen und Organisationen an der Konsultation zum Grünbuch

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 3: Teilnahmespektrum der Organisationen

Quelle: Eigene Darstellung

Kapitel 1:

Sowieso-Maßnahmen und Kapazitätsreserve stoßen auf große Zustimmung

Es besteht ein grundsätzlicher Konsens über die Notwendigkeit der Sowieso-Maßnahmen (1.1), wobei die Konsultationsteilnehmer sie zum Teil unterschiedlich konkretisieren (1.2). Sehr viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für die Einführung einer Kapazitätsreserve aus (1.3).

1.1 Die Teilnehmer begrüßen grundsätzlich die Sowieso-Maßnahmen

Sehr viele Konsultationsteilnehmer plädieren grundsätzlich für die Sowieso-Maßnahmen. Sowohl der Großteil der Länder als auch Behörden, Gewerkschaften, Wirtschafts- und Umweltverbände, Unternehmen, Bürgerinitiativen sowie einzelne Privatpersonen begrüßen sie. Dazu gehören beispielsweise Baden-Württemberg, DGB und UBA. Uneinig sind sich die Teilnehmer darüber, ob die Sowieso-Maßnahmen ausreichen, um Versorgungssicherheit in der Stromversorgung zu gewährleisten. So seien die Sowieso-Maßnahmen aus Sicht des BDEW „überwiegend richtig“, könnten aber das „Versorgungssicherheitsproblem eines EOM mit großem Anteil an Erneuerbaren-Erzeugung“ nicht lösen. Mehrere Akteure wie BDI, E.ON und Thüringen fordern, dass die Maßnahmen weiter spezifiziert werden.

Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems finden quer durch die Teilnehmergruppen große Zustimmung. Insbesondere sind sich mehrere Teilnehmer einig, dass bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem die Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite eine zentrale Herausforderung sei. Einige Teilnehmer wie EFET und Evonik merken zusätzlich an, dass es unabhängig von der Grundsatzentscheidung notwendig sei, das Stromsystem zu flexibilisieren.

Viele Teilnehmer fordern einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen. Ein freier Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, so zum Beispiel BKartA und e-control, sei kosteneffizienter als ein zentralplanerischer Ansatz. Viele Teilnehmer wie etwa 8KU und Next Kraftwerke stellen klar, dass dieser Wettbewerb unverzerrte Preissignale erfordere. Daher fordern viele Teilnehmer aus Ländern, Behörden, Gewerkschaften, Wirtschafts- und Umweltverbänden sowie Unternehmen einen Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse. Hierzu machen sie konkrete Vorschläge (siehe Kapitel 1.2).

Zur Flexibilisierung des Stromsystems bestehen viele Optionen

Das technische Potenzial der Flexibilitätsoptionen ist weit größer als der tatsächliche Bedarf. Es bestehen zahlreiche Optionen, um Erzeugung und Verbrauch sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu synchronisieren (so genannte Flexibilitätsoptionen). Dies gilt für Zeiten maximaler und minimaler Residuallast³. Aus dem großen bestehenden Angebot an Flexibilität können daher vorrangig die günstigsten Optionen genutzt werden. Der Markt entwickelt zudem weitere Lösungen.

Die Konsultationsteilnehmer beziehen sich auf viele verschiedene Optionen zur Flexibilisierung des Stromsystems. Die Optionen lassen sich wie folgt gruppieren (AG Interaktion 2012):

- **Flexible konventionelle und erneuerbare Erzeugung:** Thermische konventionelle und Bioenergie-Kraftwerke können ihre Stromproduktion an die Schwankungen des Verbrauchs und der Erzeugung von Windenergie- und Solaranlagen anpassen. Windenergie- und Solaranlagen wiederum können bei sehr geringer Residuallast oder begrenzter Netzkapazität ihre Erzeugung verringern.
- **Flexible Nachfrage:** Industrie, Gewerbe und Haushalte können teilweise ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Residuallast reduzieren und in Zeiten mit geringer Residuallast verlagern, wenn sie dadurch ihre Strombezugskosten senken und so ihre Wirtschaftlichkeit stärken können. Es ist möglich, beispielsweise Wärme, Kälte oder Zwischenprodukte zu speichern oder Produktionsprozesse anzupassen. Bei geringer Residuallast kann mit Strom auch direkt Wärme erzeugt und damit Heizöl oder Gas eingespart werden. Auch Batterien von Elektroautos können verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast geladen werden.

3 Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist.

- **Speicher** wie Pumpspeicher und Batteriespeicher können ebenfalls zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen. Zusätzliche Speicher sind bislang in der Regel teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Ein erstes wirtschaftliches Anwendungsfeld von neuartigen Speichern könnte bei Systemdienstleistungen liegen. Pumpspeicher stellen traditionell Regelleistung bereit. Auch für Batteriespeicher ist dies ein mögliches Geschäftsmodell. Zusätzliche neuartige Langzeitspeicher, die saisonale Schwankungen ausgleichen können, sind erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich.
- **Leistungsfähige Netze:** Gut ausgebaute Stromnetze sind für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung von entscheidender Bedeutung. Stromnetze ermöglichen den überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne. Darüber hinaus können bei gekoppelten Märkten auch die unterschiedlich verfügbaren Technologien effizienter genutzt werden (zum Beispiel Wind und Sonne in Deutschland, Wasserkraftspeicher in den Alpen und in Skandinavien). Insgesamt sind wesentlich weniger Reservekraftwerke oder netzstützende Systemdienstleistungen nötig; die Gesamtkosten werden gesenkt.

1.2 Zur Konkretisierung der Sowieso-Maßnahmen machen die Konsultationsteilnehmer umfangreiche Vorschläge

Die Konsultationsteilnehmer formulieren umfangreiche Vorschläge zur Umsetzung der Sowieso-Maßnahmen. Diese Vorschläge hat das BMWi bei der Entwicklung der Maßnahmen in Teil III berücksichtigt. Kapitel 1.2 fasst die Stellungnahmen zusammen und arbeitet die Schwerpunkte der Konsultation zu den Sowieso-Maßnahmen heraus.

Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßen die Stärkung des Wettbewerbs auf den Spotmärkten. BASF, NABU und weitere Akteure teilen die Einschätzung, dass die Spotmärkte die kurzfristige Marktintegration erneuerbarer Energien unterstützen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie Verbände und Unternehmen begrüßen die eingeführten Viertelstundenprodukte am Intraday-Markt. Die EEX betont, dass sich die Handelsmengen auf den Intraday-Märkten rasant entwickelt hätten. Auch am Day-Ahead-Markt sollte nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer wie BDI und IG Metall die Börse Viertelstundenprodukte einführen. Perspektivisch sollten aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Spotmärkte einen Handel mit Viertelstundenprodukten europaweit ermöglichen (siehe Kasten zu den Tätigkeiten der Strombörsen, S. 55f).

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sowie einiger Wirtschaftsverbände und Unternehmen sollte der Handelsschluss der Spotmärkte näher an den Lieferzeitraum rücken. Dies gelte für den Intraday-Markt (zum Beispiel BEE, VIK) und den Day-Ahead-Markt (zum Beispiel VDMA, VIK). Die Übertragungsnetzbetreiber betonen, die Systemstabilität sei dabei zu erhalten. Zum Erhalt der Systemstabilität fordern sie mindestens 15 Minuten Zeit zwischen Handelsschluss und Lieferzeitpunkt (siehe Kasten zu den Tätigkeiten der Strombörsen, S. 55f).

Sehr viele Konsultationsteilnehmer befürworten weiterentwickelte Regelleistungsmärkte. So zielen etwa BDI, EnerNoc und Berlin darauf, neuen Anbietern wie flexiblen Lasten, erneuerbaren Energien oder Speichern die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten zu erleichtern. Dies stärke den Wettbewerb und senke dadurch Kosten. Insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber und Verbände wie BDI und BEE betonen, dass die Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Wettbewerber auch für den Abbau der konventionellen Mindesteinspeisung sinnvoll sei. Andere Teilnehmer wie VCI und VGB Power Tech unterstreichen, dass die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte volkswirtschaftlich sinnvoll erfolgen müsse. Zum Beispiel EWE und VGB PowerTech betonen, dass Komplexität und Abwicklungsaufwand dabei beschränkt werden sollten. Für die Übertragungsnetzbetreiber soll die Systemstabilität prioritär bleiben (siehe ieh Maßnahme 5).

Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zur Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte

1. Vorlaufzeiten verkürzen und/oder Produkte verkleinern (etwa ARGE Netz, DIHK, DIW)
2. Präqualifikationsbedingungen anpassen (etwa BDEW, BDI, BEE, BNE)
3. Europäische Harmonisierung vorantreiben (etwa e2m, E.ON, EFET)
4. Primärregelung für positive und negative Regelleistung getrennt ausschreiben (etwa BEE, Evonik, Statkraft)
5. Ausschreibungsmengen situativ anpassen (etwa BNE, BWE, EFET)
6. Sekundärmärkte für Leistung oder Regelarbeitsmärkte einführen (etwa DIW, Statkraft, ZVEI)

Die Anreize zur Bilanzkreistreue sollten geprüft und bei Bedarf gestärkt werden. Diese Einschätzung teilen mehrere Länder, die Übertragungsnetzbetreiber, viele Umwelt- und Wirtschaftsverbände sowie zahlreiche Unternehmen. Wirksame Anreize zum Bilanzkreisausgleich seien wichtig für die Systemstabilität. Marktteilnehmer sollten möglichst selbst für einen ausgeglichenen Bilanzkreis sorgen (zum Beispiel Rheinland-Pfalz und TenneT). Die Konsultationsteilnehmer haben unterschiedliche Auffassungen darüber, wie stark die Anreize zur Bilanzkreistreue optimiert werden müssen: Ein Teil spricht sich für eine deutliche Stärkung aus (zum Beispiel GVSt, Niedersachsen, ver.di); andere Teilnehmer sind dafür, zunächst die Wirkung zu überprüfen und sie nur bei Bedarf zu stärken (zum Beispiel BDEW, DIHK, E.ON). Einige Konsultationsteilnehmer halten die bestehenden Anreize für ausreichend (zum Beispiel EFET und RWE).

Viele Konsultationsteilnehmer machen Vorschläge für eine Verbesserung der Bilanzkreistreue. Ein weiterentwickeltes Ausgleichsenergiesystem sollte die Bilanzkreisverantwortung stärken. Es könnten, so ein Vorschlag unter anderem der Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise die Kosten zur Vorhaltung zusätzlich zu den Kosten des Einsatzes von Regelleistung auf die Bilanzkreisverantwortli-

chen umgelegt werden (siehe Maßnahme 3). Einige Teilnehmer wie BNE, VCI und VIK wollen keine höheren Pönalen durch das Ausgleichsenergiesystem. Stattdessen schlägt etwa der BNE vor, die Standardlastprofile zu überarbeiten und die Anreize für Netzbetreiber zur aktiven Bewirtschaftung ihrer eigenen Bilanzkreise zu verstärken. Auch sollten die Prognosen über die Einspeisung aus erneuerbaren Energien weiter verbessert werden (zum Beispiel VCI und VIK).

Quer durch die Teilnehmergruppe wird gefordert, dass die staatlich verursachten Preisbestandteile und Netzentgelte geprüft und weiterentwickelt werden. Zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber, aber auch Next Kraftwerke betonen, dass diese Preisbestandteile die Erschließung von Flexibilitätsoptionen derzeit erheblich hemmen würden. Ziel sollte eine sachgerechte Kostenallokation (so zum Beispiel Bayern) und die Berücksichtigung neuer Anforderungen der Energiewende (so zum Beispiel BDEW) sein. Ob Privilegien angepasst, abgeschafft oder neue hinzukommen sollten, wird von den Konsultationsteilnehmern kontrovers diskutiert (siehe Maßnahme 7).

Zahlreiche Länder, Behörden, Wirtschaftsverbände, Forschungseinrichtungen, Bürgerinitiativen und Privatpersonen unterstützen eine stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und/oder Verkehr. Mit der Sektorenkopplung, dies betont etwa Fraunhofer IWES, sollte mehr erneuerbarer Strom im Wärme- und Verkehrssektor genutzt werden können. Sie unterstütze, so etwa Chem-Coast, die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien und senke Emissionen. Auch bei Netzengpässen könnte erneuerbarer Überschussstrom genutzt werden (zum Beispiel EUROSOLAR). Aus Sicht von Hamburg könnte für neue Energieträger, die grundsätzlich wirtschaftlich, aber auf passende Infrastrukturen angewiesen sind, Unterstützung beim Aufbau von Infrastruktur sinnvoll sein. Laut einigen Teilnehmern wie BWP und Fraunhofer IWES könnten bivalente Anlagen, die einen strombasierten Wärmeerzeuger mit einem zweiten, fossilen Wärmeerzeuger kombinieren, besonders gut auf Marktpreissignale in den verschiedenen Sektoren reagieren. Aber auch monovalente Anlagen könnten, so BWP, als Flexibilitätsoption im Strommarkt genutzt werden (siehe Handlungsfeld 4).

Viele Konsultationsteilnehmer thematisieren dynamisierte Preisbestandteile. Die Dynamisierung einzelner Preisbestandteile könnte etwa laut Hamburg eine Möglichkeit zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen sein. Vor

allem könne sie Eigenerzeugung stärker an Strompreissignale binden und eine effiziente Sektorenkopplung erleichtern, sagt etwa Fraunhofer IWES. Diskutiert werden insbesondere die Möglichkeit einer dynamischen EEG-Umlage (etwa BDEW, WWF) und dynamische Netzentgelte (etwa BWE, ZVEI). Die Übertragungsnetzbetreiber und mehrere Verbände und Unternehmen wollen die Wirkungen einer Dynamisierung jedoch genau beziehungsweise kritisch prüfen. So fürchten einige Teilnehmer wie VGB Rückwirkungen auf den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen. Im ersten Schritt sei möglicherweise eine Teildynamisierung sinnvoll, so etwa BEE und ChemCoast. Einige Konsultationsteilnehmer wie etwa BNE und DIHK lehnen dynamisierte Preisbestandteile ab.

Es werden Alternativen zur Dynamisierung von Preisbestandteilen aufgezeigt. UBA sieht eine brennstoffbasierte Umlage als eine alternative Möglichkeit zur dynamischen EEG-Umlage, um Fehlanreize für einen ineffizienten Einsatz von Flexibilitätsoptionen und einen ineffizienten Zubau von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Die Stromsteuer könnte zudem sukzessive gesenkt werden (zum Beispiel BVMW, Niedersachsen). Auch könnte eine Abschaffung der Stromsteuer bei gleichzeitigem Anstieg der Energiesteuer im Wärmebereich sinnvoll sein (zum Beispiel BWP, Fraunhofer IWES). Insgesamt sollten Strom, Öl und Gas im Wärme- und Stromsektor gleich belastet werden (zum Beispiel ZVKKW).

Konsultationsteilnehmer aus allen Teilnehmergruppen fordern eine Weiterentwicklung der Netzentgelte. Netzkosten sollten stärker verursachungsgerecht verteilt werden, so zum Beispiel BASF, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern. Bei der Weiterentwicklung der Netzentgelte sollten zudem Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden, um markt- und/oder netzdienliches Verhalten stärker zu entlohnen (zum Beispiel BDI, Sachsen und WWF). Die Netzstabilität müsste dabei gewahrt bleiben (zum Beispiel E.ON, EnBW und EWE) (siehe Maßnahmen 8 und 9).

Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zur Weiterentwicklung der Netzentgelte

1. Sondernetzentgelte sollten für mehr Lastflexibilität geöffnet werden
 - Markt- und/oder netzdienliche Flexibilität zulassen (etwa BDI, BEE, BNE)
 - Regelleistungsbereitstellung zulassen (etwa DIHK, IG Metall, Next Kraftwerke)
 - Hochlastzeitfenster flexibler setzen (etwa BDEW, VCI, VIK)
2. Sondernetzentgelte – wenn möglich – abschaffen (etwa BEE)
3. System der Leistungs- und Arbeitskomponenten überprüfen/anpassen (etwa Nordrhein-Westfalen, RWE, Thüga)
4. Vermiedene Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige erneuerbare Energien abschaffen (etwa Mecklenburg-Vorpommern, Saarland, Sachsen-Anhalt)

Stromnetze ausbauen und optimieren

Konsultationsteilnehmer aus Ländern, Gewerkschaften, Wirtschaftsverbänden sowie die Übertragungsnetzbetreiber, Unternehmen und Bürgerinitiativen betonen die zentrale Bedeutung des Ausbaus der Übertragungsnetze. Mehrfach wird betont, dass die Netzkapazitäten in der Mitte Deutschlands derzeit nicht ausreichen, um den Strom aus den Erzeugungszentren im Norden und Osten zu den Lastzentren in den Süden Deutschlands zu transportieren. Um die Netzengpässe zügig zu beheben und teure Redispatch-Maßnahmen zu begrenzen, sollten die Stromnetze zügig ausgebaut werden. Der Netzausbau sei nicht nur eine günstige Flexibilitätsoption; er sei auch die Voraussetzung für einen funktionierenden Stromhandel und wichtig für den Bestand der einheitlichen Preiszone, so etwa die Übertragungsnetzbetreiber und EPEX SPOT. Sie und weitere Teilnehmer wie etwa AmCham Germany betonen, dass die Netze bedarfsgerecht zu dimensionieren seien.

Konsultationsteilnehmer aus vielen Teilnehmergruppen wie Ländern, Wirtschaftsverbänden und Unternehmen heben hervor, dass der europäische Binnenmarkt grenzüberschreitende Transportkapazitäten braucht. Der europaweite Netzausbau sei, das betonen etwa Unternehmen wie Evonik und Wacker, Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Stromhandel und, so etwa DIHK und EEX, eine kosteneffiziente Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Insbesondere ermögliche er einen überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne – beispielsweise mit dem geplanten Seekabel zwischen Deutschland und Norwegen. Statnett beschreibt, dass bei niedriger Windeinspeisung Wasserkraft aus Norwegen importiert werden könne; bei starkem Wind trage die norddeutsche Windenergie zur Stromversorgung Norwegens bei.

Viele Konsultationsteilnehmer betonen die Relevanz der Verteilernetze für die Energiewende. Sie weisen darauf hin, dass die Verteilernetze 98 Prozent der Länge des gesamten Stromnetzes ausmachten. Etwa 90 Prozent aller EEG-Anlagen seien an die Verteilernetze angeschlossen. Eine kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien erfordere Investitionen in die Verteilernetze und den Einsatz innovativer Betriebsmittel, beispielsweise regelbarer Ortsnetztransformatoren. Darauf weisen etwa BDEW und BUND hin. Hierfür fordern einige Konsultationsteilnehmer wie 8KU und Brandenburg eine Anpassung der Anreizregulierung. Diese sollte, das ist EnerNoc wichtig, auch die Flexibilisierung der Nachfrage auf der Verteilernetzebene anreizen.

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, dass der Strommarkt die regionalen Netzengpässe stärker berücksichtigen sollte. Die Preissignale an den Strommärkten bildeten nach Ansicht des Tschechischen Industrieministeriums und Schleswig-Holsteins nicht die regionalen Knappheiten im Stromnetz ab. Es sei deshalb, so BEE und BNE, sinnvoll, die Signale der Strommärkte und das Engpassmanagement zu verknüpfen. Hierzu formulieren die Konsultationsteilnehmer verschiedene Lösungsansätze. Es werden beispielsweise von Baden-Württemberg ein Ausschreibungsmodell für Nachfrageflexibilität und vom BNE ein zusätzlicher Markt für Flexibilität auf der Verteilernetzebene – ein so genannter Flexmarkt – vorgeschlagen.

Es besteht ein weitgehender Konsens, dass die Netzreserve verlängert beziehungsweise weiterentwickelt werden sollte. Ohne umfänglichen Netzausbau steige der Redispatch-Bedarf. Darauf weisen DIHK, TenneT und Trianel hin. Zum zukünftigen Design der Netzreserve machen die

Konsultationsteilnehmer umfassende Vorschläge. Insbesondere solle beispielsweise laut DIHK geprüft werden, ob Reservekraftwerke nach bisherigem Verfahren oder in einem neuen Ausschreibungsverfahren ausgewählt werden sollten. Teilnahmebedingungen für innovative Konzepte wie virtuelle Kraftwerke und flexible Lasten sollten aus Sicht von Saarland, EnerNoc und Next Kraftwerke stärker berücksichtigt werden. Für die Ermittlung des Reservebedarfs sollte aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Bedarfsanalyse der BNetzA die Grundlage bleiben (zur Verschränkung der Netzreserve mit der Kapazitätsreserve siehe Maßnahme 19).

Der Einsatz von Netzersatzanlagen für Redispatch bedürfe aus Sicht verschiedener Teilnehmer weiterer Prüfungen. Netzersatzanlagen könnten sich gegebenenfalls auch für alternative Anwendungen wie die Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten oder die Bewirtschaftung von Netzengpässen (Redispatch) eignen. Darauf weisen BEE, DIHK und TenneT hin. Es sei technisch, operativ und wirtschaftlich sinnvoll, Netzersatzanlagen für den Redispatch bereitzustellen. Die Realisierbarkeit dieses Vorschlags sei allerdings etwa aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zu untersuchen (siehe Maßnahme 12).

Smart Meter sollten schrittweise eingeführt werden. Das verlangen einige Teilnehmer, zu denen auch Privatpersonen zählen. Die im Februar 2015 veröffentlichten Eckpunkte des BMWi zum Verordnungspaket „Intelligente Netze“ (BMWi 2015a) geben einen Überblick über die Weiterentwicklung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Rollout von intelligenten Messsystemen. Obwohl das BMWi ein separates und detailliertes Konsultationsverfahren zu den Eckpunkten durchführt, enthielten einige Stellungnahmen zum Grünbuch auch Anmerkungen zu den Rolloutplanungen. So übten manche Akteure Kritik am Smart-Meter-Rollout: Beim Einbau der Smart Meter solle das Kosten-Nutzen-Verhältnis für den Kunden gewahrt bleiben. Das ist etwa dem BNE, aber auch Caterva und Fraunhofer IWES wichtig. Auch könne eine Pflicht, Smart Meter einzuführen, nach Auffassung der Firma Baseload zu Konflikten zwischen Verteilernetzbetreiber und Kunden führen. Andererseits wird vom BNE gefordert, dass am Einbau eines intelligenten Messsystems auch für Kunden mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh festgehalten wird. Ferner sollten klare gesetzliche Regeln geschaffen werden, damit sich Nutzer selbst für Smart Meter und den Messstellenbetreiber entscheiden können (Baseload). Pilotprojekte für Mehrfamilienhäuser könnten aus Sicht Berlins zudem helfen, den Erfahrungs-

vorsprung der großen Verbraucher auf kleine Verbrauchergruppen zu übertragen (siehe Maßnahme 13).

Viele Konsultationsteilnehmer gehen davon aus, dass es wirtschaftlich sinnvoll sein könnte, die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Die Abregelung von Einspeisespitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem moderaten Umfang („Spitzenkappung“) könne den Netzausbaubedarf verringern. Eine solche Abregelung wollen die Netzbetreiber, die darin auch von Ländern wie Bayern oder Verbänden wie dem ZVEI unterstützt werden, neben dem Netzausbau oder dem Einsatz modernerer Betriebsmittel in ihrer Netzplanung berücksichtigen können.

Die Konsultationsteilnehmer bewerten den Umfang der Abregelung unterschiedlich. Dabei ist zwischen der Abregelung, welche die Netzplanung berücksichtigt, und der tatsächlichen Abregelung der Erneuerbare-Energien-Anlagen im operativen Betrieb zu unterscheiden. Bei der Netzplanung hatte die Verteilernetzstudie des BMWi (IAEW et al. 2014) empfohlen, die jährlich abgeregelte Strommenge auf maximal drei Prozent zu begrenzen (BMWi 2014a). Viele Konsultationsteilnehmer wie BNetzA und WWF unterstützen diese Idee. Zum Teil wird aber beispielsweise von Bayern und IG BCE vorgeschlagen, den Wert anzuheben.

Netzbetreiber sollten aus Sicht verschiedener Teilnehmer die Abregelung möglichst flexibel umsetzen können. Sie sollten etwa in den Augen von BEE und EWE abhängig von den Gegebenheiten in ihrem Netz entscheiden können, ob sie von der Möglichkeit der Abregelung Gebrauch machen oder nicht. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen zudem weiterhin entscheiden können, welche Anlagen sie in welcher Reihenfolge abregeln.

Die abgeregelte Energie sollte weiterhin finanziell kompensiert werden. Die Entschädigung schaffe auch in den Augen der BNetzA verlässliche Investitionsbedingungen für die Anlagenbetreiber. Außerdem sei es, darauf weisen BDEW und BEE hin, operativ nicht umsetzbar, Anlagen netzbedingt abzuregeln und gleichzeitig eine völlige Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Schließlich würde eine entschädigungsfreie Abregelung EEG-Anlagen gegenüber konventionellen Anlagen diskriminieren. Einige Konsultationsteilnehmer wie BI Vernunftkraft oder WVM sehen aber eine (vollständige) Kompensation der Abregelung kritisch (siehe Maßnahme 14).

Eine gewisse konventionelle Mindesterzeugung sei nach Auffassung eines Teils der Konsultationsteilnehmer für die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit nötig. Einige Konsultationsteilnehmer warnen davor, die Bedeutung konventioneller Anlagen im derzeitigen Energiesystem zu unterschätzen. Insbesondere wenn die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gering sei, würden, das betont MIBRAG, konventionelle Kraftwerke wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Aus wirtschaftlichen Gründen bemühen sich Kraftwerksbetreiber, etwa nach Angaben von E.ON, RWE und Sachsen, bereits heute, die Mindesterzeugung so gering wie möglich zu halten.

Andere Teilnehmer betonen dagegen, die konventionelle Mindesterzeugung erschwere die Integration der erneuerbaren Energien. Um die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu minimieren, müsse die Mindesterzeugung daher, so Schleswig-Holstein, zurückgeführt werden. Dazu sehen die Konsultationsteilnehmer mehrere Möglichkeiten. Die Mindesterzeugung im engeren Sinne – oft auch netztechnische Mindesterzeugung genannt –, also die minimale konventionelle Erzeugung, die für Systemstabilität erforderlich ist, könne etwa nach Auffassung von BVES, DGB oder e2m reduziert werden, wenn erneuerbare Anlagen und Speicher verstärkt Systemdienstleistungen bereitstellen. Während Windkraft und Photovoltaikanlagen primär für negative Regelenergie eingesetzt werden könnten, würden sich Biomasseanlagen mit Speichern laut TenneT auch für positive Regeleistung anbieten. Zur marktbedingten Mindesterzeugung im Sinne des Grünbuchs, also derjenigen Erzeugung, die wirtschaftlich nicht sinnvoll auf die Preissignale reagieren kann, gehöre laut BNetzA beispielsweise Wärmeerzeugung in geförderten KWK-Anlagen und Eigenversorgungsanlagen, die vom Markt durch das Eigenversorgungsprivileg vom Markt abgeschirmt seien. Die weitere Flexibilisierung von KWK-Anlagen könne daher die Mindesterzeugung in den Augen von Teilnehmern wie E.ON, Greenpeace oder der BNetzA teilweise absenken. Auch Biomasseanlagen können aufgrund ihres Fördersystems zur Mindesterzeugung beitragen. Diese Mindesterzeugung könnte laut dem Forschungsprojekt Energetische Biomassenutzung durch eine Ausweitung der Flexibilitätsprämie auf Stromerzeugung auf flüssige und feste Biomasse gesenkt werden (siehe Maßnahme 15).

Einheitliche Preiszone erhalten

Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer will die einheitliche Preiszone für Deutschland erhalten. Die einheitliche Preiszone sei, so etwa EPEX SPOT, Sachsen-Anhalt oder VDMA, von überragender Bedeutung für eine kostengünstige Stromversorgung. Daher betonen viele Konsultationsteilnehmer die Nachteile einer geteilten Preiszone: Würde Deutschland in zwei Preiszonen geteilt, so etwa Brandenburg und DIHK, gäbe es zwei Börsenstrompreise und zwei EEG-Umlagen. Dies würde große Nachteile für die Volkswirtschaft, insbesondere für die Industrie, nach sich ziehen und bestehende regionale Standortunterschiede verschärfen. Dieser Punkt ist etwa IG Metall und VDMA wichtig. Eine aufgeteilte Preiszone würde den Markt nach Auffassung vieler Teilnehmer intransparenter machen und die Liquidität verringern. Die Kosten für die Marktteilnehmer würden, dies betonen die Börsen EEX und EPEX SPOT, steigen und Markteintrittsbarrieren entstehen, welche die Funktionsfähigkeit des Marktes verschlechtern könnten. Zudem stünde laut etwa EFET und VKU eine Teilung der innerdeutschen Preiszone im starken Gegensatz zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes.

Netzausbau sei zwingend notwendig für den Erhalt der einheitlichen Preiszone. Das betonen zahlreiche Stellungnahmen. Blieben Netzengpässe langfristig bestehen, erklärt unter anderem die BNetzA, wäre die Aufrechterhaltung einer einheitlichen Preiszone nicht möglich. Darum müsse der Netzausbau zügig realisiert werden.

Die europäische Kooperation intensivieren

Der Strommarkt sei heute schon europäisch. Diese Einschätzung teilen sehr viele Konsultationsteilnehmer aus allen Akteursgruppen. Versorgungssicherheit sei bereits heute ein europäisches Thema, stellt etwa die österreichische Regulierungsbehörde e-control klar. Die Börse EEX und andere Teilnehmer betonen, dass ein europäischer Binnenmarkt für alle Länder Vorteile habe und die Energiekosten europaweit auf ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau herabsenken könne.

Die europäische Zusammenarbeit sollte intensiviert werden. Auch hier besteht ein weitgehender Konsens. Die Übertragungsnetzbetreiber betonen, dass sie sich bereits

heute aktiv an der Weiterentwicklung und Vollendung des europäischen Binnenmarktes beteiligen. Die Notwendigkeit der zügigen Umsetzung der europäischen Netzkodizes wird wiederholt hervorgehoben. Zudem müssten, das akzentuieren etwa RWE, TenneT und VKU, gemeinsame Regeln für Zeiten mit gleichzeitig hohen Strompreisen beziehungsweise gleichzeitigen Knappheitssituationen geschaffen werden. Die technischen Preisgrenzen an den Strombörsen⁴ sollten nach Auffassung von EFET mit den Nachbarmärkten harmonisiert werden, sodass die Lastflüsse nicht durch Preisunterschiede verzerrt würden.

Versorgungssicherheit solle europäisch gedacht und europäisch überwacht werden. Das ist ein breit getragener Konsens unter Konsultationsteilnehmern aus allen Akteursgruppen. Dazu, das schreiben neben den Übertragungsnetzbetreibern unter anderem auch die österreichische Regulierungsbehörde e-control, gehöre eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit und, so unter anderem das Schweizerische Bundesamt für Energie und weitere, eine Stärkung des europäischen Binnenmarktes. Weiterführende Analysen – wie sie im Pentalateralen Forum erfolgt und vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber geplant sind – sollten dabei einbezogen werden (siehe Maßnahme 5).

Die Klimaschutzziele erreichen

Der europäische Emissionshandel sollte reformiert werden. Das ist eine ebenfalls breit getragene Forderung. Bei adäquater Ausgestaltung gewährleiste der Emissionshandel, so etwa der Beitrag der Länder Niedersachsen und Sachsen-Anhalt, eine effiziente und zielgenaue Umsetzung der klimapolitischen Ziele. Verschiedene Teilnehmer, insbesondere aus dem Bereich der Umweltverbände, aber auch Energieversorger wie EnBW oder Statoil, weisen darauf hin, dass wegen überschüssiger Zertifikate die Anreize der CO₂-Preise derzeit zu gering seien. Kurzfristig solle eine Marktstabilitätsreserve eingeführt werden. Aus dem Markt genommene Zertifikate – so genannte Backloading-Mengen – sollten in diese Marktstabilitätsreserve überführt werden. Dies ist ein Anliegen von Baden-Württemberg und Trianel. Eine Reihe von Unternehmen, Gewerkschaften, Wirtschaftsverbänden und Ländern betont, dass dabei energieintensive Unternehmen weiterhin über die Carbon-Leakage-Regeln geschützt werden sollten.

4 An der Strombörse gibt es heute keine regulatorischen Preisobergrenzen, sondern nur sehr hohe technische Limits. Diese kann die Börse bei Bedarf anpassen. Innerhalb der technischen Limits können die Preise am Spotmarkt bereits heute auf mehrere tausend Euro ansteigen.

Das nationale und europäische Klimaschutzziel sollte eingehalten werden. Diese Forderung findet ebenfalls breite Unterstützung bei Ländern, Gewerkschaften, Umwelt- und Wirtschaftsverbänden bis hin zu Unternehmen. Das Erreichen dieser Ziele sei wichtig für eine nachhaltige Entwicklung, darauf verweisen BEE und UBA. Zur Einhaltung des nationalen Klimaschutzziels sei, so etwa IASS, ein Strukturwandel im deutschen Kraftwerkspark erforderlich. Auch müssten dafür, ein Anliegen des BWP, Sektoren stärker zusammen gedacht werden. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer, insbesondere aus den Reihen der Umweltverbände, aber auch der Länder, SRU und Unternehmen wie Statoil und Trianel, fordert zusätzlich nationale Klimaschutzmaßnahmen, da Reformen im Emissionshandel kurzfristig keine effizienten Anreize zur Verringerung von CO₂-Emissionen setzen könnten. Andere, wie IG BCE, MIBRAG, Wacker und WVM, lehnen zusätzliche nationale Maßnahmen im Stromsektor ab – beispielsweise aufgrund von Überschneidungen mit dem europäischen Emissionshandel. Als konkrete Umsetzungsvorschläge für nationale Klimaschutzmaßnahmen werden von der Piratenpartei, dem Land Schleswig-Holstein oder Statoil beispielsweise ein Mindestpreis je Tonne CO₂ in Höhe von 15 bis 20 Euro/t CO₂ oder Emissionsobergrenzen für Kraftwerke ins Spiel gebracht. Negative Rückwirkungen auf den Emissionshandel sollten nach Auffassung von EFET, SRU und UBA in jedem Fall vermieden werden.

Mehrfach wird die wichtige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung für die Transformation des Kraftwerksparks betont. Die Kraft-Wärme-Kopplung sei eine flexible Erzeugungstechnologie, die den Ausbau der erneuerbaren Energien gut ergänze. Um das Klima zu schützen, sei sie, so eine verbreitete Einschätzung, der ungekoppelten konventionellen Erzeugung vorzuziehen. Daneben sei die Kraft-Wärme-Kopplung auch ein wesentlicher Baustein für die Integration des Strom- und Wärmesektors in Städten (zum Beispiel EUROSOLAR). Die genauere Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung beim Umbau des Kraftwerksparks sei, unter anderem nach Einschätzung der Länder Bayern und Niedersachsen, noch zu klären.

Zur zukünftigen Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung gibt es unterschiedliche Auffassungen. Einige Konsultationsteilnehmer wie die Länder Hamburg und Schleswig-Holstein wollen insbesondere, dass gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der allgemeinen Versorgung gefördert werden, die einen Klimaschutzbeitrag im Wärmesektor leisten; andere Akteure, unter diesen die Länder Nordrhein-Westfalen, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt

und Thüringen, wollen, dass Bestand und Neubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen flächendeckend für Technologien in allen Anwendungsbereichen gefördert werden. Einige Konsultationsteilnehmer fordern Anreize für den flexiblen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

1.3 Breite Unterstützung besteht für die Einführung einer Kapazitätsreserve

Sehr viele Konsultationsteilnehmer teilen die Auffassung, der Strommarkt solle durch eine Reserve abgesichert werden. Einerseits diene die Reserve der Absicherung des Strommarktes. Das sehen etwa die Länder so, aber auch viele Unternehmen, Wirtschafts- und Energieverbände und die Übertragungsnetzbetreiber. Andererseits wird die Reserve als Übergangsinstrument auch von Teilnehmern unterstützt, die sich – wie beispielsweise Baden-Württemberg, E.ON und RWE – nicht für einen Strommarkt 2.0 aussprechen. Einige Konsultationsteilnehmer, wie VIK, ZVEI oder Brandenburg, sehen die Einführung einer Reserve als (derzeit) nicht erforderlich und befürchten Zusatzkosten. VKU befürchtet, eine unterdimensionierte Reserve könne die Aufgabe der Absicherung nicht leisten. Gleichzeitig ist es einigen Konsultationsteilnehmern wie BDI und vzbw wichtig, die Reserve nicht zu groß zu dimensionieren.

Die Kapazitätsreserve solle den Strommarkt unbeeinträchtigt lassen. Diese Position wird breit getragen. Die Kapazitätsreserve solle außerhalb des Strommarktes geschaffen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten die Reservekraftwerke beschaffen und sie nach Abschluss aller Marktgeschäfte einsetzen. Damit sollten, so unter anderem BfE Schweiz und weitere, BKartA, e-control und die Übertragungsnetzbetreiber, Marktverzerrungen vermieden werden.

Das Verhältnis zur bestehenden Netzreserve ist ein zentraler Diskussionspunkt. Die Kapazitätsreserve – gegebenenfalls als „Netzreserve 2.0“ – könne, so etwa die Länder Hamburg und Berlin, zum Teil die Funktion der Netzreserve übernehmen und, so etwa TenneT, den Redispatch-Bedarf in Süddeutschland decken. Hierfür könne sie auch nach Ansicht vieler Teilnehmer aus der Energiewirtschaft oder Bayerns eine regionale Komponente beinhalten. Unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber betonen, dass die jeweiligen Einsatzzwecke, die Beschaffung, die Präqualifikationsbedingungen, die Standorte und ein möglicher gleichzeitiger Einsatz von Anlagen für beide Zwecke dabei jedoch berücksichtigt werden müssten.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen eine wettbewerbliche Beschaffung der Kapazitätsreserve. Ein markt-basiertes Instrument stelle eine kosteneffiziente Beschaffung sicher. Eine ausreichende Vorlaufzeit sei für die Beschaffung erforderlich, um gegebenenfalls einen Neubau von Erzeugungsanlagen zu ermöglichen, so etwa die Übertragungsnetzbetreiber. BNE und TransnetBW hinterfragen, ob aufgrund der geringen potenziellen Anbieterzahl wettbewerbliche Preise erzielt werden könnten.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass bei einer Verzahnung der Kapazitätsreserve mit der Netzreserve eine wettbewerbliche Beschaffung nur beschränkt möglich sei. Zum einen bestünde, so die Übertragungsnetzbetreiber, in Süddeutschland ein geringes Kapazitätsangebot; zum anderen seien die Netzreserve-Anlagen sehr heterogen, sodass ein standardisiertes Produkt für eine Ausschreibung nur bedingt möglich sei. Vorstellbar wäre in den Augen der BNetzA daher ein zweistufiges Verfahren. Im ersten Schritt könnte eine bundesweite Ausschreibung für die Kapazitätsreserve erfolgen, an der auch Netzreserve-Anlagen teilnehmen könnten. In einem zweiten Schritt könnten noch fehlende, für die Netzstabilität notwendige Anlagen in Süddeutschland dann wie bisher über §13 a EnWG gesichert werden.

Zur Finanzierung des Einsatzes der Kapazitätsreserve werden konkrete Vorschläge gemacht. Um die Kosten des Einsatzes der Reserve möglichst verursachungsgerecht zu verteilen, sollten die Einsatzkosten nach übereinstimmender Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA über die Ausgleichsenergie refinanziert und nicht auf die Netzentgelte gewälzt werden. Von TenneT wird gefordert, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Lieferverpflichtungen nicht erfüllen können und die Reserve in Anspruch nehmen, mindestens einen Aufschlag in Höhe des höchsten Ausgleichsenergiepreises tragen sollten (siehe Maßnahme 19).

Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zu Teilnahmebedingungen an der Reserve

1. Technologieneutrales Instrument (etwa BDI, GEODE, IG BCE)
2. Keine Finanzierungsströme oder Zusatzrenten für emissionsintensive Kraftwerke (etwa BUND, NABU, WWF)
3. Grenzüberschreitende Teilnahme (etwa BfE Schweiz und weitere, e-control, Oesterreichs Energie)

Kapitel 2:

Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen, aber gemeinsame Anliegen

Bei der Grundsatzentscheidung divergieren die Positionen der Konsultationsteilnehmer. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer fordert die Einführung eines Kapazitätsmarktes, wobei unterschiedliche Modelle favorisiert werden. Ein anderer Teil der Konsultationsteilnehmer plädiert für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve. Einige wollen den Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve und einem Kapazitätsmarkt, wenn dieser wirklich nötig werde (2.1). Jenseits dieser Divergenzen lassen sich aber gemeinsame Anliegen der Befürworter beider Optionen erkennen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit garantieren (2.2); es soll zudem die Kosten begrenzen (2.3) sowie Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen (2.4).

2.1 Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen

Die Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Das Grünbuch hat eine grundsätzliche Frage aufgeworfen: Setzen wir auf den liberalisierten Strommarkt oder wollen wir regulatorisch eingreifen und einen zweiten Markt schaffen, auf dem Unternehmen für das Vorhalten von Kapazitäten zusätzliche Einkommensströme erhalten?

Die Antwort auf diese Frage ist richtungsweisend. Der Strommarkt 2.0 unterscheidet sich erheblich von einem Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Denn auf Kapazitätsmärkten wird ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) vergütet. Hierfür entstehen Kosten zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung des Stroms am Strommarkt. Die Stromversorger tragen die Kosten und legen sie auf die Verbraucher um. Im Strommarkt 2.0 wird Leistung implizit an den Strommärkten und explizit zum Beispiel an Regelleistungsmärkten und in Optionsverträgen vergütet (für eine Übersicht siehe Tabelle 1)⁵.

Tabelle 1: Die Funktionsweisen des Strommarktes 2.0 und des Kapazitätsmarktes unterscheiden sich

OPTION Strommarkt 2.0 <i>„Ein optimierter Strommarkt gewährleistet Versorgungssicherheit“</i>	OPTION Kapazitätsmarkt <i>„Der Staat muss handeln, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten“</i>
Funktionsweise <ul style="list-style-type: none"> • Der <u>Strommarkt</u> reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten <u>refinanziert</u> sich über den Strommarkt. • Der Staat setzt die Marktregeln. Die <u>Stromkunden</u> bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage das Kapazitätsniveau. • Leistung wird <u>implizit</u> am Strommarkt und <u>explizit</u> z. B. am Regelleistungsmarkt und in Options- und Lieferverträgen vergütet. 	Funktionsweise <ul style="list-style-type: none"> • Der <u>Kapazitätsmarkt</u> reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten <u>refinanziert</u> sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt. • Der <u>Staat</u> sorgt für ein höheres Kapazitätsniveau als der Strommarkt. • Leistung wird <u>explizit</u> am Kapazitätsmarkt vergütet.

Quelle: Eigene Darstellung

⁵ Eine detailliertere Darstellung beider Optionen befindet sich im Grünbuch des BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende, Kapitel 9.

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer unterstützt die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Dazu zählen insbesondere die beiden Länder Bayern und Baden-Württemberg sowie Unternehmen und Verbände der Energiewirtschaft. Einige dieser Konsultationsteilnehmer, etwa BDEW und VKU, unterstützen dabei neben der Einführung eines Kapazitätsmarktes zusätzlich die Einführung einer Reserve.

Zum Teil werden konkrete Modelle für einen Kapazitätsmarkt vorgeschlagen. Dabei wird vor allem für zwei Modelle plädiert: Viele Vertreter der Energiewirtschaft befürworten einen dezentralen Leistungsmarkt; die genannten Länder und mit ihnen auch Öko-Institut und WWF sprechen sich im Gegensatz dazu für einen fokussierten Kapazitätsmarkt aus. Andere Stellungnahmen, etwa aus dem Bereich der Gewerkschaften, favorisieren nicht explizit ein Modell, legen aber Kriterien fest, nach denen ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden sollte. Beispielsweise sollte ein Kapazitätsmarkt technologieoffen sein und marktbasierend ausgestaltet werden. Insgesamt müsste er, so etwa GDF SUEZ, transparente und berechenbare Rahmenbedingungen für Neuinvestitionen gewährleisten und europäisch abgestimmt werden.

Quantitative Auswertung der Stellungnahmen

Deutlich über die Hälfte der an der Konsultation teilnehmenden Organisationen hat sich zur Grundsatzfrage geäußert. 142 der 212 an der Konsultation teilnehmenden Organisationen äußern sich zur Grundsatzentscheidung. Hingegen äußern sich 444 der 484 Privatpersonen nicht zur Grundsatzentscheidung (siehe Abbildung 4).

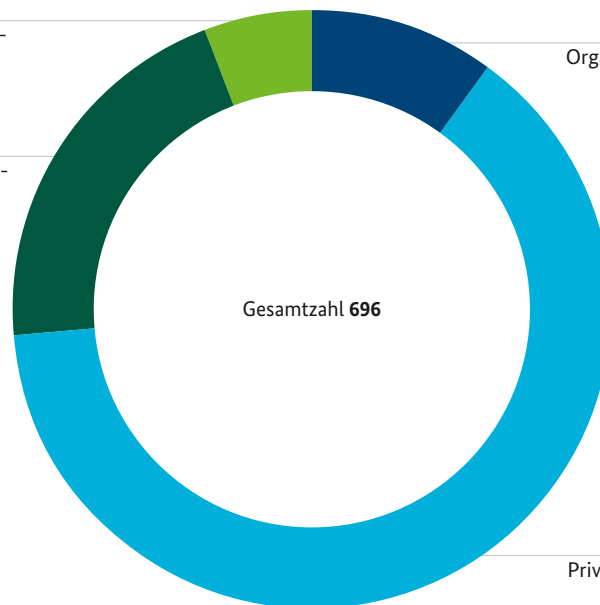
Viele der an der Konsultation teilnehmenden Organisationen haben sich klar zur Grundsatzentscheidung positioniert: 81 Organisationen sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, aus. 17 Organisationen sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve und einem Kapazitätsmarkt, aus, wenn dieser wirklich nötig werde. 25 Organisationen sprechen sich für einen Kapazitätsmarkt, gegebenenfalls plus Reserve aus. 19 Stellungnahmen legen sich nicht auf eine konkrete Position fest (siehe Abbildung 5).

Abbildung 4: Äußerungen zur Grundsatzentscheidung

Privatpersonen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **40**

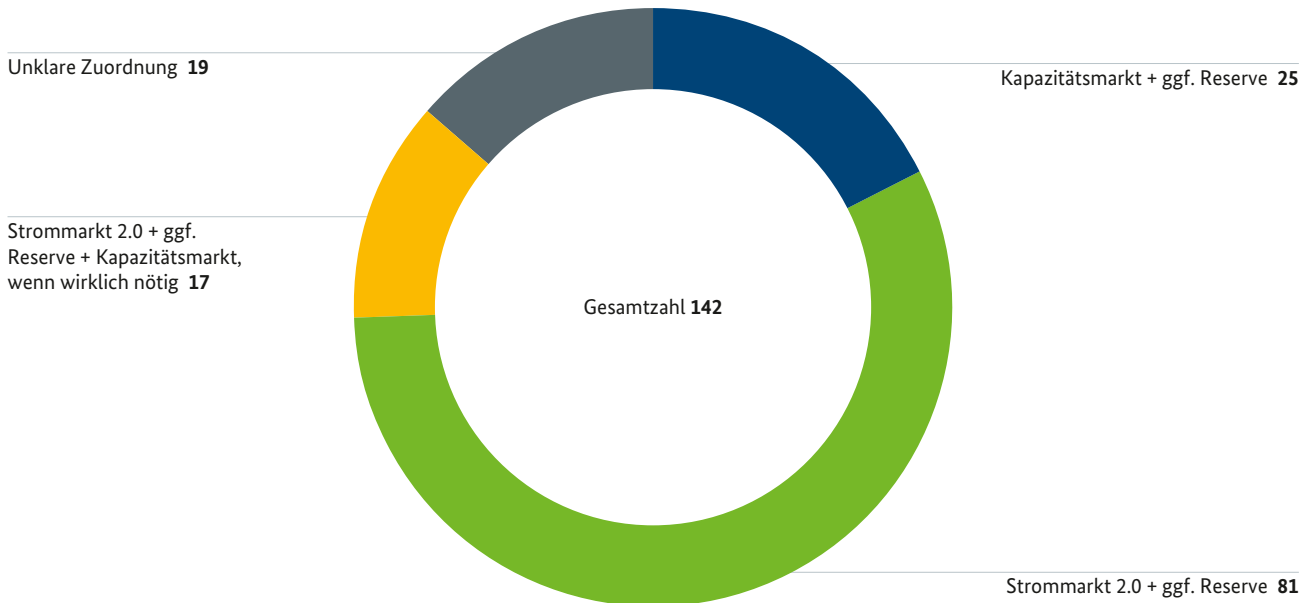
Organisationen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **142**

Organisationen, die sich **nicht** zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **70**



Privatpersonen, die sich **nicht** zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **444**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5: Positionen der Organisationen zur Grundsatzentscheidung¹

¹ Stellungnahmen der Organisationen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben

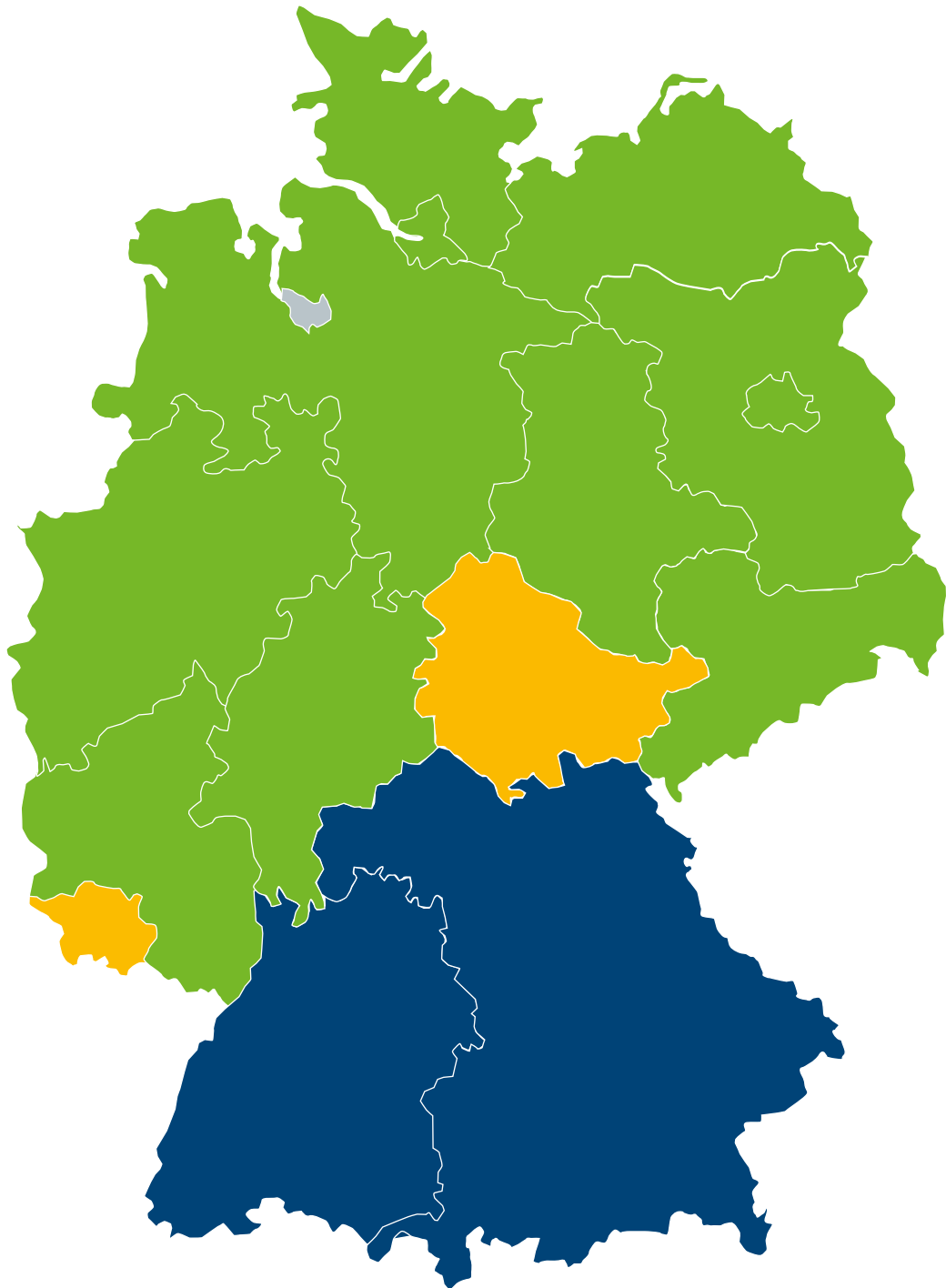
Quelle: Eigene Darstellung

Die Mehrzahl der Länder spricht sich für einen Strommarkt 2.0 aus. 15 der 16 Länder haben eine Stellungnahme zum Grünbuch abgegeben und sich zur Grundsatzentscheidung positioniert. Elf Länder – Berlin, Brandenburg, Hamburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein – sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve, aus. Die Länder Saarland und Thüringen äußern sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, und einen Kapazitätsmarkt, wenn dieser wirklich nötig sei. Thüringen hält „die Einführung eines Kapazitätsmarktes ausschließlich für den Fall eine denkbare Option, dass sich künftig weitere Maßnahmen für den Erhalt der Versorgungssicherheit als erforderlich erweisen sollten“. Das Saarland wiederum spricht von einem „dritten Weg“, wonach „ein Kapazitätsmarkt erst dann eingeführt [würde], wenn Gefährdungen der Versorgungssicherheit erkennbar sind“. Die Länder Baden-Württemberg und Bayern sprechen sich klar für die Einführung eines Kapazitätsmarktes, gegebenenfalls plus Reserve, aus (siehe Abbildung 6). Beide präferieren das Modell eines fokussierten Kapazitätsmarktes.

Auch einige Privatpersonen haben sich zur Grundsatzentscheidung positioniert. Von ihnen sprechen sich 17 für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, aus. 23 Privatpersonen haben sich zur Grundsatzentscheidung geäußert, ohne sich auf eine konkrete Position festzulegen.

Die quantitative Auswertung lässt wichtige Rückschlüsse zu, ist aber nur ein Teil der breiteren Auswertung der Konsultationsergebnisse. Alle Stellungnahmen zum Grünbuch sind wichtig für die Auswertung der Konsultation. Einige Stellungnahmen repräsentieren sogar ganze Industriezweige oder die Landesregierungen. Ein direkter Eins-zu-eins-Vergleich von Stellungnahmen ist daher nicht möglich.

Abbildung 6: Positionen der Länder zur Grundsatzentscheidung



■ Kapazitätsmarkt + ggf. Reserve ■ Strommarkt 2.0 + ggf. Reserve ■ Strommarkt 2.0 + Reserve + Kapazitätsmarkt, wenn wirklich nötig

Quelle: Eigene Darstellung

Die Befürworter tragen drei zentrale Argumente für die Einführung eines Kapazitätsmarktes vor:

- 1. Der Strommarkt setze keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Kapazitäten.** Dieses Argument findet sich insbesondere in den Stellungnahmen aus der Energiewirtschaft, aber auch der beiden Länder Bayern und Baden-Württemberg und von WWF. Der Strommarkt werde laut etwa DGB oder RWE sehr wahrscheinlich nicht die notwendigen Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Lastmanagementpotenziale anreizen. Die Konsultationsteilnehmer nennen unterschiedliche Gründe für ihre Position: An einem Strommarkt 2.0 müssten sich Kapazitäten über hohe Preisspitzen refinanzieren. Dies sei einerseits problematisch, da hohe Preisspitzen leicht medial angegriffen werden könnten und Marktmachtprobleme entstehen könnten. Die Politik würde sie nach Ansicht von Konsultationsteilnehmern wie etwa Stadtwerke Duisburg und Trianel daher nicht durchhalten. Andererseits würden Preisspitzen keine ausreichenden Investitionsanreize in Kapazitäten, Speicher und Lastmanagement setzen. Sie kämen zu spät und seien zu schlecht prognostizierbar. Durch die auf Marktmechanismen beruhende Refinanzierung von Kapazitäten werde Versorgungssicherheit privatisiert und damit unsicherer. Ein zusätzliches Problem sei – so etwa Thüga und VKU – die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Frankreich. Denn ein französischer Kapazitätsmarkt schwäche die Preisspitzen in Deutschland.
- 2. Kapazitätsmärkte müssten nicht zu unnötigen und sehr hohen Kosten führen.** Dies betonen die Befürworter von Kapazitätsmärkten wiederholt. Insbesondere sollten, so sehen das etwa manche Gewerkschaften, die Auswirkungen von Unsicherheiten für Investoren und nicht auszuschließende Marktmachtmissbräuche auf die Kosten des Strommarktes 2.0 berücksichtigt werden. Auch kritisieren etwa Baden-Württemberg und VKU, dass die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten Unsicherheiten in ihren Modellierungen und Kostenbewertungen nicht berücksichtigten. Bayern und Baden-Württemberg argumentieren, ein fokussierter Kapazitätsmarkt habe keine sehr hohen Mehrkosten. Befürworter des dezentralen Kapazitätsmarktes meinen ebenfalls, dass ein solcher nicht zu Mehrkosten führen müsse.
- 3. Kapazitätsmärkte müssten die Flexibilisierung des Gesamtsystems nicht verzögern.** Insbesondere ein fokussierter Kapazitätsmarkt, so dessen Befürworter, ermögliche den Einstieg in neue Finanzierungsstruktu-

ren für flexible Erzeugungsanlagen und Nachfrageflexibilität. Flexible und emissionsarme Erzeugungskapazitäten sowie Lastmanagement sollten in einem fokussierten Kapazitätsmarkt explizit gefördert werden. Vertreter eines dezentralen Modells sehen das anders: Flexibilitäten würden im dezentralen Leistungsmarkt dadurch unterstützt, dass Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche eine zentrale Rolle erhalten. Das Modell beruhe auf der Nachfrage und fördere Flexibilität.

Demgegenüber vertraut der größere Teil der Konsultationsteilnehmer grundsätzlich auf einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0). Dabei handelt es sich um eine große Gruppe an Konsultationsteilnehmern, von den meisten Bundesländern sowie Unternehmen der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftsverbänden, Industrieunternehmen und Wirtschaftsverbänden über Vertreter aus Nachbarstaaten bis hin zu Umweltverbänden. Viele dieser Konsultationsteilnehmer wollen den Strommarkt 2.0 mit einer Reserve absichern. Zum Teil, so etwa von Thüringen oder Wirtschaftsverbänden, wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes als ultima ratio gesehen, falls sich der Strommarkt 2.0 nicht bewähren sollte.

Die Konsultationsteilnehmer tragen drei zentrale Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) vor:

- 1. Ein weiterentwickelter Strommarkt könnte auch in Zukunft Versorgungssicherheit gewährleisten.** Diese Begründung wird von den Befürwortern des Strommarktes 2.0 breit getragen. In einem Strommarkt 2.0 würden sich, so etwa BEE, BKartA oder Wärtsilä, Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen über die Marktmechanismen refinanzieren. Unter anderem betonen BASF, TenneT und FÖS, die aktuell niedrigen Preise seien dabei eine normale Marktreaktion auf Überkapazitäten. Die Refinanzierung von Kapazitäten sei, so zum Beispiel BKartA, im Strommarkt 2.0 möglich, weil die Marktmechanismen über Preissignale – unter anderem der Terminmärkte – neben der erzeugten Arbeit auch die Bereitstellung von Leistung entlohnten. Unter anderem für Österreichs Energie ist daher wichtig, dass die Preisbildung in Zukunft frei bleibe und Preisspitzen im Großhandelsmarkt zugelassen würden. Rückwirkungen auf Verbraucher durch gelegentliche Preisspitzen blieben dabei gering. Dies sehen Wirtschaftsverbände, Länder und Verbraucherschützer so. Bei Bedarf könnten sich Verbraucher über ein großes Angebot von gesicherten Terminkontrakten absichern, so WV Stahl. Auch würden

starke Anreize zur Bilanzkreistreue in einem Strommarkt 2.0 Investitionen in Flexibilität unterstützen, so etwa Repower oder TenneT.

2. **Ein Kapazitätsmarkt wäre ein erheblicher Eingriff in den wettbewerblichen Strommarkt und mit großen (Kosten-) Risiken verbunden.** Dieses Argument findet sich in sehr vielen Stellungnahmen der Befürworter des Strommarktes 2.0. Ein Strommarkt 2.0 sei – so etwa BVMW – die kostengünstigere Alternative, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Viele Konsultationsteilnehmer betonen, dass Kapazitätsmärkte im Gegensatz dazu einen erheblichen und irreversiblen Eingriff in den Markt darstellen würden. Sie seien mit erheblichen Kosten, Überkomplexität, Marktmachtproblemen, Risiken und Nebenwirkungen verbunden. Auf verschiedene dieser Risiken weisen Konsultationsteilnehmer quer durch die Akteursstruktur hin. Unter anderem halten sie etwa BfE Schweiz und weitere sowie e-control für nicht oder nur schwer mit dem europäischen Binnenmarkt vereinbar.
3. **Ein Kapazitätsmarkt würde die notwendige Transformation des Energieversorgungssystems erschweren.** Diese Ansicht vertreten die Befürworter des Strommarktes 2.0 ebenfalls über alle Akteursgruppen hinweg, insbesondere aber mehrere Länder und die Vertreter der erneuerbaren Energien und Umweltverbände sowie UBA und BKartA. Dazu äußern verschiedene Teilnehmer unterschiedliche Gründe: Ein Strommarkt 2.0 stelle die nachhaltigere Alternative zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Kapazitätsmärkte hätten negative Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, würden die CO₂-Emissionen erhöhen, seien unökologisch und würden die Energiewende und die Erneuerung des Kraftwerksparks verzögern. Sie würden die Preissignale der Strommärkte schwächen und so die notwendige Flexibilisierung des Stromsystems behindern.

Zusätzlich fordern viele Konsultationsteilnehmer eine genauere Untersuchung der Potenziale von Lastmanagement. Diese Forderung stellen Konsultationsteilnehmer, die sich für einen Strommarkt 2.0 aussprechen, ebenso wie Konsultationsteilnehmer, die für einen Kapazitätsmarkt plädieren. Auswirkungen auf die Industrie sollten, so das Anliegen aus der Wirtschaft und von einzelnen Ländern, genauer untersucht werden. Auch fordern etwa Brandenburg oder EnerNoc eine Prüfung, ob weitere Schritte zur Unterstützung von Lastmanagement sinnvoll sind.

Trotz unterschiedlicher Positionen haben viele Teilnehmer gemeinsame, zentrale Anliegen. Diese Anliegen, Gespräche mit gesellschaftlichen Akteuren sowie verschiedene Gutachten und Studien hat das BMWi bei seiner Strommarktposition berücksichtigt (siehe Teil II).

Gemeinsame Anliegen: Risiken begrenzen, Chancen realisieren

Eine Grundsatzentscheidung zum Strommarktdesign ist notwendig. Die langjährige Diskussion, ob in Deutschland ein Kapazitätsmarkt nötig ist oder nicht, hat Erzeuger und Verbraucher verunsichert. Investitionsentscheidungen benötigen klare Rahmenbedingungen. Eine klare Entscheidung zum zukünftigen Strommarktdesign ist daher erforderlich.

Die Konsultation ist ein wichtiger Input für die Grundsatzentscheidung. Durch den Grünbuch-Weißbuch-Prozess ist eine möglichst transparente, klare und offene Entscheidung möglich. Zusätzlich zur Konsultation fließen Gutachten und fachliche Einschätzungen sowie eine Vielzahl an Gesprächen mit Behörden, Unternehmen, gesellschaftlichen Akteuren und Nachbarländern in die Grundsatzentscheidung mit ein.

Bei der Grundsatzentscheidung äußern die Akteure unterschiedliche Positionen. Es gibt keine eindeutige Einschätzung, die alle relevanten Akteure teilen. Einige Akteure sprechen sich für, einige gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes aus (siehe Kapitel 2.1).

Die Grundsatzentscheidung erfordert eine Abwägung von Risiken und Chancen. Die Grundsatzentscheidung soll die wesentlichen Risiken begrenzen und gleichzeitig den beteiligten Akteuren möglichst viele Chancen eröffnen, um die Zukunft positiv zu gestalten.

Die Konsultationsteilnehmer zeigen, welche Risiken und Kosten für sie zentral sind. Hauptanliegen der Konsultationsteilnehmer ist, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt. Dies solle das Hauptkriterium für das zukünftige Strommarktdesign sein. Zusätzlich sollten die Kosten begrenzt werden, die deutsche Wirtschaft von den Chancen der Energiewende profitieren und ein nachhaltiges Stromsystem ermöglicht werden.

Das BMWi greift die von den Konsultationsteilnehmern genannten Anliegen auf. Das Kapitel 3 stellt dar, wie die getroffene Grundsatzentscheidung die Anliegen der Konsultationsteilnehmer berücksichtigt.

2.2 Anliegen 1: Versorgungssicherheit gewährleisten

Die Konsultation zeigt, dass Versorgungssicherheit das oberste Kriterium für das zukünftige Strommarktdesign ist. Diese Einschätzung ist Konsens quer durch alle Akteursgruppen. Die Sicherheit der Energieversorgung sei eines der überragenden Ziele der Energiepolitik, so zum Beispiel VDMA oder VKU. Versorgungssicherheit sollte, dies betont etwa MIBRAG, daher auf dem heutigen, hohen Niveau erhalten bleiben. Nur bei weiterhin hohen Versorgungssicherheitsstandards, darauf weisen etwa EWE und die Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen ausdrücklich hin, bleibe die Akzeptanz für die Energiewende hoch.

Vielfach wird betont, dass Versorgungssicherheit ein zentraler Standortfaktor sei. Diese Einordnung findet sich insbesondere in den Stellungnahmen von Wirtschaftsverbänden und Gewerkschaften, aber auch der Länder Bayern und Nordrhein-Westfalen. Die sichere Stromversorgung, so etwa BDEW und ver.di, sei das Fundament für den Erfolg des Industrie- und Hochtechnologiestandorts Deutschland. Unter anderem betont BDI, dass die im internationalen Vergleich hohe Qualität der Versorgungssicherheit ein klarer Standortvorteil sei.

Einige Akteure fordern ein Monitoring der Versorgungssicherheit. Ein Monitoring solle, so etwa Baden-Württemberg und WWF, Versorgungssicherheit mit einer mehrjährigen Vorausschau untersuchen. TenneT schlägt vor, neue Ansätze und Methoden einzubeziehen. Bei der Betrachtung solle nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, von BDI sowie der Länder Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen auch die europäische Perspektive berücksichtigt werden (siehe Maßnahme 18).

Versorgungssicherheit sollte definiert werden. Nach Einschätzung etwa von BDI sei zentral, was mit Versorgungssicherheit gemeint sei und welches Niveau erreicht werden solle. Für eine Definition von Versorgungssicherheit seien verschiedene Konzepte denkbar. Neben dem Index SAIDI, der Auskunft über netzbedingte Versorgungsunterbrechun-

gen gibt, würden andere Länder probabilistische Ansätze verwenden, die Versorgungssicherheit als Wahrscheinlichkeitsgröße beschreiben. Mit diesen Indikatoren könnte ein Versorgungssicherheitsziel oder -standard festgelegt werden (siehe Maßnahme 18).

2.3 Anliegen 2: Kosten begrenzen

Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer fordert, die Kosten zu begrenzen. Kosteneffizienz solle für viele Konsultationsteilnehmer neben Versorgungssicherheit das zentrale Ziel des neuen Strommarktdesigns sein. Unnötige Kosten für Unternehmen und Verbraucher sollten, dies akzentuiert etwa BASF, vermieden werden. Strompreise für private Haushalte und Industrie sollten laut zum Beispiel IG BCE nicht mehr steigen. BEE, FÖS und Hamburg fordern, dabei auch externe Kosten, und unter anderem BDI und RAP, Auswirkungen auf Energieeffizienz zu berücksichtigen.

Kosten spielen aus Sicht unterschiedlicher Akteure bei verschiedenen Aspekten des Strommarktdesigns eine Rolle. Beispielsweise ermögliche ein europäischer Binnenmarkt Ausgleichseffekte und senke daher die Kosten. Darauf weisen etwa Wirtschaftsverbände, DGB und RAP hin. Ein technologieoffener Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, auch das eine breit getragene Position, senke Kosten, weil sich die billigsten Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb durchsetzen würden.

Zentral in der Konsultation ist für viele Teilnehmer, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erhalten bleiben muss. Für die Industrie seien, dies betonen etwa BDI, BASF und WV Stahl, wettbewerbsfähige Strompreise als Standortfaktor von zentraler Bedeutung. Das neue Marktdesign müsse, so BDI, „bei möglichst geringen Gesamtkosten unter Beachtung des Klimaschutzes und der Integration der erneuerbaren Energien in den Markt ausreichend gesicherte Leistung gewährleisten – und dies zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für die Industrie“. Dies gelte etwa für BASF insbesondere für die energieintensive Industrie.

Substantielle und unnötige Mehrkosten für Verbraucher sollten verhindert werden. Diese Position wird quer durch alle Akteursgruppen getragen. Mehrkosten für Verbraucher müssten ehrlich bei der Bewertung aller Instrumente und Optionen zur Absicherung des Strommarktes berücksichtigt werden, so VKU und BDEW. Sinkende Börsenstrompreise,

darauf legt Sachsen-Anhalt Wert, sollten verstärkt an Verbraucher weitergereicht werden. Auch Verteilungseffekte zwischen Verbrauchern und Erzeugern (so etwa vzbv) und zwischen energieintensiver Industrie, Gewerbe, Handel und Haushalten (so etwa das Forschungsinstitut IASS) sollten berücksichtigt werden. Kosten sollten in den Augen von FÖS also nicht nur minimiert, sondern auch gerecht verteilt werden.

Kosten durch neue Subventionen und Regulierungsrisiken sollten vermieden werden. Das ist eine weitere Forderung, die breiten Rückhalt findet. Politisch induzierte Kostensteigerungen und subventionsgetriebene Steigerungen von Stromkosten sollten etwa laut EIKE vermieden werden. Unter anderem Nordrhein-Westfalen betont, dass neue Subventionstatbestände, die nach Beseitigung der bestehenden Netzengpässe nicht mehr benötigt würden, vermieden werden sollten. Entscheidungen sollten möglichst reversibel bleiben. Darauf legen UBA und Berlin Wert. Auch sollten Risiken durch Marktmacht und bei der Parametrierung vermieden werden, so etwa das BKartA.

2.4 Anliegen 3: Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen

Entscheidungen zum Strommarktdesign sollten Rückwirkungen auf die Transformation des Stromversorgungssystems berücksichtigen. Diesen Gesichtspunkt stellen unterschiedlichste Akteure heraus, von BDI bis zu BUND, von BWE bis e2m und von der IG Metall bis zu BITKOM. Auch mehrere Länder stellen diese Forderung. Viele Akteure fordern nicht nur kosteneffiziente, sondern auch nachhaltige und umweltverträgliche Versorgungssicherheit. Ein Strukturwandel im deutschen Kraftwerkspark ist insbesondere aus Sicht von Umweltverbänden, IASS, SRU und Hessen notwendig, sollte jedoch nach Auffassung von BDI, IASS und Sachsen keine Vorfestlegungen für bestimmte Technologien beinhalten.

Das Strommarktdesign müsse ganzheitlich gedacht werden. Das ist eine breit getragene Forderung. Die Ziele der Energiewende sowie zum Ausbau der erneuerbaren Energien, das neue Strommarktdesign und die Klimaschutzstrategie der Bundesregierung müssten kohärent gestaltet werden. Eine isolierte Betrachtung der erneuerbaren Energien einerseits und der konventionellen Energien andererseits, so etwa AmCham Germany, sei nicht zielführend. Dem stimmt auch der BDI zu: Es sei eine „ganzheitliche Sichtweise“ nötig. Nur diese führe „zu einer gesamtkosteneffizi-

enten Lösung“. Für einige Privatpersonen, aber auch Niedersachsen ist die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende ein weiterer, wichtiger Faktor.

Viele Akteure betonen die Chancen, welche die Transformation des Stromversorgungssystems mit sich bringt.

RWE hebt hervor, dass die Energiewende mit Risiken, aber auch Chancen für die Beteiligten verbunden sei. BEE und Klima-Bündnis betonen, schon das Erneuerbare-Energien-Gesetz habe zu Innovationen, Technologieentwicklungen und Arbeitsplätzen geführt. Laut Sachsen bestünden heute zusätzlich im Bereich eines umweltgerechten Einsatzes konventioneller Energien Exportchancen für die deutsche Wirtschaft, wenn die Energiewende in Deutschland erneuerbare Energien mit einem umweltgerechten Einsatz konventioneller Energien kombiniere. Der BNE betont, Wirtschaftschancen könnten sich auch aus der Digitalisierung ergeben.

Die Energiewende biete die Chance, Innovationen zu entwickeln und die Industriegesellschaft zu modernisieren.

Trianel sieht die Energiewende als einen Innovationsmotor für effiziente Technologien, die CO₂-Emissionen reduzieren oder vermeiden und für die notwendige Flexibilität im Stromsektor sorgen. Laut BEE lasse gerade die Weiterentwicklung des Strommarktes vielfältige Innovationen erwarten. Zu den für die Energiewende wichtigen Innovationen gehörten, so etwa EnerNoc, unter anderem Speicher, Lastmanagement und der Anlagenbau hochflexibler, umweltschonender Kraftwerke. Wichtig ist dabei für BDI, dass die Industrie nur freiwillig und nach individueller betriebswirtschaftlicher Attraktivität Lastmanagement bereitstelle.

Voraussetzung für Innovationen seien marktbasierende Strukturen und freier Wettbewerb.

Diesen Aspekt führen verschiedene Akteure aus allen Bereichen an. Innovationen sollten über Marktgestaltung und nicht über künstliche Preisgrenzen angereizt werden. Das ist zum Beispiel VG PowerTech und BKartA wichtig. Der Markt entwickle selbständig neue Lösungen für die Energiewende. So unterstütze ein technologieoffener Wettbewerb für Flexibilitätsoptionen die für die Energiewende notwendigen Innovationen, so etwa Schleswig-Holstein. Hamburg betont zusätzlich, dass eine möglichst vollständige Internalisierung externer Kosten Innovationen anrege.

Entscheidend für eine erfolgreiche Transformation seien langfristig stabile Rahmenbedingungen.

Das ist ein Gesichtspunkt, der vor allem vielen Wirtschafts- und Ländervertretern wichtig ist. Das Marktdesign müsse langfris-

tig funktionieren, Strategieentscheidungen langfristig tragfähig sein (zum Beispiel VDMA, ZVEI).

Der Strommarkt sollte im Einklang mit den erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden. Diese Forderung wird von Teilnehmern aus allen Akteursgruppen erhoben. Wind und Photovoltaik seien die neuen Leittechnologien, hebt neben BEE, Vertretern der Wissenschaft und dem Land Rheinland-Pfalz etwa auch das Dänische Energieministerium hervor. Erneuerbare Energien seien, betont Sachsen-Anhalt, Taktgeber für das technische System und das Marketdesign. Auch erneuerbare Energien müssten sich daher stärker am Markt orientieren. Für den BDEW sollte ihre Marktintegration im Kontext des Grünbuchs angesprochen werden. Zudem müssten die Energiemärkte sich selbst entsprechend den Anforderungen des Transformationsprozesses weiterentwickeln, so mehrere Privatpersonen und unter anderem mehrere Länder.

Teil II:

Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0

Nach Abwägung aller Argumente hat sich das BMWi entschlossen, den Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln. Es wird einen verlässlichen Rechtsrahmen vorschlagen, auf den Investoren vertrauen können und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Grundlage dieser politischen Richtungsentscheidung sind die vorliegenden Gutachten, die Konsultation des Grünbuchs und zahlreiche Gespräche mit Ländern, Bundestagsfraktionen, Nachbarländern, der Europäischen Kommission sowie Unternehmen und Verbänden, unter anderem in der Plattform Strommarkt. Mit dieser Entscheidung für den Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. Drei Gründe motivieren diese Entscheidung: Der Strommarkt 2.0 gewährleistet erstens Versorgungssicherheit, ist zweitens kostengünstiger und ermöglicht drittens Innovationen und Nachhaltigkeit (Kapitel 3). Damit erfüllt er die Anliegen der Konsultationsteilnehmer. Maßnahmen aus drei Bausteinen entwickeln den derzeitigen Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiter (Kapitel 4).

Strommarkt 2.0 statt Kapazitätsmarkt: eine richtungsweisende Entscheidung

Die Entscheidung für das zukünftige Strommarktdesign gibt eine grundsätzliche politische Richtung vor. Sie bestimmt, unter welchen Voraussetzungen sich der Strommarkt in den kommenden Jahrzehnten entwickelt.

Die Entscheidung wird den Strommarkt in den kommenden Jahrzehnten prägen. Die Debatte über das Strommarktdesign hat die Marktakteure verunsichert. Kraftwerksbetreiber haben ihre Kapazitäten nicht stillgelegt, weil sie auf neue Zahlungen für diese Kraftwerke gehofft haben; Marktakteure haben Investitionen in Kapazitäten zurückgehalten, weil sie unsicher waren, wie sich der Markt zukünftig entwickeln würde. Daher ist die Entscheidung für einen Strommarkt 2.0 oder für einen Kapazitätsmarkt eine Grundsatzentscheidung. Das BMWi schafft mit seinem Regelungsvorschlag Planungssicherheit für die Investoren.

Das BMWi hat sich nach Abwägung aller Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) entschieden. Mit dieser Grundsatzentscheidung berücksichtigt das BMWi wichtige Gutachten und Studien zum Strommarktdesign. Dazu zählen unter anderem vier vom BMWi beauftragte Gutachten zum Strommarktdesign (Frontier, Formaet 2014, Frontier, Consentec 2014, r2b 2014, Connect 2014) sowie die Leitstudie Strommarkt 2015 (Connect 2015a). Das BMWi berücksichtigt auch die Ergebnisse der Konsultation (siehe Teil I), den Dialog mit den Teilnehmern der Plattform Strommarkt und zahlreiche Gespräche mit gesellschaftlichen Akteuren.

Mit dieser Entscheidung bekennt sich das BMWi zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. Bis 1998 hatten Stromversorger feste Versorgungsgebiete. Stromversorgung und Netze waren zumeist in einer Hand. Diese Monopole wurden aufgelöst. Seitdem sorgt Wettbewerb für eine effizientere Stromerzeugung. Parallel hat die Kopplung nationaler Märkte dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und gehandelt wird und weniger Kapazitäten national benötigt werden, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies senkt die Kosten der Stromversorgung. Der Strommarkt 2.0 baut auf dem liberalisierten, europäischen Markt auf und setzt diese Entwicklung weiter fort.

Kapitel 3:

Gründe für den Strommarkt 2.0

Das BMWi hat sich nach Abwägung aller Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) entschieden. Maßgeblich für die Entscheidung sind drei Gründe: Erstens gewährleistet der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit (3.1); zweitens ist der Strommarkt 2.0 kostengünstiger (3.2); drittens ermöglicht der Strommarkt 2.0 Innovationen und Nachhaltigkeit (3.3).

3.1 Grund 1: Der Strommarkt 2.0 gewährleistet Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit hat in einem Industrieland wie Deutschland eine sehr hohe Bedeutung und darf nicht gefährdet werden. Das BMWi ist überzeugt, dass ein weiterentwickelter Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten kann: Für die kommenden Jahre reichen die vorhandenen Kapazitäten (Erzeuger oder flexible Verbraucher) aus. Darüber hinaus können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Ausreichende Deckungsbeiträge können Kapazitäten zum Beispiel auf den kurzfristigen Spotmärkten, den langfristigen Terminmärkten, den Regelleistungsmärkten sowie in Options- oder Absicherungsverträgen erzielen. Damit diese Refinanzierung über Marktmechanismen funktioniert, muß die Preisbildung frei bleiben. Zudem setzt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem den Stromlieferanten starke Anreize dafür, die Bilanzkreise auszugleichen und ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

Der Strommarkt 2.0 gewährleistet eine sichere Versorgung mit Strom

Versorgungssicherheit am Strommarkt ist gegeben, wenn sich Angebot und Nachfrage jederzeit ausgleichen können. Verbraucher können dann immer Strom beziehen, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten). Es müssen daher auch in Zeiten der höchsten (nicht durch Windkraft und Photovoltaik gedeckten) Nachfrage ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Zu Kapazitäten gehören neben konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen auch flexible Verbraucher und Speicher. Diese Kapazitäten müssen im erforderlichen Umfang kontrahiert und eingesetzt werden. Versorgungssicherheit ist das zentrale Anliegen der Konsultationsteilnehmer zur Grundsatzentscheidung (siehe Kapitel 2).

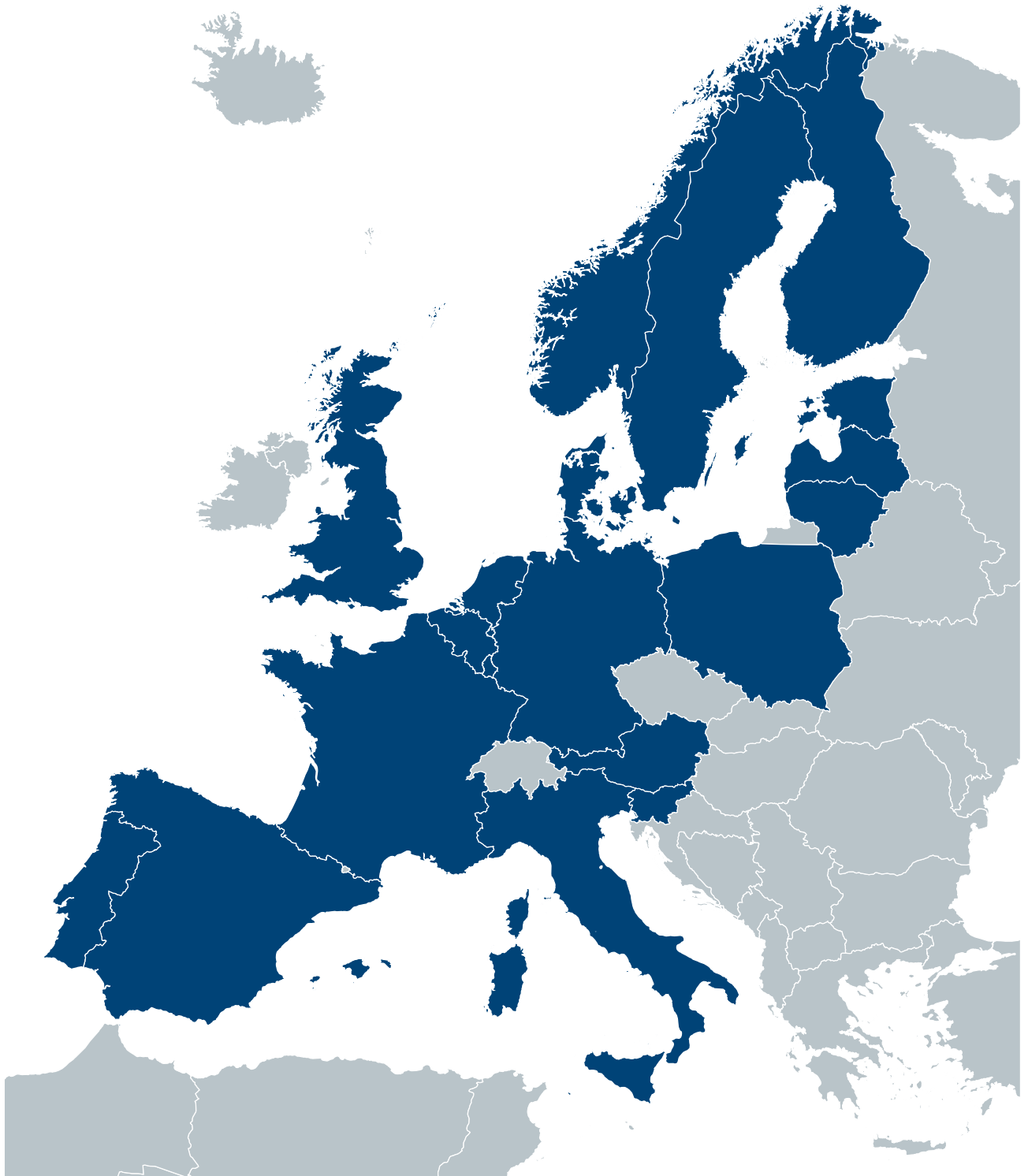
Versorgungssicherheit muss europäisch gedacht werden.

Deutschland liegt geographisch in der Mitte Europas. Bereits heute ist der deutsche Strommarkt eng mit den Strommärkten seiner Nachbarländer verbunden (siehe Abbildung 7). Die derzeit nutzbaren Transportkapazitäten liegen bei ungefähr 20 GW und ermöglichen den grenzüberschreitenden Stromhandel (r2b 2014). Durch großräumige Ausgleichseffekte, insbesondere bei den Höchstlasten und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann im europäischen Binnenmarkt Versorgungssicherheit kostengünstiger erreicht werden. Die gemeinsame Höchstlast ist geringer als die Summe der nationalen Höchstlasten. Es müssen daher weniger Kapazitäten (konventionelle und erneuerbare Kraftwerke, Lastmanagement und Speicher) vorgehalten werden.

Zwei neue Berichte zeigen: Im für Deutschland relevanten Marktgebiet reichen die Kapazitäten in den kommenden Jahren aus. Derzeit bestehen 60 GW Überkapazitäten im deutschen und europäischen Strommarkt (ÜNB 2014, ENTSO-E 2014). Auch in den kommenden Jahren wird es in diesem Gebiet ausreichend Kapazitäten geben. Dies bestätigen zwei aktuelle Berichte zur Entwicklung der Versorgungssicherheit, die auf den Best-Guess-Prognosen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber – das heißt, die aus Sicht der europäischen Übertragungsnetzbetreiber wahrscheinlichste Entwicklung – für die Kapazitätsentwicklung basieren.⁶ Sie betrachten die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz und die Benelux-Staaten

⁶ Die Best-Guess-Prognosen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber vernachlässigen dabei sogar die Potenziale von Netzersatzanlagen und berücksichtigen nur sehr geringe Anteile der nutzbaren Potenziale für Lastmanagement. Flexibilitätsoptionen wie Netzersatzanlagen und Lastmanagement können jedoch künftig einen verstärkten Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern.

Abbildung 7: Marktgebiet der nordwesteuropäischen Marktkopplung der Day-Ahead-Märkte



Quelle: Connect (2015a)

für den Zeitraum bis 2021 (Pentalaterales Energieforum 2015) sowie Deutschland und seine „elektrischen“ Nachbarländer für den Zeitraum bis 2025 (Consentec, r2b 2015). Beide Berichte markieren Meilensteine im Monitoring der Versorgungssicherheit in Strommärkten. Zum ersten Mal berücksichtigen die Berechnungen Ausgleichseffekte durch den Stromaustausch zwischen den Ländern. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Ausgleichseffekte wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Die Berichte zeigen auch: Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird der länderübergreifende Stromtausch wichtiger. Die Analysen von Consentec und r2b Energy Consulting haben unter anderem die residuale Höchstlast für Deutschland und seine „elektrischen Nachbarländer“ vertieft untersucht. Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist. Die Analysen zeigen: Im für Deutschland relevanten, auch seine „elektrischen Nachbarn“ einbeziehenden Marktgebiet ist die *zeitgleiche* residuale Höchstlast um mindestens 10 GW in 2015 und mindestens 20 GW in 2025 niedriger als die Summe der jeweiligen nationalen residualen Höchstlasten in demselben Gebiet. Diese länderübergreifenden Ausgleichseffekte sind im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Transportkapazitäten am Strommarkt nutzbar. Durch diese länderübergreifenden Effekte kann Versorgungssicherheit kostengünstiger erreicht werden, weil weniger Kapazitäten vorgehalten werden müssen.

BMWi-Gutachter: Der Strommarkt 2.0 kann Versorgungssicherheit langfristig gewährleisten. 2014 hat das BMWi vier Gutachten zum Strommarkt veröffentlicht (Frontier, Consentec 2014, Frontier, Formaet 2014, Connect 2014, r2b 2014). Die Beratungsunternehmen Frontier Economics, Formaet, Connect Energy Economics und r2b Energy Consulting haben in diesen Gutachten untersucht, ob der Strommarkt grundsätzlich ausreichend Kapazitäten anreizt, um Verbraucher zuverlässig mit Strom zu versorgen, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass ein weiterentwickelter Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizen kann, um eine sichere Stromversorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Dabei haben sie Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen berücksichtigt.

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen sich nicht alle, sondern nur die benötigten Kapazitäten refinanzieren. In den kommenden zehn Jahren werden voraussichtlich kaum neue Kraftwerke gebraucht. Über die im Bau befindlichen Kraftwerke und die Reaktivierung einiger vorübergehend stillgelegter Anlagen hinaus werden nur wenige Spitzenlastkapazitäten wie zum Beispiel Motor-kraftwerke und Gasturbinen benötigt (r2b 2014). Diese flexiblen Anlagen haben geringe Investitionskosten und können in kurzer Zeit gebaut werden. Ihr Betrieb ist auch bei geringen Ausnutzungsdauern rentabel. Zugleich werden andere Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen eine größere Bedeutung erlangen.

Eine Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung ab. Mit einer Kapazitätsreserve stellen wir dem Strommarkt 2.0 eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Im Unterschied zum „Kapazitätsmarkt“ umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können.

Funktionsweise des Strommarktes⁷

Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten. Strom wird an der Börse und außerbörslich gehandelt. An den Strombörsen können Unternehmen standardisierte Produkte an kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten kaufen und verkaufen. Außerbörslich schließen die Akteure bilaterale, nicht standardisierte Verträge ab. Zusätzlich schreiben die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung aus, um unvorhersehbare Abweichungen auszugleichen.

Die Teilmärkte ermöglichen kurz- und langfristigen Stromhandel. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden Stromlieferungen für den

⁷ Die Funktionsweise des Strommarktes ist in Kapitel 1 des Grünbuchs ausführlich erläutert.

kommenden Tag gehandelt. Auf dem Intraday-Markt können die Marktteilnehmer bis 45 Minuten vor Lieferung Strom handeln. An den Terminmärkten können Unternehmen Lieferungen mehrere Jahre im Voraus handeln. Die entsprechenden Produkte heißen an der Börse „Futures“. Diese können beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX) bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden. Außerbörslich wird von „Forwards“ gesprochen.

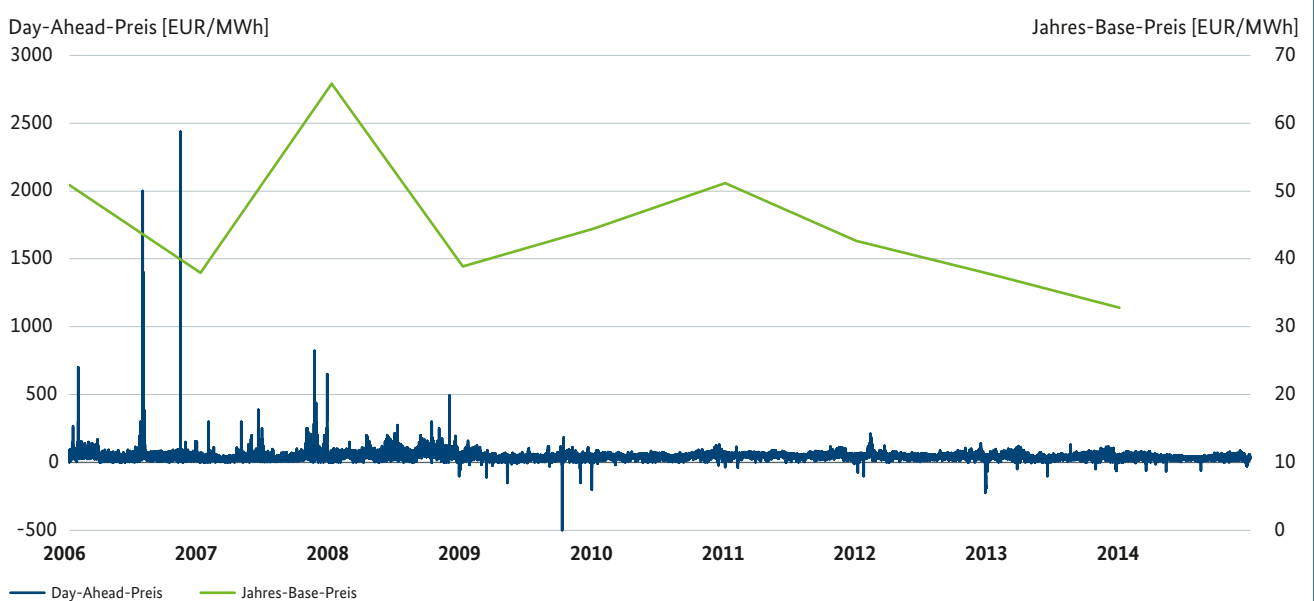
Der Börsenpreis ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Am Strommarkt kommen zuerst die Anbieter mit den geringsten variablen Kosten zum Einsatz („Merit-Order“). Dies minimiert die Kosten der Stromversorgung. In einem wettbewerblichen Strommarkt entspricht der Börsenpreis für Strom den variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage im Einsatz. Diese Anlage wird dann „Grenzanlage“, der Börsenpreis dann „Grenzkostenpreis“ genannt. Bei hoher Stromnachfrage können auch flexible Verbraucher auf Basis ihrer Opportunitätskosten Angebot und Nachfrage zusammenführen. In diesem Fall setzen die Nachfrager den Strompreis.

Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten refinanzieren

Der Abbau von Überkapazitäten und der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie verändern die Marktpreise, nicht aber die Marktmechanismen. Die grundsätzlichen Marktstrukturen wie die Spot- und Terminmärkte, der außerbörsliche Handel und die Regelleistungsmärkte bleiben bestehen (siehe Kasten zur Funktionsweise des Strommarktes, S. 36f). Allerdings verändern sich die Marktpreise. Dies hat zwei zentrale Gründe:

- **Erstens führt der Abbau von Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken zu mehr Knappheiten im Stromsystem.** Preisspitzen signalisieren diese Knappheiten. Häufigkeit und Höhe der Preisspitzen hängen vor allem von Umfang und Art der genutzten Flexibilitätsoptionen ab (Connect 2015a, r2b 2014, Frontier, Formaet 2014). In einem flexiblen Markt kann man erwarten, dass sich regelmäßige, moderate Preisspitzen auf dem Großhandelsmarkt einstellen. In der heutigen Marktsituation spiegeln sich die bestehenden Überkapazitäten in nicht vorhandenen Preisspitzen und niedrigen Preisen der langfristigen Verträge wider (siehe Abbildung 8)⁸.

Abbildung 8: Die bestehenden Überkapazitäten verhindern Preisspitzen und senken die Preise am Großhandelsmarkt



Quelle: Connect (2015a)

⁸ Die Preise heute sind vergleichbar mit denen der Anfangsjahre der Liberalisierung, als in der Monopolzeit aufgebaute Überkapazitäten ebenfalls zu einem niedrigen Preisniveau und geringer Preisvolatilität führten (Connect 2015).

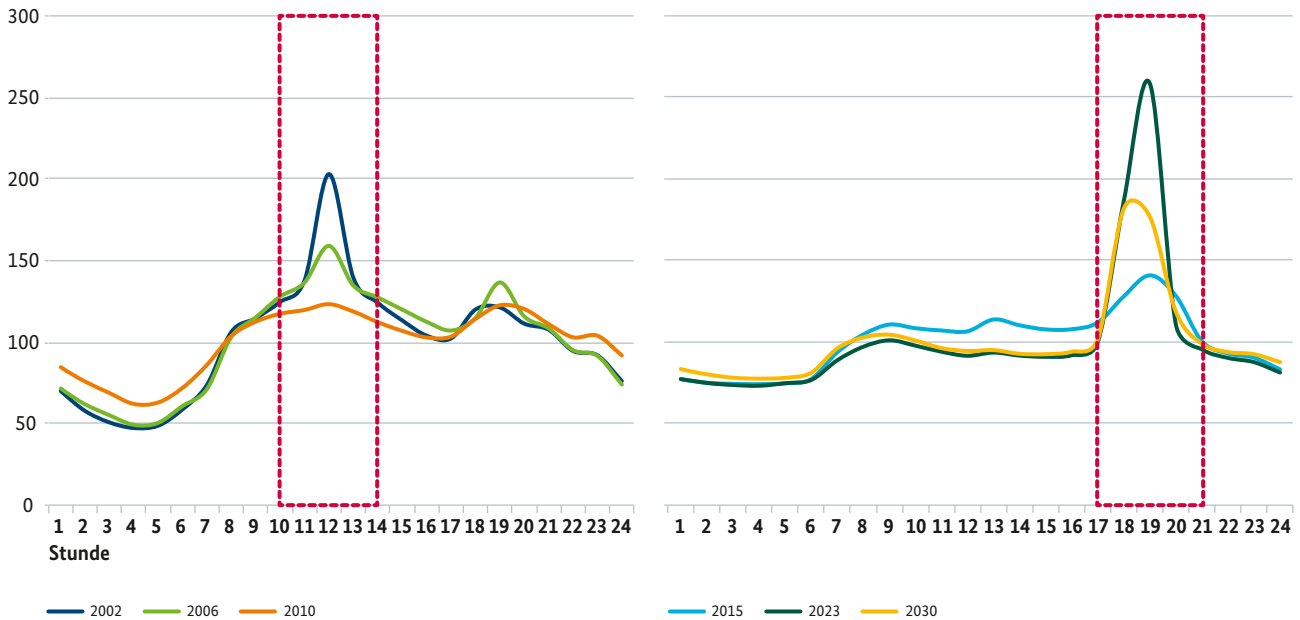
- Zweitens verändert der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie, wann welche Kapazitäten die Strompreise setzen.** Mit dem Ausbau von Wind- und Sonnenenergie decken nach Anpassungen im Kraftwerkspark immer mehr flexible Kapazitäten (Spitzenlastkapazitäten) anstelle großer Kraftwerke (Grundlastkapazitäten) die restliche Nachfrage. Während die variablen Kosten von Wind und Sonne bei nahe null liegen, haben die flexiblen Kapazitäten höhere variable Kosten. Daher wird der Strompreis zukünftig stärker und häufiger schwanken: in Zeiten von viel Wind und Sonne wird er niedrig sein, bei Flaute und Dunkelheit wird er durch relativ teure, flexible Kapazitäten bestimmt. Strom aus Photovoltaikanlagen senkt die traditionell hohen Preise in der Mittagszeit. Stattdessen treten Preisspitzen zukünftig vermehrt in den frühen Abendstunden auf (siehe Abbildung 9).

Der Strommarkt 2.0 bietet weiterhin verschiedene Refinanzierungsmöglichkeiten für die benötigten Kapazitäten. Kapazitäten wie konventionelle Kraftwerke können weiterhin an den kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten teilnehmen sowie außerbörslich mit Strom handeln. Auch können sie zum Beispiel durch die Bereitstellung von Regelleistung weitere Einkommen erzielen (siehe Kasten zur Refinanzierung von Kapazitäten, S. 41).

Die Strompreise ermöglichen weiterhin Deckungsbeiträge für häufig benötigte Kapazitäten. Der Börsenpreis für Strom entspricht in der Regel den variablen Kosten der teuersten benötigten Erzeugungsanlage. Kapazitäten, deren variable Kosten geringer sind als die variablen Kosten der teuersten benötigten Erzeugungsanlage, erwirtschaften daher Deckungsbeiträge: Sie erwirtschaften eine Marge zur Deckung ihrer fixen Betriebs- und Kapitalkosten, da der Börsenpreis für Strom höher ist als ihre variablen Kosten.

Abbildung 9: Höhere Preise verlagern sich zukünftig tendenziell von der Mittagszeit in die frühen Abendstunden

Prozent des Base-Preises des jeweiligen Jahres



Quellen: Frontier, Formaet (2014) und BET (2015)

Preisspitzen ermöglichen Deckungsbeiträge für nur selten benötigte Kapazitäten. Positive Preisspitzen ermöglichen zusätzliche Deckungsbeiträge für alle benötigten Kapazitäten: In Zeiten von sehr hoher Nachfrage können entweder Anlagen Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten durchsetzen oder der Ausgleich erfolgt über Lastmanagement. In beiden Fällen kann der Börsenpreis über die variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage steigen und somit dieser Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von fixen Betriebskosten und Kapitalkosten ermöglichen.

Häufige, moderate Preisspitzen reichen für die Refinanzierung aus. In den Modellrechnungen des Strommarktgutachtens von r2b im Auftrag des BMWi (r2b 2014) liegen die für die Refinanzierung der Investitionen erforderlichen Preisspitzen weit unter der technischen Preisgrenze des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT. Dabei liegen die zehn teuersten Stunden im Jahr 2020 im Durchschnitt unter 200 Euro/MWh und die teuerste Stunde bei rund 400 Euro/MWh. Im Jahr 2030 liegen die zehn teuersten Stunden unter 700 Euro/MWh und die teuerste bei rund 1200 Euro/MWh (r2b 2014). Sollten Lastmanagement und Netzersatzanlagen in geringerem Umfang zur Verfügung stehen als im Gutachten angenommen, funktioniert der Strommarkt 2.0 dennoch. Dann sind die Preisspitzen höher, aber gleichzeitig auch seltener.

Langfristige Verträge bieten weiterhin Refinanzierungsmöglichkeiten für planbare Kapazitäten. Über langfristige Verträge sichern sich Käufer – zum Beispiel Stromlieferanten oder Großverbraucher – gegen das Risiko von Preisschwankungen am Strommarkt ab. Dafür sind sie bereit, Prämien zu zahlen. Dies eröffnet den Verkäufern zusätzliche Erlösmöglichkeiten. Langfristige Verträge reizen daher im Strommarkt 2.0 zusammen mit Preisspitzen an den Spotmärkten und anderen Refinanzierungsmöglichkeiten Investitionen in die benötigten Kapazitäten an.

Bereits heute entlohnen langfristige Lieferverträge Kapazitäten für die Planbarkeit ihrer Produktion. An den Terminmärkten kann Strom für eine zukünftige Lieferung für einzelne Tage, Wochen, Monate und Quartale bis hin zu ganzen Jahren gehandelt werden. Der Käufer – zum Beispiel ein Industrieunternehmen – zahlt eine zusätzliche Prämie dafür, dass er die Menge Strom zu einem im Voraus bekannten und sicheren Preis erhält. Über diese langfristigen Lieferverträge können planbare Kapazitäten sogar direkt von einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien profitieren. Hat ein Stromerzeuger seine Erzeu-

gungskapazität bereits zuvor am Terminmarkt verkauft, kann er seine unternehmerische Strategie so auslegen, dass er von einer großen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom profitiert. Fallen die Strompreise am Spotmarkt unter die variablen Kosten seiner eigenen Anlage, dann kann er seine Produktion drosseln oder ganz abschalten, Strom zu geringeren Preisen am Spotmarkt kaufen und damit seine Lieferverpflichtung erfüllen. Damit spart er Brennstoffkosten und erfüllt dennoch seine Verpflichtung zur Lieferung von Strom.

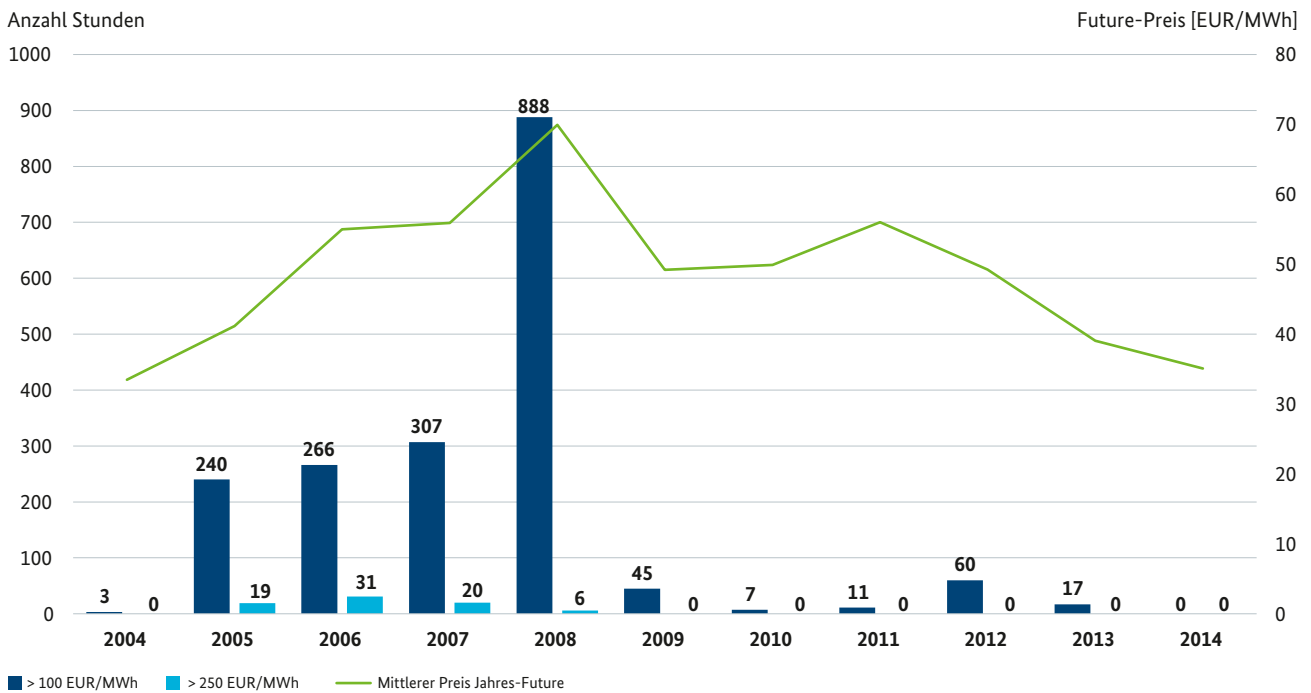
Verbraucher können sich gegen Preisspitzen absichern und über langfristige Verträge von ihrer Flexibilität profitieren. Stromanbieter bieten Haushaltskunden Tarife auf Basis der durchschnittlichen Großhandelspreise an. Selbst deutliche Preisspitzen in wenigen Stunden haben kaum einen Einfluss auf den durchschnittlichen Großhandelspreis. Haushaltskunden sind durch feste Tarife gegen Preisspitzen am Großhandelsmarkt abgesichert. Industrielle Großverbraucher können hingegen über langfristige Verträge von Preisspitzen sogar profitieren: Sie sichern sich langfristig ihre Stromlieferungen zu günstigen Preisen. Bei Preisspitzen am Großhandelsmarkt können sie dann zusätzliche Erlöse erzielen, indem sie bereits zu einem geringeren Preis beschafften Strom am Großhandelsmarkt wieder verkaufen – soweit sie in der Lage sind, ihre eigene Stromnachfrage zeitlich zu verschieben.

Langfristige Options- oder Absicherungsverträge bieten zusätzliche Möglichkeiten zur Absicherung von Risiken. Neben langfristigen Lieferverträgen gibt es auch langfristige Verträge, die Preis- und Mengenrisiken absichern. Optionsverträge geben Akteuren beispielsweise das Recht, Strom zu einem vorbestimmten Preis zu kaufen oder zu verkaufen. Sie ermöglichen eine Ersatzbeschaffung, wenn sich die Strompreise an der Strombörse ungünstig entwickeln. Kauft zum Beispiel ein Industrieunternehmen nur einen Teil seines Strombedarfs über langfristige Lieferverträge, kann es zusätzlich eine Kauf-Option erwerben: Entwickeln sich die Preise ungünstig, setzt das Unternehmen die Option ein und erhält Strom zu einem vorab bekannten Preis. Entwickeln sich die Preise günstig, kauft das Unternehmen Strom am Spotmarkt und lässt die Option verfallen. Unabhängig davon, ob das Unternehmen die Option einsetzt, erzielt der Verkäufer Einnahmen über den Verkauf der Option. Damit sich Unternehmen in Zukunft noch besser gegen Preisspitzen absichern können, entwickeln die Strombörsen derzeit neue Produkte (siehe Kasten zu den Aktivitäten der Strombörsen, S. 55f).

Volatilere Preise stärken die Refinanzierungsmöglichkeiten aus langfristigen Verträgen für planbare Kapazitäten. Die Preise der langfristigen Verträge spiegeln auch wider, wie häufig Akteure Preisspitzen erwarten und wie viel sie bereit sind, für die Absicherung gegen diese Preisspitzen zu bezahlen. Grundsätzlich gilt dabei: Je stärker Knappheiten sich in Preisspitzen widerspiegeln, desto stärker steigen die durchschnittlichen Preise in den langfristigen Verträgen (siehe Abbildung 10). Wie stark dieser Zusammenhang ist, hängt unter anderem davon ab, wie stark sich nicht nur die Verbraucher, sondern auch die Stromerzeuger gegen Risiken absichern wollen. Als Ergebnis entstehen volkswirtschaftlich effiziente Preise, welche eine Refinanzierung der Kapazitäten zu den für die Verbraucher geringstmöglichen Kosten ermöglichen.

Der Abbau von Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken und der Ausbau erneuerbarer Energien verändern die Strategien der Marktakteure. Marktakteure optimieren den Einsatz ihrer Kapazitäten zwischen den bestehenden Märkten. Dabei schätzen sie individuell ihre Chancen und Risiken anhand der erwarteten Preisentwicklungen ab. Zum Beispiel kann sich ein flexibles Kraftwerk gegen eine höhere Preisvolatilität am Spotmarkt absichern. War es zuvor hauptsächlich an den Spotmärkten aktiv, kann es zukünftig verstärkt einen großen Anteil seiner Stromproduktion über langfristige Lieferverträge oder Optionsverträge verkaufen. Je nachdem, wie sich die Preise entwickeln, verkauft es zusätzlich einen kleineren Anteil seiner Produktion an den Spot- oder Regelleistungsmärkten.

Abbildung 10: Häufigkeit von Preisspitzen auf dem Day-Ahead-Markt und durchschnittliche Preise von Jahres-Futures in der deutsch-österreichischen Marktzone



Quelle: Connect (2015a)

Refinanzierung von Kapazitäten über Marktmechanismen

Der Strommarkt bietet viele Refinanzierungsmöglichkeiten. Kapazitäten wie konventionelle Kraftwerke, Speicher und flexible Verbraucher können an verschiedenen Märkten teilnehmen:

- an langfristigen Terminmärkten,
- an kurzfristigen Spotmärkten sowie
- an Regelleistungsmärkten.

Zusätzlich können sie:

- außerbörslich Strom kaufen und verkaufen oder
- sich und andere Marktakteure über bilaterale Verträge (Options- und Absicherungsverträge) absichern.

Zusätzliche Aktivitäten generieren weitere Einkommensmöglichkeiten. Beispielsweise können Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke neben Strom auch Wärme verkaufen.

Der Strommarkt vergütet neben Arbeit auch Leistung. Arbeit umfasst die bereitgestellte Energie (man spricht dann von Kilowatt- oder Megawattstunde). Leistung beschreibt die Erzeugungskapazität und damit die Möglichkeit zur Energiebereitstellung (man spricht dann von Kilo- oder Megawatt). An den Spotmärkten wird *explizit* nur elektrische Arbeit gehandelt. Daher wird oft vom „Energy only Markt“ gesprochen. *Implizit* vergütet der bestehende Strommarkt Leistung durch unbedingte Lieferverpflichtungen auf Terminmärkten, Spotmärkten und in Strombezugsverträgen. *Explizit* vergütet der Strommarkt Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder Absicherungsverträgen.

Um sich zu refinanzieren, müssen neue Kapazitäten ausreichend Deckungsbeiträge erzielen. Einerseits haben Kapazitäten *variable Kosten*. Die variablen Kosten entstehen beispielsweise durch den Betrieb eines Kraftwerks. Sie hängen dann hauptsächlich von den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad der Anlage oder den CO₂-Kosten ab. Andererseits haben Kapazitäten so genannte *Fixkosten*. Diese sind vor allem Kapital-, Wartungs- und Personalkosten. Damit sich eine neue Erzeugungskapazität refinanzieren kann, muss sie neben ihren variablen auch diese Fixkosten decken (durch Deckungsbeiträge). Die Marktakteure orientieren sich bei Investitionsentscheidungen an Marktpreisprognosen und langfristigen Preisentwicklungen.

Damit die Marktmechanismen funktionieren, setzt der Strommarkt 2.0 auf freie Preisbildung und starke Anreize zur Bilanzkreistreue

Strompreise senden wichtige Signale an die Marktakteure. An der Strombörse gibt es heute keine regulatorischen Preisobergrenzen, sondern nur sehr hohe technische Limits. Diese kann die Börse bei Bedarf anpassen. Innerhalb der technischen Limits können die Preise am Spotmarkt bereits heute auf mehrere tausend Euro ansteigen. Außerbörslich und im Ausgleichsenergiesystem gibt es keine Preisgrenzen. Eine freie Preisbildung ist im Strommarkt 2.0 wichtig, da sich knappe Kapazitäten in Preisspitzen widerspiegeln. Diese Preisspitzen und ihre Erwartung setzen Anreize für Erzeuger und Verbraucher, in Kapazitäten zu investieren.

Im Strommarkt 2.0 bleibt daher die Preisbildung frei. Damit zukünftige Preisspitzen Investitionen in Kapazitäten anreizen können, müssen Investoren darauf vertrauen können, dass die Politik bei hohen Preisspitzen nicht in den Markt eingreift. Baustein 1 des Strommarktes 2.0 sorgt dafür, dass die Preisbildung wettbewerblich erfolgt und auch Preisspitzen auftreten können (siehe Kapitel 4). Damit entsteht für zukünftige Investitionen Planungssicherheit.

Bei freier Preisbildung sind in der Regel moderate Preisspitzen zu erwarten. Die im Auftrag des BMWi erstellten Strommarktgutachten zeigen, dass Preisspitzen in einem flexiblen Markt beispielsweise durch den Einsatz von Lastmanagement und Netzersatzanlagen in der Regel nur in moderater Höhe zu erwarten sind. Wenn viel Lastmanagement und Netzersatzanlagen mit niedrigen Grenzkosten

nutzbar sind, können sie die Strompreise verstetigen (siehe auch Grünbuch S. 47). Für Extremsituationen sollten jedoch temporär auch höhere Preise möglich sein. Zum Beispiel können Extremsituationen nicht völlig ausgeschlossen werden, bei denen größere Erzeugungsleistungen bei gleichzeitig hoher Last und geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausfallen. Auch kann es in der Übergangsphase vereinzelt zu höheren Preisspitzen kommen, bis die Marktakteure ihre Kapazitäten aktivieren oder ihre Betriebs- und Handelsprozesse anpassen. Die Preisspitzen dienen in solchen Fällen als Signal, dass der Markt mehr Flexibilität nachfragt. Sie sind daher notwendig und müssen zugelassen werden. Dies hat sich in der Vergangenheit bei Situationen mit negativen Preisen gezeigt. Zunächst traten verstärkt negative Preisspitzen auf, dann reagierten die Marktakteure. Seitdem bewegen sich die negativen Preise trotz weiteren Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie auf einem konstant moderaten Niveau (Energy Brainpool 2013, Connect 2015a). Die Preisspitzen wirken sich nur geringfügig auf den durchschnittlichen Strompreis aus, da sie insgesamt nur in wenigen Stunden auftreten.

Starke Anreize zur Bilanzkreistreue sorgen für Versorgungssicherheit. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für eine sichere Stromversorgung. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Es umfasst die Bilanzkreispflicht, das Ausgleichsenergiesystem sowie die Pflicht zur Bilanzkreistreue (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43). Der Baustein 2 des Strommarktes 2.0 sorgt dafür, dass die Anreize zur Bilanzkreistreue über das Ausgleichsenergiesystem gestärkt werden (siehe Kapitel 4). Über Regelleistung werden unvorhersehbare Abweichungen wie Prognosefehler und Kraftwerksausfälle ausgeglichen.

Im Strommarkt 2.0 führen stärkere Anreize zur Bilanzkreistreue auch zu besseren Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten. Im Strommarkt 2.0 treten durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau der erneuerbaren Energien häufiger Preisspitzen auf den Spotmärkten auf. Mit diesen Preisspitzen steigt der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, sich über (langfristige) Lieferverträge und Optionsverträge abzusichern. Denn wenn sich Bilanz-

kreisverantwortliche auf den Einkauf am Kurzfristhandel verlassen, bezahlen sie in den entsprechenden Situationen entweder hohe Spotmarktpreise oder noch höhere Ausgleichsenergiepreise. Daher verbessern klare Anreize zur Bilanzkreistreue über die Ausgleichsenergiepreise die Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten über entsprechende Verträge.

Die Einsatzregeln für die Kapazitätsreserve erhöhen die Anreize zur Bilanzkreistreue. Die Kapazitätsreserve wird, wenn überhaupt, nur in seltenen Extremfällen abgerufen werden, das heißt wenn trotz freier Preisbildung am Strommarkt kein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist und die Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistung bereits weitgehend eingesetzt haben (siehe Maßnahme 19). In diesen Zeiten werden Bilanzkreise sehr hohe Abweichungen gegenüber ihren Fahrplänen aufweisen. Dann werden die für die Unterdeckungen verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen die Kosten für den Einsatz und einen angemessenen Anteil der Kosten für die Vorhaltung der Reserve zahlen müssen. Dies verstärkt die Wirkung der Ausgleichsenergiepreise und dient als zusätzlicher Anreiz zur Bilanzkreistreue.

Zukünftig wird die Rolle der Verteilernetzbetreiber wichtiger für die Bilanzkreistreue. Nicht nur die Ausgleichsenergiepreise, sondern auch Vorgaben für Sonderbilanzkreise sind wichtig für eine effiziente Bilanzkreisbewirtschaftung. Beispielsweise sind Verteilernetzbetreiber als Differenzbilanzkreisverantwortliche aktiv.⁹ Steigt zukünftig die Zahl von Erzeugungsanlagen in Haushalten und Gewerbebetrieben, ist der Verbrauch in den Differenzbilanzkreisen immer anspruchsvoller zu prognostizieren. Das BMWi wird sich mit der Frage der Bilanzkreistreue dieser besonderen Bilanzkreise zukünftig verstärkt auseinandersetzen (siehe Kapitel 6).

⁹ Der Großteil der Kleinverbraucher ist nicht mit einer Leistungsmessung ausgestattet. Standardisierte Lastprofile approximieren ihr Verbrauchsverhalten. Die Differenzbilanzkreise bilanzieren die Abweichungen zwischen diesen Lastprofilen und der tatsächlichen Stromabnahme der Verbraucher. Die Verteilernetzbetreiber müssen die Differenzbilanzkreise bewirtschaften, das heißt, sie gleichen die erwarteten Differenzen zwischen Standardlastprofilen und tatsächlicher Stromabnahme durch Beschaffung oder Verkauf am Strommarkt aus.

Wie funktioniert das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem?

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem umfasst die Pflicht, alle Erzeuger und Verbraucher in Bilanzkreisen zu erfassen (Bilanzkreispflicht), auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne anzumelden und einzuhalten (Pflicht zur Bilanzkreistreue) sowie verbleibende Fahrplanabweichungen durch Ausgleichsenergie abzurechnen (Ausgleichsenergiesystem).

Das Bilanzkreissystem ermöglicht die bilanzielle Abrechnung von Stromerzeugung und -verbrauch. Bilanzkreise sind virtuelle Energiemengenkonten. Sie erfassen bilanziell die Strommengen, die Erzeuger ins Netz einspeisen und Verbraucher aus dem Netz entnehmen. Dadurch kann kontrolliert werden, dass vertraglich vereinbarte Liefer- und Abnahmeverpflichtungen erfüllt werden. Abweichungen werden systematisch erfasst und abgerechnet.

Jeder Erzeuger und Verbraucher in Deutschland ist in einem Bilanzkreis erfasst (Bilanzkreispflicht).

Ein Bilanzkreis umfasst beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die gesamte Erzeugung und Nachfrage eines Energieversorgers. Es gibt zudem reine Handelsbilanzkreise, die nur gehandelte Strommengen umfassen. Jeder Bilanzkreis wird gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber von einem Bilanzkreisverantwortlichen (zum Beispiel Stromlieferanten oder -händler) vertreten. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden im Rahmen der Fahrplananmeldung für jede Viertelstunde des Folgetages an, wie viel Strom sie in das Netz einspeisen oder aus dem Netz entnehmen wollen. Die Fahrpläne umfassen auch den geplanten Stromaustausch mit anderen Bilanzkreisen gemäß den Ergebnissen des Strommarktes.

Die Bilanzkreisverantwortlichen sind zur Bilanzkreistreue verpflichtet. Jeder Bilanzkreisverantwortliche ist für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz in seinem Bilanzkreis verantwortlich (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Die Fahrpläne müssen für jede Viertelstunde ausgeglichen sein, das heißt alle geplanten Entnahmen und verkauften Strommengen müssen den geplanten Einspeisungen und den gekauften Mengen entsprechen. Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen sind nur für nicht prognostizierbare Abweichungen zulässig. Kurzfristige Kraftwerksausfälle und unvermeidbare Prognosefehler von Last und erneuerbaren Energien verursachen diese nicht prognostizierbaren Abweichungen.

Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch gleicht der Einsatz von Regelleistung physikalisch aus. Durch ungeplante Kraftwerksausfälle oder fehlerhafte Wetter- und Verbrauchsprognosen können Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch entstehen. Der Einsatz der Regelleistung gleicht den Saldo dieser Abweichungen physikalisch aus. Die Regelleistung stellt damit sicher, dass die Differenzen zwischen angemeldeten Fahrplänen und Ist-Zustand im Saldo über die gesamte Regelzone ausgeglichen werden.

Der zentrale Anreiz dafür, Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren, sind die Ausgleichsenergiekosten. Die Kosten für den Einsatz der Regelleistung werden über das Ausgleichsenergiesystem abgerechnet. Verursacht ein Bilanzkreisverantwortlicher den Einsatz von Regelleistung, muss er die Kosten dafür tragen. Die Ausgleichsenergiekosten sollen wie eine Strafzahlung für Abweichungen vom angemeldeten Fahrplan wirken. Sie sind der zentrale Anreiz dafür, die Bilanzkreise auszugleichen. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem setzt so Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, Abweichungen von den angemeldeten Verbrauchs- und Erzeugungsmengen gering zu halten.

3.2 Grund 2: Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger

Das BMWi ist überzeugt, dass ein weiterentwickelter Strommarkt kostengünstiger ist als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Das ist der zweite Grund, der eine Entscheidung für einen Strommarkt 2.0 motiviert: Kapazitätsmärkte sind anfällig für Fehler in der Ausgestaltung. Diese Fehler können zu substanziellen Kosten führen. Der Strommarkt 2.0 kann die notwendigen Kapazitäten und die zur Integration der erneuerbaren Energien erforderlichen Lösungen kostengünstiger bereitstellen. Hierfür ist ein unverzerrter Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen erforderlich. Daher baut das BMWi Flexibilitätshemmnisse sukzessive ab.

Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Kapazitätsmarkt

Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass ein Strommarkt 2.0 kostengünstiger ist als ein Strommarkt mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Perfekt ausgestaltete Kapazitätsmärkte mit dem gleichen Kapazitätsniveau wie ein Strommarkt 2.0 haben theoretisch die gleichen Kosten. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten haben gezeigt: Die in Deutschland derzeit diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte führen jedoch zu einem höheren Kapazitätsniveau und damit zu Mehrkosten. Die Gutachten vergleichen die Gesamtkosten eines Strommarktes 2.0 mit den Kosten bei Einführung verschiedener Kapazitätsmarktmodelle (Frontier, Consentec 2014 und r2b 2014). Ein Strommarkt 2.0 führt dabei zu den geringsten Gesamtkosten. Dies gilt auch, wenn zusätzlich eine Kapazitätsreserve eingeführt wird.

Aufgrund von Kostenrisiken können Kapazitätsmärkte erhebliche Mehrkosten für das Gesamtsystem verursachen. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede zwischen den Gesamtkosten der meistdiskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte dann moderat sind, wenn sie in den

Simulationen einen perfekten, gut informierten Systemplaner unterstellen (Frontier, Consentec 2014, r2b 2014). Es entstehen jedoch erhebliche Mehrkosten, wenn der Systemplaner Fehler macht und Parameter nicht optimal einstellt. Bei einem Kapazitätsmarkt sind insbesondere Festlegungen zum Produktdesign und dem (direkt oder indirekt) angestrebten Kapazitätsniveau erforderlich. Diese Festlegungen sind anfällig für Fehler und können die Systemkosten erheblich erhöhen.

Fehler in der Ausgestaltung sind bei der Entwicklung eines Kapazitätsmarktes wegen der Komplexität sehr wahrscheinlich. Fehler bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten sind in der Realität kaum vermeidbar. Denn der Regulierer trifft Festlegungen zum Beispiel zum gewünschten Kapazitätsniveau oder Produktdesign im Kapazitätsmarkt auf Grundlage von unvollständigen Informationen und Unsicherheiten. Kapazitätsmärkte sind zudem extrem komplex. Sie stellen einen tiefen Eingriff in den Markt dar. Die Folgewirkungen eines solchen Eingriffs sind schwer vorhersehbar. Eine Reihe gescheiterter Kapazitätsmärkte zeigt, dass der Markt sensibel auf Fehler im Marktdesign reagiert (Ockenfels 2011). Die Kostenrisiken sind dabei umso höher, je höher die Eingriffsintensität der Mechanismen ist. Erfahrungen im Ausland zeigen: Mit großer Wahrscheinlichkeit muss der Regulierer mehrfach nachjustieren. Dabei besteht die Gefahr, dass weitere staatliche Eingriffe in den Markt nötig werden. Wie sich Regulierungstiefe ausweiten kann, zeigt das Beispiel des amerikanischen PJM¹⁰. Der Kapazitätsmechanismus im PJM startete relativ einfach, umfasst aber mittlerweile ein Regelwerk von 40 „Leitfäden“ mit 600 Seiten (Frontier, Consentec 2014).

Ein zentrales Kostenrisiko: Kapazitätsmärkte führen in der Tendenz zu ungewollten Überkapazitäten. Bei einem Kapazitätsmarkt legt der Regulierer das gewünschte Kapazitätsniveau administrativ fest – entweder direkt wie beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt oder indirekt über eine Pönale wie beim dezentralen Leistungsmarkt. Dieses Kapazitätsniveau liegt tendenziell höher als das Kapazitätsniveau, das sich aus einem Strommarkt 2.0 ergibt. Abhängig von der Risikobereitschaft des Regulierers oder Fehlern bei der Ausgestaltung führt die administrative Vorgabe schnell zu einem unnötig hohen Kapazitätsniveau. Die Kosten für die überschüssigen Kapazitäten müssen die Ver

10 PJM („Pennsylvania-New Jersey-Maryland“) ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

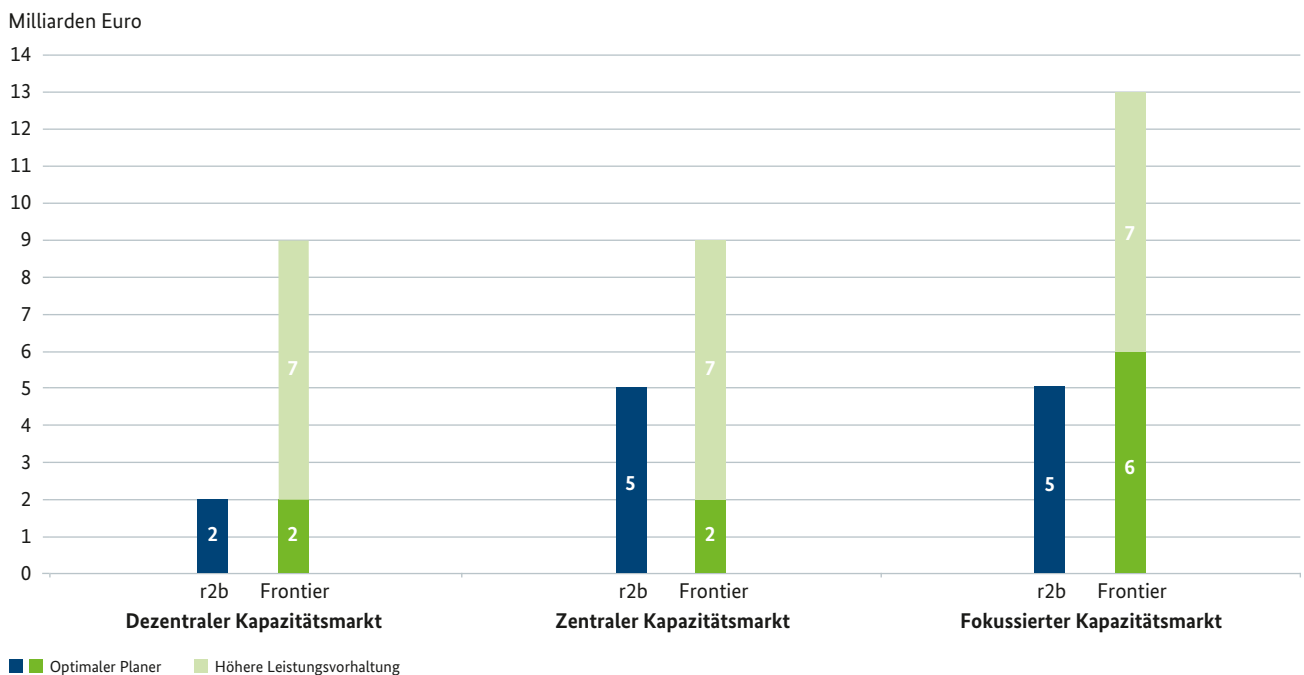
braucher tragen. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten beschreiben diesen Effekt als Kostenrisiko und illustrieren die zusätzlichen Kosten für die einzelnen Kapazitätsmarktmodelle (siehe Abbildung 11).

Weitere Kostenrisiken: Kapazitätsmärkte können zu Marktmachtproblemen führen und die europäische Binnenmarktintegration stören. Fehler in der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten bergen die Gefahr des Missbrauchs, wie zum Beispiel die Ausübung von Marktmacht. Das Bundeskartellamt betont, dass „die Missbrauchsaufsicht auf Märkten für Kraftwerksleistung noch wesentlich komplexer sein [dürfte]“ als auf dem bestehenden Strommarkt (Bundeskartellamt 2015). Werden nationale Kapazitätsmärkte unzureichend koordiniert, können sie auch die europäische Binnenmarktintegration behindern. Ein zusätzliches Kostenrisiko besteht darin, dass Kapazitätsmärkte schwer die kostengünstigsten Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien bestimmen können (siehe nächster Absatz).

Der Strommarkt 2.0 entwickelt kosteneffiziente Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien

Der Strommarkt 2.0 ermöglicht einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen. Es gibt verschiedene Optionen, Wind- und Sonnenenergie kostengünstig zu integrieren. Das Potenzial der Flexibilitätsoptionen ist heute vielfältig und weit größer als der tatsächliche Bedarf (siehe Kasten zu Flexibilitätsoptionen, S. 13f). Sehr viele Flexibilitätsoptionen sind bereits heute wirtschaftlich oder werden es bei weiterer Technologieentwicklung und veränderten Strompreisen. Sie benötigen keine gesonderte Förderung. Die kostengünstigsten Lösungen setzen sich in einem technologieoffenen Wettbewerb durch. Neue Technologien, die noch weit von der Markteinführung entfernt sind, können über Forschungsförderung und Pilotprojekte unterstützt werden. So vergrößert sich langfristig die Zahl wettbewerbsfähiger Flexibilitätsoptionen und die Kosten sinken.

Abbildung 11: System-Mehrkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum Energy only Markt (EOM) – für Frontier von 2015 – 2039, für r2b von 2014 – 2030



1) Dargestellt sind die Barwerte der Systemkosten im Modellzeitraum von 2014 – 2030 bei r2b und 2015 – 2039 bei Frontier, jeweils als Differenz im Vergleich zum optimierten Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung nach r2b (2014) und Frontier, Consentec (2014)

Der Strommarkt 2.0 reizt die kostengünstigen Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien an. Im Strommarkt 2.0 entscheidet das kumulierte Wissen der Marktakteure. Bei unverzerrtem Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wählen sie die für den jeweiligen Bedarf kostengünstigsten Lösungen. Kurzfristig reizen die Marktpreissignale den Einsatz der kostengünstigsten vorhandenen Flexibilitätsoptionen an (statischer Effekt). Je häufiger die Marktakteure den Einsatz einer Flexibilitätsoption erwarten, desto stärker lohnen sich entsprechende Investitionen in die Verbreitung und technische Weiterentwicklung (dynamischer Effekt). Dadurch reizen die Marktpreissignale mittelfristig auch Investitionen in die Entwicklung neuer Lösungen an.

Für den Regulierer hingegen ist es schwierig, die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen zu bestimmen. Der Regulierer kann nur eingeschränkt auf die Informationen der Marktakteure zu den jetzigen und zukünftigen Kosten und Potenzialen verschiedener Flexibilitätsoptionen zugreifen. Sind Nachbesserungen nötig, kann der Regulierer nicht schnell reagieren. Vielmehr muss er Anpassungen über einen komplexen Prozess vornehmen. Bestimmt der Regulierer über Produkte im Kapazitätsmarkt, besteht daher ein hohes Risiko für Fehlentscheidungen (r2b 2014, Frontier, Consentec 2014). Dies ist unabhängig davon, ob das Kapazitätsmarktmodell einige Flexibilitätsoptionen explizit fördert oder Produkte für einen technologieoffenen Wettbewerb vorsieht. In beiden Fällen würde sich das Produktdesign mehr oder weniger stark an den bestehenden oder favorisierten Kapazitäten orientieren.

Ein technologieoffener Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen erfordert den Abbau von Flexibilitätshemmnissen („level playing field“). Derzeit verzerren verschiedene Hemmnisse das Preissignal des Strommarktes für einige Verbraucher und Erzeuger. Dies verhindert eine effiziente Nutzung und Erschließung der Flexibilitätsoptionen. Die Flexibilitätshemmnisse erhöhen so die Kosten zur Integration erneuerbarer Energien. Daher bauen die Maßnahmen von Baustein 2 des Strommarktes 2.0 Flexibilitätshemmnisse ab (siehe Kapitel 4). Flexibilitätsoptionen können sich dann im Wettbewerb gegeneinander durchsetzen und benötigen keine Subventionen.

Lastmanagement – Verträge für flexible Verbraucher und wirtschaftlich sinnvolle Lösungen

Verbraucher nehmen zunehmend an den Strommärkten teil, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können. Der Strommarkt reagiert zunehmend flexibel auf die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren.

Lastmanagement ist eine unternehmerische Entscheidung. Im Strommarkt 2.0 treffen die Unternehmen ihre Entscheidungen nach unternehmerischem Kalkül. Sie können stets frei entscheiden, ob und welche Form von Lastmanagement sie nutzen wollen.

Durch Lastmanagement können Unternehmen ihre Energie- und Produktionskosten senken. Unternehmen können ihre Produktion soweit technisch und betrieblich sinnvoll auf Zeiten mit geringen Strompreisen verlagern. Im Strommarkt 2.0 wird es durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau von erneuerbaren Energien zu volatileren Preisen kommen (siehe S. 38). Bei hohen Preisen kann es für Unternehmen wirtschaftlich interessant sein, ihren Stromverbrauch zu reduzieren, sodass der vorher gekaufte Strom gewinnbringend am Stromgroßhandelsmarkt verkauft werden kann (Lastreduktion). Entsprechend ihrer betriebswirtschaftlichen Entscheidung können die Unternehmen diesen Stromverbrauch zu einem späteren Zeitpunkt, das heißt bei niedrigeren Strompreisen, nachholen (Lastverschiebung) oder auf die Produktion verzichten (Lastverzicht). Bei niedrigen oder negativen Preisen können Unternehmen von der Situation am Strommarkt profitieren und ihre Produktion ausweiten (Lasterhöhung). Mittel- bis langfristig können flexible Unternehmen ihre Produktionsprozesse optimieren, um ihre Energiekosten strukturell zu senken, und so ihre Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.

Sehr unterschiedliche Akteure können Lastmanagement nutzen. Gerade große Industrieunternehmen können Lastmanagement nutzen und so ihre Energie- und Produktionskosten senken (BET 2015). Aber auch mittelgroße Gewerbebetriebe können Lastmanagement nutzen. So haben sich gerade Betriebe mit thermischen Speichern (zum Beispiel Kühlhäuser, Supermärkte) als „tief hängende Früchte“ für Lastmanagement erwiesen (BMWi 2014a).

Beispiel 1: Papierhersteller UPM optimiert seine Stromkosten bereits an Strom- und Regelleistungsmärkte.

UPM, ein finnisches Unternehmen aus der Forstindustrie, verfügt an seinen sieben Standorten in Deutschland über eine Produktionskapazität von jährlich bis zu 4,3 Millionen Tonnen Papier. Für die Herstellung besteht ein elektrischer Energiebedarf von mehreren tausend Gigawattstunden pro Jahr. Somit gehört UPM zur energieintensiven Industrie. Bereits seit einigen Jahren vermarktet UPM die Flexibilität seiner Produktionsprozesse und industriellen Kraftwerksanlagen am Regelleistungsmarkt. Ebenso ist UPM am Strommarkt der EPEX SPOT aktiv. Hier passt es – soweit möglich – Teile seiner Produktionsprozesse zunehmend flexibel an die Strompreise an, um rentabel produzieren zu können. So könnte UPM nach eigenen Angaben etwa bei Preisspitzen am Day-Ahead-Markt seinen Stromverbrauch für mehrere Stunden um mehr als 500 MW senken. UPM sieht dies auch als seinen Beitrag für einen funktionsfähigen Strommarkt mit wettbewerbsfähigen Strompreisen in Deutschland.

Beispiel 2: Thüringen und Niedersachsen weisen den Weg zu smarter Elektromobilität.

Das Projekt „sMobiliTy – Smart Mobility Thüringen“ beschäftigt sich mit der technischen Realisierung von Lastmanagement durch Elektromobilität (BMWi 2015e). Typischerweise sind Elektrofahrzeuge eine lange Zeit des Tages mit dem Stromnetz verbunden. Durch bereits heute eingesetzte intelligente Steuerungstechnik können sie ihre Batterien vorrangig dann nachladen, wenn Wind und Sonne besonders

viel Strom produzieren und die Preise entsprechend niedrig sind. Dieses Lastmanagement kann Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien aufnehmen, ohne dass es für den Nutzer des Elektrofahrzeugs zu Einschränkungen kommt. Denn die intelligente Lade-technik sorgt dafür, dass das Fahrzeug zur gewünschten Zeit voll einsatzbereit ist. Wie das Forschungsprojekt „Demand Response“ in Niedersachsen darstellt, sind Elektrofahrzeuge zukünftig auch in der Lage, Regelleistung bereitzustellen (Schaufenster Elektromobilität 2015). Die Batterien der einzelnen Elektrofahrzeuge werden zu einem großen virtuellen Speicher zusammengeschaltet, dessen Kapazität am Regelenenergiemarkt Erlöse erzielt. Perspektivisch ergeben sich völlig neue Geschäftsmodelle, von denen auch die Nutzer profitieren. Künftig können Elektrofahrzeuge sogar den gespeicherten Strom in das Netz zurückspeisen, zum Beispiel in Zeiten von hohem Strombedarf (zur Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr, siehe Kapitel 6).

Beispiel 3: Berliner Bierfabrik und Grundgrün Energie stellen billiger Bier her.

Auch klein- und mittelständische Stromverbraucher können schon heute von zeitweise niedrigen Preisen an den Strombörsen profitieren. So bietet beispielsweise der Stromversorger „Grundgrün Energie“ ein an den Börsenpreis gekoppeltes Stromprodukt für leistungsgemessene Kunden an. Sinken die Strompreise, weil gerade viel Solarstrom produziert wird, kann der Stromkunde durch gezielte Lastverschiebung von der Preisentwicklung profitieren. Ziehen die Preise wieder an, zahlt der Kunde maximal einen vereinbarten Festpreis. Der Strompreis ergibt sich aus der Multiplikation des viertelstündlich registrierten Verbrauchs mit dem jeweiligen Stundenpreis der Day-Ahead-Auktion der Strombörse EPEX SPOT. Mit Hilfe eines Prognosetools können Stromkunden ihren Verbrauch flexibel dem Börsenpreis anpassen. Die Berliner Bierfabrik nutzt das Produkt und verlagert stromintensive Brauprozesse gezielt in Zeiten günstiger oder gar negativer Strompreise. Das ist ein Beispiel, wie Marktprozesse dafür sorgen, Strom aus Wind und Sonne gesamtwirtschaftlich optimal mit flexiblen Verbrauchern zu kombinieren.

3.3 Grund 3: Der Strommarkt 2.0 ermöglicht Innovationen und Nachhaltigkeit

Das BMWi ist überzeugt, dass der Strommarkt 2.0 Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglicht. Dies ist der dritte Grund, der eine Entscheidung für den Strommarkt 2.0 motiviert: Im Strommarkt 2.0 setzen die Marktpreissignale sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierenden Instrumente Anreize für neue Geschäftsfelder und nachhaltige Lösungen. Dafür setzt das BMWi insbesondere die Sowieso-Maßnahmen des Grünbuchs um. Kapazitätsmärkte erschweren dagegen die Transformation des Stromsystems und verzerren die Signalwirkung der Marktpreissignale. Sie würden effiziente Anreize zur Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern behindern.

Im Strommarkt 2.0 setzen unverzernte Marktpreissignale effiziente Anreize für innovative und nachhaltige Lösungen

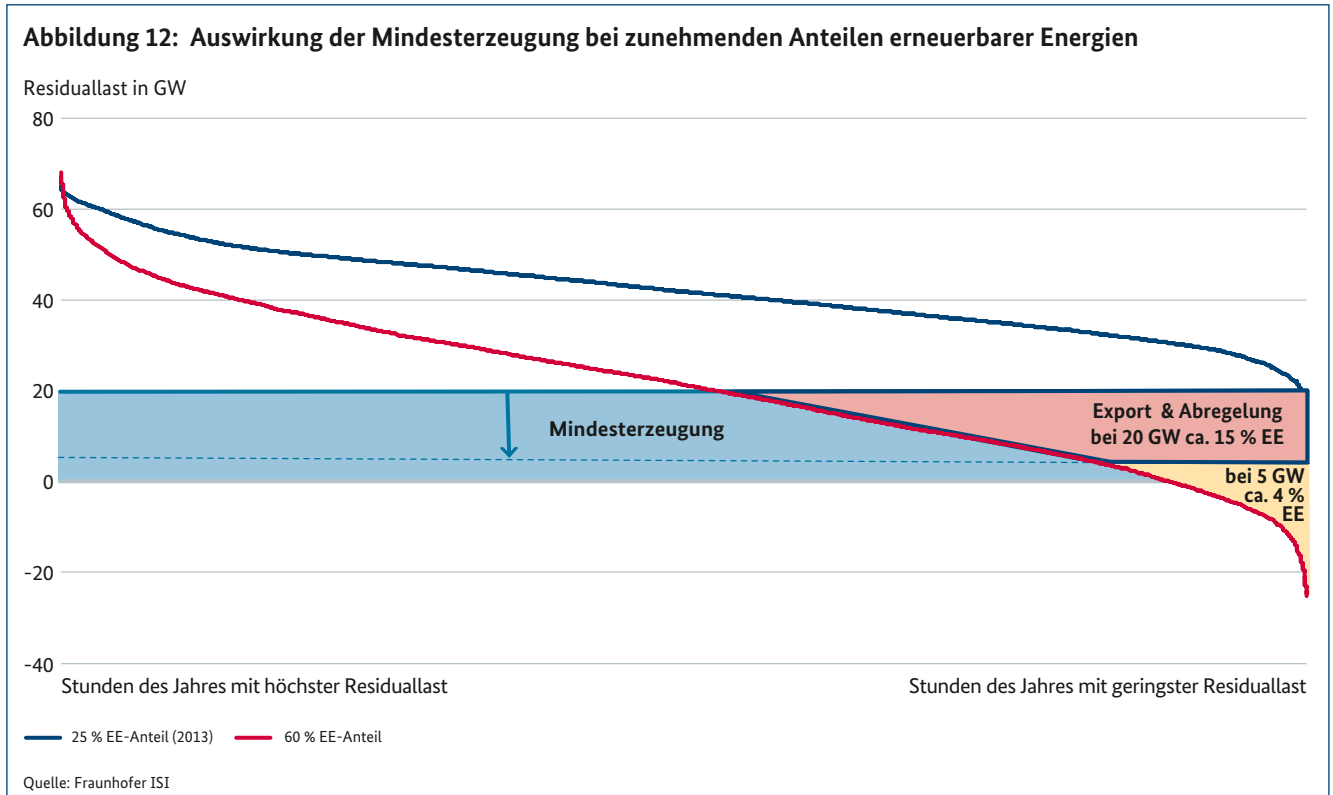
Die Energiewende ist eine Chance für die Modernisierung unserer Industriegesellschaft. Von der Energiewende gehen Impulse für Innovationen und neue Technologien aus. Die Industrie kann mit einer IT-basierten Steuerung dazu beitragen, erneuerbare Energien in das System zu integrieren, und von dieser Integration profitieren. Neue Akteure wie flexible Kraftwerke, Speicher und flexible Nachfrager lösen mehr und mehr die klassische Stromerzeugung mit wenigen großen Erzeugern und inflexiblen Verbrauchern ab. Gleichzeitig ergeben sich für Unternehmen der Energiewirtschaft sowie für Kleinerzeuger, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher durch Smart-Grids-Technologien gänzlich neue Marktchancen und Geschäftsmodelle, zum Beispiel in der Zusammenfassung und Vermarktung dezentraler Erzeuger (Pooling) oder flexibler Verbraucher (Aggregation) (BMWi 2014a). Auch die Verbreitung von „Smart Homes“ bietet einen guten Anknüpfungspunkt für die Energiewirtschaft (BMWi 2015d). Die Energiewende und die digitale Revolution können sich daher gegenseitig befruchten und neue Geschäftsfelder eröffnen. Dies schafft neue Arbeitsplätze und fördert die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Ein wettbewerblich organisierter Strommarkt vertraut auf die Innovationskraft der Marktakteure. In den zurückliegenden 15 Jahren der Liberalisierung haben sich

die Energiemärkte, ihre Produkte und ihre Akteure bereits erheblich weiterentwickelt. Heute bestehen liquide Märkte mit wirkungsvollen Marktpreissignalen und professionellen Marktakteuren. Mit vielfältigen innovativen Lösungen wurden die bisherigen Herausforderungen der Energiewende gemeistert. Gute Beispiele dafür sind die Umsetzung der Direktvermarktung (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 6, S. 32) oder die Aktivitäten der Strombörsen (siehe Kasten zu den Aktivitäten der Strombörsen, S. 55f).

Die Integration erneuerbarer Energien erfordert weiterhin innovative Lösungen. Je stärker Wind- und Sonnenenergie das System prägen, desto flexibler muss das Stromsystem auf ihre fluktuierende Einspeisung reagieren. Die Preissignale der Strommärkte geben die Anreize, um neue Lösungen zu erschließen. Dazu zählen zum Beispiel flexible Verbraucher, die ihren Stromverbrauch kurzfristig erhöhen oder reduzieren (siehe Kasten Lastmanagement, S. 46f). Auch der marktbasierete Einsatz von Speichern und Netzersatzanlagen sollte sich zukünftig verstärkt lohnen.

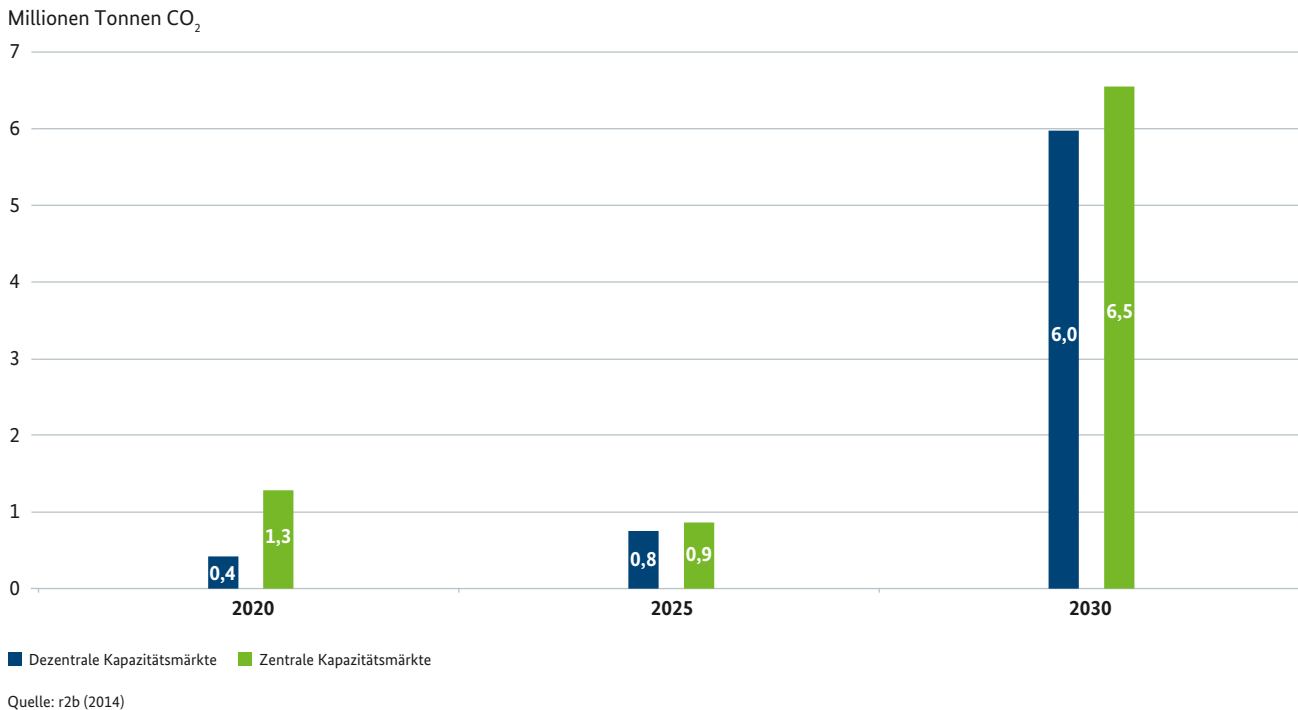
Vor allem Zeiten mit einer hohen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom erfordern innovative Lösungen. Beim heutigen Anteil von rund 28 Prozent erneuerbarer Energien am Stromverbrauch beträgt die minimale Residuallast in Deutschland ca. 15 Gigawatt. Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist. Der Strommarkt ist damit weit entfernt von einer „Überschussproduktion“ aus erneuerbaren Energien. 2035 könnte diese minimale Residuallast allerdings minus 25 Gigawatt betragen (siehe Abbildung 12, Fraunhofer ISI 2014). Das heißt, dass national gesehen mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert als verbraucht wird. In solchen Situationen reichen die Exportmöglichkeiten für Strom in Nachbarländer voraussichtlich nicht mehr aus. Daher könnten in einem solchen Stromversorgungssystem flexible Verbraucher ihren Verbrauch erhöhen und billigen Strom für ihre Produktion nutzen. Zusätzlich könnten zukünftig neue Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrsbereich niedrige Strompreise nutzen. Günstiger Strom aus erneuerbaren Energien kann in vielen effizienten Anwendungen teures Öl und Gas ersetzen: in der Bereitstellung von Wärme (Power-to-Heat), der Mobilität (Power-to-Mobility) und dem Einsatz in Industrieprozessen (Power-to-Industry). Das Strommarktdesign muss daher zukünftig den effizienten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor berücksichtigen (siehe Kapitel 6).



Innovative Lösungen können Impulse für mehrere Geschäftsfelder setzen. Ein Beispiel sind Batteriespeicher. Zusätzliche Speicher werden erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien benötigt, um Strom bei Windstille oder Dunkelheit bereitzustellen (Fraunhofer IWES et al. 2014, FENES et al. 2014). Als Flexibilitätsoption werden sich Speicher daher voraussichtlich erst mittel- bis langfristig im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durchsetzen können. Fortschritte in der Entwicklung von Batteriespeichern fördern jedoch schon jetzt Innovationen in vielen Bereichen: Batteriespeicher sind ein wichtiger Baustein der Elektromobilität und können aufgrund der unmittelbar verfügbaren Leistung zukünftig verstärkt die Bereitstellung von Regelleistung übernehmen. Batteriespeicher können in einigen wenigen Fällen sogar den Netzausbau auf der Niederspannungsebene ersetzen (FENES et al. 2014). Damit ergänzen sie andere Flexibilitätsoptionen und technische Maßnahmen zur Optimierung der Verteilernetze. Weitreichende Entwicklungen in der Batterietechnik haben in den letzten Jahren zu stark gesunkenen Preisen geführt: Bei Lithium-Ionen-Zellen fielen die Preise zwischen 2009 und 2012 um 30 Prozent (FENES OTH 2015). Weitere Beispiele zu neuen Geschäftsfeldern finden sich im Kasten zu Innovationen (S. 50f).

Der Strommarkt 2.0 ermöglicht eine nachhaltige Entwicklung des Stromsystems. Der wettbewerbliche Strommarkt 2.0 setzt auf Preissignale. Damit reizt er nur die tatsächlich benötigten Kapazitäten an und sorgt für eine kostengünstige Integration erneuerbarer Energien. Im Vergleich dazu würden Kapazitätsmärkte die Transformation des Stromsystems erschweren, denn sie reduzieren Preisvolatilität und legen – zumindest zu einem gewissen Teil – ex ante fest, welche Erzeugungstechnologien gefördert werden. In Kapazitätsmärkten muss der Regulierer die Produkte sowie die Bedingungen für deren Handel und Vergütung definieren. Dabei orientiert er sich tendenziell an bestehenden Flexibilitätsoptionen und deren Eigenschaften. Der Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wird dadurch verzerrt. Auch können Kapazitätsmärkte tendenziell die CO₂-Emissionen erhöhen. Das Gutachten von r2b energy consulting für das BMWi kommt zu dem Ergebnis, dass bei kostenoptimaler Ausgestaltung alle untersuchten Kapazitätsmarktmodelle – sowohl dezentrale als auch umfassende zentrale und fokussierte – im Vergleich zum optimierten Strommarkt zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen führen (r2b 2014). Dieses Ergebnis resultiert aus der höheren Erzeugungsleistung und den höheren Exporten. Fehlparametrisierungen wie etwa die Förderung von Überkapazitäten könnten die CO₂-Emissionen im Vergleich noch einmal deutlich erhöhen (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: Erhöhung der nationalen CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung gegenüber Strommarkt 2.0 (Referenzszenario)



Voraussetzung für nachhaltige und innovative Lösungen im Strommarkt 2.0 sind richtige Rahmenbedingungen. Zu den Rahmenbedingungen zählen beispielsweise die Stromnetze oder flankierende Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele. Der kosteneffiziente Netzausbau ist in der Regel die günstigste Flexibilitätsoption (AG Interaktion 2012). Damit die Preissignale weiterhin bundesweit gleich wirken, müssen die Netze ausgebaut werden. Darüber hinaus sollen kontraproduktive Anreize für ineffiziente Energienutzung zügig abgebaut werden. Auch müssen die CO₂-Preise die tatsächlichen externen Kosten von Emissionen reflektieren. Angemessene CO₂-Preise sind eine Voraussetzung für eine nachhaltige und kosteneffiziente Transformation des Stromsystems. Investoren und Stromkunden müssen aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit Planungssicherheit erhalten und auf die Klimaschutzpolitik vertrauen können. Nur dann erfolgen Investitionen in emissionsarme Technologien. Neben dem Strommarkt im engeren Sinne optimieren die Maßnahmen von Baustein 3 auch die Rahmenbedingungen für den Stromsektor insgesamt (siehe Kapitel 3).

Innovationen für die Energiewende – zwei Beispiele

Beispiel 1: Cuxhaven testet eine intelligente Vernetzung von Stromproduzenten und -verbrauchern zur besseren Integration von erneuerbaren Energien

In der Region Cuxhaven testete das Projekt eTelligence neue Lösungen für die Energiewende. Es hat ein komplexes, auf Information und Kommunikation ausgelegtes System getestet, welches Strom aus Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen intelligent in die Netze und in einen regionalen Markt integriert und Haushaltskunden aktiv einbindet. Kern war die tatsächliche Erprobung eines Strom-Marktplatzes mit regionalen Produkten, auf dem Erzeuger, gewerbliche Verbraucher mit verschiebbaren Lasten und Energiedienstleister zusammengeführt wurden. Am Marktplatz agierten zwei Kühlhäuser, ein Windpark und eine Photovoltaikanlage, die als virtuelles Kraftwerk zusammen vermarktet wurden, sowie das ahoi!-Bad Cuxhaven, eine Kläranlage und ein Blockheizkraftwerk. In Simulationen nahm auch der Netzbetreiber am Marktplatz teil.

Ein Ergebnis: Gerade thermisch-elektrische Energiesysteme wie Kühlhäuser und Schwimmbäder können sehr gut als Energiespeicher genutzt werden. In Zeiten, in denen viel Wind zur Verfügung stand, kühlte das Cuxhavener Kühlhaus seine Temperatur herunter und schaffte sich einen Kältepuffer. In Zeiten hoher Strompreise wurden die Kühlaggregate abgeschaltet. Unter Ausnutzung des zuvor aufgebauten Kältepuffers konnte das Kühlhaus dann für einige Tage mit erheblich geringerer Stromaufnahme betrieben werden. Über das Jahr gesehen konnten die Stromkosten um bis zu sechs Prozent reduziert werden. Dabei ist das volle Potenzial für Einsparungen noch nicht erreicht.

Ein weiteres Ergebnis: 650 Haushalte testeten Smart Meter auf Alltagstauglichkeit. Anhand verschiedener Feedbacksysteme konnten die Teilnehmer den eigenen Stromverbrauch und damit die Stromkosten sowie die CO₂-Emissionen im Blick behalten und ihr Verbrauchsverhalten analysieren. Zwei unterschiedliche innovative Tarife, der Mengentarif und der Event-Tarif, konnten vielversprechende Ergebnisse erzielen. Der Mengentarif, der einen Anreiz für die Reduzierung des Verbrauchs bietet, hat in den Praxistesthaushalten zu einer monatlichen Verbrauchsreduktion von 13 Prozent geführt. Der Event-Tarif, der durch Bonus- beziehungsweise Malus-Events hohe beziehungsweise geringe Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien im Energiemix abbilden kann, führte zu starken zeitlichen Verschiebungen des Verbrauchs. Malus-Events führten beispielsweise dazu, dass während der Wirksamkeit 20 Prozent weniger Strom verbraucht wurde. Während der Bonus-Events wurde der Energieverbrauch sogar bis zu 30 Prozent gesteigert.

Cuxhaven war eine von sechs Modellregionen des Technologieförderprogramms E-Energy. Das Förderprogramm zeigte neue Wege auf, wie der Stromverbrauch gesenkt, Energie effizienter eingesetzt und eine regenerative Energieversorgung umgesetzt werden kann. Das Hauptmerkmal lag dabei auf der Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die Energienetze der Zukunft mit Hilfe neu entwickelter Systeme aus dem Bereich Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Der umfassende Bericht zum Projekt und allen Modellregionen kann in der Broschüre „Smart Energy Made in Germany“ nachgelesen werden (BMWi 2014a).

Beispiel 2: Deiche in Dithmarschen profitieren von billigem Windstrom

Traditionell leiden die Niederungsgebiete mit den vorgelagerten Deichen in Dithmarschen an der Nordsee unter Wetterkapriolen. Regnet es viel oder rollt eine Springflut an die Küsten, müssen die Pumpen in den Schöpfkraftwerken des Deich- und Hauptsieverbandes Dithmarschen das Hinterland wieder trockenlegen.

Zukünftig können diese Gebiete von wetterabhängiger Stromproduktion profitieren. Durch die Integration in das Virtuelle Kraftwerk Next Pool kann der Deich- und Hauptsieverband Dithmarschen zukünftig von wetterbedingten Preisdifferenzen an der Strombörse profitieren. Denn der virtuelle Kraftwerksbetreiber Next Kraftwerke beliefert das Unternehmen nicht nur mit Strom, sondern gibt diese Preissignale vollautomatisch an das Steuerungssystem der Wasserpumpen weiter. So kann das Unternehmen seinen Stromverbrauch in die günstigsten Viertelstunden verlagern, etwa wenn viel Windstrom in den Netzen ist und die Preise an der Strombörse entsprechend niedrig sind. Durch Lastverlagerung senkt es so seine Stromkosten. Variable Stromtarife gibt Next Kraftwerke derzeit an mittlere und große Stromverbraucher im Umfang von über 1,5 Gigawatt installierter Leistung weiter (Stand April 2015, Next Kraftwerke & DHSV 2015).

Kapitel 4:

Bausteine des Strommarktes 2.0

Das BMWi schlägt drei Bausteine zur Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktes zum Strommarkt 2.0 vor: **Baustein 1** stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass die Marktakteure ausreichend Kapazitäten vorhalten und diese im erforderlichen Umfang einsetzen (4.1); **Baustein 2** optimiert die Stromversorgung europäisch und national, sodass die Marktakteure die Kapazitäten effizienter und umweltverträglicher einsetzen (4.2). **Mit Baustein 3** sichern eine Kapazitätsreserve und ein Monitoring der Versorgungssicherheit die Stromversorgung zusätzlich ab (4.3). Die drei Bausteine bauen auf den bewährten Strukturen des liberalisierten Strommarktes auf und werden europarechtskonform ausgestaltet.

Der Strommarkt – eine Aufgabe, zwei Funktionen

Der Strommarkt hat im Kern eine Synchronisierungsaufgabe. Elektrische Energie kann im Stromnetz nicht gespeichert werden. Der Strommarkt muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Um diese Synchronisierungsaufgabe zu erfüllen, hat der Strommarkt zwei zentrale Funktionen: eine Vorhalte- und eine Einsatzfunktion.

Der Strommarkt hat zum einen eine Vorhaltefunktion für ausreichende Kapazitäten: Damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist, müssen ausreichend Kapazitäten – das heißt Erzeuger, flexible Verbraucher oder Speicher – am Markt vorhanden sein. Preissignale müssen dafür sorgen, dass die Marktakteure einen effizienten Technologiemarkt bereitstellen und rechtzeitig in neue Kapazitäten investieren. Die Marktakteure nutzen für ihre Investitionsentscheidungen Preisnotierungen im Terminmarkt und in die Zukunft gerichtete Marktpreisprognosen. Lassen diese Informationen erwarten, dass sich Investitionen rentieren, liegt eine wesentliche Voraussetzung für eine positive Investitionsentscheidung vor.

Der Strommarkt hat gleichzeitig eine Einsatzfunktion. Stromerzeugung und -verbrauch müssen jederzeit im Gleichgewicht sein. Es reicht daher nicht, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt durch Preissignale auch jederzeit dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten im erforderlichen Umfang (das heißt in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden.

4.1 Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen

Der Baustein 1 stärkt die Marktmechanismen, damit die Marktakteure ausreichend Kapazitäten vorhalten und diese im erforderlichen Umfang einsetzen. Im Strommarkt 2.0 sorgen die Marktmechanismen für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Baustein 1 stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass der Strommarkt seine Synchronisierungsaufgabe erfüllt und Versorgungssicherheit gewährleistet. Er sorgt dafür, dass die Marktakteure ausreichend Kapazitäten kontrahieren (das heißt in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) und diese auch im erforderlichen Umfang einsetzen. Das bedeutet, die Marktmechanismen setzen die Anreize dafür, dass Marktakteure ihre Lieferverpflichtungen einhalten. Dadurch können sich die benötigten Kapazitäten beispielsweise auf den kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten refinanzieren, sodass ausreichend Kapazitäten vorgehalten werden (siehe Kasten zur Refinanzierung von Kapazitäten über Marktmechanismen, S. 41).

Das Vertrauen der Marktakteure in die wettbewerbliche Preisbildung soll gestärkt werden. Börsenpreise senden wichtige Informationen an die Marktakteure. Sie zeigen an, wann der Strom knapper wird, und sind damit ein zentrales Investitionssignal. Durch die Grundsatzentscheidung sorgt das BMWi für einen stabilen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können. Zudem wird gesetzlich sichergestellt, dass die Preisbildung wettbewerblich erfolgt. Somit können auch hohe Preisspitzen auftreten und die Investitionsanreize der Marktmechanismen vollständig wirken (**Maßnahme 1**). Zusätzlich schafft das Bundeskartellamt mehr Transparenz über die kartellrechtliche Missbrauchsaussicht in der Stromerzeugung. Unternehmen erhalten Klarheit darüber, wann sie am Großhandelsmarkt zu Preisen oberhalb ihrer Grenzkosten bieten dürfen (so genanntes Mark-up) (**Maßnahme 2**).

Die Anreize zur Bilanzkreistreue werden gestärkt. Das Ausgleichsenergiesystem setzt die Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, sich ausreichend mit Stromlieferungen einzudecken, um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren. Die BNetzA wird das Ausgleichsenergiesystem überarbeiten und so die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken (**Maßnahme 3**). Außerdem wird gesetzlich sichergestellt, dass auch in seltenen Situationen extremer Kapazitätsknappheit, in deren Folge die Übertragungsnetzbetreiber eingreifen müssen, die hohen Kosten für Ausgleichsenergie tatsächlich bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen (**Maßnahme 4**).

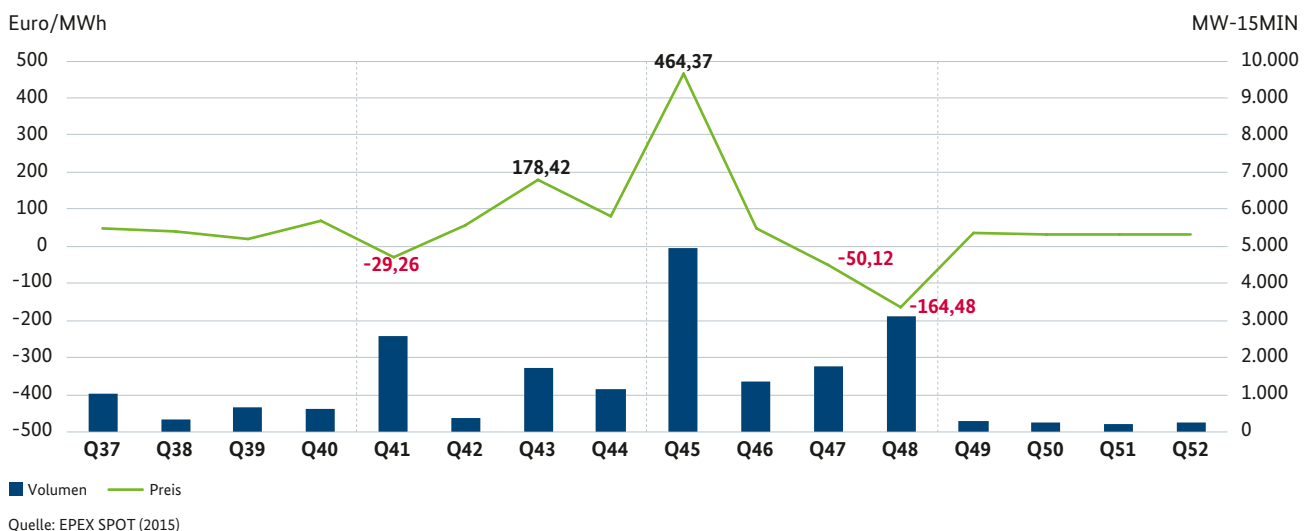
Partielle Sonnenfinsternis 2015: Der Strommarkt hat sein Potenzial bewiesen

Der europäische Strommarkt reagierte flexibel auf die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015. Die partielle Sonnenfinsternis stellte eine große Herausforderung für das Stromsystem Europas dar. In Deutschland war es sonnig und die Einspeisung von 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen änderte sich innerhalb von Minuten. Für die partielle Sonnenfinsternis hielten die Übertragungsnetzbetreiber für Deutschland 8 GW positive Regelleistung und 7,3 GW negative Regelleistung vor. Da die Strommärkte flexibel reagierten, mussten die Übertragungsnetzbetreiber dennoch nur einen kleinen Teil dieser Regelleistung aktivieren. Tatsächlich betrug das Regelzonensaldo ca. 1,2 GW in positive Richtung und 1,4 GW in negative Richtung.

Die Marktteakteure handelten aktiv am Intraday-Markt die kurzfristig benötigten Strommengen. Die EPEX SPOT berichtet, dass die Marktteilnehmer bereits am Tag vor der partiellen Sonnenfinsternis Zeitpunkt und Menge des Energiebedarfs recht genau eingeschätzt hatten. Die verbliebenen Abweichungen konnten sie über den Handel mit flexiblen Kapazitäten am Intraday-Markt ausgleichen. Für die Zeit einzelner Viertelstunden kam es dabei zu sehr kurzfristigen positiven und negativen Spitzenpreisen: Die Marktteakteure zahlten bei abnehmendem Sonnenlicht einen Spitzenpreis von zunächst knapp +465 Euro/MWh. Kurz darauf, als der Mond die Sonne wieder frei gab, lag der Spitzenpreis bei rund -165 Euro/MWh (siehe Abbildung 14). Dies zeigt: Gute Vortagesprognosen und ein gut organisierter Stromgroßhandel sind in der Lage, auch größere Flexibilitätsherausforderungen ohne größere Probleme zu meistern.

Die partielle Sonnenfinsternis war ein Test für die Zukunft (siehe auch Agora 2015). Denn in Zukunft wird Flexibilität deutlich wertvoller werden als heute. Aufgrund deutlich höherer Anteile von Wind und Sonnenenergie im System werden zukünftig Einspeisesituationen, in denen hoher und kurzfristiger Flexibilitätsbedarf besteht, zum alltäglichen Geschäft gehören. Der kurzfristige Handel mit Flexibilität wird für Marktteilnehmer daher immer wichtiger.

Abbildung 14: Partielle Sonnenfinsternis – Preise und Volumen am Intraday-Markt für das deutsche Marktgebiet



4.2 Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung

Baustein 2 optimiert die Stromversorgung, sodass die Marktakteure die Kapazitäten effizienter und umweltverträglicher einsetzen. Neben dem Strommarktdesign sind dabei auch die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierende Instrumente für den Stromsektor relevant. Das Grünbuch des BMWi hat diese Maßnahmen als „Sowieso-Maßnahmen“ bezeichnet. Sie sollten unabhängig von der Grundsatzentscheidung zu Kapazitätsmärkten umgesetzt werden (BMWi 2014b).

Gemeinsam mit seinen Nachbarn treibt Deutschland die europäische Binnenmarktintegration voran. Die Strommärkte sind heute schon europäisch. Eine stärkere Integration weist große Vorteile auf, denn in einem integrierten europäischen Binnenmarkt werden die Ziele der Energiewende kostengünstiger erreicht. Mit dem europäischen Stromhandel können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, der Einspeisung erneuerbarer Energien und beim Einsatz konventioneller Kraftwerke genutzt werden (siehe Kapitel 3.2). Dadurch müssen national weniger Kapazitäten vorgehalten werden. Versorgungssicherheit kann kostengünstiger gewährleistet werden. Zusammen mit den Nachbarländern wird das BMWi daher mögliche Kooperationsfelder zur Weiterentwicklung der europäischen Strommärkte identifizieren und vorantreiben (**Maßnahme 5**).

Die Preissignale werden gestärkt. Flexibilitätshemmnisse, die das Preissignal verzerren, werden abgebaut. Die BNetzA wird die Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte prüfen und weiterentwickeln. Unter anderem soll die Teilnahme für neue Anbieter wie zum Beispiel erneuerbare Energien, flexible Verbraucher und Speicher an den Regelleistungsmärkten vereinfacht werden. Dies erhöht den Wettbewerb, senkt die Kosten und ermöglicht, die Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke effizient zu senken (**Maßnahme 6**). Ein Zielmodell soll zudem für eine konsistente Weiterentwicklung von Netzentgelten, Umlagen und sonstigen Preisbestandteilen sorgen. Das Zielmodell soll Orientierung bei einzelnen Reformschritten bieten und die langfristige Konsistenz mit den Zielen der Energiewende gewährleisten. Das BMWi wird das Zielmodell gemeinsam mit allen relevanten Akteuren entwickeln und diskutieren (**Maßnahme 7**). Die Öffnung von Sondernetzentgelten für Großverbraucher, damit sie Lastmanagement stärker

nutzen können, ist ein erster Schritt in diese Richtung (**Maßnahme 8**). Daneben sollen weitere Anpassungen an den Netzentgelten vorgenommen werden, um dem sich wandelnden energiewirtschaftlichen Umfeld Rechnung zu tragen (**Maßnahme 9**).

Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen können einfacher eingesetzt werden. Werden Flexibilitätsoptionen effizient über Marktpreissignale eingesetzt, können erneuerbare Energien besser integriert und die Stromversorgung kostengünstiger gewährleistet werden. Für die Sekundärregelleistung sollen Eintrittsbarrieren für spezielle Anbieter von Lastmanagement – oft auch Aggregatoren genannt – abgebaut werden (**Maßnahme 10**). Auch wird das BMWi rechtliche Voraussetzungen für den Ausbau der Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge schaffen. Perspektivisch können damit mehr Elektrofahrzeuge Strom in den Zeiten nutzen, in denen dieser aufgrund einer hohen Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie besonders günstig ist (**Maßnahme 11**). Netzersatzanlagen und ihre Eigenschaften werden systematisch erfasst. Die verbesserte Informationsgrundlage erleichtert es Marktakteuren, zukünftig weitere Anlagen an den Strommärkten zu vermarkten. Auf dieser Grundlage können zudem mögliche weitere Hemmnisse für eine Vermarktung der Anlagen am Spot- und Regelleistungsmarkt ermittelt werden. Zusätzlich stellt das BMWi sicher, dass Neuanlagen die Voraussetzungen für eine Teilnahme am Strommarkt erfüllen (**Maßnahme 12**).

Netzbetrieb und Netzplanung werden an die Herausforderungen der Energiewende angepasst. Mit der schrittweisen Einführung von Smart Metern können die Informationen der Netzbetreiber verbessert und Hemmnisse bei der Flexibilisierung des Stromverbrauchs abgebaut werden (**Maßnahme 13**). Zudem wird geregelt, dass die Netze nicht mehr für absolute Erzeugungsspitzen ausgebaut werden. Damit können die Kosten für den Netzausbau minimiert werden (**Maßnahme 14**).

Konventionelle Mindesterzeugung kann die Integration erneuerbarer Energien erschweren. Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien und Verzögerungen beim Netzausbau kann sich der Umfang an Erneuerbaren-Strom, der aufgrund von konventioneller Mindesterzeugung abzuregeln ist, stark erhöhen. Ein Monitoring der Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken analysiert die entscheidenden Faktoren für die Mindesterzeugung (**Maßnahme 15**).

Die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Kapazitätsreserve mit anschließender Stilllegung unterstützen die Erreichung der nationalen Klimaziele.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, sind flankierende Instrumente zum Strommarkt erforderlich. Im Bereich Klimaschutzziele zählt zu diesen Maßnahmen neben dem EEG und den Stromeffizienzinstrumenten vorwiegend der europäische Emissionshandel. Dieser wird derzeit über eine Marktstabilitätsreserve reformiert. Die Wirkung der Reformen tritt voraussichtlich erst nach 2020 ein. Daher ist übergangsweise ein zusätzliches, nationales Instrument erforderlich. Zudem novelliert das BMWi das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Maßnahme 16). Denn KWK-Anlagen – insbesondere gasbetriebene – können zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen. Beide Maßnahmen stärken das bestehende Instrumentenpaket, sodass Deutschland seine Ziele für eine klimafreundliche Stromerzeugung im Jahr 2020 erreichen kann.

Eine Online-Plattform steigert die Transparenz am Strommarkt. Die Plattform stellt Energie- und Strommarktdaten für Deutschland umfassend und aktuell dar. Die Übertragungsnetzbetreiber sammeln bestehende Energiedaten und bereiten sie anwenderfreundlich auf (Maßnahme 17).

Die Aktivitäten der Strombörsen unterstützen den Strommarkt 2.0

Die Strombörsen sind zentrale Handelsplattformen im Strommarkt. Für das deutsche Marktgebiet sind die European Energy Exchange (EEX) und ihre Tochter European Power Exchange EPEX SPOT, aber auch die NASDAQ Commodities, die Nord Pool Spot sowie die Energy Exchange Austria (EXAA) relevant. An der EEX und der NASDAQ Commodities können Marktteilnehmer mittel- und langfristig u. a. mit Strom, Erdgas und CO₂-Zertifikaten handeln (Terminmarkt). Die EPEX SPOT, EXAA und Nord Pool Spot ermöglichen kurzfristigen Stromhandel in Deutschland, Frankreich, Österreich, Großbritannien, Dänemark, Schweden, Norwegen, Finnland, den baltischen Staaten und der Schweiz (Spotmärkte).

Die Strombörsen unterstützen den Strommarkt 2.0.

Der kurzfristige Handel unterstützt die Integration erneuerbarer Energien und eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung. Die Einführung von harmonisierten Regeln für mehrere europäische Länder treibt den europäischen Binnenmarkt voran. Im längerfristigen Handel können Marktakteure Risiken absichern beziehungsweise minimieren und auch langfristige Zahlungsströme schaffen (siehe Kapitel 3.1).

Die Strombörsen haben bereits ihre Produkte an die Herausforderungen der Energiewende angepasst.

Zum Beispiel erleichtern seit 2011 Viertelstundenprodukte an der EPEX SPOT die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen sowie die Vermarktung und Integration erneuerbarer Energien. Denn Viertelstundenprodukte können kurzfristige Änderungen von Stromerzeugung und -verbrauch besser abbilden als Stundenprodukte. Auch können Bilanzkreisverantwortliche ihre Fahrpläne besser einhalten, wenn sie ihre Bilanzkreise im Viertelstundentakt anstatt im Stundentakt bewirtschaften. Dies verringert zugleich den Bedarf an Regelleistung.

Die Strombörsen werden ihre Produkte weiterhin verbessern. Zwischen den Börsen besteht ein Wettbewerb um Handelsteilnehmer. Daher sind die Börsen bestrebt, ihre Produkte und Prozesse an den Bedürfnissen der Marktteilnehmer in der Energiewende anzupassen. Diese neuen Produkte erleichtern den Stromhandel. Gleichzeitig bieten sie auch neue Geschäftsfelder und fördern somit Innovationen.

Die Strombörsen EEX und EPEX SPOT haben unter anderem folgende Schritte angekündigt (EEX 2015, EPEX SPOT 2015):

- 1. Handel soll noch kurzfristiger möglich sein.** Bislang kann Strom bis zu 45 Minuten vor Lieferzeitpunkt an der EPEX SPOT gehandelt werden. Danach können Marktakteure neue Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch nur noch außerbörslich und mit eigenen Flexibilitäten ausgleichen. Gerade die Prognosen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie zum Stromverbrauch ändern sich jedoch auch noch sehr kurzfristig. Eine Verschiebung des börslichen Handelsschlusses – geplant für Sommer 2015 – ist daher sinnvoll.

- 2. Bilanzkreisverantwortliche und Verbraucher sollen sich über „Cap-Futures“ besser gegen Preisspitzen absichern, auf der anderen Seite sollen Kapazitäten darüber Einnahmen erzielen können.** Bislang können Marktakteure an der EEX für Stundenblöcke, Tage oder noch längere Zeiträume Strom kaufen und sich so gegen zukünftige Preisentwicklungen absichern. Im Strommarkt 2.0 werden allerdings häufiger als bisher Preisspitzen auftreten. Damit Marktakteure sich gegen Preisspitzen besser absichern können, will die EEX in 2015 neue Produkte einführen. Diese Produkte berücksichtigen in einem festgelegten Zeitraum die Preisentwicklung für (Viertel)Stunden und setzen eine Preisgrenze fest. Treten Preisspitzen über der Preisgrenze auf, so zahlt der Verkäufer die Differenz zwischen Preisgrenze und Preisspitze an den Käufer des Produktes aus. Der Käufer des Produktes – zum Beispiel ein Industrieunternehmen – muss somit nie mehr zahlen als die Preisgrenze plus den Kaufpreis der Option. Damit ist er gegen das Risiko von Preisspitzen abgesichert. Der Verkäufer – zum Beispiel ein flexibles Kraftwerk – erhält eine neue Einkommensmöglichkeit, das heißt, er wird für das Vorhalten seiner Kapazität entlohnt.
- 3. Auch neue Optionsprodukte und Wetterderivate sollen die Absicherung gegen Preisspitzen verbessern.** Die EEX will mittelfristig weitere Produkte anbieten, die es den Marktakteuren erlauben, Strom zu einem bestimmten Preis zu (ver)kaufen, wenn sich Marktpreise ungünstig entwickeln. Auch will sie Produkte entwickeln, die Wetterfaktoren berücksichtigen. Die NASDAQ Commodities plant ähnliche neue Produkte.

4.3 Baustein 3: Stromversorgung absichern

Baustein 3 sichert die Stromversorgung zusätzlich ab.

Versorgungssicherheit hat höchste Priorität. Sowohl für die Bürgerinnen und Bürger als auch für den Industriestandort Deutschland ist Versorgungssicherheit ein sehr hohes Gut. Baustein 3 garantiert, dass jederzeit ausreichend Kapazitäten für eine sichere Stromversorgung vorhanden sind.

Ein Monitoring überwacht die Versorgungssicherheit kontinuierlich.

Für eine sichere Stromversorgung müssen jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Stromnachfrage zu decken. Es ist daher sinnvoll, Versorgungssicherheit am Strommarkt zu überwachen. Für die Marktakteure sorgt das Monitoring zudem für Transparenz über die Entwicklung der Versorgungssicherheit (**Maßnahme 18**).

Eine Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung ab.

Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können (**Maßnahme 19**). Neben der Kapazitätsreserve hält die Netzreserve Kraftwerke in Süddeutschland zur Überbrückung von Netzengpässen vor und gewährleistet damit den sicheren Netzbetrieb. Die Netzreserve wird (gegebenenfalls modifiziert) über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und mit der Kapazitätsreserve verzahnt (**Maßnahme 20**).

Teil III:

Strommarkt 2.0: Die Umsetzung

Teil III legt dar, wie der derzeitige Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterentwickelt wird. Kapitel 5 beschreibt die Maßnahmen, die kurzfristig ergriffen werden. Diese Maßnahmen stellen sicher, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland auch unter veränderten Bedingungen dauerhaft gewährleistet bleibt. Sie tragen auch dazu bei, die Verbraucher wirtschaftlich effizient mit Strom zu versorgen. Mittelfristig ist eine Reihe weiterer Maßnahmen sinnvoll, damit die Energieversorgung auch in Zukunft kosteneffizient und umweltgerecht erfolgen kann. Kapitel 6 gibt einen Ausblick auf die entsprechenden zukünftigen Handlungsfelder.

Kapitel 5: Konkrete Maßnahmen

Drei Bausteine tragen zum Gelingen des Strommarktes 2.0 bei: der Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“, der Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“ und der Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“. Die Maßnahmen, die im Baustein 1 zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewähr-

leistet (Kapitel 5.1). Die Maßnahmen, die im Baustein 2 gruppiert sind, optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen flexiblen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten (Kapitel 5.2). Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab (Kapitel 5.3). Alle Maßnahmen werden europarechtskonform ausgestaltet.

Übersicht über die Maßnahmen

Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“: Die Maßnahmen des Bausteins 1 stärken die bestehenden Marktmechanismen. Die benötigten Kapazitäten können sich dadurch refinanzieren und der Strommarkt kann Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten.

- Maßnahme 1** Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
- Maßnahme 2** Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
- Maßnahme 3** Bilanzkreistreue stärken
- Maßnahme 4** Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“: Die Maßnahmen des Bausteins 2 optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten.

- Maßnahme 5** Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
- Maßnahme 6** Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
- Maßnahme 7** Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
- Maßnahme 8** Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
- Maßnahme 9** Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
- Maßnahme 10** Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
- Maßnahme 11** Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
- Maßnahme 12** Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
- Maßnahme 13** Smart Meter schrittweise einführen
- Maßnahme 14** Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
- Maßnahme 15** Mindesterzeugung evaluieren
- Maßnahme 16** Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
- Maßnahme 17** Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“: Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab.

- Maßnahme 18** Versorgungssicherheit überwachen
- Maßnahme 19** Kapazitätsreserve einführen
- Maßnahme 20** Netzreserve weiterentwickeln

5.1 Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen

Bereits heute sorgt der Strommarkt für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Auch bei zunehmenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien soll er eine zuverlässige Versorgung mit Strom sicherstellen. Die Maßnahmen, die im Baustein 1 zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Maßnahmen 1 und 2 stellen sicher, dass die Preisbildung frei bleibt. Die Maßnahmen 3 und 4 stärken die Bilanzkreistreue.

Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 1

Maßnahme 1	Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
Maßnahme 2	Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
Maßnahme 3	Bilanzkreistreue stärken
Maßnahme 4	Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Im Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale. Die Marktakteure müssen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt und keine regulatorischen Preisgrenzen eingeführt werden. Das BMWi stärkt daher das Vertrauen der Marktakteure: Im Strommarktgesetz soll die freie Preisbildung als Zielbestimmung aufgenommen werden. Dadurch wird klargestellt, dass es keine staatlichen Interventionen in die Strompreise geben soll.

Begründung

Im Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale. Die Preise am Strommarkt senden relevante Informationen an die Marktakteure (Stromversorger, Stromhändler, Großindustrie). Hohe Preise zeigen zum Beispiel an, dass das Stromangebot im Vergleich zur Stromnachfrage in einem Zeitpunkt knapp ist. Damit sind Strompreise zen-

trale Investitionssignale und setzen Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems (siehe Kapitel 3).

Die Marktakteure müssen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt. Bereits heute erfolgt die Preisbildung am Strommarkt frei von staatlichen Interventionen. An den Strombörsen existieren lediglich technische Preisobergrenzen, welche die Börsen anpassen können. Zum Teil äußern aber Marktakteure die Befürchtung, der Regulierer könnte zukünftig in den Markt eingreifen, um Preisausschläge an der Börse zu verhindern.

Eckpunkte

Das Strommarktgesetz soll Vertrauen bei den Marktakteuren schaffen:

- **Das Strommarktgesetz soll die Ziele des künftigen Strommarktdesigns im Energiewirtschaftsgesetz verankern.** Die freie Preisbildung wird ein Kernziel des Energiewirtschaftsgesetzes. Auch in Zukunft soll die Preisbildung für Strom durch wettbewerbliche Marktmechanismen erfolgen. Diese „Zielbestimmung“ wird durch das Strommarktgesetz als eine normative Grundentscheidung des Gesetzgebers in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügt. Dadurch können sich die Marktakteure darauf verlassen, dass auch in Zukunft staatliche Interventionen in die Preisbildung unterbleiben. Als Zwecke nennt das EnWG bereits eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente leitungsgebundene Strom- und Gasversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Die Aufnahme der „Zielbestimmung“ einer freien Preisbildung dient dazu, diese Zwecke zu erreichen.
- **Das Strommarktgesetz normiert die Grundprinzipien des künftigen Strommarktdesigns.** Die Grundprinzipien des Strommarktes 2.0 werden im Sinne eines „Grundgesetzes des Strommarktes“ geregelt. Diese Grundprinzipien stellen klar, dass der Strommarkt auch in Zukunft jederzeit einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ermöglichen muss. Staatliche Interventionen in die Preisbildung unterbleiben.
- **Zur freien Preisbildung bekennen sich Deutschland und seine Nachbarstaaten in ihrer gemeinsamen Erklärung.** Die Erklärung vom Juni 2015 für eine regionale Kooperation zur Versorgungssicherheit betont, dass keine gesetzlichen Preisgrenzen eingeführt werden. Zudem

sollen nationale Maßnahmen vermieden werden, die wie indirekte Preisgrenzen wirken könnten. Ebenfalls wichtig ist, dass die Mitgliedstaaten darauf vertrauen können, dass bestehende Regeln des Strombinnenmarktes eingehalten werden. Daher bekräftigt die Erklärung, dass die unterzeichnenden Staaten (soweit die Netzstabilität gewährleistet ist) auch bei knappen Versorgungslagen in den grenzüberschreitenden Stromhandel nicht eingreifen. Damit können Kapazitäten auch über nationale Grenzen hinaus Versorgungssicherheit gewährleisten (siehe Maßnahme 5).

Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Die freie Preisbildung ist für den Strommarkt 2.0 wesentlich. Unternehmen brauchen Klarheit darüber, inwieweit sie Kapazitäten über ihre Grenzkosten hinaus in den Markt bieten dürfen (so genannte Mark-ups). Das Bundeskartellamt sorgt daher für Klarheit: Es veröffentlicht für den Bereich der Stromerzeugung einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht und legt regelmäßig einen Bericht zur Marktmacht vor.

Begründung

Ein wesentliches Merkmal des Strommarktes 2.0 ist die **freie Preisbildung**. Damit der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleistet, ist es erforderlich, dass die Preisbildung am Spotmarkt frei bleibt (siehe Kapitel 3). Dies umfasst auch Situationen, in denen Unternehmen über ihre Grenzkosten hinaus in den Markt bieten (so genannte Mark-ups). Unternehmen äußern aber teilweise die Sorge, das kartellrechtliche Missbrauchsverbot (so genanntes Mark-up-Verbot) schränke die freie Preisbildung ein.

Marktteilnehmer sollten mehr Klarheit darüber erhalten, wann sie vom so genannten Mark-up-Verbot betroffen sind und wann nicht. Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot zielt nicht darauf ab, Preisspitzen in Knappheitssituationen zu verhindern. Es verhindert, dass Unternehmen Marktmacht nutzen, um Preise ungerechtfertigt künstlich und in erheblichem Umfang in die Höhe zu treiben. Es ist wichtig klarzustellen, welche Situationen vom kartellrechtlichen Missbrauchsverbot erfasst sind und welche Unternehmen davon betroffen sein können.

Eckpunkte

Das Bundeskartellamt sorgt für mehr Transparenz:

- **Das Bundeskartellamt veröffentlicht einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung.** Dieser Leitfaden verdeutlicht die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht. Vor der Erstellung des Leitfadens tritt das Bundeskartellamt in einen Dialog mit den betroffenen Unternehmen.
- **Das Bundeskartellamt legt mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung vor; das wird im Strommarktgesetz geregelt.** Der Bericht zur Marktmachtsituation verschafft den Unternehmen Klarheit bei der Beurteilung, ob sie marktbeherrschend sind. Nicht marktbeherrschende Unternehmen unterliegen bei ihren Preisforderungen – auch in Knappheitssituationen – unbeschadet der allgemeinen Regelungen des Stromhandels keinen Einschränkungen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot. Der Bericht erfolgt im Rahmen des bisherigen, umfassenderen Monitorings des Bundeskartellamtes im Energiebereich. Er umfasst eine Analyse und eine Bewertung von Daten, welche die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie das Energie-Monitoring erhebt.

Maßnahme 3: Bilanzkrestreue stärken

Im Strommarkt 2.0 sorgen starke Anreize zur Bilanzkrestreue für Versorgungssicherheit. Zusammen mit den Regelleistungsmärkten sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Die unter Umständen hohen Ausgleichsenergiepreise sind der zentrale Anreiz zur Bilanzkrestreue. Die BNetzA entwickelt daher das Ausgleichsenergiesystem weiter: Sie leitet im Jahr 2015 einen Diskussionsprozess ein, um noch im Jahr 2016 ein Festlegungsverfahren zu eröffnen.

Begründung

Im Strommarkt 2.0 sorgen starke Anreize zur Bilanzkreistreue für Versorgungssicherheit. Bereits heute müssen Bilanzkreisverantwortliche ihre Bilanzkreise ausgleichen. Alle Erzeuger und Verbraucher sind einem Bilanzkreis zugeordnet. Für jeden Bilanzkreis gibt es einen Akteur, der auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne abgeben und einhalten muss (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43).

Der Ausgleichsenergiepreis ist der zentrale Anreiz für Bilanzkreistreue. Mit Regelleistung gleichen Übertragungsnetzbetreiber unvorhersehbare Abweichungen aus. Dafür kontrahieren sie vorab Regelleistung (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 1.3). Weichen Bilanzkreisverantwortliche von ihren Fahrplänen ab, muss also Regelleistung eingesetzt werden. Die Kosten des Einsatzes tragen jene Bilanzkreisverantwortlichen, die von ihrem vorgesehenen Fahrplan abgewichen sind, über die Ausgleichsenergiepreise.

Eckpunkte

Ein weiterentwickeltes Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem stärkt die Bilanzkreistreue:

- **Die BNetzA leitet im Jahr 2015 einen Diskussionsprozess zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems.** 2016 adressiert ein anschließendes Festlegungsverfahren nach Ergänzung der erforderlichen Rechtsgrundlage unter anderem folgende Aspekte:
- **Kosten zur Vorhaltung von Regelleistung:** Bislang tragen die Bilanzkreisverantwortlichen – sofern sie von den Fahrplänen abweichen – nur die Einsatzkosten der Regelleistung. Die Vorhaltekosten geben die Netzbetreiber über die Netzentgelte an die Stromkunden weiter. Durch ihre Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie beeinflussen die Bilanzkreisverantwortlichen jedoch mittelfristig auch die vorgehaltene Menge an Regelleistung – das heißt wie viele Kapazitäten den Netzbetreibern zum Abruf von Regelleistung zur Verfügung stehen. Würden die Vorhaltungskosten zumindest teilweise über die Ausgleichsenergie abgerechnet, könnte dies die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken und die Kosten verursachungsgerechter verteilen.
- **Umgang mit Nulldurchgängen:** Die Kosten der Regelleistung legen die Übertragungsnetzbetreiber über das Ausgleichsenergiesystem auf die Bilanzkreisverantwortlichen um. In der ersten Stufe zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises gehen sie wie folgt vor: Sie teilen die Nettokosten – das heißt die Kosten minus der Erlöse – für den gesamten Regelleistungabruf durch die Gesamtmenge der Regelleistung, die im Regelverbund abgerufen wurde. Diese Gesamtmenge wiederum ergibt sich aus dem Saldo der eingesetzten Regelleistung in einer Viertelstunde (siehe Abbildung 15). Hier entstehen unerwünschte Anreize: Ist das System relativ stabil, das heißt die Netzbetreiber setzen relativ wenig und häufig sowohl positive und negative Regelleistung ein, können sich positive und negative Regelleistung kompensieren (Nulldurchgänge). Als Ergebnis ist der Nenner relativ klein und – mathematisch bedingt – der Zähler relativ groß: Es können relativ hohe Ausgleichsenergiepreise entstehen. Stattdessen sollten hohe Ausgleichsenergiepreise aber nur dann bestehen, wenn das System relativ instabil ist, das heißt die Netzbetreiber relativ viel positive oder negative Regelleistung einsetzen.

Abbildung 15: Bildung des Ausgleichsenergiepreises in der ersten Berechnungsstufe

$$\text{Ausgleichsenergiepreis 1} = \frac{\text{Kosten} - \text{Erlöse der abgerufenen Regelleistung}}{\text{Mengensaldo der abgerufenen Regelleistung im Regelverbund}}$$

- **Intradaypreis als Bezugspreis ersetzen.** Bilanzkreisverantwortliche sollen immer am Intradayhandel handeln, anstatt Regelenergie in Anspruch zu nehmen. Verändern sich Erzeugungs- und Lastprognosen in ihren Bilanzkreisen, sollten sie Strom am Intraday-Markt nachhandeln. Die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises setzt hierfür schon Anreize, indem sie den Intradaypreis berücksichtigt. Der derzeit verwendete, mengengewichtete, durchschnittlich stündliche Intradaypreis ist jedoch problematisch, da Bilanzkreise viertelstundenscharf zu bewirtschaften sind. Für ihre Festlegung wird die BNetzA alternative Bezugspreise prüfen. Alternative Bezugspreise könnten aus der neuen Day-Ahead-Viertelstundenauktion der EPEX SPOT, dem kontinuierlichen viertelstündlichen Intradayhandel abgeleitet oder aus einem Maximalpreis aus verschiedenen Bezugspreisen gebildet werden.
- **Die Kompetenzen der BNetzA sollen ausgeweitet werden.** Die BNetzA kann das Ausgleichsenergiesystem nach geltender Rechtslage nur eingeschränkt weiterentwickeln. § 8 der Stromnetzzugangsverordnung bestimmt, dass die Vorhaltekosten der Regelleistung über die Netzentgelte umgelegt werden. Das BMWi ändert diese Regelung, sodass die Netzbetreiber diese Kosten auch über das Ausgleichsenergiesystem abrechnen können (siehe oben).
- **BMWi und BNetzA überwachen das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem kontinuierlich.** Es gibt unterschiedliche Bilanzkreise. Für Bilanzkreisverantwortliche relativ leicht zu bilanzieren sind leistungsgemessen Industrie- und Gewerbekunden. Schwieriger zu bilanzieren sind die nicht-leistungsgemessenen Haushaltskunden. Die Abweichungen dieser Kunden vom für sie prognostizierten Verbrauch bewirtschaften die Verteilernetzbetreiber in so genannten Differenzbilanzkreisen. Wie effizient diese Bilanzkreise bewirtschaftet werden, werden BMWi und BNetzA überprüfen und bei Bedarf entsprechende Regeln anpassen (siehe Handlungsfeld 6).

Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtung absichern. Dass Übertragungsnetzbetreiber auch dann die Bilanzkreise abrechnen müssen, wenn sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen oder künftig auf die Kapazitätsreserve zurückgreifen, ist jedoch nicht klar geregelt. Es wird daher gesetzlich klargestellt, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden.

Begründung

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Zusammen mit der Regelleistung sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43).

Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtung ausreichend absichern.

Tun sie das nicht, sollten sie für ihr Fehlverhalten haften. Derzeit ist jedoch nicht in jedem Fall gesetzlich klargestellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Bilanzkreise abrechnen müssen. Dies betrifft Situationen, in denen sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen (§ 13 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes) oder künftig auf die Kapazitätsreserve zurückgreifen.

Eckpunkte

Es soll gesetzlich klargestellt werden, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden:

- **Das Strommarktgesetz soll § 8 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung entsprechend ergänzen.** Diese Regelung stellt sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Bilanzkreise auch dann abrechnen, wenn sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen (§ 13 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes) oder die Kapazitätsreserve in Anspruch nehmen.

5.2 Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung

Die Maßnahmen, die im Baustein 2 genannt sind, optimieren die Stromversorgung und betten die Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch ein. Sie sorgen damit für einen flexiblen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten und für wettbewerbsfähige Strompreise.

Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 2

Maßnahme 5	Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
Maßnahme 6	Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
Maßnahme 7	Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
Maßnahme 8	Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
Maßnahme 9	Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
Maßnahme 10	Regeln bei der Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
Maßnahme 11	Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
Maßnahme 12	Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
Maßnahme 13	Smart Meter schrittweise einführen
Maßnahme 14	Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
Maßnahme 15	Mindesterzeugung evaluieren
Maßnahme 16	Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
Maßnahme 17	Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Mit der Entscheidung für den Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strombinnenmarkt. In einem integrierten europäischen Binnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau kostengünstig gewährleisten. Daher arbeitet Deutschland bei der Weiterentwicklung des Strommarktes eng mit seinen Nachbarn zusammen. Die gemeinsame Erklärung zwischen Deutschland und seinen „elektrischen“ Nachbarländern vom Juni 2015 ist ein erster wichtiger Meilenstein, um den Strommarkt 2.0 europäisch einzubetten. Die unterzeichnenden Nachbarstaaten haben damit ein klares Signal gesetzt: Versorgungssicherheit soll künftig verstärkt europäisch betrachtet werden und die Vorteile des gemeinsamen Strombinnenmarktes sollen ausgeschöpft werden.

Begründung

Mit dem Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strombinnenmarkt. Seit der Liberalisierung der Strommärkte Ende der 1990er Jahre sorgt ein verstärkter Wettbewerb für eine effizientere Stromerzeugung und niedrigere Großhandelspreise. Parallel hat die Kopplung nationaler Märkte dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und grenzüberschreitend gehandelt wird (siehe Teil II). Der Strommarkt 2.0 baut auf dem liberalisierten, europäischen Markt auf und unterstützt seine Fortentwicklung.

In einem integrierten, europäischen Energiebinnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit kostengünstig sicherstellen. Je stärker die nationalen Strommärkte miteinander verbunden sind, desto größere Flexibilitätspotenziale stehen zur Verfügung. Gleichzeitig sinkt die benötigte Kapazität zur Deckung der Nachfrage, da der jeweils höchste Kapazitätsbedarf über die Regionen hinweg zeitlich versetzt anfällt. Mit dem überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage müssen national weniger Kapazitäten vorgehalten werden. Auch die Wahrscheinlichkeit für ungeplante Stromausfälle sinkt weiter, weil Angebot und Nachfrage in einem größeren Markt besser zusammenkommen können und der Ausfall einzelner Stromleitungen kompensiert werden kann (dazu siehe auch Maßnahme 18).

Eckpunkte

- **Im Juni 2015 hat der Bundesminister für Wirtschaft und Energie eine gemeinsame Erklärung mit den „elektrischen“ Nachbarn zum Strommarkt unterzeichnet** (siehe Kasten zur gemeinsamen Erklärung). Die Unterstützer dieser Erklärung sind die Niederlande, die Schweiz, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Tschechien, Österreich, Polen, Dänemark, Schweden und Norwegen. Die Erklärung betont die Bedeutung von so genannten „no regret“-Maßnahmen, die alle Staaten unabhängig vom nationalen Energiemix und Strommarktmodell als sinnvoll erachten. Mit dieser Erklärung, die unter Beteiligung der Europäischen Kommission verhandelt wurde, unterstreicht das BMWi sein Angebot an die europäischen Partner, im Rahmen der „no regret“-Maßnahmen und darüber hinaus eng zu kooperieren („cooperation-readiness“).
- **Die beteiligten Staaten haben folgende Maßnahmen vereinbart:**
 - **Sie werden bei der Weiterentwicklung der nationalen Strommärkte zusammenarbeiten.** Sie wollen sich zukünftig enger austauschen, wenn von nationalen Entscheidungen deutliche Auswirkungen auf die Strommärkte der Nachbarstaaten zu erwarten sind. Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit sollen grenzüberschreitende Auswirkungen berücksichtigen.
 - **Sie werden ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit und eine gemeinsame Methodik zu ihrer Berechnung entwickeln.** Als Grundlage kann das „Generation Adequacy Assessment“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber dienen. Diese Analyse haben die Übertragungsnetzbetreiber für Zentralwesteuropa im Auftrag des Pentalateralen Energieforums durchgeführt. Die Modellierungen sollen verbessert werden. Sie könnten in einen gemeinsamen Bericht der Übertragungsnetzbetreiber über Versorgungssicherheit münden (siehe auch Kapitel 6, Handlungsfeld 1).
- **Sie lassen die Strommärkte weiter zusammenwachsen.** Sie wollen die grenzüberschreitenden Stromnetze weiter ausbauen. Zudem sollen die Netzkodizes beschlossen und umgesetzt werden. Die Netzkodizes sind europaweit einheitliche Regeln für die Marktteilnehmer, beispielsweise zur Steuerung des grenzüberschreitenden Stromhandels und dem Umgang mit Netzausfällen (siehe auch Kapitel 6, Handlungsfeld 1).
- **Sie werden den grenzüberschreitenden Stromhandel auch in Zeiten hoher Preise nicht beeinträchtigen.** Einschränkungen lassen die europäischen Regeln nur bei Gefährdung der Netzstabilität zu.
- **Sie sind der Auffassung, dass flexible europäische Strommärkte im gemeinsamen Interesse liegen.** Dies betrifft insbesondere die Flexibilisierung der Nachfrageseite. Dazu wollen die beteiligten Staaten vor allem Hemmnisse für den Marktzugang von Flexibilitätsoptionen beseitigen, gesetzliche Preisobergrenzen verhindern, Preisspitzen akzeptieren und die Bilanzkreistreue stärken (siehe auch Maßnahmen 1, 2, 3, 7, 8, 10, 11, 12).

Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market

We are convinced that making the most of the internal energy market will be crucial for ensuring security of supply in a cost-effective way. **We emphasise** the rules regarding the internal energy market and will work towards their full implementation. **We stress** that we will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation. **We recognise** the right of each European state to determine its own energy mix. **We acknowledge** that neighbouring states face different situations which can lead to preferences for different concepts in our energy policy, and the need, within the EU-framework, for well-targeted national regulations, taking into account national specificities, also with regard to security of supply. **We are guided** by the intention to maximise the benefits of the internal market for security of supply. **We are convinced** that an intensified regional cooperation is an important step towards further EU market integration, that it

will increase energy security, reduce energy prices and costs and promote further integration of renewable energy.

We aim at identifying common approaches (“no-regrets”) even though we might not agree on all details or policy options. **We are guided** by the intention to contribute to the further European market integration. We will implement this declaration in close cooperation with the European Commission and within regional initiatives such as the Pentalateral Energy Forum and based on their valuable work and input. **We therefore agree, as a starting point, on the following “no-regrets” for regional cooperation:**

- We will improve cooperation among neighbouring countries as regards the main decisions on national energy policies with potential transnational effects.
- Policy interventions for security of supply should take into account cross-border effects and minimise possible market distortion.
- While acknowledging all European states’ own responsibility as regards ensuring security of supply, we will develop a common methodology to assess generation adequacy; we will work towards further harmonisation of security of supply indicators and a common understanding of security of supply as well as towards a joint regional generation adequacy assessment, to complement the work carried out at national level.
- We will foster further market-coupling and increased cross-border trade based on flow-based capacity calculations and, as the case may be, based on Net Transfer Capacity. We will foster reinforcement of internal grid and interconnection capacity to overcome bottlenecks.
- We will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation.
- We will foster improved cross-border capacity allocation and will work towards a coordinated implementation of the Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management.
- We will foster further market integration of renewables in a coordinated way thereby also making use of different flexibility options.
- We agree that the flexibilisation of our energy system is a no-regret to cost-effectively improve energy security.
- We will analyse our new and existing national regulations, with the aim to minimise any negative impact on, and if possible increase, system flexibility (“flexibility check”).
- As a first step we agree on the following flexibility “no-regrets”:
 - we will identify barriers for flexibility of supply and demand and seek to remove them in a coordinated manner;
 - we will develop demand side response and consider the potential of demand options from other sectors, such as heating and transport into the electricity system;
 - we will work towards ensuring an adequate level of short-term products;
 - we will allow flexible prices; we will particularly not introduce legal price caps and we will avoid that national measures have the effect of indirect price caps;
 - we will make sure that there is an adequate regulatory framework in order to ensure that balancing responsible parties will comply with their balancing obligations;
 - market parties, including producers of variable renewable energy, should react to market price signals;
 - we will support the cost-effective cross-border integration of markets for ancillary services (in particular balancing energy).

We invite other European states to join this declaration.

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Die für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage wichtigen Regelleistungsmärkte bieten Refinanzierungsmöglichkeiten für die Kapazitäten. Um mehr Wettbewerb zu ermöglichen und damit die Kosten zu senken, sollten sie möglichst vielen Anbietern offenstehen. Die BNetzA öffnet daher die Regelleistungsmärkte für mehr Anbieter: Noch im Jahr 2015 beginnt sie ein Festlegungsverfahren.

Begründung

Die Regelleistungsmärkte bieten Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten. Um das System jederzeit stabil zu halten, nutzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung. Damit gleichen sie unvorhergesehene Kraftwerksausfälle oder Prognoseabweichungen von Last und erneuerbarer Erzeugung physikalisch aus. Kapazitäten können Einkommen generieren, wenn sie an den Regelleistungsmärkten teilnehmen (siehe Kapitel 3.1 inklusive Kasten zur Refinanzierung).

Regelleistungsmärkte sollten allen Anbietern offenstehen. Jeder Anbieter, der Regelleistung zuverlässig zur Verfügung stellen kann, sollte am Wettbewerb teilnehmen dürfen. Eine große Anbietervielfalt minimiert die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. Auch kann mehr Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten die Mindesterzeugung aus thermischen Kraftwerken senken. In bestimmten Situationen werden thermische Kraftwerke am Strommarkt nicht mehr zur Lastdeckung benötigt. Dennoch bleiben sie teilweise in Betrieb, wenn sie beispielsweise Regelleistung bereitstellen.

Eckpunkte

Die Regelleistungsmärkte werden für neue Anbieter geöffnet:

- **Die BNetzA eröffnet noch im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung, um neuen und flexiblen Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen.** Bei kürzeren Vorlaufzeiten und kleineren Produkten können Anbieter wie Speicher, flexible Verbraucher und erneuerbare Energien verstärkt an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Auch bei der Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter hat die Systemstabilität weiterhin Priorität. Langfristig schlägt die Leitstudie Strom eine kalendertägliche Beschaffung mit einstündigen Produktlaufzeiten vor (Connect et al. 2015).

Tabelle 2: Bestehende Ausschreibungsbedingungen an den Regelleistungsmärkten

	Häufigkeit der Ausschreibung	Produktlaufzeit	Mindestangebotsgröße	Pooling
MR	werktätlich	4 Stunden	5 MW	ja
SRR	wöchentlich	HT (Mo. – Fr.: 8 – 20 Uhr), NT (Mo. – Fr.: 20 – 8 Uhr; Sa. – So., Feiertage: 0 – 24 Uhr)	5 MW	ja
PRR	wöchentlich	1 Woche	1 MW	ja

Quelle: Connect (2015b)

- **Die BNetzA berücksichtigt insbesondere folgende Aspekte:**
 - **Die Produktlaufzeiten bei der Sekundärregelleistung verkürzen.** Bislang können Anbieter Gebote entweder für ein Hochzeitlastfenster (HT) arbeitstäglich von 8:00 bis 20:00 Uhr abgeben. Alternative Zeitscheiben im Niedriglastbereich decken die Zeiten von 0:00 bis 8:00 Uhr und von 20:00 bis 24:00 Uhr ab. Auch Wochenenden und Feiertage gelten bislang ganztägig als Niedriglastzeiten (siehe Tabelle 2). Gerade über Feiertagswochenenden können dadurch sehr lange Zeitscheiben entstehen. In Betracht kommt eine Verkürzung beispielsweise auf Vierstunden- oder stündliche Produkte. Tabelle 2 zeigt die bestehenden Ausschreibungsbedingungen.
 - **Sekundärregelleistung und Minutenreserve kalendertäglich ausschreiben.** Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden zwischen drei Arten von Regelleistung: Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen, Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten und Minutenreserve (Tertiärregelleistung) innerhalb von einer Viertelstunde. Bislang können Anbieter Gebote für die Sekundärregelleistung nur wöchentlich abgeben. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Minutenreserve arbeitstäglich (siehe Tabelle 2). An Wochenenden und Feiertagen erfolgt die Ausschreibung somit bislang nicht täglich. Kürzere Vorlaufzeiten könnten den Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten stärken.
 - **Anbietern von Sekundärregelleistung ermöglichen, ihren Leistungszuschlag weiterzuverkaufen.** Eine Alternative zu kürzeren Vorlaufzeiten ist ein Sekundärmarkt für die Sekundärregelleistung. Dieser könnte dezentral oder zentral ausgestaltet sein. Marktakteure könnten dann ihre Leistungszuschläge dezentral und bilateral weiterverkaufen oder die Übertragungsnetzbetreiber könnten eine zentrale Day-Ahead-Auktion für den freiwilligen Wiederverkauf der Leistungszuschläge durchführen.
 - **Mehr Anbietern die Bereitstellung von Regelarbeit ermöglichen.** Bislang können Netzbetreiber kurzfristig benötigte Regelenergie nur von jenen Kapazitäten abrufen, denen sie per Ausschreibung zuvor die Berechtigung erteilt haben (Leistungszuschlag). Diese Regel könnte durch einen Regelarbeitsmarkt gelockert werden. Dies schlägt auch der europäische Netzkodex zu Regelleistung vor.
- **Den Zeitpunkt der Gebotsabgabe für die Sekundärregelleistung verschieben.** Sowohl bei kürzeren Ausschreibungszeiträumen als auch beim Sekundärmarkt könnte die Sekundärregelleistung zukünftig vor der Minutenreserve und vor der Day-Ahead-Auktion der Spotmärkte ausgeschrieben werden.
- **Die Produktlänge der Minutenreserve verkürzen.** Die Minutenreserve wird bislang in vierstündigen Zeitscheiben ausgeschrieben. Kürzere, beispielsweise stündliche Zeitscheiben, wären denkbar. Diese könnten um die Möglichkeit von Blockgeboten erweitert werden.
- **Regelarbeitspreise der Minutenreserve und der Sekundärregelleistung mit Einheitspreisverfahren bestimmen.** Eingesetzte Regelarbeit ist derzeit gemäß § 8 Abs. 1 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung zum angebotenen Preis zu vergüten (Gebotspreisverfahren). Marktakteure berücksichtigen bei ihren Geboten die potenzielle Vergütung und die erwartete, preisabhängige Abrufwahrscheinlichkeit. Bei einem Einheitspreisverfahren hingegen geben die Marktteilnehmer Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten ab und erhalten einen Preis in Höhe der Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit. Durch ein Einheitspreisverfahren könnten sich einfachere Gebote und damit effizientere Marktergebnisse einstellen.
- **Die Kompetenz der BNetzA soll ausgeweitet werden.** Das BMWi passt § 8 Abs. 1 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung an, um die Voraussetzung für den Abschluss des angekündigten Festlegungsverfahrens zu schaffen. Dadurch erhält die BNetzA die Möglichkeit, zukünftig Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren statt über das Gebotspreisverfahren zu bestimmen.

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises. Im Strommarkt 2.0 sollen Marktakteure jedoch flexibel auf Preissignale reagieren können. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden daher schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst: Das BMWi entwickelt ein Zielmodell, welches bei zukünftigen Anpassungen Orientierung bietet und Konsistenz gewährleistet.

Begründung

Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises. Der Strompreis für Endkunden enthält neben dem Großhandelspreis verschiedene staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte. Zu den Preisbestandteilen zählen insbesondere EEG- und KWKG-Umlage sowie Stromsteuer und Konzessionsabgabe. Bei Haushaltskunden zum Beispiel entfällt weniger als ein Viertel des gesamten Strompreises auf die Kosten der Stromerzeugung. Diese Preisbestandteile überlagern derzeit die Wirkung des Großhandelspreises. Sie schwächen damit die Preissignale der Strommärkte ab. Für viele Akteure lohnt es sich nicht oder kaum, das Nachfrageverhalten an die Marktpreise anzupassen. Dies kann die Gesamtkosten des Systems unnötig erhöhen (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 4.3).

Im Strommarkt 2.0 sollen die Marktakteure flexibel auf Preissignale reagieren können. Die Großhandelspreise signalisieren, ob Strom im Gesamtsystem zu einem Zeitpunkt knapp oder reichlich vorhanden ist. Sie sind das zentrale Steuerungssignal für das Gesamtsystem (siehe Kapitel 3).

Eckpunkte

Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst:

- **Das BMWi entwickelt ein Zielmodell.** Das Zielmodell gibt konsistente Antworten auf die unten dargestellten Herausforderungen und bietet den Marktakteuren Orientierung bei zukünftigen Reformschritten. Damit macht es die Entwicklung vorhersehbar. Das BMWi erarbeitet das Zielmodell gemeinsam mit den relevanten Akteuren. Ziel ist, die Kosteneffizienz des Gesamtsystems zu gewährleisten und für wettbewerbsfähige Strompreise zu sorgen. Dabei müssen Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite einbezogen werden.
- **Das Zielmodell gibt konsistente Antworten auf zwei Herausforderungen:**

1. Kosten der Energieversorgung begrenzen und Versorgungssicherheit stärken – und dabei die Ziele der Energiewende erreichen: Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sollen in ihrer Struktur und Höhe so angepasst werden, dass Akteure ihr Verhalten möglichst unverzerrt am zentralen Steuerungssignal des Großhandelspreises ausrichten. Dies umfasst insbesondere folgende Bereiche:

- **Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen:** Der künftige Strommarkt benötigt Flexibilität. Nur in einem fairen und durch Preisbestandteile und Netzentgelte möglichst unverzerrten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen setzen sich die kosteneffizienten Flexibilitätsoptionen durch (siehe Kapitel 1.1 und 3.2).
- **Systemdienlicher Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen:** Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sehen Ausnahmen für den Eigenverbrauch vor. Diese Ausnahmen unterstützen die Wettbewerbsfähigkeit systemdienlicher dezentraler Anlagen, können aber auch Strompreissignale verzerren. Eine stärkere Ausrichtung von Eigenerzeugungsanlagen auf Strompreissignale kann helfen, die Brennstoffkosten weiter zu senken, Emissionen zu reduzieren und zusätzliche Flexibilitäten zu erschließen. Dabei wird sichergestellt, dass die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Eigenerzeuger unbeeinträchtigt bleibt. Auch bleiben die bestehenden Begünstigungen erhalten. Die Eigenerzeugungsanlagen werden dann noch effizienter im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen eingesetzt.

- **Effiziente Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Verkehrssektor:** Die zunehmende Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie ist ein wichtiger Baustein der Energiewende (siehe Kapitel 6, Handlungsfeld 4). Entgelte und Abgaben sollen eine effiziente Kopplung der Sektoren ermöglichen. Die Marktakteure entscheiden im Einzelfall, ob sie Strom, Brenn- oder Treibstoffe nutzen. Damit diese Entscheidungen zu einem effizienten Gesamtsystem führen, müssen die Preise für Energieträger die durch sie verursachten volkswirtschaftlichen Kosten reflektieren.
 - **Effiziente Netznutzung und -ausbau:** Netzausbau ist die kostengünstigste Flexibilitätsoption (AG Interaktion 2012). Der Netzausbau wird nicht über den Strommarkt, sondern über Netzentgelte finanziert. Daher muss eine angepasste Netzregulierung das optimale Verhältnis zwischen Nutzung lokaler Flexibilität und Netzausbau herstellen (siehe zum Beispiel Maßnahme 14 „Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren“).
 - **Energieeffizienz:** Die bewährten Anreize für einen effizienten Umgang mit Energie sollen erhalten bleiben und verstärkt werden. Hemmnisse sollten abgebaut werden. Anreize für Effizienz und Flexibilität müssen aufeinander abgestimmt werden (siehe Handlungsfeld 5).
- 2. Faire und transparente Lastenverteilung.** Die verschiedenen Verbrauchergruppen sollen angemessen zu der erforderlichen Finanzierung beitragen, ohne dabei die bestehenden Begünstigungen zu verlieren. Dabei besteht ein Spannungsverhältnis zwischen zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit notwendigen Begünstigungen einerseits und einer möglichst breiten Bezugsbasis, um die Kosten für nicht-begünstigte Verbraucher zu begrenzen, andererseits. Ausschlaggebend ist die gesamtwirtschaftliche Betrachtung. Relevant ist auch eine transparente Zurechnung der Kosten, etwa im Netzbereich (siehe dazu Maßnahme 9).
- **Das BMWi entwickelt das Zielmodell gemeinsam mit den betroffenen Akteuren.** Diskussionen finden unter anderem in der Plattform Strommarkt statt. Bei der Entwicklung berücksichtigt das BMWi sowohl Netz- als auch Marktbelange (siehe Handlungsfeld 6).

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen

Flexible Großverbraucher können das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten. Derzeit schränken die Regelungen zu besonderen Netzentgelten dieses Flexibilitätspotenzial ein. Um netz- und marktdienliche Flexibilität verstärkt zuzulassen, werden daher die Vorschriften zu den besonderen Netzentgelten überarbeitet. Zum Beispiel können Großverbraucher künftig Regelleistung bereitstellen.

Begründung

Flexible Großverbraucher können das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten. Je höher der Anteil an Wind- und Sonnenstrom, desto wichtiger wird eine flexible Reaktion von Verbrauchern auf die Marktpreissignale (siehe Kapitel 3 und Handlungsfeld 4). Damit geeignete Großverbraucher ihr Flexibilitätspotenzial nutzen, sollten sie die Preissignale des Strommarktes möglichst unverfälscht in ihre Entscheidungen einbeziehen können.

Derzeit schränken die Regelungen zu besonderen Netzentgelten dieses Flexibilitätspotenzial ein. Großverbraucher erhalten reduzierte Netzentgelte als Gegenleistung für systemdienliches Verhalten. Allerdings setzen die besonderen Netzentgelte für „stromintensive Letztverbraucher“ teilweise zu starke Anreize für ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten: Flexible Großverbraucher können nach geltender Rechtslage ihre Netzentgeltreduzierung verlieren, wenn sie ihren Verbrauch erhöhen oder reduzieren. Zusätzlich legen Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster für die besonderen Netzentgelte mit „atypischer Netznutzung“ für ein Kalenderjahr im Voraus fest. Hochlastzeitfenster beschreiben Zeiträume, in denen viele Verbraucher in einem Netzgebiet gleichzeitig einen hohen Stromverbrauch aufweisen. In Hochlastzeitfenstern kann eine Verbrauchserhöhung zu einem (anteiligen) Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Der zunehmende Ausbau an Wind- und Sonnenstrom macht eine Anpassung in kürzeren Zeitabständen notwendig, damit Erzeugern und Verbrauchern kurzfristiger ein flexibles Verhalten ermöglicht wird.

Eckpunkte

Die Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 Abs. 2) öffnet die besonderen Netzentgelte für mehr Lastflexibilität:

- **Netzbetreiber können Hochlastzeitfenster kurzfristiger festlegen.** Zum Beispiel wäre eine Verkürzung auf wöchentliche und perspektivisch auf vortägige Zeitfenster denkbar. Verbraucher können ihr Verhalten dann genauer an die jeweils aktuelle Netzsituation anpassen. Sie können so zu einem stabilen Netzbetrieb sowie zu einer Marktentlastung beitragen. Zudem können Speicher von dieser Änderung profitieren.
- **Großverbrauchern wird die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ermöglicht.** Flexibles Verbraucherverhalten durch Bereitstellung von Regelleistung soll zukünftig nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen. Dadurch können Großverbraucher an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Dies kann sich positiv auf den Wettbewerb auswirken.
- **Verbrauchsreduktionen von Großverbrauchern zu Hochpreiszeiten werden vermehrt ermöglicht.** Verbrauchsreduktionen zu Hochpreiszeiten sollen zukünftig nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen: Großverbraucher, die bei Strompreisen oberhalb einer angemessenen Schwelle ihre Last reduzieren und damit marktdienlich die Nachfrage senken, sollen weiterhin die Voraussetzung für die besonderen Netzentgelte erfüllen können.
- **Verbrauchserhöhungen für Großverbraucher in Zeiten negativer Preise werden vermehrt zugelassen.** Verbrauchserhöhungen zu Zeiten niedriger Preise sollen zukünftig – wenn möglich – nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen: Großverbraucher können dann bei negativen Strompreisen marktdienlich die Nachfrage erhöhen. Die netztechnische Wirkung und rechtliche Umsetzung werden geprüft.

Maßnahme 9: Netzentgeltssystematik weiterentwickeln

Im Strommarkt 2.0 sollen die Kosten nicht nur gesenkt, sondern auch transparent und gerecht verteilt werden. Deutschlandweit divergiert die Höhe der Netzentgelte erheblich je nach Region. Eine stärkere Angleichung wäre sachgerecht. Allerdings sollen die ökonomischen Anreize zu einem kosteneffizienten Netzbetrieb in den Regionen erhalten bleiben. In einem ersten Schritt soll daher ein einheitliches Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze die Netzentgelt-niveaus angleichen. In einem späteren Schritt sollen die vermiedenen Netzentgelte – das heißt Entgelte, die bisher dezentralen Einspeisern ausbezahlt oder dem EEG-Konto gutgeschrieben werden – für Neuanlagen abgeschafft werden.

Begründung

Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland divergiert erheblich je nach Region. Die Netzkosten, die in einem Netzgebiet anfallen, tragen derzeit grundsätzlich die Endverbraucher in dem jeweiligen Netzgebiet. Dabei summieren sich die Netzentgelte der einzelnen Netzebenen auf.

Bei der Finanzierung von Netzinfrastrukturen soll eine faire Lastenverteilung sichergestellt werden. Auf der Übertragungsnetzebene ist eine bundesweite Verteilung der Kosten sachgerecht. Bereits heute werden einige Kosten des Übertragungsnetzes zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern verteilt, zum Beispiel die Kosten für die Offshore-Netzanbindung. Diese Kostenverteilung soll in Zukunft für das gesamte Übertragungsnetz gelten. Ein weiterer Treiber für regional unterschiedliche Netzentgelte sind die so genannten vermiedenen Netzentgelte. Diese werden bei KWK-Anlagen und konventionellen Anlagen an die dezentralen Einspeiser gezahlt. Bei EEG-Anlagen fließen sie in das EEG-Konto. Hintergrund dieser Regelung war bei ihrer Einführung die Annahme, dass die dezentrale Einspeisung auf nachgelagerten Ebenen die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen verringert und damit Infrastrukturkosten vermeidet. Diese Annahme ist heute nicht mehr zutreffend. Wesentlicher Treiber für den erforderlichen Ausbau der Netze ist der vermehrte Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen.

Eckpunkte

Regionale Unterschiede bei den Netzentgelten werden verringert:

- **Die Entgelte des Übertragungsnetzes werden bundesweit verteilt.** Regionale Unterschiede bei den Netzentgelten werden dadurch nicht aufgehoben, aber reduziert.
- **Die vermiedenen Netzentgelte sollen für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abgeschafft werden.** Bestehende Anlagen und Anlagen, die bis einschließlich 2020 in Betrieb gehen, erhalten Bestandsschutz. Dies gilt für erneuerbare und konventionelle Anlagen einschließlich KWK-Anlagen gleichermaßen. Die Anreize für einen kosteneffizienten Netzausbau in den Regionen bleiben erhalten.

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären

Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Die Aggregation – das heißt die Bündelung – von mittelgroßen und kleinen flexiblen Stromverbrauchern kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben. Es gibt noch keine spezifischen Regeln von Rechten und Pflichten der Aggregatoren im Strommarkt 2.0. Daher werden die Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher geklärt. Im ersten Schritt wird der Zugang der Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht.

Begründung

Die Aggregation – das heißt die Bündelung – von flexiblen Stromverbrauchern kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben. Der Erschließung von Flexibilitätpotenzialen kommt im Strommarkt 2.0 eine besondere Bedeutung zu (siehe Kapitel 3). Neben klassischen Stromlieferanten haben spezialisierte Anbieter – so genannte Aggregatoren – eine dreifache Funktion bei der Flexibilisierung der Nachfrage: Sie identifizieren und bewerten flexible Verbraucher, stellen die notwendige technische Anbindung dieser Verbraucher sicher und bringen die Flexibilität in den Markt. Dabei können sie zunehmend auch neue, flexible Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor einbinden (siehe auch Handlungsfeld 4).

Es gibt noch keine spezifischen Regeln zu Rechten und Pflichten der Aggregatoren im Strommarkt 2.0. Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Aggregatoren können Potenziale der Flexibilisierung mittelgroßer und kleiner Stromverbraucher erschließen, sofern sie unmittelbaren Zugang zu den Strommärkten haben. Wichtig sind dabei klare Regeln für das Zusammenspiel zwischen Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und Stromlieferanten.

Eckpunkte

Die Regeln bei der Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern werden geklärt:

- **Die Rechte und Pflichten von Aggregatoren in den Strommärkten werden evaluiert.** Hierfür treten BMWi und BNetzA in Dialog mit den betroffenen Akteuren. Auf dieser Grundlage klären sie die Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern.
- **Im ersten Schritt soll der Zugang für Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht werden.** Für die Minutenreserve haben Aggregatoren bereits heute einen Anspruch auf Zugang zu den Bilanzkreisen („Öffnungspflicht“ der Bilanzkreisverantwortlichen). Zukünftig soll diese Öffnungspflicht auch für die Sekundärregelenergie gelten. Hierfür soll die Stromnetzzugangsverordnung in § 26 Abs. 3 angepasst werden, um die Öffnung der Bilanzkreise auch für die Sekundärregelenergie vorzusehen. Das BMWi und die BNetzA prüfen, ob und inwieweit eine effiziente Umsetzung der Öffnung der Bilanzkreise weitere Regelungen erfordert.

Maßnahme 11: Verbreitung der Elektromobilität unterstützen

Elektromobilität ist ein Schlüssel für nachhaltige Mobilität und kann zukünftig verstärkt Flexibilität im Strommarkt bereitstellen. Die Verbreitung der Elektromobilität erfordert eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur. Daher sollen die Rahmenbedingungen für Investitionen in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge verbessert werden. Hierfür wird die energierechtliche Einordnung von Ladepunkten geklärt. Zudem wird sichergestellt, dass jeder Nutzer an jedem öffentlich zugänglichen Ladepunkt „tanken“ und bezahlen kann (diskriminierungsfreier Zugang).

Begründung

Elektromobilität ist ein Schlüssel für nachhaltige Mobilität und kann zukünftig verstärkt Flexibilität im Strommarkt bereitstellen. Elektromobilität kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Sie kann auch Flexibilität in der Stromversorgung bereitstellen: Insbesondere wenn viel Wind- und Sonnenstrom im System ist und daher die Preise relativ niedrig oder sogar negativ sind, können Elektrofahrzeuge Strom abhängig von den Preissignalen des Marktes gesteuert laden (siehe Handlungsfeld 4).

Die Verbreitung der Elektromobilität erfordert eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur. Investoren benötigen klare Rahmenbedingungen, um in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu investieren. Gleichzeitig muss der rechtliche Rahmen für die Nutzer von Elektrofahrzeugen einen systemoffenen, diskriminierungsfreien Zugang zur Ladeinfrastruktur gewährleisten. Auch unterschiedlichste Geschäftsmodelle sollen sich entwickeln und Flexibilität in Form von Marktpreissignalen weitergegeben werden können.

Eckpunkte

Die Rahmenbedingungen für den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge sollen verbessert werden:

- **Die energiewirtschaftliche Einordnung der Ladeinfrastruktur soll klargestellt werden.** Das Strommarktgesetz ordnet Ladepunkte im Energiewirtschaftsgesetz energierechtlich ein und stellt dadurch die Rechte und Pflichten der Betreiber von Ladepunkten dar. Damit schafft es die notwendige Rechtssicherheit. Das Strommarktgesetz soll damit auch sicherstellen, dass die Betreiber ihre Ladepunkte an das Netz anschließen können, Zugang zum Stromnetz haben und ihren Stromlieferanten frei wählen können.
- **Regelungen zum diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer von Elektrofahrzeugen zur Ladeinfrastruktur sollen erlassen werden.** Die europäische Richtlinie 2014/94/EU fordert klare Regelungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu Ladepunkten durch Elektromobilitätsnutzer. Diese Anforderungen setzt eine Verordnung auf Grundlage des § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes um. Die Verordnung stellt sicher, dass auf die besonderen Bedürfnisse der unterschiedlichen Marktakteure flexibel und schnell reagiert werden kann.
- **Die Verordnung soll insbesondere folgende Aspekte berücksichtigen:**
 - **Diskriminierungsfreien Zugang gewährleisten:** Die Verordnung setzt die Vorgaben der europäischen Richtlinie 2014/94/EU an einen interoperablen, systemoffenen und damit diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer von Elektrofahrzeugen zur Ladeinfrastruktur um.
 - **Bezahlung und Abrechnung an den Ladeeinrichtungen ermöglichen:** Die Verordnung wird die Voraussetzungen für harmonisierte Authentifizierungs- und Abrechnungsverfahren, Direkt-Bezahlsysteme und eine transparente Preisbildung an Ladeeinrichtungen schaffen.
 - **Flexibilitätpotenziale nutzen:** Die Flexibilität der Elektrofahrzeuge soll auch am Strommarkt genutzt werden können. Dafür muss die Möglichkeit bestehen, Marktpreissignale weiterzugeben.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Im Strommarkt 2.0 können Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz der Stromversorgung beitragen. Dafür müssen die bestehenden Potenziale systematisch ermittelt und die regulatorischen Hemmnisse beseitigt werden. Das neue Marktstammdatenregister der BNetzA erfasst daher für den Strommarkt relevante Netzersatzanlagen. Zusätzlich wird sichergestellt, dass Neuanlagen am Strommarkt teilnehmen können.

Begründung

Im Strommarkt 2.0 können Netzersatzanlagen zur Deckung der Spitzennachfrage am Spotmarkt beitragen. Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen wie beispielsweise Flughäfen oder Rechenzentren bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Die Anlagen sind beispielsweise Notstromaggregate mit Dieselmotor, die in der Regel nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Betreiber von Netzersatzanlagen können zusätzlich zu der Absicherungsfunktion von einer Vermarktung dieser Anlagen profitieren. Denn die Investitionskosten und fixen Betriebskosten bestehender Netzersatzanlagen fallen unabhängig von ihrer Vermarktung an. Einige Betreiber von Netzersatzanlagen sind daher zum Teil bereits heute über virtuelle Kraftwerke an den Regulenergiemärkten aktiv. Zukünftig könnten Netzersatzanlagen in Spitzenzeiten neben anderen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement zur Versorgungssicherheit kosteneffizient beitragen. Dafür müssen Netzersatzanlagen die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für eine temporäre Teilnahme am Strommarkt erfüllen.

Die bestehenden Potenziale sollen systematisch ermittelt und die regulatorischen Hemmnisse beseitigt werden.

Eine systematische Potenzialanalyse kann Betreibern virtueller Kraftwerke einen Überblick über bestehende Netzersatzanlagen und potenzielle Geschäftspartner verschaffen. Die Erfassung liefert zudem Auskunft über die Eigenschaften bestehender Netzersatzanlagen. Damit kann der Regulator fundiert einschätzen, ob technische und regulatorische Hemmnisse für die Vermarktung ihrer Anlagen

bestehen. Auch kann der mögliche Beitrag von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit präziser quantifiziert werden.

Eckpunkte

Die Vermarktung von Netzersatzanlagen soll vereinfacht werden:

- **Das neue Marktstammdatenregister der BNetzA erfasst bestehende Netzersatzanlagen systematisch.** Diese Erfassung gibt Auskunft über die Menge und wesentliche Eigenschaften der bestehenden Anlagen – zum Beispiel über die installierte Leistung, den Standort und den Netzanschlusspunkt sowie die Netzebene, in der die Verknüpfung mit dem Netz der allgemeinen Versorgung liegt. Bei der Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters werden Bagatellgrenzen festgelegt.
- **Es soll gesetzlich sichergestellt werden, dass Neuanlagen künftig verstärkt am Strommarkt teilnehmen können.** Das Strommarktgesetz definiert die grundlegenden technischen Voraussetzungen, damit Neuanlagen am Strommarkt teilnehmen können, beispielsweise die Voraussetzungen für den Netzparallelbetrieb. Bei der Regelung wird eine Bagatellgrenze eingeführt.

Maßnahme 13: Smart Meter schrittweise einführen

Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale. Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ stellt daher wesentliche Weichen für den zuverlässigen und wirtschaftlichen Einsatz von Smart Metern. Das BMWi legt dieses Paket im Sommer 2015 vor.

Begründung

Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale. Dabei setzen sich die kostengünstigsten Lösungen in einem technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durch (siehe Kapitel 3.2). Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in

dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren.

Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Alle Kapazitäten müssen sicher und standardisiert Daten austauschen können. Nur so sind sie steuerbar und abrechenbar. Daher sind Smart Meter wichtig: Sie informieren Marktakteure zeitnah über die Entwicklung von Verbrauch und Erzeugung und geben Preissignale an Verbraucher weiter. Damit ersetzen sie reine Prognosen auf Basis von Schätzungen, Vorjahreswerten und unpräzisen Standardlastprofilen und schaffen eine Grundvoraussetzung für die Flexibilisierung der Nachfrage. Für Unternehmen der Energiewirtschaft, Kleinerzeuger, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher ergeben sich durch Smart Meter neue Geschäftsmodelle und Marktchancen (BMWi 2014a). Smart Meter setzen die moderne Industriegesellschaft („Industrie 4.0“) schrittweise im Stromsektor um.

Eckpunkte

Smart Meter werden schrittweise und mit hohen Standards für Datenschutz eingeführt:

- **Das BMWi hat im Februar 2015 Eckpunkte für ein Verordnungspaket „Intelligente Netze“ vorgelegt.** Die Kosten-Nutzen-Analysen des BMWi haben ergeben, dass intelligente Messsysteme wesentlich zur Energiewende beitragen können. Voraussetzung ist, dass der Rechtsrahmen einen an Kosten und Nutzen orientierten Rollout mit einer standardisierten und vielseitig einsetzbaren Technik sicherstellt. Die Eckpunkte sind auf der BMWi-Webseite abrufbar (BMWi 2015a).
- **Das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ wird im Sommer 2015 vorgelegt:**
 - Eine Messsystemverordnung enthält als technische Grundlagenverordnung die Vorgaben (so genannte Schutzprofile und Technische Richtlinien) zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität.
 - Eine Datenkommunikationsverordnung regelt, „wer welche Daten, wie oft, von wem, zu welchem Zweck“ bekommen darf/soll.
 - Eine „Rollout“-Verordnung regelt alle Fragen des Rollouts („Wer ist wann zum Einbau verpflichtet?“) und der Finanzierung.

- **Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelt die Schutzprofile und Technischen Richtlinien modular weiter.** Mit den Vorgaben zu Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des BSI wird ein hoher Standard für das Smart Meter Gateway – das heißt die Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems – festgeschrieben. Dies schafft die erforderliche Datensicherheit und das notwendige Vertrauen in die intelligente Technologie. Das BMWi fasst die Arbeitsplanungen für erforderliche technische Weiterentwicklungen in einer Roadmap „Schutzprofilösungen für das intelligente Energienetz“ zusammen.
- **Ein Pilotprogramm unterstützt die Entwicklung von Einsparzählern.** Das „Pilotprogramm Einsparzähler“ wurde im Rahmen des Nationalen Aktionsplans für Energieeffizienz beschlossen und startet noch 2015. Bei Einsparzählern erfasst eine Kombination aus Hardware und Software den Energieverbrauch eines bestimmten Gerätes, beispielsweise eines Haushaltsgerätes oder einer Anlage im gewerblichen Bereich. Wird ein Altgerät durch ein neues Gerät ersetzt oder dessen Betrieb durch eine Wartungsmaßnahme energiesparend optimiert, kann der Zähler den Energieverbrauch erfassen. Auch kann er den neuen mit dem vorherigen Verbrauch vergleichen und die Stromeinsparung anzeigen – sowohl in kWh als auch in Euro. Energiesparzähler zeigen dem Nutzer auch, wofür er am meisten Energie aufwendet und welche Energieeffizienz- und Flexibilitätsmaßnahmen für ihn sinnvoll sind.

Maßnahme 14: Netzausbaubedarf durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Selten auftretende Leistungsspitzen müssen nicht transportiert werden. Die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen – oft auch „Spitzenkappung“ genannt – kann den Netzausbaubedarf erheblich verringern. Übertragungsnetzbetreiber erhalten daher die Vorgabe zur „Spitzenkappung“: Bei der Netzplanung ist die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent zu reduzieren.

Begründung

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Wenn Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Planung eine Abregelung von drei Prozent der jährlichen Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen einplanen, reduziert sich der Netzausbaubedarf erheblich. Ziel ist ein bedarfsgerechter und volkswirtschaftlich sinnvoll dimensionierter Netzausbau. Diese Vorgabe enthält bereits der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025.

Eckpunkte

Die „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen soll als gesetzliche Vorgabe für Übertragungsnetzbetreiber eingeführt werden:

- **Hierfür passt das BMWi das Energiewirtschaftsgesetz und das Erneuerbare-Energien-Gesetz an.** Die Abregelung betrifft die direkt an das jeweilige Netz angeschlossenen Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Alt- und Neuanlagen werden dabei gleich behandelt. Die Planer sollen maximal eine um drei Prozent reduzierte Stromerzeugung je Anlage simulieren. Diese Regelung gilt nur für die Übertragungsnetzebene. Auf der Verteilernetzebene erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Spitzenkappung seiner Netzplanung zu berücksichtigen.
- **Die Netzbetreiber sollen die einzelnen Anlagen weiterhin flexibel abregeln können.** Im operativen Betrieb führen die Netzbetreiber die Maßnahmen zum Einspeisemanagement nach der üblichen Rangfolge durch. Die gesetzlichen Vorgaben und Leitfäden verändern sich nicht. Der Einspeisevorrang von Erneuerbaren- und KWK-Strom bleibt unangetastet. Netzbetreiber sollen weiterhin zunächst die Anlagen abregeln, die den größten Einfluss auf den Netzenspass haben. Damit halten sie die abgeregelten Energiemengen so gering wie möglich.
- **Redispatch- und Entschädigungsregelungen bleiben erhalten.** Die Verteilernetzstudie des BMWi hat gezeigt, dass die Spitzenkappung unter Beibehaltung der aktuellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen der volkswirtschaftlich effizienteste Weg zur Reduzierung des Netzausbaus ist (BMWi 2014a). Derzeit stellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen die konventionellen und erneuerbaren Anlagen nahezu so, als ob keine Abregelung stattgefunden hätte. Wird auf eine derartige Entschädigung verzichtet, ist die Gefahr groß, dass die Netzbetreiber aufgrund steigender Risiken von der Spitzenkappung keinen Gebrauch machen. Denn es ist zu erwarten, dass die betroffenen Anlagenbetreiber jede Anforderung zur (entschädigungsfreien) Abregelung in Frage stellen würden. Die Netzbetreiber müssten dann darlegen, in welcher Einzelreihenfolge abgeregelt wurde, und beweisen, dass die Anlagen, die sie ohne Entschädigung abgeregelt haben, dadurch nicht diskriminiert wurden. Anderenfalls müssten sie Schadensersatz an die diskriminierten Anlagen zahlen. Eine schnelle und flexible Reaktion auf die Netzenspässe wäre dadurch erschwert. Ohne Entschädigung müsste zudem das Risiko einer Abregelung bei allen Anlagen eingepreist werden, obwohl nur einzelne Anlagen tatsächlich abgeregelt würden. Dies würde die gesamten Finanzierungs- und Förderkosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen erhöhen.

Maßnahme 15: Mindesterzeugung evaluieren

Derzeit ist eine bestimmte Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke für die Systemstabilität notwendig; sie kann aber die Integration erneuerbarer Energien erschweren und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Es ist daher wichtig, die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Daher evaluiert die BNetzA die Mindesterzeugung in einem Bericht. Dieser Bericht erscheint alle zwei Jahre.

Begründung

Derzeit ist eine bestimmte Mindesterzeugung für die Systemstabilität notwendig, sie kann aber erneuerbare Energien verdrängen und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Zur Wahrung der Systemstabilität sind Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Redispatchfähigkeit erforderlich. Diese Systemdienstleistungen werden derzeit überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Daraus resultiert die so genannte Mindesterzeugung. Auch die Bereitstellung von Wärme kann zu einer Mindesterzeugung führen. Dies ist der Fall, wenn KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Wärme nötig sind, diese aber gleichzeitig Strom unabhängig vom Marktpreis einspeisen oder nicht für den Redispatch in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden dürfen (siehe Grünbuch, Kapitel 2.3).

Es ist daher wichtig, die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Auf dieser Basis kann geprüft werden, wie gegebenenfalls auch bei einer niedrigeren Mindesterzeugung die Systemstabilität gewährleistet werden kann.

Eckpunkte

Die Mindesterzeugung wird kontinuierlich evaluiert:

- Die BNetzA evaluiert die Mindesterzeugung durch thermische Kraftwerke in einem Bericht. Der Bericht wird alle zwei Jahre veröffentlicht, erstmals zum 31. März 2017.
- Der Bericht ermittelt für die letzten Jahre die Faktoren, welche die Mindesterzeugung maßgeblich beeinflusst haben, und stellt sie verständlich dar. Dazu gehören etwa Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung, Redispatchfähigkeit oder Wärmebereitstellung. Dabei sollen exemplarisch relevante Netzsituationen – insbesondere solche, die mit Blick auf die Integration erneuerbarer Energien kritisch sind – auf Basis der verfügbaren Informationen ausgewertet werden.

- Eine wichtige Grundlage für die Analysen sind die Informationen zur Mindesterzeugung, welche die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Energieinformationsnetzes von Kraftwerksbetreibern erhalten. Auf dieser Basis sollen die Analysen die kritischsten Stunden für die Integration der erneuerbaren Energien identifizieren – beispielsweise Stunden mit geringster Residuallast. Für diese Stunden werden der Grund für die angegebene Mindesterzeugung sowie der Brennstoff der Anlagen ermittelt.
- Der Bericht betrachtet zudem die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung. Er leitet Empfehlungen ab, wie die Erbringung von Systemdienstleistungen sinnvoll und effizient im Rahmen der laufenden Prozesse weiterentwickelt und transparent gemacht werden kann.

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Auch in Zukunft wird die effiziente und klimafreundliche Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende spielen. Allerdings muss die künftige Förderung der KWK so ausgestaltet werden, dass sie mit den anderen Zielen der Energiewende kompatibel ist. So macht es bei einem stetig steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keinen Sinn, das Ausbauziel von 25 Prozent bis 2020 auf die gesamte Stromerzeugung zu beziehen.

Begründung

Flexible und effiziente KWK spart den Einsatz von Primärenergie als Brennstoff, reduziert damit CO₂-Emissionen und kann auf die Stromeinspeisung aus Wind- und Sonnenstrom reagieren. Das KWKG zählt zu den Instrumenten, die im Strommarkt 2.0 Nachhaltigkeit ermöglichen (siehe Kapitel 3.3).

Aktuell droht einem Teil der bestehenden KWK-Anlagen wegen der gesunkenen Strompreise die Stilllegung. Der Verlust von hocheffizienter gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme würde zu einem höheren CO₂-Ausstoß und Primärenergieverbrauch führen. Eine befristete Förderung von KWK-Anlagen, die von der Stilllegung bedroht

sind, soll daher als „Brücke“ dienen, bis die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung des Strommarktes greifen. Gleichzeitig können wir durch die Umstellung bestehender kohlegefeuerter Anlagen auf gasgefeuerte Anlagen den CO₂-Ausstoß weiter verringern.

Eckpunkte

Das KWK-Gesetz wird anhand folgender Eckpunkte novelliert:

- **Das künftige Ausbauziel für KWK wird als ein Anteil von 25 Prozent an der thermischen Stromerzeugung festgelegt und nicht wie bisher an der gesamten Stromerzeugung.**
- **Die Stromerzeugung aus KWK soll stärker auf das Preissignal reagieren und somit flexibler werden.** Damit dies möglich wird, sind größere Wärmespeicher erforderlich, um bei flexibler Stromerzeugung den gleichbleibenden Wärmebedarf decken zu können. Um dies zu erreichen, wird bei gleichbleibenden Fördersätzen das förderfähige Investitionsvolumen in Wärmenetze und Wärmespeicher erhöht.
- **Hocheffiziente mit Gas gefeuerte KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung, die in ihrer Existenz gefährdet sind, werden für einen begrenzten Zeitraum gefördert, um ihren Bestand zu sichern.** Andernfalls würde die wieder getrennte Erzeugung von Strom und Wärme zu einer sinkenden Energieeffizienz und höheren Emissionen von CO₂ führen. Dies ist eine Übergangsmaßnahme bis der Abbau von Überkapazitäten am Strommarkt dort zu einer Normalisierung führt und ein reformierter Emissionshandel wieder ökonomisch wirksame Anreize für die Minderung von CO₂ setzt.
- **Bei bestehenden KWK-Anlagen wird mit einer Umstellung von kohlegefeuerten zu gasgefeuerten Anlagen eine erhebliche Minderung von CO₂ erreicht.** Dazu werden wir im Rahmen der KWK-Förderung 500 Millionen Euro bereitstellen. Um den Minderungseffekt nicht zu konterkarieren werden bei der Förderung von Bestandsanlagen kohlegefeuerte Anlagen nicht einbezogen.

Maßnahme 17: Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Der Strommarkt 2.0 baut auf den individuellen Entscheidungen der Marktakteure auf. Auch die Öffentlichkeit soll einen Zugang zu transparenten und aktuellen Stromdaten erhalten. Daher stellt zukünftig eine Online-Plattform Strommarktdaten für Deutschland anwenderfreundlich und aktuell dar. Dies regelt das Strommarktgesetz.

Begründung

Der Strommarkt 2.0 baut auf den individuellen Entscheidungen der Marktakteure auf. Im Strommarkt 2.0 reagieren die Marktakteure dezentral auf die Preissignale der Strommärkte. Dadurch kann der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleisten, ist kostengünstiger und kann Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglichen (siehe Kapitel 3).

Auch die Öffentlichkeit soll einen Zugang zu transparenten und aktuellen Daten erhalten. Grundsätzlich sind die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten öffentlich zugänglich. Teilweise sind sie jedoch wenig anwenderfreundlich aufbereitet, lückenhaft oder liegen nicht zeitgerecht oder nicht in deutscher Sprache vor. Eine Online-Plattform hingegen schafft einen breiten Zugang zu relevanten Informationen. Sie kann so zu einer informierten und sachlichen Diskussion über die Energiewende beitragen. Ein zuverlässiges Monitoring der Energiewende wird damit erleichtert und die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende erhöht.

Eckpunkte

Eine Online-Plattform schafft mehr Transparenz über Strommarktdaten:

- **Das Strommarktgesetz soll die Grundlage für eine Online-Plattform über Strommarktdaten schaffen.** Die Plattform bündelt Strommarktdaten und stellt sie anwenderfreundlich und möglichst in Echtzeit dar. Sie wird sich dabei am Vorbild anderer Mitgliedstaaten wie Dänemark und Frankreich orientieren. Das Strommarktgesetz passt im erforderlichen Umfang bestehende Veröffentlichungspflichten im Energiewirtschaftsgesetz an. Zusätzliche Meldewege für Datenlieferanten sollen vermieden werden.

- **Die Online-Informationsplattform stellt Marktdaten für Deutschland zur Verfügung.** Die Plattform knüpft an die von der europäischen Transparenzverordnung (Verordnung (EU) Nr. 543/2013) geforderte, zentrale europäische Transparenzplattform an, welche der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) seit Januar 2015 in englischer Sprache betreibt. Auf dieser Internetseite werden Daten über Erzeugung, Transport und Verbrauch von Strom veröffentlicht. Durch folgende Schritte kann das BMWi diese Daten auch in einem nationalen Format zur Verfügung stellen:
 - **Rückgriff auf die Daten, die im Rahmen der EU-Transparenzverordnung verfügbar sind und an den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) übermittelt werden:** Dazu gehören unter anderem Gesamtlast, Erzeugung, Stromexporte und Stromimporte, grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse, Nichtverfügbarkeit von Produktionseinheiten und Übertragungsinfrastruktur.
 - **Darstellung der Informationen auf einer Webseite:** Die Plattform wird interaktive und anwenderfreundliche Abbildungen mit der Möglichkeit zur Datenabfrage enthalten.
 - **Prüfung der Aufnahme weiterer relevanter Informationen.** So können neue Nutzerkreise für die Plattform erschlossen werden. Beispiele dafür sind Strompreise am Großhandelsmarkt, Preisblätter für die Netznutzungsentgelte der Verteilernetzbetreiber oder die gebündelte Veröffentlichung von Insiderinformationen im Rahmen der Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT).
- **Die BNetzA sorgt zusätzlich mit dem Marktstammdatenregister für mehr Transparenz.** Das Register soll bis 2017 zur Verfügung stehen und die relevanten Stammdaten aller erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen erfassen. Es erfasst nur datenschutzrechtlich zulässige Daten und schützt bei der Veröffentlichung Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. In diesem Rahmen soll geprüft werden, welche bestehenden Meldepflichten gegebenenfalls entfallen können.

5.3 Baustein 3: Zusätzliche Absicherung

Die Maßnahmen der Bausteine 1 und 2 stärken die bestehenden Marktmechanismen und sorgen für eine flexible, effiziente Stromversorgung. Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab. Mit dem Monitoring wird die Versorgungssicherheit fortlaufend überwacht. Die Kapazitätsreserve garantiert die Versorgungssicherheit am Strommarkt auch in unerwarteten Situationen. Die Netzreserve sichert das Netz gegen regionale Netzengpässe ab, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind. Sie wird mit der Kapazitätsreserve verzahnt.

Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 3

Maßnahme 18	Versorgungssicherheit überwachen
Maßnahme 19	Kapazitätsreserve einführen
Maßnahme 20	Netzreserve weiterentwickeln

Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen

Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das BMWi regelmäßig einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland im Kontext des europäischen Strommarktes.

Begründung

Für eine sichere Stromversorgung müssen jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Stromnachfrage zu decken. Zu Kapazitäten gehören neben konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen auch Speicher und flexible Verbraucher (siehe Kapitel 3.1).

Das bisherige Monitoring nach Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, jährlich eine so genannte nationale Leistungsbilanz zu erstellen. Diese rein nationale Betrachtung ist nicht mehr sachgerecht. Sie ermöglicht im europäischen Strombinnenmarkt keine belastbare Aussage über Versorgungssicherheit. Insbesondere berücksichtigt sie (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen nicht angemessen. Daher ist ein neuer methodischer Ansatz erforderlich.

Eckpunkte

Die Entwicklung der Versorgungssicherheit Deutschlands im europäischen Strommarkt wird fortlaufend überwacht:

- **Das BMWi veröffentlicht regelmäßig einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit, erstmals im Jahr 2017.** Der Bericht analysiert quantitativ die Entwicklung der Versorgungssicherheit. Er analysiert auch mögliche Hemmnisse für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen.
- **Das Strommarktgesetz soll das Monitoring gesetzlich verankern und die bisherigen §§ 12 Abs. 4 und 5 sowie 51 des Energiewirtschaftsgesetzes fortschreiben.** Die Übertragungsnetzbetreiber steuern weiterhin die Daten zur Erzeugungs- und Lastsituation in Deutschland und – soweit möglich – in den Nachbarländern bei.
- **Das Monitoring liefert quantitative Analysen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit (Indikatorenberechnung).** Die quantitativen Analysen basieren auf einer staatenübergreifenden Betrachtung. Diese Betrachtung berücksichtigt Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie dynamische Anpassungsprozesse am Strommarkt.
- **Das Monitoring berücksichtigt den probabilistischen – das heißt wahrscheinlichkeitsbasierten – Charakter von Versorgungssicherheit.** Es untersucht die Wahrscheinlichkeit, mit der das verfügbare Angebot die Nachfrage nach Strom decken kann. Das Monitoring berücksichtigt zudem die verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten. Es nutzt eine neue Berechnungsmethodik mit geeigneten Indikatoren. In Betracht kommt insbesondere der Indikator der Versorgungswahrscheinlichkeit:

Er beschreibt den erwarteten Anteil des Stromverbrauchs (in GWh), den die verfügbare Erzeugung ohne weitere Maßnahmen decken kann, und berücksichtigt Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement. Für den Bericht wird die Datengrundlage zu Erzeugungs- und Verbrauchsdaten verbessert.

Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Mit einer Kapazitätsreserve stellen wir dem Strommarkt 2.0 eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können.

Begründung

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass in nicht vorhersehbaren Situationen Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich kommen. Im Unterschied zum „Kapazitätsmarkt“ umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und daher auch nicht den Wettbewerb und die Preisbildung verzerren.

Eckpunkte

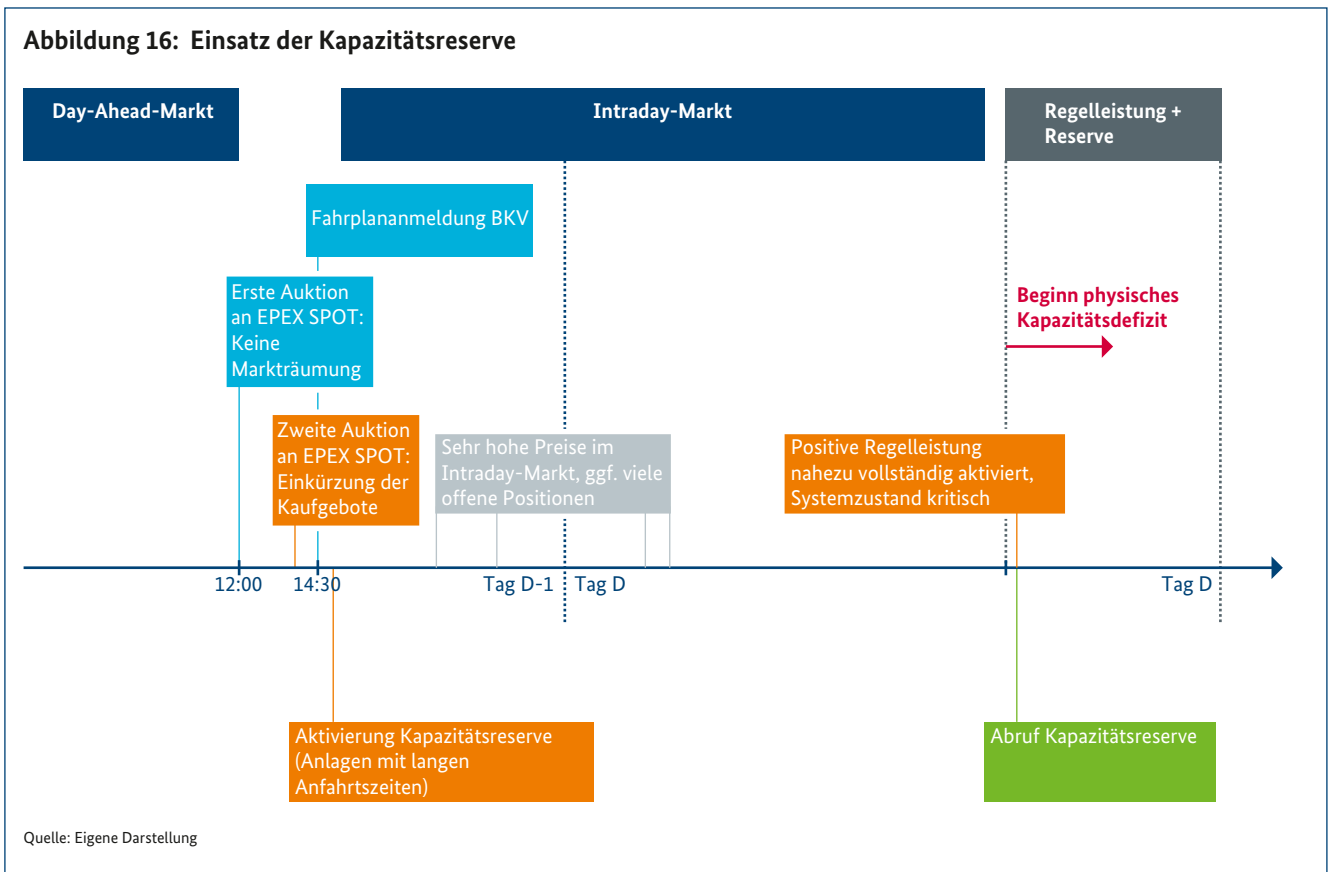
Mit dem Strommarktgesetz wird eine Kapazitätsreserve eingeführt:

- **Die Kapazitätsreserve hält technisch geeignete Reservekraftwerke vor.** Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen auf Basis einer Ausschreibung Kraftwerke unter Vertrag, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften geeignet sind, die Reserveleistung rechtzeitig und zielgerichtet zu erbringen. An der Ausschreibung werden sich voraussichtlich nur solche Kraftwerke beteiligen, die am Strommarkt nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Sie bleiben im Eigentum der Betreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber steuern lediglich ihren Einsatz.

- **Vorübergehend werden auf vertraglicher Basis alte Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve überführt und anschließend stillgelegt.** Diese Maßnahme dient der Erreichung der nationalen Klimaziele für 2020.
- **Die Kapazitätsreserve kommt nur zum Einsatz, falls ein Kapazitätsdefizit auftritt.** Im unwahrscheinlichen Fall, dass am Vortag – das heißt am Day-Ahead-Markt – trotz freier Preisbildung nicht ausreichend Strom an der Strombörse angeboten wird, um die Nachfrage zu decken, fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerksbe-

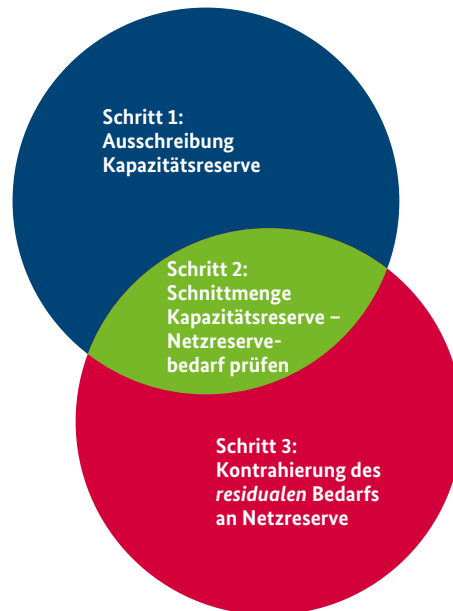
treiber auf, ihre Anlagen „in Bereitschaft“ zu versetzen. Die Kraftwerke fahren auf ihre Mindestteillast hoch und warten auf weitere Anweisungen der Übertragungsnetzbetreiber. Am Tag darauf folgt der kurzfristige, untertägige Handel (Intraday-Markt). Nur für den Fall, dass auch am Intraday-Markt die Nachfrage trotz freier Preisbildung nicht vollständig gedeckt wird, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein. Zunächst nutzen sie die verfügbare Regelleistung. Genügt dies nicht, fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Reservekraftwerke auf, die verbleibende Nachfrage zu decken (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Einsatz der Kapazitätsreserve



- **Kapazitäts- und Netzreserve sind zwei unterschiedliche Instrumente.** Die Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung für den unwahrscheinlichen Fall ab, in dem der Markt Angebot und Nachfrage nicht ausgleicht. Die Netzreserve hingegen sichert den Netzbetrieb bei regionalen Netzengpässen ab. Bis zur Behebung der Netzengpässe hält sie Kraftwerke in Süddeutschland vor, um sie im Falle von Netzengpässen für Redispatch einzusetzen. Während die Kapazitätsreserve deutschlandweit und unbefristet eingeführt wird, erfüllt die Netzreserve eine regionale, zeitlich begrenzte Aufgabe, die maßgeblich vom Fortschritt des Netzausbaus abhängt. Die Netzreserve kann in dem Umfang auslaufen, wie wichtige Netzausbauvorhaben abgeschlossen und keine Reservekraftwerke mehr für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.
- **Die Beschaffung der Kapazitätsreserve wird mit der Beschaffung der Netzreserve verzahnt.** Im ersten Schritt wird die Kapazitätsreserve ausgeschrieben. Mitbieten können alle technisch geeigneten Kraftwerke, grundsätzlich auch solche, die gegenwärtig bereits in der Netzreserve sind. Den Zuschlag erhalten die Kraftwerke mit den geringsten Kosten für die Vorhaltung. Im zweiten Schritt überprüfen die Übertragungsnetzbetreiber, welche dieser Kraftwerke in Süddeutschland stehen und parallel als Netzreserve dienen können. Soweit danach noch weiterer Bedarf an Netzreserve besteht, wird dieser Rest wie bisher als reine Netzreserve beschafft. Da hierfür der Kreis potenzieller Anbieter in Süddeutschland zu klein ist, ist eine Ausschreibung nicht sinnvoll. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Netzreserve wie bisher in direkter Verhandlung mit den Kraftwerken (siehe Abbildung 17). Die derzeit gültige Reservekraftwerksverordnung, in der die Netzreserve geregelt ist, wird über 2017 hinaus verlängert.
- **Maßgeblich für die Vorhaltekosten der Kapazitätsreserve ist das Ausschreibungsergebnis.** Soweit die Reserve nicht in Anspruch genommen wird, werden die Vorhaltekosten über alle Stromkunden verteilt.
- **Die Kosten für den Einsatz der Kapazitätsreserve werden nach dem Verursacherprinzip abgerechnet.** Kommt die Kapazitätsreserve zum Einsatz, zahlen die Stromlieferanten, die ihre Lieferpflichten nicht erfüllen konnten, entsprechend ihrem Verursachungsbeitrag einen angemessenen Anteil der Gesamtkosten der Reserve. Die Abrechnung erfolgt im etablierten System der Regelleistung. Wird die Reserve abgerufen, beträgt der Mindestpreis für die unterdeckten Lieferanten 20.000 Euro/MWh. Dies entspricht dem technischen Höchstpreis im untertägigen Stromhandel zuzüglich eines Aufschlags von 100 Prozent. Damit haben die Lieferanten klare Anreize, ihre Lieferverpflichtungen frühzeitig über Termingeschäfte oder Vereinbarungen mit ihren Kunden abzusichern und somit die Reserve erst gar nicht zum Einsatz kommen zu lassen.
- **Die Größe der Kapazitätsreserve richtet sich nach der erwarteten durchschnittlichen Jahreshöchstlast.** Hiervon werden fünf Prozent, das entspricht etwa vier Gigawatt installierter Kraftwerksleistung, als zusätzliche Reserve vorgehalten. Ein Monitoring der BNetzA prüft künftig in regelmäßigen Abständen, in welchem Umfang die Kapazitätsreserve erforderlich ist.
- **Die Kapazitätsreserve lässt den Strommarkt unbeeinträchtigt.** Daher wird sie komplett vom Markt getrennt errichtet. Die Reservekraftwerke stehen ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung und speisen nur auf deren Anweisung ein. Es erfolgt keine Vermarktung. Nach Ablauf der Vertragslaufzeit in der Reserve dürfen die Betreiber erneut in die Reserve bieten. Kraftwerke, die an der Reserve teilgenommen haben, müssen dauerhaft stillgelegt werden.

Abbildung 17: Verzahnte Beschaffung von Kapazitätsreserve und Netzreserve



Quelle: Eigene Darstellung

Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Die Netzbetreiber sorgen dafür, dass der gehandelte Strom bei den Verbrauchern ankommt. Bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber die regionale Netzreserve, um besondere Belastungssituationen im Stromnetz abzusichern. Die Netzreserve wird daher bis Ende 2023 verlängert und ausgehend von den Praxiserfahrungen weiterentwickelt.

Begründung

Die Marktakteure in Deutschland handeln in einer einheitlichen Preiszone. Dabei wird unterstellt, dass der Strom von den Erzeugungsanlagen zu den Kunden transportiert werden kann. Tatsächlich ist dies in einer wachsenden Zahl von Jahresstunden aufgrund von Netzengpässen jedoch nicht möglich. In diesen Zeiten greifen die Übertragungsnetzbetreiber zu so genannten Redispatch-Maßnahmen. Das heißt, sie fahren Kraftwerke vor dem Netzengpass (die am Strommarkt zum Zuge gekommen

sind) runter und Kraftwerke nach dem Netzengpass (die am Strommarkt nicht zum Zuge gekommen sind) hoch. Für diese Eingriffe werden die Kraftwerke vor und hinter dem Netzengpass entschädigt. Die Kosten werden über die Netzentgelte auf die Kunden überwält (siehe Handlungsfeld 6).

Bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber in Süddeutschland eine Netzreserve. Systemrelevante Kraftwerke in Süddeutschland dürfen derzeit nicht stillgelegt werden, da sie für den Redispatch erforderlich sind. Abhängig von Fortschritten beim Netzausbau, kann die Netzreserve zurückgefahren werden.

Eckpunkte

Mit dem Strommarktgesetz wird die Netzreserve verlängert und weiterentwickelt:

- **Die Netzreserve wird bis Ende 2023 verlängert.** Gegenwärtig ist sie bis Ende 2017 befristet. Sie wird jedoch weiterhin gebraucht.

- **Die Beschaffung der Netzreserve folgt weiterhin dem etablierten Verfahren der Reservekraftwerksverordnung.** Die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für die Netzreservefunktion. Im Anschluss wird der Bedarf durch Erzeugungsanlagen gedeckt, indem diese für die Netzreserve verpflichtet werden.
- **Ein Kraftwerk, das vorübergehend stillgelegt wird, erhält seine Betriebsbereitschaftsaufgaben nicht erst ab seiner Stilllegung, sondern bereits ab dem Zeitpunkt, ab dem die BNetzA die Systemrelevanz des Kraftwerks feststellt.** Kraftwerke, die noch nicht abgeschrieben sind, erhalten darüber hinaus in Zukunft als Ausgleich für ihren Werteverbrauch auch die anteilige Jahresabrechnung. Außerdem werden die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen, damit Kraftwerke, die nur vorübergehend stillgelegt werden, in Zukunft bereits nach vier (anstelle von bislang fünf) Jahren wirtschaftlich an den Markt zurückkehren können.
- **Anlagen der Kapazitätsreserve können zukünftig auch die Netzreservefunktion erfüllen.** Hierzu müssen die Anlagen „an der richtigen Stelle“ im Netz stehen. Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen die Standorte, nachdem die Ausschreibung der Kapazitätsreserve abgeschlossen ist (siehe Maßnahme 19). An der Ausschreibung der Kapazitätsreserve können auch Anlagen teilnehmen, die bereits als Netzreserve aktiv sind. Eine doppelte Vergütung wird ausgeschlossen.
- **Aus der Verzahnung mit der Kapazitätsreserve ergeben sich Änderungen zu der Reservekraftwerksverordnung.** Der in der Systemanalyse festgestellte Bedarf wird nicht sofort beschafft. Stattdessen prüfen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst, ob und wie viele Anlagen der Kapazitätsreserve die Netzreservefunktion übernehmen können. Diese Anlagen reduzieren den Bedarf an Netzreserve, der zusätzlich beschafft werden muss. Aus dieser Verzahnung und den Praxiserfahrungen mit der Netzreserve – unter anderem den durchgeführten Systemanalysen – ergeben sich weitere Anpassungen. Hierzu gehören beispielsweise die Fristen für die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA. Auch die Kriterien für eine angemessene Kostenerstattung für die Anlagen in der Netzreserve werden überprüft und gegebenenfalls angepasst. Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (das heißt ohne Unterstützung durch das Stromnetz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind.

Kapitel 6: Zukünftige Handlungsfelder

Kapitel 5 benennt die kurzfristig zu ergreifenden Maßnahmen, mit denen die Funktionsfähigkeit des Strommarktes verbessert werden soll. Die weitere Umsetzung der Energiewende stellt den Strommarkt 2.0 jedoch vor neue Anforderungen (6.1). Weitergehende Schritte sind daher erforderlich. Im Folgenden werden entsprechende Handlungsfelder skizziert (6.2).

6.1 Ausblick auf die weitere Entwicklung des Strommarktes 2.0

Die weitere Umsetzung der Energiewende stellt den Strommarkt 2.0 vor neue Anforderungen. Die Bundesregierung hat ehrgeizige Ziele: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent gegenüber 2008 zurückgehen, wozu auch eine Verringerung des Stromverbrauchs beitragen soll. Gleichzeitig soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Zum Vergleich: 2014 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bei rund 28 Prozent.

Die Maßnahmen aus Kapitel 5 setzen den Strommarkt 2.0 für die aktuelle Phase der Energiewende um. Insbesondere die Maßnahmen aus dem Baustein „Stärkere Marktmechanismen“ und Baustein „Zusätzliche Absicherung“ stellen sicher, dass der Strommarkt Versorgungssicherheit weiterhin auf einem sehr hohen Niveau gewährleisten kann. Zusätzlich machen die Maßnahmen aus dem Baustein „Flexible und effiziente Stromversorgung“ die Stromversorgung kostengünstiger und umweltverträglicher.

Die Energiewende stellt künftig neue Anforderungen an das Strommarktdesign:

- Auf dem Weg zu einem liberalisierten und integrierten Strommarkt haben die europäischen Mitgliedstaaten bereits wichtige Schritte vollzogen. Diese Entwicklung soll in den nächsten Jahren fortgesetzt und vertieft werden (**Handlungsfeld 1**).
- Das Stromversorgungssystem muss wachsende Anteile erneuerbarer Energien sicher und kosteneffizient integrieren. Geeignete Rahmenbedingungen können dabei den Förderbedarf für erneuerbare Energien senken (**Handlungsfeld 2**).
- Konventionelle Kraftwerke werden auch in Zukunft wichtig sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie werden dabei eine neue Rolle in der Stromversorgung einnehmen: Waren früher die kontinuierlich Strom produzierenden Grundlastkraftwerke das Rückgrat der Stromerzeugung, liegt ihre Funktion in Zukunft in der Ergänzung der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und Sonne (**Handlungsfeld 3**).
- Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird es zunehmend wichtig, die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu verknüpfen. Wird Strom in allen Sektoren werthaltig nachgefragt und damit marktgetrieben auch in Wärme und Mobilität umgewandelt, können die Ziele zur CO₂-Einsparung im Verkehrs- und Wärmesektor kostengünstig erreicht werden (**Handlungsfeld 4**). Das Strommarktdesign muss daher den gesamten Ordnungsrahmen für den Stromsektor betrachten.
- Die Perspektive auf das Strommarktdesign verschiebt sich: Neben den Zielen für den Stromsektor muss das Strommarktdesign zukünftig stärker auch die anderen Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz berücksichtigen (**Handlungsfeld 5**).
- Wichtig ist eine Koordination zwischen Stromnetzen und Strommarkt. Zum Beispiel kann eine verstärkte Interaktion der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr Auswirkungen auf die Stromnetze haben (**Handlungsfeld 6**).

Weitere Schritte werden daher folgen. Kapitel 6.2 gibt einen Ausblick auf die genannten Handlungsfelder für die weitere Entwicklung des Strommarktdesigns.

Viele Stellungnahmen zum Grünbuch weisen auf erforderliche weitere Schritte hin. Viele Vorschläge der Konsultationsteilnehmer gehen über die in Kapitel 5 angekündigten Maßnahmen hinaus. Zum Beispiel äußern sich viele Akteure zur Förderung der erneuerbaren Energien und ihrer weiteren Rolle im Energiesystem (siehe Handlungsfeld 2). Zudem wird gefordert, die Rolle der Netzbetreiber klar zu definieren (siehe Handlungsfeld 6). Viele Stellungnahmen thematisieren auch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (siehe Kapitel 1.2 und Handlungsfeld 4).

6.2 Zukünftige Handlungsfelder

Sechs zentrale Handlungsfelder geben einen Ausblick auf die Weiterentwicklung des Strommarktes 2.0.

Handlungsfeld 1: Den europäischen Binnenmarkt für Strom stärken

Auf dem Weg zu einem liberalisierten und integrierten Strommarkt haben die europäischen Mitgliedstaaten bereits wichtige Schritte vollzogen. Die Monopole für Stromversorgung und Netze wurden Ende der 1990er Jahre aufgelöst. Zahlreiche Nachbarländer sind bereits heute eng vernetzt. Die europäischen Strommärkte sind weitgehend gekoppelt und wachsen weiter zusammen. Diese Entwicklung sollte in den kommenden Jahren fortgesetzt und vertieft werden.

Der europäische Binnenmarkt für Strom stärkt die Versorgungssicherheit. In einem integrierten europäischen Energiebinnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau kostengünstig herstellen. Je stärker die nationalen Strommärkte miteinander verbunden sind, desto größere Flexibilitätspotenziale stehen zur Verfügung. Gleichzeitig können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, den erneuerbaren Energien und dem Einsatz konventioneller Kraftwerke genutzt werden (siehe Kapitel 3.1 und Maßnahme 5).

Das europäische Zielmodell für den Strommarkt bestimmt die Richtung der europäischen Strommarktpolitik. Das europäische Zielmodell für den Strommarkt – auf Englisch „European target model for electricity“ – stellt die Weichen für die Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes. Hauptelemente des Zielmodells sind die Kopplung der nationalen Strommärkte in den Vortagesmärkten (Day-Ahead-Märkten), ein grenzüberschreitend funktionierender untertägiger Handel (Intraday-Markt), ein Rahmen für langfristige Transportrechte (long term transmission rights) sowie gemeinsame Methoden für die jeweils zu Grunde liegende Kapazitätsberechnung (capacity calculation). Die einheitlichen Regeln für die Marktteilnehmer werden europaweit in Form von Netzkodizes umgesetzt (Top-Down). Gleichzeitig treiben regionale Initiativen wie das Pentalaterale Forum den Strombinnenmarkt voran und berücksichtigen dabei lokale Unterschiede in der Integration (Bottom-Up).

Das europäische Zielmodell erfordert noch weitere Schritte. Die Europäische Kommission sollte die Netzkodizes zügig fertigstellen. Notwendige Umsetzungsmaßnahmen erfolgen dann auf nationaler Ebene. Zudem hat die Kommission Legislativvorschläge zum Marktdesign und zur Versorgungssicherheit angekündigt. Für diese Legislativvorschläge sollte das europäische Zielmodell für den Strommarkt leitend sein. Denn wird das Zielmodell erfolgreich umgesetzt, sind die Investitionsanreize europaweit immer dort am höchsten, wo sie auch am dringendsten gebraucht werden.

Versorgungssicherheit sollte vertieft europäisch betrachtet werden. Ein erster Schritt für die europäische Betrachtungsweise ist der jüngste Bericht des Pentalateralen Energieforums. Den Bericht haben die Übertragungsnetzbetreiber dieser Region (Benelux-Staaten, Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz) erstellt (Pentalaterales Energieforum 2015). Er markiert einen Meilenstein im Monitoring der Versorgungssicherheit in Strommärkten. Zum ersten Mal berücksichtigen die Berechnungen Ausgleichseffekte durch den Stromaustausch zwischen den Ländern (siehe Kapitel 3.1). In den kommenden Jahren sollten die Übertragungsnetzbetreiber die Analyse fortführen und methodisch vertiefen. Dies sollte auch eine detailliertere Berücksichtigung der Nachbarländer beinhalten. Perspektivisch sollten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber auch ihre Prognose für die Versorgungssicherheit – den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ – mit einem derart weiterentwickelten Ansatz durchführen (siehe auch Kapitel 5, Maßnahme 5).

Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist Dreh- und Angelpunkt für die weitere Entwicklung des Stromsystems. Einerseits werden Wind- und Sonnenenergie das Stromsystem weiter verändern: Erzeuger, Verbraucher und Speicher reagieren zunehmend flexibel auf ihre dargebotsabhängige Einspeisung. Andererseits übernehmen Wind- und Sonnenenergie über die Direktvermarktung mehr Verantwortung für das System.

Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung übernehmen bereits heute dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke. Das 2014 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet Neuanlagen zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Anders als unter der festen Einspeisevergütung

haben Erzeuger von erneuerbarem Strom über die gleitende Marktprämie Anreize, auf die schwankenden Marktpreise zu reagieren. Beispielsweise regeln Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie bei moderat negativen Preisen ab. Außerdem müssen sie die Bilanzkreispflichten einhalten und unterliegen somit derselben Bilanzkreisverantwortung wie konventionelle Kraftwerke (siehe Kasten zur Direktvermarktung). Zudem erhalten Neuanlagen ab 2016 bei negativen Preisen keine Förderung mehr. Dies geht auf Vorgaben aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zurück. Erneuerbare-Energien-Anlagen, die ab 2016 in Betrieb genommen werden, erhalten keine Förderung mehr, wenn die Preise sechs Stunden am Stück negativ sind. Dadurch wird allerdings die Finanzierung teurer, was wiederum den Ausbau der erneuerbaren Energien beeinträchtigen kann. Infolgedessen soll die Regelung im Rahmen des Strommarktgesetzes überprüft werden.

Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Erlösmöglichkeiten an den Strommärkten bestimmt die Höhe der erforderlichen Vergütung für erneuerbare Energien. Stromgestehungskosten setzen sich aus Kapital- und Betriebskosten wie zum Beispiel Brennstoffkosten und Kapitalverzinsung zusammen. Einige wichtige Treiber sind (welt-)marktbedingt und von den politischen Rahmenbedingungen weitgehend unabhängig. Zum Beispiel beeinflussen Preise für Gas- und Steinkohlebrennstoffe das Erlösniveau für Strom, auch für den aus erneuerbaren Energien. Stahlpreise, Flächenverfügbarkeit und die weitere Technologieentwicklung bestimmen die Kosten für Windenergieanlagen. Manche Treiber sind jedoch durch politische Rahmenbedingungen beeinflussbar. Hier gilt es anzusetzen, um die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien zu minimieren.

Über die Direktvermarktung sind erneuerbare Energien gut in den Markt integriert

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie sind selbst für die kurzfristige Prognose ihrer Produktion und den Ausgleich bei Abweichungen verantwortlich. Sie müssen ihre Einspeisung viertelstündlich prognostizieren. Um Abweichungen zu verringern beziehungsweise möglichst effizient auszugleichen, haben sie den Anreiz, ihre Methodik und ihre Datengrundlage für ihre Prognosen zu verbessern.

Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie schalten bei moderat negativen Preisen ab. Sie vereinfachen damit den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage und entlasten die EEG-Umlage im Vergleich zu Anlagen, die über die feste Einspeisevergütung gefördert werden.

Erfüllen sie die technischen Voraussetzungen, können Betreiber in der Marktprämie ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen auch an den Regelleistungsmärkten vermarkten. Biomasseanlagen erbringen bereits zunehmend Regelleistung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auch technische Konzepte zur Teilnahme von Windenergieanlagen am Markt für (negative) Regelleistung geprüft. Diese sollten bald Anwendung finden. Dies könnte die Mindesterzeugung fossiler Kraftwerke verringern.

Die Markt- und Flexibilitätsprämie gibt Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Anreiz, mit ihren Anlagen möglichst bedarfsgerecht Strom zu produzieren. Biogasanlagen haben bereits heute mit der Markt- und Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen flexibel zu betreiben. Künftig lohnt es sich für sie, vor allem bei hohen Strompreisen einzuspeisen, das heißt wenn der Bedarf für weitere Stromerzeugung hoch ist. Auch Wind- und Photovoltaikanlagen können bedarfsgerecht einspeisen, zum Beispiel durch den Einsatz von Windenergieanlagen mit geringerer installierter Leistung bei gleichem Rotordurchmesser (Schwachwindturbinen) oder durch eine Ost-West-Ausrichtung der Photovoltaik-Module. Damit tragen sie auch in Zeiten hoher Strompreise dazu bei, die Nachfrage zu decken.

Die verpflichtende Direktvermarktung integriert bereits heute Strom aus erneuerbaren Energien gut in den Strommarkt. Etwa 70 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung wird heute bereits direktvermarktet. Bis zum Jahr 2020 wird dieser Anteil nach heutigen Schätzungen etwa auf 80 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung steigen.

Geeignete politische Rahmenbedingungen begrenzen die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien:

- **Die Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen ist ein Paradigmenwechsel.** Bereits das EEG 2014 sieht eine Umstellung der Förderung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Ausschreibungen vor. In diesem neuen System erhalten die Anbieter mit den wettbewerbsfähigsten Stromgestehungskosten den Zuschlag. Über die Erfahrungen mit Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird die Bundesregierung einen Bericht vorlegen. Spätestens 2017 soll die Förderhöhe auch für andere erneuerbare Energien über Ausschreibungen ermittelt werden. Ausschreibungen sollen durch die Ermittlung von wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten dazu beitragen, die Förderkosten auf das erforderliche Niveau zu begrenzen. Entscheidend dafür ist das Ausschreibungsdesign. Bei der Ausschreibung für Wind an Land zum Beispiel ist es wichtig, einerseits über hohe Flächenverfügbarkeit und -entwicklung Wettbewerb zu erreichen und andererseits durch hohe Investitionssicherheit die Kapitalkosten gering zu halten.
- **Ein funktionierender Emissionshandel senkt die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien.** Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien sinken kontinuierlich. Kostenunterschiede zwischen Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land und Strom aus Braun- und Steinkohle haben sich bereits stark verringert. Neue Windenergie- und Photovoltaikanlagen an guten Standorten können schon heute zu geringeren Kosten Strom produzieren als neue Gas- und Steinkohlekraftwerke (Prognos 2013, Fraunhofer ISE 2013). Die Kostenunterschiede zwischen Strom aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern werden sich zukünftig weiter verringern. Wesentliche Treiber dieser Entwicklung sind neben dem technischen Fortschritt bei erneuerbaren Energietechnologien die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise für fossile Kraftwerke. Steigende Emissionspreise verteuern die fossile Stromerzeugung und heben das Börsenpreisniveau an. Dies senkt die EEG-Differenzkosten und entlastet damit die EEG-Umlage.
- **Ein flexibles europäisches Stromsystem steigert die Erlösmöglichkeiten von Wind und Sonne.** Die Strom einspeisung aus Wind und Sonne hängt vom Wetter ab. Windenergie- und Photovoltaikanlagen produzieren immer dann Strom, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Ein hohes Angebot an Strom aus Wind- und Solarkraftwerken mit Grenzkosten nahe Null, führt nach der Logik der Strombörse zu niedrigen Großhandelspreisen. Aus der Sicht der Betreiber bedeutet dies niedrige Erlöse. Ein flexibles Stromsystem kann diesen Mechanismus abfedern: Ist zum Beispiel das Angebot aus erneuerbaren Energien relativ groß und die Nachfrage nach Strom relativ gering, können flexible zuschaltbare Verbraucher (siehe Handlungsfeld 4) sowie flexible konventionelle Erzeuger (siehe Kapitel 5, Maßnahme 15) verhindern, dass der Strompreis in diesen Stunden noch weiter sinkt (Energy Brainpool 2014). Dabei verhilft insbesondere die Absenkung des Must-run Sockels den Erneuerbaren zu steigenden Erlösen am Strommarkt. Zudem gleichen sich durch den Netzausbau und den europäischen Stromaustausch die schwankende Nachfrage und erneuerbare Stromproduktion europaweit aus. Ein deutschland- und europaweit gut ausgebautes Netz ist ein wichtiger Faktor für die Erlöschancen der erneuerbaren Energien. Je mehr Geld die erneuerbaren Energien an den Strommärkten verdienen können, desto geringer fällt die Marktprämie nach dem EEG aus. Damit sinken die Kosten, welche die Stromverbraucher über die EEG-Umlage zu tragen haben. Diese Zusammenhänge zeigen: Die Maßnahmen aus Kapitel 5 sind zentral, um die Kosten zu senken und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu verbessern (siehe Baustein 2, Kapitel 5).

Handlungsfeld 3: Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien ergänzen sich in der zukünftigen Stromversorgung

Konventionelle Kraftwerke werden auch in Zukunft wichtig sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Über 50 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland stammen derzeit aus fossilen Kraftwerken. Der Anteil der Braun- und Steinkohle an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2014 bei rund 43 Prozent, der von Erdgas bei rund 10 Prozent. Weitere rund 16 Prozent werden derzeit noch durch die Kernenergie bereitgestellt. Fossile Energieträger tragen damit weiterhin wesentlich zur Stromerzeugung und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Mit dem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird der Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sinken. Sie spielen aber eine ganz entscheidende Rolle bei der Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt, indem sie deren fluktuierende Erzeugung ergänzen und ausgleichen.

Neue Rolle der konventionellen Kraftwerke definieren. Wichtiger als die quantitativen Anteile der konventionellen Kraftwerke ist deren neue Rolle in der Stromversorgung und damit ein neues Geschäftsmodell. Früher folgte die Stromerzeugung der Nachfrage. Kontinuierlich Strom produzierenden Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten deckten die Grundlast ab, andere Kraftwerke mit höheren Grenzkosten die Mittel- und Spitzenlast. Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien ändert sich die Rolle und das Geschäftsmodell der konventionellen Anlagen. Am Strommarkt werden die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt. Wind- und Solarkraftwerke mit Grenzkosten nahe null verdrängen „Grundlastkraftwerke“ aus der Grundlast. Die Rolle der konventionellen Kraftwerke ändert sich hin zum flexiblen Partner der erneuerbaren Energien und zur Bereitstellung der erforderlichen Residuallast. Das damit verbundene Geschäftsmodell, flexibel auf Erzeugung und Nachfrage zu reagieren, ist deutlich anspruchsvoller als bisher, wird aber nach dem Abbau von bestehenden Überkapazitäten bei höheren Preisdifferenzen am Strommarkt auch die Chance für zusätzliches Einkommen eröffnen.

Effiziente und flexible konventionelle Kraftwerke werden auch zukünftig benötigt. Moderne Kraftwerke überbrücken längere Zeiträume ohne ausreichende Stromerzeugung durch Wind- und Photovoltaikanlagen.

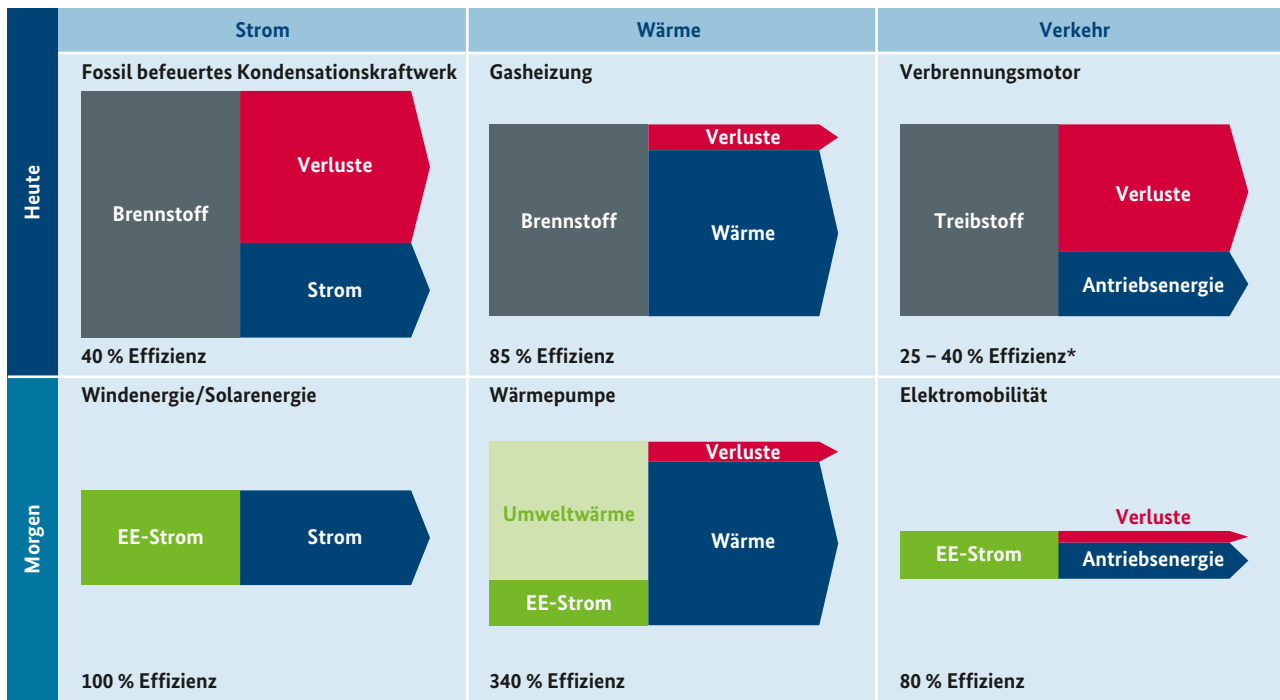
Der Strukturwandel ist in vollem Gange. Die Einsatzbedingungen der auf fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerke haben sich bereits stark verändert. Sie werden schon heute zunehmend im so genannten Lastgang gefahren, das heißt in Abhängigkeit von den Großhandelspreisen, die sich bei fluktuierender Erzeugung erneuerbarer Energien und der jeweiligen Nachfrage ergeben. Künftig werden schnell regelbare Kraftwerke die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien flexibel ausgleichen. Damit stehen sie unter anderem vor der Herausforderung, auch unter Teillast und bei geringen Mindestlasten hohe Wirkungsgrade zu erreichen. Der Strommarkt sendet die entsprechenden Signale für den Einsatz der Kraftwerke und die Investitionen in die Flexibilisierung des Kraftwerksparks.

Die Bundesregierung fördert im Rahmen der Forschungs- und Entwicklungs-Initiative COORETEC Forschungsprojekte im Bereich konventioneller Kraftwerke. Neben der weiteren Optimierung des Wirkungsgrades und der Minimierung der Emissionen ist die kostengünstige und flexible Deckung der Residuallast ein Ziel der Forschungsinitiative.

Handlungsfeld 4: Durch Sektorkopplung erneuerbaren Strom für Wärme, Mobilität und Industrie nutzen

Sektorkopplung wird das zukünftige Stromversorgungssystem prägen. Sektorkopplung – auch Power-to-X genannt – ist die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Die Nachfrage nach erneuerbarem Strom jenseits des Stromsektors schafft neue effiziente Anwendungen, die Strom in Wärme und Mobilität umwandeln. Damit werden nachfrage- und marktgetrieben die Investitionen in erneuerbare Energien und eine kostengünstige Erreichung der Ziele zur Senkung der CO₂-Emissionen im Wärme- und Verkehrssektor in Deutschland unterstützt.

Abbildung 18: Wärmepumpen und Elektromobilität steigern die Energieeffizienz und ersetzen Brennstoffe



* Die Effizienz von Verbrennungsmotoren in anderen Anwendungen (z. B. Seeverkehr, Motorkraftwerke) kann über 50 % liegen.

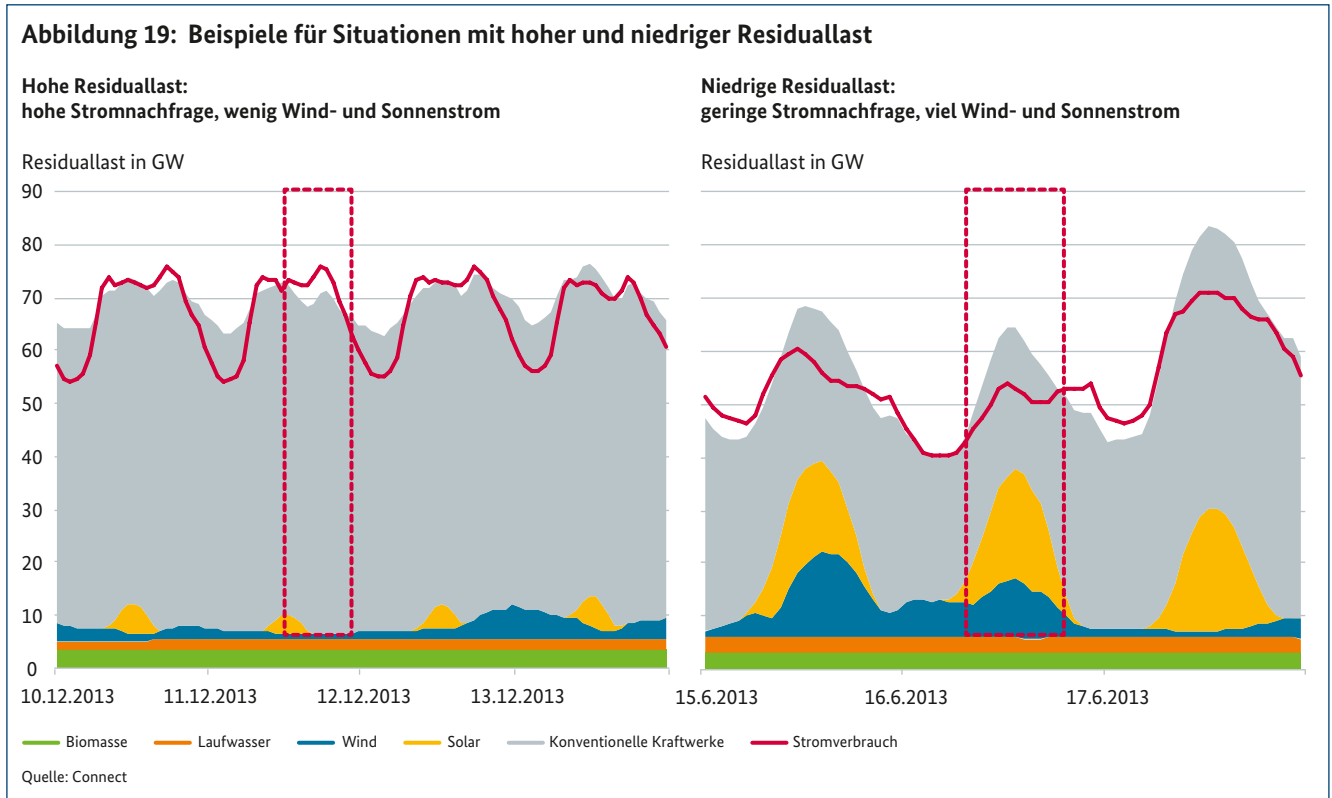
Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES (2015a)

Sektorkopplung soll vorrangig hocheffiziente Technologien nutzen. Zu den effizientesten, stromnutzenden Anwendungen im Wärmebereich gehören etwa effizient betriebene Wärmepumpen und im Verkehrsbereich die Elektromobilität. Wärmepumpen und Elektromobilität können fossile Energieträger durch erneuerbare Energien substituieren und den Energieverbrauch im Wärme- und Verkehrssektor senken (siehe Abbildung 18). Auch einige Prozesse in der Industrie können durch Einsatz von Strom ihre CO₂-Emissionen effizient reduzieren. Elektrodirektheizungen sind bezogen auf den Primärenergiebedarf wenig effizient, aber relativ kostengünstig. Insgesamt weniger energieeffizient und bisher verhältnismäßig teuer ist die Strombereitstellung aus Power-to-Gas. Sie könnte daher langfristig eine Option sein. Elektroheizer und Power-to-Gas sind aus Klima- und Effizienzgründen lediglich temporär eine Option.

Sektorkopplung birgt ein enormes Flexibilitätspotenzial für den Strommarkt. Im Wärme-, Verkehrs- und Industriebereich wird derzeit etwa drei Mal mehr Endenergie verbraucht als im Stromsektor (Fraunhofer IWES et al. 2015b). Die neuen Anwendungen treten an den Strommärkten als neue, flexible Verbraucher auf. Sie haben ein enormes Flexi-

bilitätspotenzial (siehe zum Beispiel Fraunhofer IWES et al 2015b, Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014). Wichtig ist, dass diese neuen Verbraucher sich im Strommarkt 2.0 an den Marktpreisen orientieren. So sollten etwa Batterie- und Wärmepumpenspeicher insbesondere dann befüllt werden, wenn Sonne und Wind viel Strom produzieren und die Nachfrage relativ niedrig ist (siehe Bild zur niedrigen Residuallast, Abbildung 19). So bieten beispielsweise Wärmepumpen mit Speichern große Potenziale zum Lastmanagement.

Sektorkopplung bietet viele weitere Vorteile. Sektorkopplung eröffnet der Industrie und der Energiewirtschaft neue Chancen. Im Strommarkt 2.0 können Akteure vor allem für Zeiten mit einer hohen Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie innovative Lösungen entwickeln (siehe Kapitel 3). Zusätzlich stärkt Sektorkopplung die Binnenkonjunktur, wenn weniger Geld für Öl und Gas ausgegeben und stattdessen in Power-to-X-Technologien in Deutschland investiert wird. Neue Stromanwendungen senken auch die Importabhängigkeit von Öl und Gas. Deutschland zahlt jährlich hohe zweistellige Milliardenbeträge für Brennstoffimporte von Öl und Gas.



Sektorkopplung erfordert den Aufbau einer Infrastruktur und Anpassungen der staatlich verursachten Preisbestandteile und Netzentgelte. Elektrofahrzeuge brauchen eine Ladeinfrastruktur (siehe Maßnahme 11). Wärmepumpen erfordern bei Gebäudeneubau und -sanierung den Einbau von Flächenheizsystemen. Beide Handlungsfelder benötigen Zeit. Die Bundesregierung ist daher schon heute in diesen Bereichen aktiv. Zusätzlich sollen staatlich verursachte Preisbestandteile und Netzentgelte weiterentwickelt werden, um eine effiziente Sektorkopplung zu ermöglichen. Dies unterstützt das BMWi durch die Entwicklung eines Zielmodells (siehe Maßnahme 7). Hemmnisse für den direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien – beispielsweise in hocheffizienten Wärmepumpen – sollen dazu abgebaut werden.

Handlungsfeld 5: Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker zusammen denken

Energieeffizienz wird für den Strommarkt immer wichtiger. Energieeffizienz in klassischen Stromanwendungen und neuen Stromanwendungen senkt Kosten, Emissionen und Brennstoffimporte. Denn ein effizienter Umgang mit Strom in klassischen Stromanwendungen senkt häufig den Bedarf an Stromnetzen und Kapazitäten wie Wind- und Sonnenenergieanlagen, konventionellen Kraftwerken und Speichern. Neue Anwendungen wie effizient betriebene Wärmepumpen und Elektromobilität steigern die Energieeffizienz im Wärme- und Verkehrssektor. Im Raumwärmebereich ersetzen zum Beispiel Wärmepumpen etwa drei bis vier Kilowattstunden aus Öl und Gas durch die Nutzung von zwei bis drei Kilowattstunden Umgebungswärme und etwa eine Kilowattstunde Betriebsstrom. Dies setzt einen entsprechenden energetischen Zustand der Gebäudehüllen voraus. Elektromobilität ersetzt durch die höhere Effizienz des Elektromotors gegenüber dem Verbrennungsmotor mit einer Kilowattstunde Strom etwa drei elektrische Kilowattstunden Öl beziehungsweise Treibstoffe (siehe auch Handlungsfeld 4).

Der Stromverbrauch sinkt durch Energieeffizienz in klassischen Stromanwendungen und steigt durch neue Stromanwendungen. Der Stromverbrauch in klassischen Stromanwendungen geht zurück. Verbrauchten die Deutschen 2008 insgesamt noch rund 618 Terawattstunden Strom im Jahr, waren es 2013 nur noch 599 (BMWi 2015c). Langfristig wirken neue stromnutzende Anwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen, die erneuerbaren Strom im Wärme- oder Verkehrssektor nutzen, diesem Trend entgegen. Sie erhöhen einerseits den Stromverbrauch, verbessern aber deutlich die Energieeffizienz im Gesamtsystem: Ein Technologiewechsel hin zu hocheffizienten Wärmepumpen und Elektromotoren führt zu einem deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs. Wärmepumpen und Elektromotoren können erneuerbaren Strom nutzen und so importiertes Öl und Gas ersetzen. Damit senken sie CO₂-Emissionen und erhöhen den Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor. Diese Trends können gut zusammenpassen: Verbrauchen die klassischen Stromanwendungen weniger Strom, schafft dies „Spielräume“ im Stromversorgungssystem für neue stromnutzende Anwendungen. Diesen Zusammenhang stellt Abbildung 20 dar.

Energieeffizienz und Flexibilität sollten gemeinsam betrachtet werden. Das Verhältnis von Energieeffizienz und Flexibilität im Stromsystem hängt davon ab, ob viel oder wenig Wind- und Sonnenstrom relativ zur Nachfrage produziert wird (siehe Abbildung 19). Produzieren Wind- und Photovoltaikanlagen wenig Strom und ist die Nachfrage besonders hoch (hohe Residuallast), senken tendenziell sowohl Flexibilität als auch Energieeffizienzmaßnahmen bei klassischen Stromanwendungen die Systemkosten. Produzieren Wind- und Photovoltaikanlagen relativ zur Nachfrage viel Strom (geringe Residuallast), kann es zukünftig zunehmend sinnvoll sein, hocheffiziente Wärmepumpen und Elektromobilität zuzuschalten und ihre Batterie- und Wärmespeicher zu beladen. Wenn der Strom ansonsten abgeregelt – das heißt nicht genutzt – würde, kann auch die temporäre Zuschaltung von weniger effizienten Stromanwendungen wie Elektroheizern sinnvoll sein (siehe Handlungsfeld 4).

Abbildung 20: Der Gesamtenergieverbrauch sinkt, obwohl durch Sektorkopplung mehr erneuerbarer Strom genutzt wird

Endenergieverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES et al. (2015b)

Handlungsfeld 6: Netz und Markt aufeinander abstimmen

Die Energiewende verändert die Anforderungen an Markt und Netz. Einerseits reagieren Marktakteure zunehmend flexibel auf das fluktuierende Angebot von Wind- und Sonnenstrom. Andererseits stellt der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie die Stromnetze vor neue Herausforderungen: Erzeuger speisen vermehrt vor allem auf niedrigeren Spannungsebenen Strom in das Netz ein. Bei hoher Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und niedrigen Strompreisen erhöhen neue, flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge gegebenenfalls zeitgleich ihren Stromverbrauch und belasten somit die Stromnetze (siehe Handlungsfeld 4). Gleichzeitig stehen immer weniger konventionelle Kraftwerke zur Verfügung und neue Anbieter übernehmen Systemdienstleistungen zur Wahrung der Netzstabilität.

Der Netzausbau bleibt zentral. Ein gut funktionierender Strommarkt braucht starke Netze. Die Marktakteure müssen so handeln können, als ob keine Netzengpässe innerhalb der einheitlichen Preiszone in Deutschland bestünden. Gleichzeitig kann nur ein gut ausgebautes Netz den Strom, wie er innerhalb der einheitlichen Preiszone gekauft und verkauft wurde, auch tatsächlich vom Erzeuger zum Verbraucher transportieren. Die Netzentwicklungsplanung und der Bundesbedarfsplan stellen den für dieses Ziel notwendigen Netzausbau fest.

Der Strommarkt 2.0 soll Netz und Markt koordinieren. Durch eine gute Koordination können die Herausforderungen der Energiewende für Markt und Netz gemeinsam gemeistert werden. Systemstabilität ist ein hohes Gut und in jedem Fall zu gewährleisten.

- **Netzbetreiber müssen neue Aufgaben wahrnehmen und diese stärker miteinander koordinieren.** Aus den Verteilernetzen wird vermehrt Strom in höher gelagerte Netzebenen gespeist. Dabei müssen die Verteilernetzbetreiber ihr Netz zunehmend aktiv managen. Ihre Rolle wird dadurch komplexer und verantwortungsvoller. Daher sollte geprüft werden, ob das derzeitige System der Differenzbilanzkreise – also das System, mit dem Verteilernetzbetreiber Abweichungen von nicht-leistungsgemessenen Kunden wie etwa Haushaltskunden in ihren Netzen bewirtschaften – diesen Herausforderungen gerecht wird. Intelligente Messsysteme können Verteilernetzbetreiber unterstützen, die wachsenden Anforderungen an eine stabile Netzbetriebsführung zu erfüllen. Zudem erfordert die zunehmende Systemrelevanz der Erzeuger und Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen eine intensivere Kooperation zwischen Vermarktern, Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreibern. Es ist daher nötig, ihre Rollen klarer zu definieren und die erforderlichen Kommunikationsprozesse zu optimieren (dena 2014).
- **Netz- und Marktinstrumente sollten stärker aufeinander abgestimmt werden.** Im gegenwärtigen Marktdesign hat sich eine Vielzahl von Produkten und Instrumenten entwickelt, die das Marktgeschehen unterstützen oder Markt und Netz absichern: Neben den kurzfristigen Spotmärkten und Regelleistungsmärkten existieren beispielsweise Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen und die Netzreserve. Auf unteren Spannungsebenen werden die Netzbetreiber voraussichtlich verstärkt Speicher und andere Flexibilitätsoptionen für Systemdienstleistungen einsetzen. Grundsätzlich gilt: Je weniger Instrumente und Produkte dieselben Ziele verfolgen, desto geringer sind tendenziell die Kosten. Daher sollten zukünftig netzdienliche Instrumente und Marktprodukte stärker aufeinander abgestimmt werden. Flexibilitätsdienstleistungen müssen auch transparent definiert und möglichst harmonisiert werden. Darüber hinaus sollen Hemmnisse für eine effiziente Energienutzung abgebaut werden. So können Synergien genutzt werden. Die Verschränkung der Kapazitätsreserve und der Netzreserve ist hierfür ein gutes Beispiel (siehe Maßnahme 19).

Teil IV:

Weiteres Verfahren

Das BMWi diskutiert das Weißbuch mit den relevanten Akteuren. Hierzu lädt das BMWi zu einer Diskussionsveranstaltung im Rahmen der Plattform Strommarkt noch im Sommer 2015 ein. Insbesondere die Maßnahmen für den Strommarkt 2.0 werden vertieft diskutiert. Die Plattform Strommarkt hat ihre Arbeit in der Vorbereitung auf das Grünbuch im Sommer 2014 begonnen. Sie umfasst vier fachspezifische Arbeitsgruppen und ein Plenum. Weitere Informationen finden sich auf der Internetseite des BMWi.¹¹

Das BMWi erörtert das Weißbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern, den Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission. Der Dialog mit den Nachbarländern hat im Sommer 2014 in einer hochrangigen Arbeitsgruppe unter Leitung des zuständigen Staatssekretärs im BMWi begonnen. Bisher haben die Teilnehmer vor allem Fragen der Versorgungssicherheit behandelt und eine intensivere Kooperation auf regionaler Ebene vereinbart.

Auf das Weißbuch folgt die notwendige Rechtsetzung. Noch in diesem Jahr werden die Regelungsvorschläge für die entsprechenden Änderungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene auf die Weißbuch-Maßnahmen folgen. Kern dieses Rechtsetzungspakets wird das Strommarktgesetz sein. Als Artikelgesetz wird es insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz ändern. Der Entwurf des Strommarktgesetzes soll im vierten Quartal dieses Jahres im Kabinett beschlossen werden. Das entsprechende Gesetzgebungsverfahren soll im Frühjahr 2016 abgeschlossen werden.

11 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>

Fachliche Unterstützung

Die Kommunikations- und Dialogberatung IFOK GmbH hat das BMWi zusammen mit International Energy Transition (IET), r2b energy consulting, Energy Brainpool, Ecofys und BET bei der Auswertung der Konsultation unterstützt. Katharina Grave von Ecofys hat das Weißbuch lektoriert.

Zudem haben Experten verschiedener Beratungsunternehmen und wissenschaftlicher Einrichtungen das Weißbuch fachlich begleitet (in alphabetischer Reihenfolge):

- Dr. David Jacobs, IET – International Energy Transition
- Thomas Langrock, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
- Thorsten Lenck, Energy Brainpool
- Dr.-Ing. Christoph Maurer, Consentec
- Dr. Christian Nabe, Ecofys
- Dr. Marco Nicolosi, Connect Energy Economics
- Markus Peek, r2b energy consulting
- Dr. Jens Perner, Frontier Economics
- Lukas Schuffelen, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
- Dr. Frank Sensfuß, Fraunhofer ISI

Abkürzungsverzeichnis

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
8KU	8KU GmbH
AmCham Germany	American Chamber of Commerce in Germany e.V.
Amprion	Amprion GmbH
ARGE Netz	ARGE Netz GmbH & Co. KG
Baden-Württemberg	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
BASF	BASF SE
Bayern	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Berlin	Senatsverwaltung für Stadt und Umwelt des Landes Berlin
BFE Schweiz und weitere	Bundesamt für Energie, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation und Eidgenössische Elektrizitätskommission Schweiz
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNE	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
Brandenburg	Ministerium für Wirtschaft und Energie Brandenburg
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.
BVES	Bundesverband Energiespeicher e.V.
BVMW	Bundesverband mittelständische Wirtschaft, Unternehmerverband Deutschlands e.V.
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Caterva	Caterva GmbH
ChemCoast	ChemCoast e.V.
DGB	Deutscher Gewerkschaftsbund
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.
E.ON	E.ON Energie Deutschland GmbH
e2m	Energy2market GmbH
e-control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
EEX	European Energy Exchange AG
EFET	Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
EIKE	Europäisches Institut für Klima und Energie
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Energetische Biomassenutzung	Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EnerNoc	EnerNOC Inc.
EPEX SPOT	EPEX SPOT SE
EUROSOLAR	EUROSOLAR e.V.
Evonik	Evonik Industries AG
EWE	EWE Aktiengesellschaft
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft

Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
GDF SUEZ	GDF SUEZ Energie Deutschland AG
GEODE	GEODE AISBL
Greenpeace	Greenpeace e. V.
GVSt	Gesamtverband Steinkohle e. V.
Hamburg	Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg
Hessen	Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung
IASS	Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam e. V.
IG BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
IG Metall	Industriegewerkschaft Metall
Klima-Bündnis	Climate Alliance of European Cities with Indigenous Rainforest Peoples/Alianza del Clima e. V.
Mecklenburg-Vorpommern	Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern
MIBRAG	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
NABU	Naturschutzbund Deutschland e. V.
Next Kraftwerke	Next Kraftwerke GmbH
Niedersachsen	Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
Nordrhein-Westfalen	Landesregierung Nordrhein-Westfalen
Oesterreichs Energie	Österreichs E-Wirtschaft
Öko-Institut	Öko-Institut e. V.
Piratenpartei	Piratenpartei Deutschland
RAP	The Regulatory Assistance Project
Repower	Repower AG, Poschiavo, und Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG
Rheinland-Pfalz	Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz
RWE	RWE AG
Saarland	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland
Sachsen	Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Sachsen-Anhalt	Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt
Schleswig-Holstein	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
Stadtwerke Duisburg	Stadtwerke Duisburg AG
Statkraft	Statkraft Germany GmbH
Statnett	Statnett SF
Statoil	Statoil ASA
TenneT	TenneT TSO GmbH
Thüga	Thüga Aktiengesellschaft
Thüringen	Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz Thüringen
TransnetBW	TransnetBW GmbH
Trianel	Trianel GmbH

UBA	Umweltbundesamt
VCI	Verband der Chemischen Industrie e. V.
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V.
ver.di	Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
VGB PowerTech	VGB PowerTech e. V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
Wacker	Wacker Chemie AG
Wärtsilä	Wärtsilä Power Plants
WV Stahl	Wirtschaftsvereinigung Stahl
WVM	Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.
WWF	WWF Deutschland
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.
ZVKKW	Zentralverband Kälte Klima Wärmepumpen

Quellenverzeichnis

AG Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

Agora (2015): Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie; Agora Energiewende

BET (2015): Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes – **unveröffentlicht**

BMWi (2014a): Smart Energy made in Germany. Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft

BMWi (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BMWi (2015a): Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“; Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi (2015b): Eckpunkte-Papier „Strommarkt“; Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-papier-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi (2015c): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi; Letzte Aktualisierung: 16.03.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>

BMWi (2015d): Industrie 4.0 und Digitale Wirtschaft. Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BMWi (2015e): sMobiliTy – Smart Mobility Thüringen im Rahmen des Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.ikt-em.de/de/sMobiliTy.php>

Bundeskartellamt (2015): Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-bundeskartellamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Connect (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns; Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Connect (2015a): Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015; Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Connect (2015b): Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics im Auftrag von Agora Energiewende

Consentec, r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung; Consentec GmbH, r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Deutsche Energie-Agentur GmbH

Energy Brainpool (2013): Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen; Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Energy Brainpool (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz; Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag von Agora Energiewende

ENTSO-E (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 – 2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity

Erklärung der 12 elektrischen Nachbarn – Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market; Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

EEX (2015): Stellungnahme der European Energy Exchange AG zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-eex,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

EPEX SPOT (2015): Stellungnahme der EPEX SPOT zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-epex-spot,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz; Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, ef.Ruhr GmbH, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe im Auftrag von Agora Energiewende

FENES OTH (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung; Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e. V. und Hannover Messe, Regensburg/Berlin/Hannover

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Fraunhofer ISI (2014): Aktualisierung der Berechnungen für die Präsentation von Dr. Sensfuß im Rahmen der AG 3 Interaktion 2012

Fraunhofer IWES et al. (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Fraunhofer IWES (2015a): Stellungnahme des Fraunhofer-Institutes für Windenergie und Energiesystemtechnik zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150226-fraunhofer-iwes-energiesystemtechnik,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Fraunhofer IWES et al. (2015b): Präsentationen zum Abschlussworkshop des Forschungsprojektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“; Stand: 16.06.2015, abrufbar unter http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2015/strom_waerme_interaktion.html

Frontier, Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment); Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Frontier, Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?; Frontier Economics Ltd., Formaet Services GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

IAEW et al. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht; Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS), E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Next Kraftwerke & DHSV (2015): Next Kraftwerke macht Deiche smart; Stand 12.05.2015, abrufbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/neues/next-kraftwerke-macht-deiche-smart>

Ockenfels (2011): Experimente mit der Versorgungssicherheit können außerordentlich teuer werden, Interview mit Ockenfels, Axel in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2011, Heft 9)

Pentalaterales Energieforum (2015): Generation Adequacy Assessment; Energy Forum, Support Group 2, abrufbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Prognos (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende; Prognos AG im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH

r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Schaufenster Elektromobilität (2015): Schaufenster Elektromobilität – Über das Programm; Stand 16.06.2015; abrufbar unter http://schaufenster-elektromobilitaet.org/de/content/ueber_das_programm/foerderung_schaufensterprogramm/foerderung_schaufensterprogramm_1.html

ÜNB (2014): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW

