

Ü-Netzausbau alternativlos?



Ralph Lenkert, MdB
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur

München 15.05.2019

Übertragungskapazitäten

„Stromlücke“ Süddeutschland



Kraftwerks-Kapazitäten (in GW) Süddeutschland

Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Saarland, Rheinland-Pfalz	2017	2025
Netto –Kraftwerksleistung davon konventionell <small>(Summe der verfügbaren Kraftwerke, inklusive KWK und 3,3 GW Pumpspeicher (PSW))</small>	66 28	78,5 21,5
Erneuerbare Kapazitäten <small>(NEP 2019-2030 Szenario B (2025)) inkl. Laufwasser, ohne PSW)</small>	38	57
Gesicherte Nettoleistung <small>(Netto-Kraftwerksleistung abzüglich Revisionen, Kapazitäten für Systemdienstleistungen, Reduktion Wasserkraft, incl. 5% Wind, 0% Solar, ohne PSW)</small>	29	23,5
Jahreshöchstlast <small>(max. Stromverbrauch an einem Winternachmittag)</small>	38	40
Transportbedarf zur Jahreshöchstlast <small>(ohne Transitstrom)</small>	11	16,5
Vorhandene Transportkapazitäten nach EnLAG Differenz zur Höchstlast	23 (+12)	27 (+10,5)

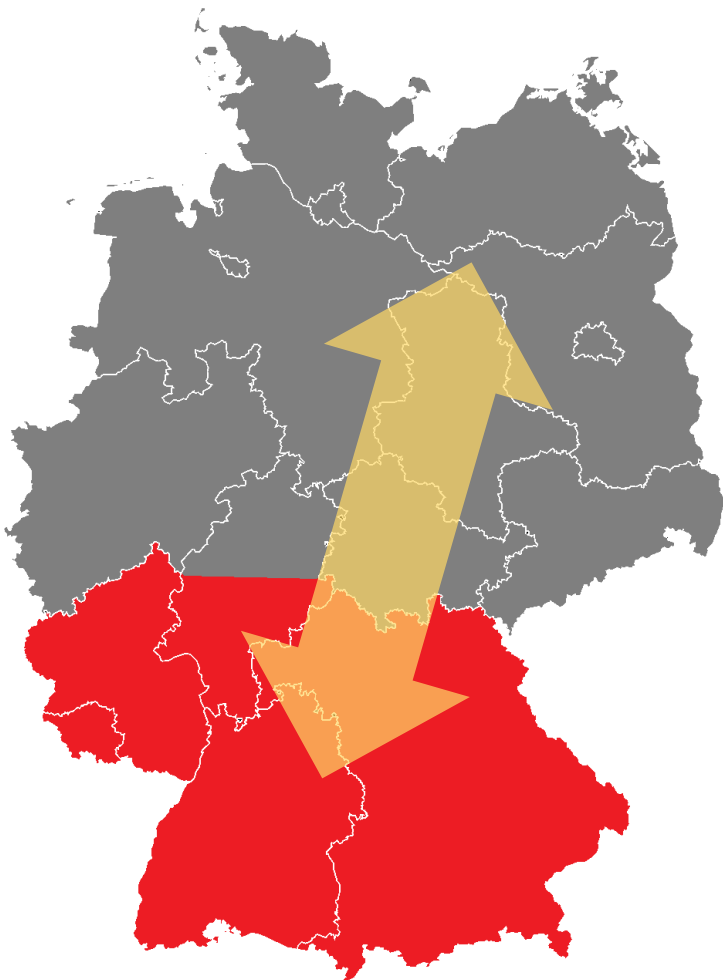
Daten für Transportkapazitäten:
BVMW (eigene Studie)

Übertragungskapazitäten

„Stromlücke“ Süddeutschland



Transport-Kapazitäten **zwischen Nord und Süd**



	2016	2025
Hochspannungstrassen (380 kV) [GW]	23	27
Gleichstromtrassen (500 kV) [GW]	-	8
Stromerzeugung Süddeutschland [TWh]	186	152
Stromverbrauch Süddeutschland [TWh]	228	240
„Stromlücke“ Süddeutschland [TWh]	-16	-88
Transportkapazität 380 kV nach Süddtl. [TWh]	200	257
Transportkapazität 500 kV HGÜ nach Süddtl. [TWh]	-	57

Daten für Transportkapazitäten:
BVMW (eigene Studie)

Übertragungskapazitäten

„Stromlücke“ Süddeutschland

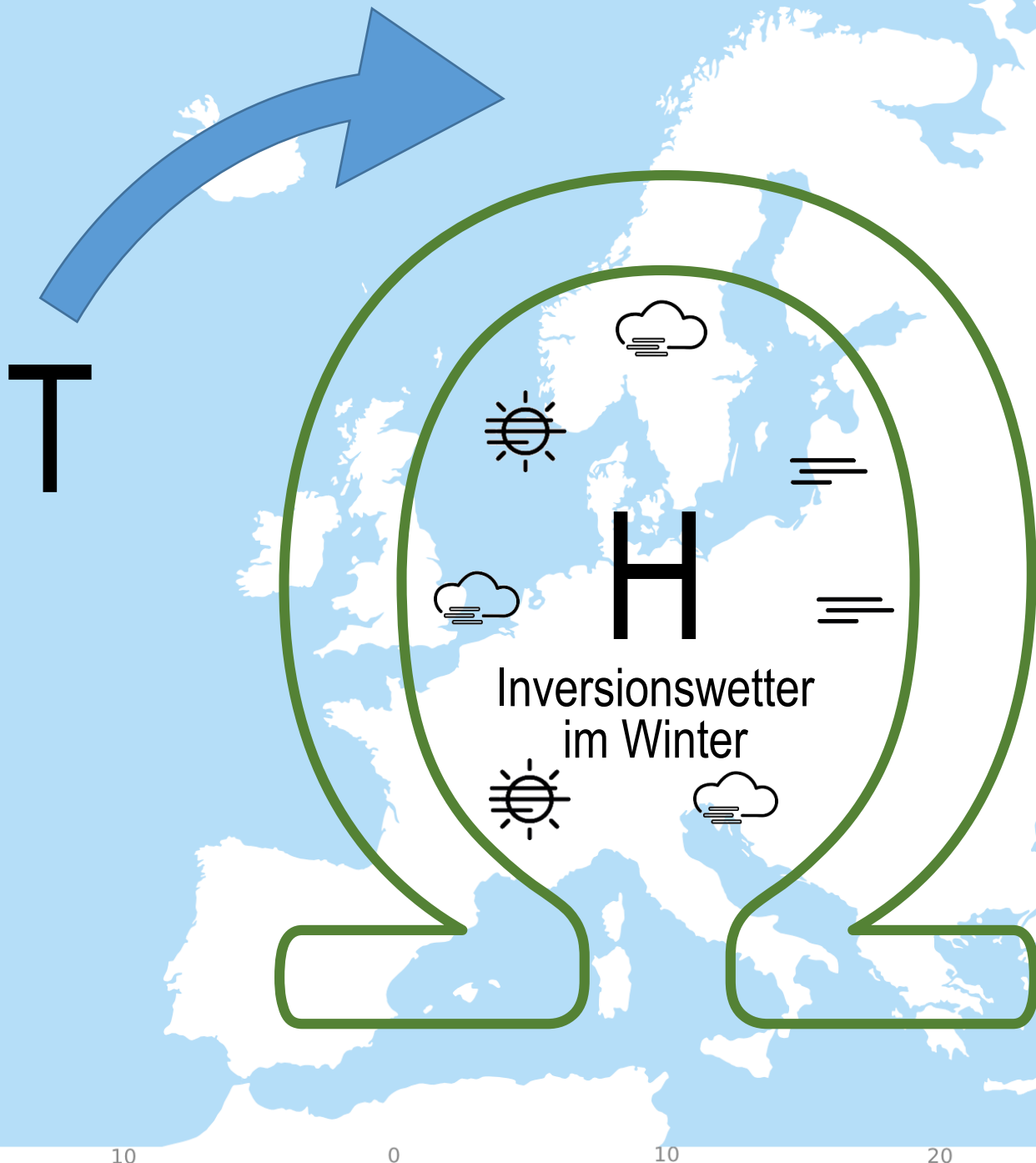


Aussage 2015: „Ohne HGÜs Zusammenbruch der Netze bei mehr als 30 Prozent EE-Strom“

2018: Keine HGÜ; 39 Prozent EE-Strom:
kein Netzzusammenbruch

Transportkapazitäten auch ohne Neubau
der HGÜ-Trassen ausreichend!

(2GW SW-Kuppelleitung verschenkt)



„Dunkelflaute“
Blockierende Wetterlage

Omega-Wetterlage

Winter:

Inversion

Hochnebel, Nebel in Mitteleuropa,
Sonne auf den Bergen

Sommer:

Hitzewelle, Dürre



Windmagerzeiten Herbst/Winter 1951-2017



Betrachtungszeitraum:
67 Jahre

Jeweils 1. Oktober – 31. März

Potential für Windstromeinspeisung
< 10%

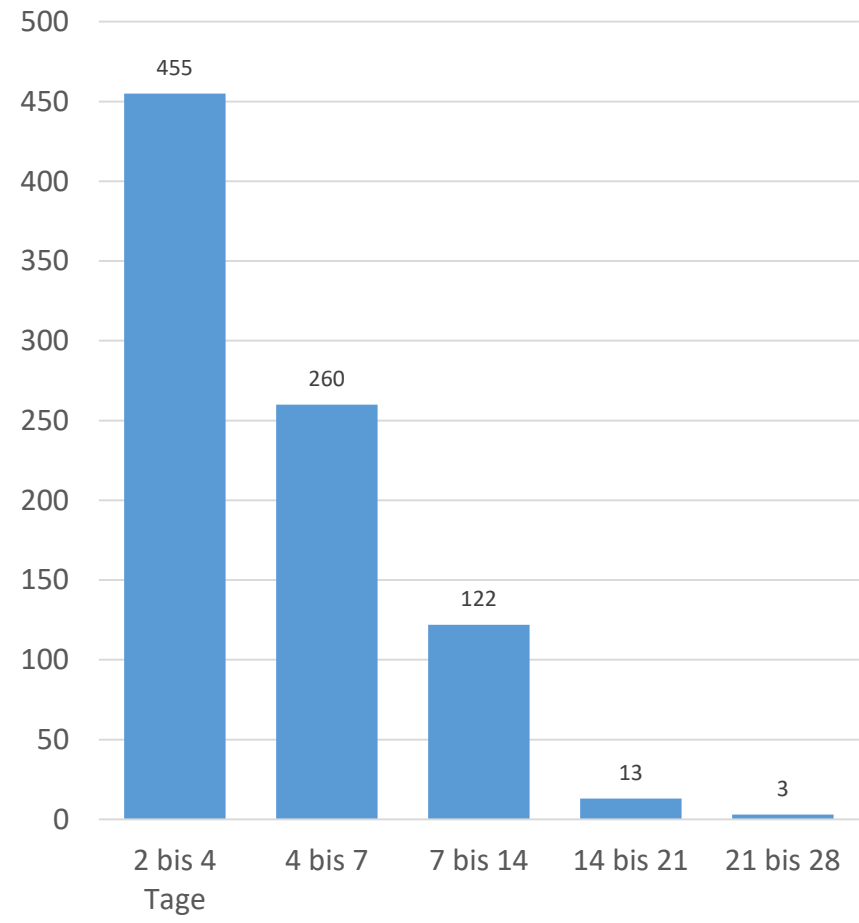
Tagesmittel Wind ≤ 3 m/s

Windmagerzeiten

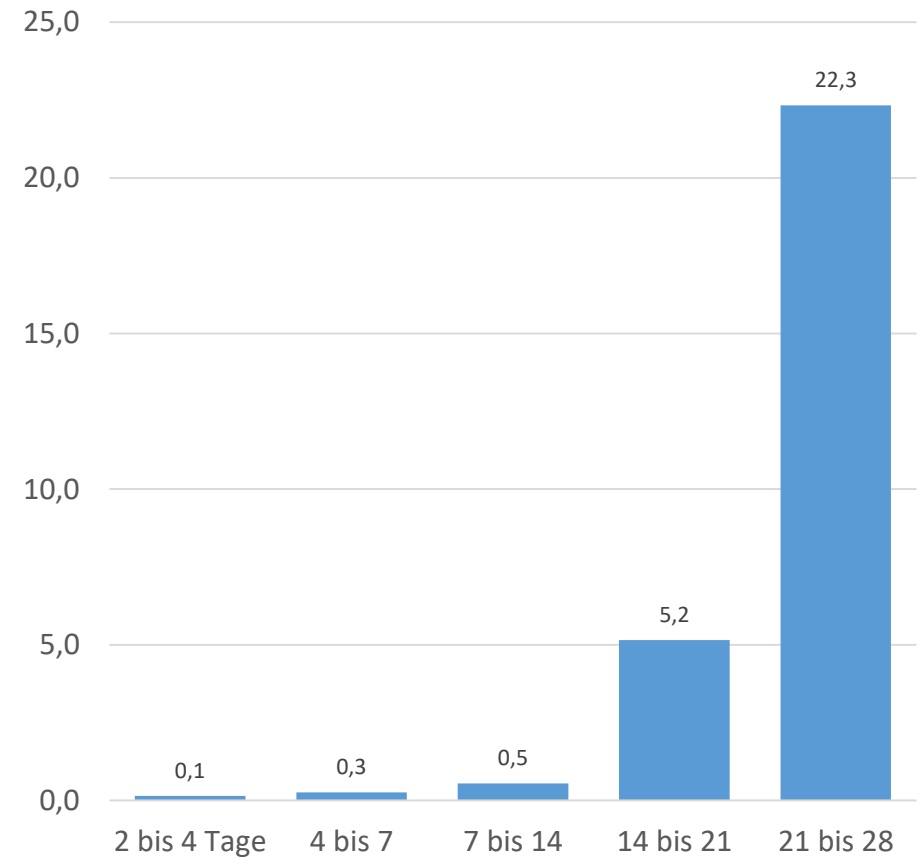
Windmagerzeiten Herbst/Winter 1951-2017



Dunkelflauten 1951-2017



Dunkelflaute mittleres Auftreten alle
x Jahre

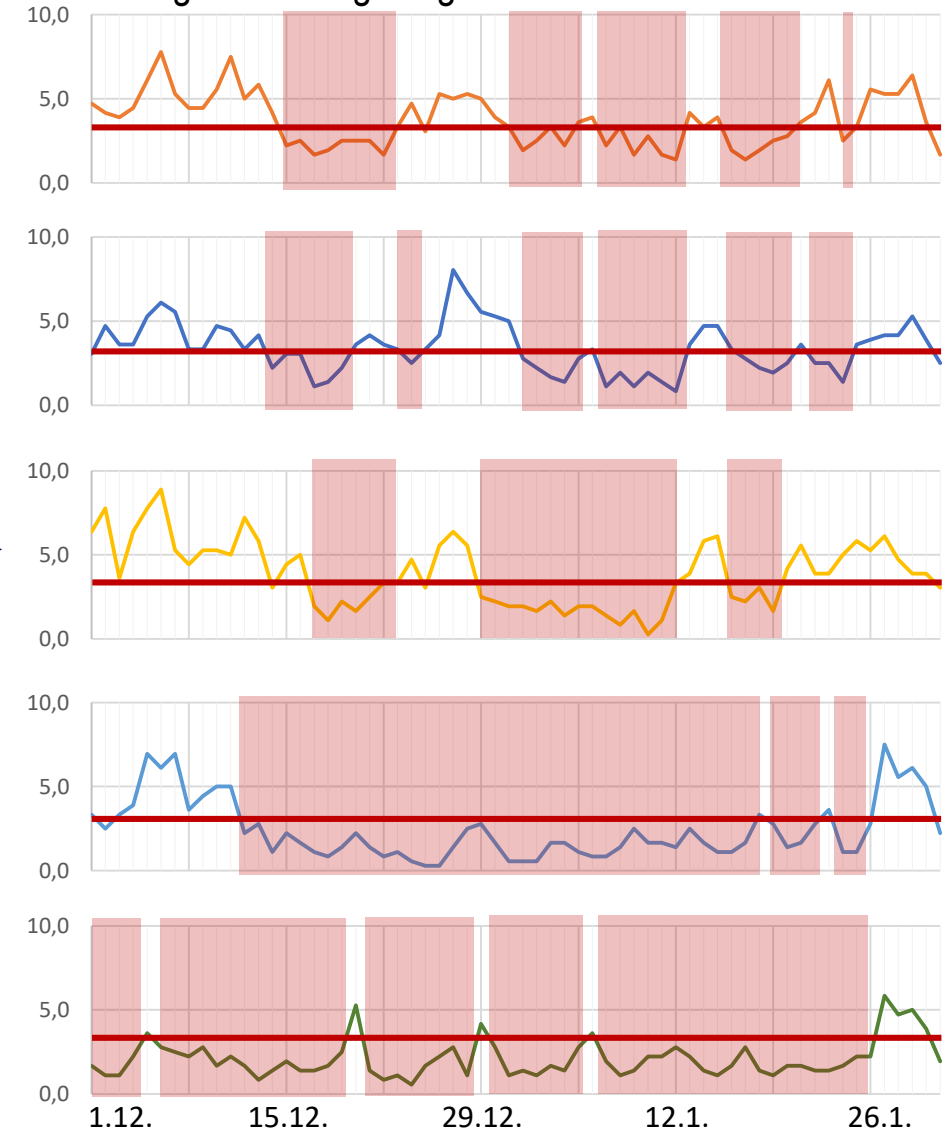


„Dunkelflaute“ Winter 1972/73

Windgeschwindigkeit Tagesmittel [m/s]



insg. ca. 28 Tage in großen Teilen Windstille



Winddaten: kachelmannwetter.com

28 Tage Dunkelflaute

gesicherte Strommenge: 18 TWh

Bedarf: 51 TWh*

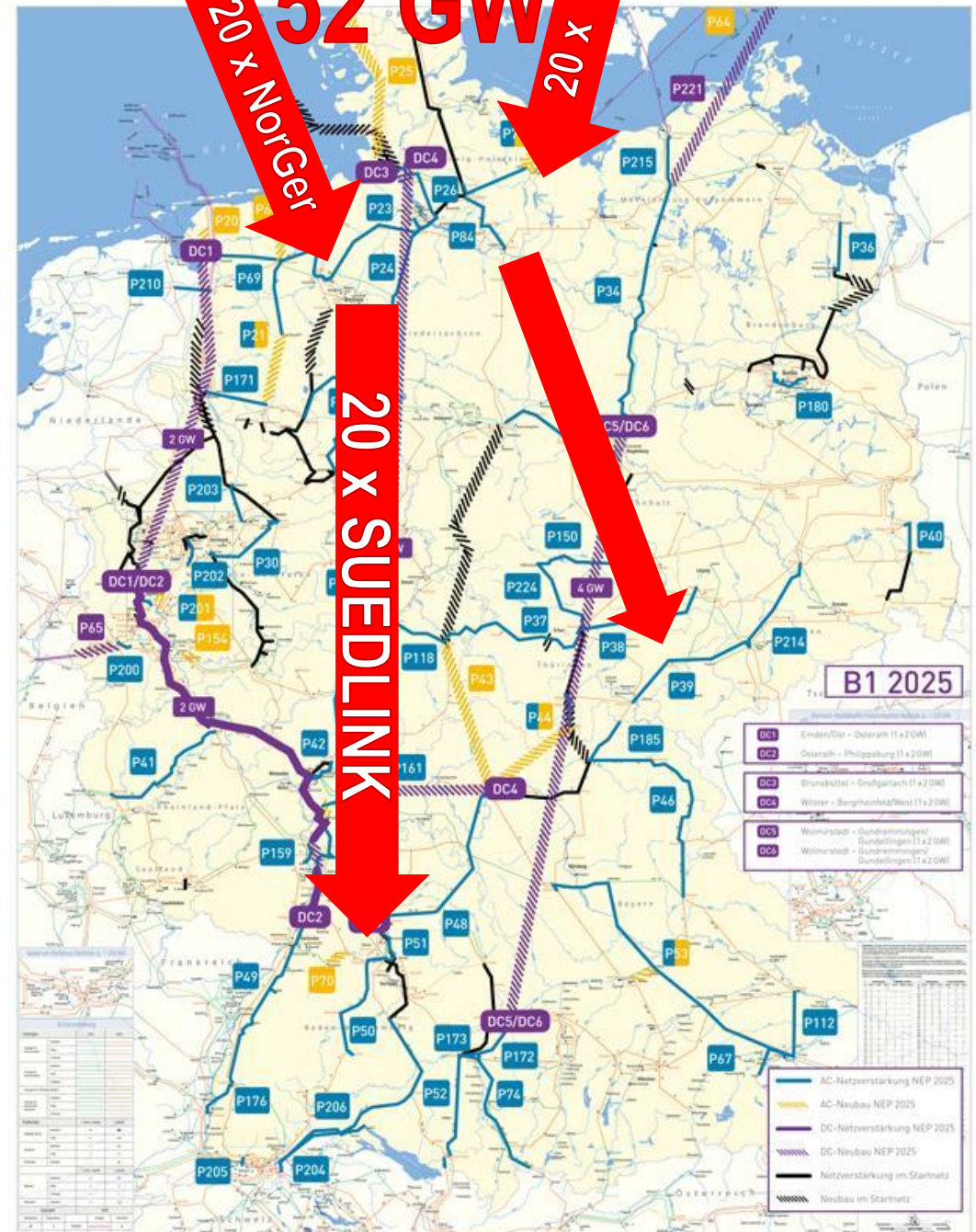
es fehlen: **33 TWh**

gesicherte Leistung: 28 GW

Bedarf: 80 GW

es fehlen: **52 GW**

kalkuliert auf deutschen Jahresverbrauch von 660 TWh in 2050*



28 Tage Dunkelflaute

Szenario: „Batterie“ Skandinavien

- 20x Trasse durch Nordsee
- 20x Trasse nach Dänemark/Schweden
- 20x „HGÜ a 2GW“

gesicherte Leistung: 28 GW
 Bedarf: 80 GW

es fehlen: 52 GW



Biomasse (Landwirtschaft)

41 TWh

heutige Nutzung
als Biomethan in das Erdgasnetz

- **Biomasse speicherbar**
- **aus der Grundlast nehmen**
- **Einspeichern als Gas**

SPEICHER

Potentiell speicherbare Energie

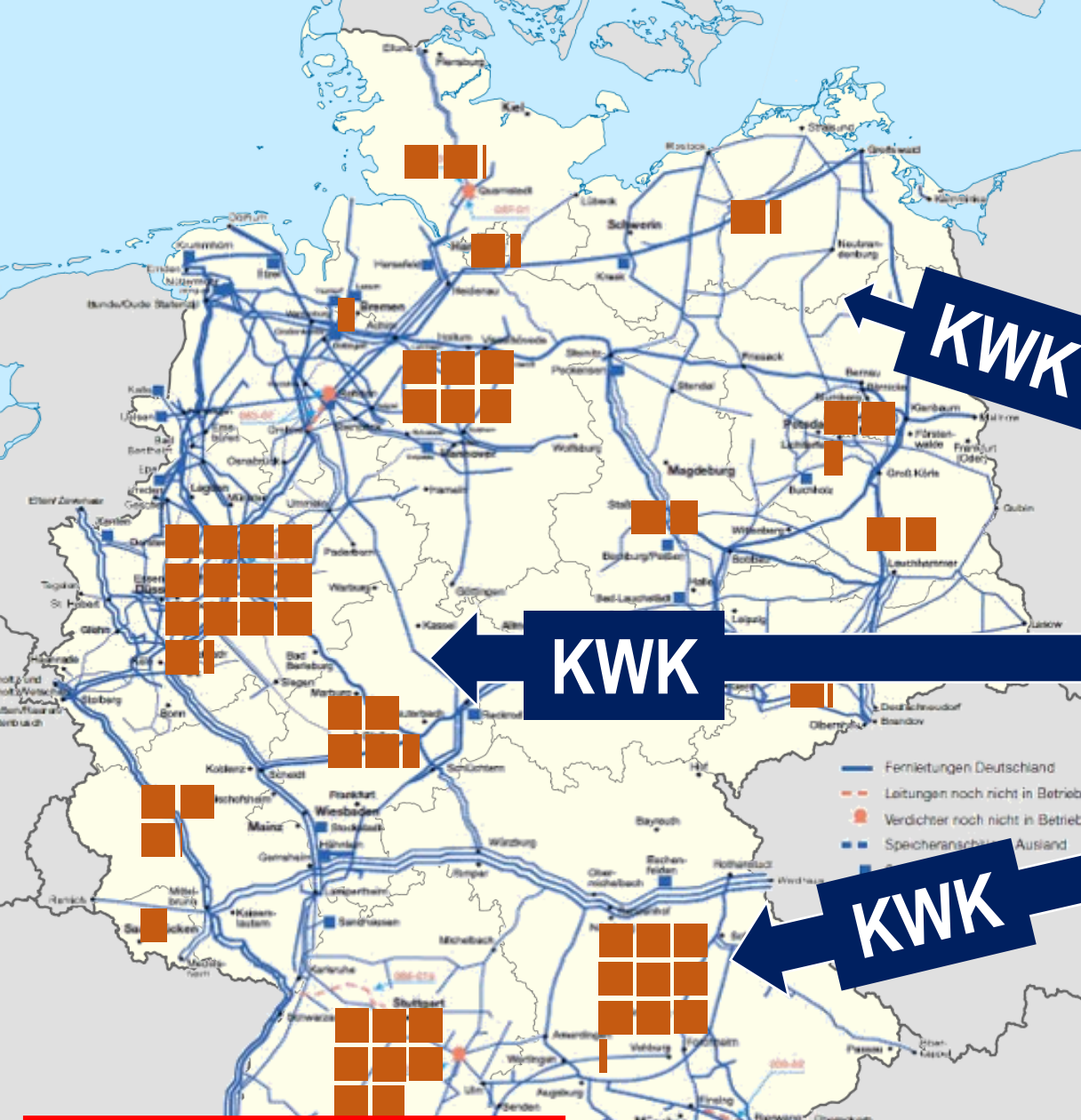
Annahmen 2050 - 100% EE:

1. Stromverbrauch/Erzeugung [TWh/Jahr]:

EE:	2016	2050	Faktor 2016
Wasserkraft	21	21	1
Biomasse	41	41	1
Wind onshore	66	350	5,3
Wind offshore	12	105	8,75
solar	35	150	4,5
konventionell	465	0	
Summe:	600	660	

28 Tage Dunkelflaute

es fehlen: **33 TWh**



Gasspeicher
Kapazität
heute
für 171 TWh
Gas

Biomethan

Biomasse **36 TWh**
= 41 TWh - 5 TWh
in gesicherter Leistung

es fehlen: **52 GW**

KWK = 60 GW

Deutsches Verfahren

NEP 2030-2017 (2)

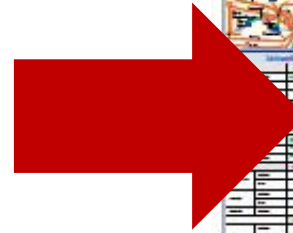
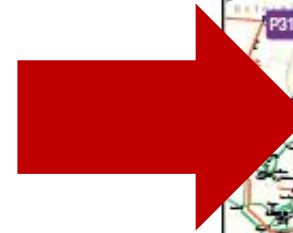
Szenariorahmen

Europäischer
Marktrahmen



Marktmodell

Lastflussmodell





3. EU-

Binnenmarkt-

Paket

Szenariorahmen
Europäischer
Marktrahmen

Marktmodell

Lastflussmodell

NEP 2030-2017 (2)

TYNDP

Ten Years Network Development Plan

PCI

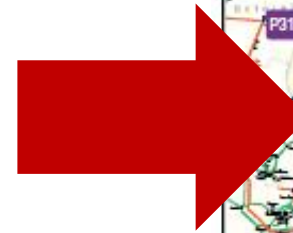
Projects of Common Interest

Europäischer
Marktrahmen

Szenariorahmen



Marktmodell



Lastflussmodell



NEP 2030-2017 (2)

TYNDP
Ten Years Network Development Plan

PCI
Projects of Common Interest

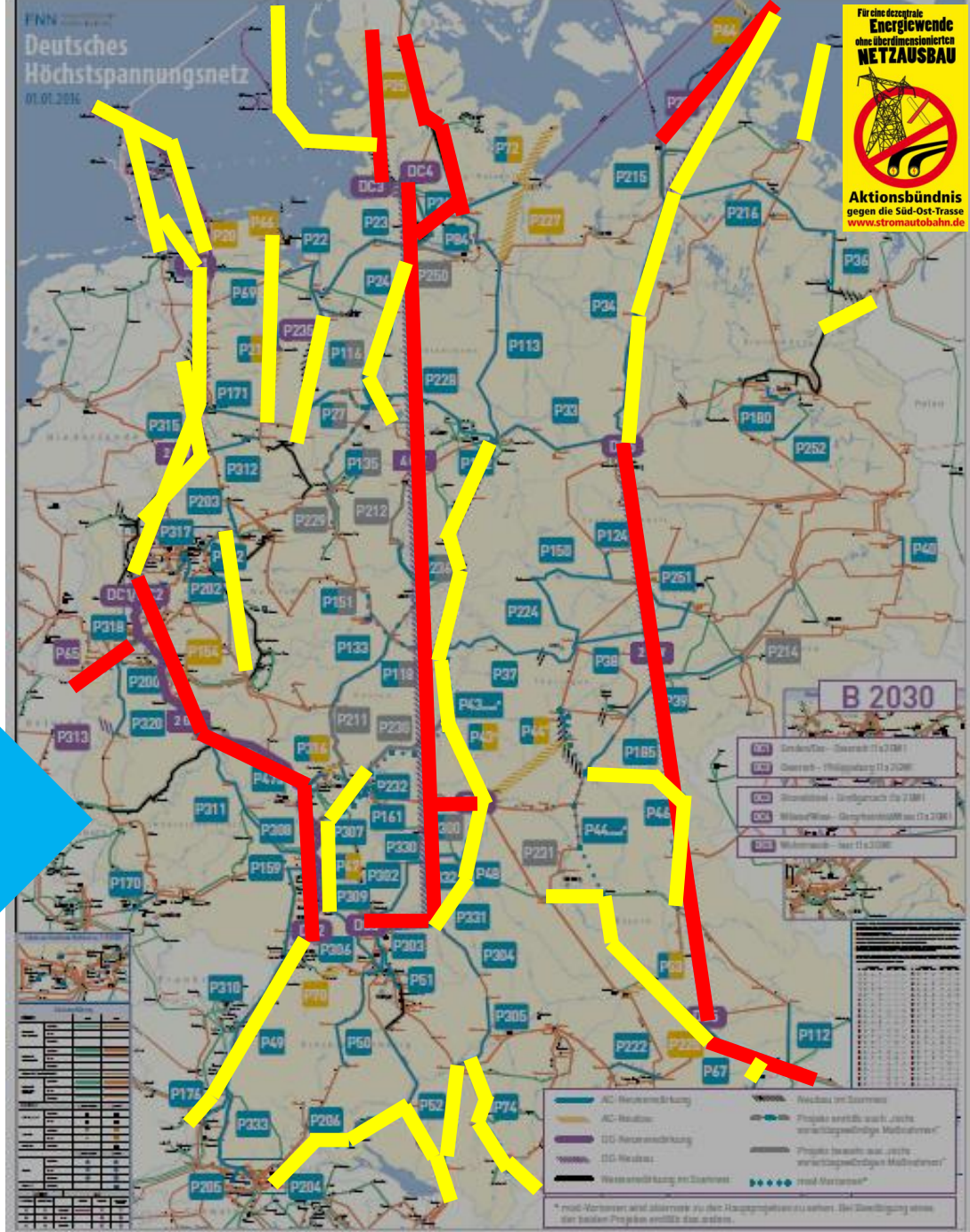


1:1-Übernahme



77 Prozent des Übertragungsnetz-ausbaues 2017-2030
beruhen auf Europäischen Vorgaben!* (BT-Drs.19/3585)

*Stand vor Veröffentlichung NEP 2019-2030



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber

EU: freier Strommarkt - 2016 vs. 2030 - Stromtransit



Szenario	Prozent der Jahresstunden mit Transiten durch DE	Summe Transite durch DE (TWh)	Maximalwert der Transite in einer Stunde (GW)
A 2030	95,0	54,9	16,9
B 2030	94,0	45,5	16,9
B 2035	91,0	50,5	18,1
C 2030	92,0	44,0	16,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2016: **6,9 GW**
(BNetzA)

2030: + 10 GW Transitkapazität

Maximaler Stromtransit 2016 =

7 GW

Prozent von 7 GW Stunden

90% 106

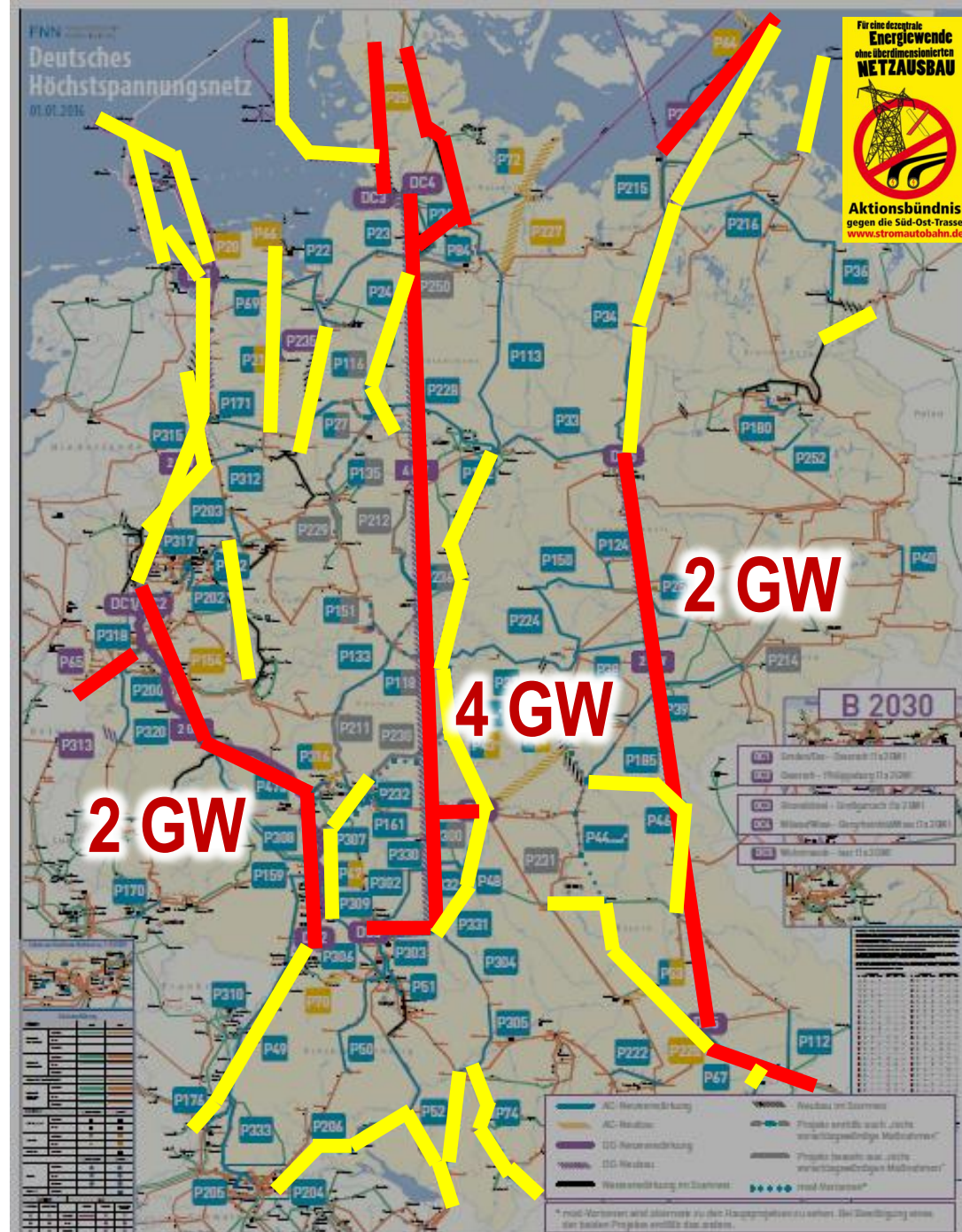
75% 781

50% 5258

25% 8467

Nutzungsstunden für Stromtransit zu prozentualer Stromtransitleistung von den 7 GW maximalen Stromtransit im Jahr 2016.

2030: + 10 GW Transitkapazität



Kosten des Ü-Netzausbaues

~~2017 – 2030 (NEP 2017)~~

~~2019 – 2030 (NEP 2019)~~

2019 – 2030 (NEP 2019 2. Entw.)

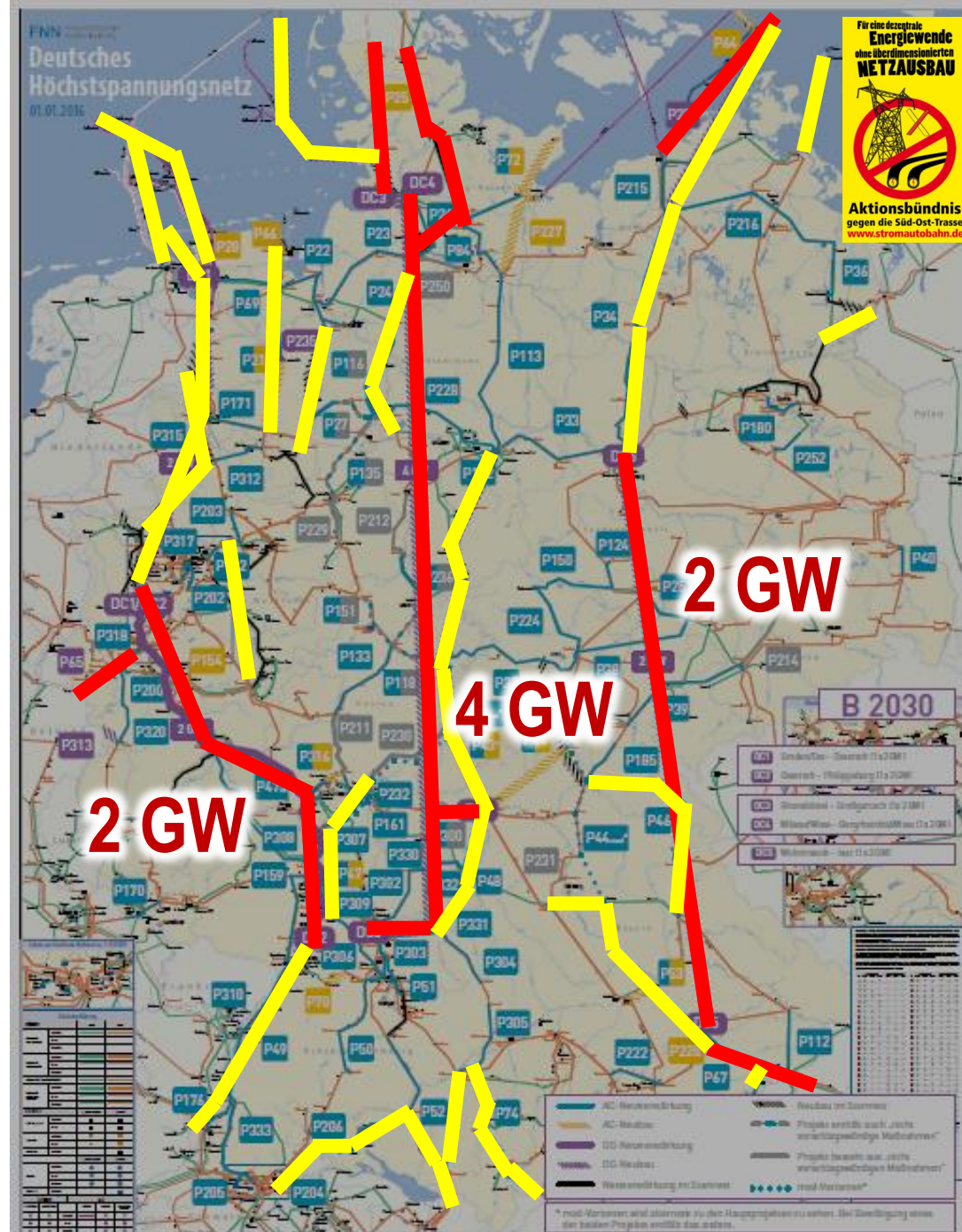
~~30-33 Mrd. Euro~~

~~52 Mrd. Euro (geplant)~~

61 Mrd. Euro (geplant)

zusätzliche jährliche Belastung Netzentgelte
rund 2,6 4,1 4,8 Mrd. Euro

~~35-50~~ 59 Euro je Einwohner und Jahr



Mehr Systemsicherheit durch europäischen Netzverbund?

Stromfrequenz:
50,00 Hertz ideal

Frequenzschwankungen

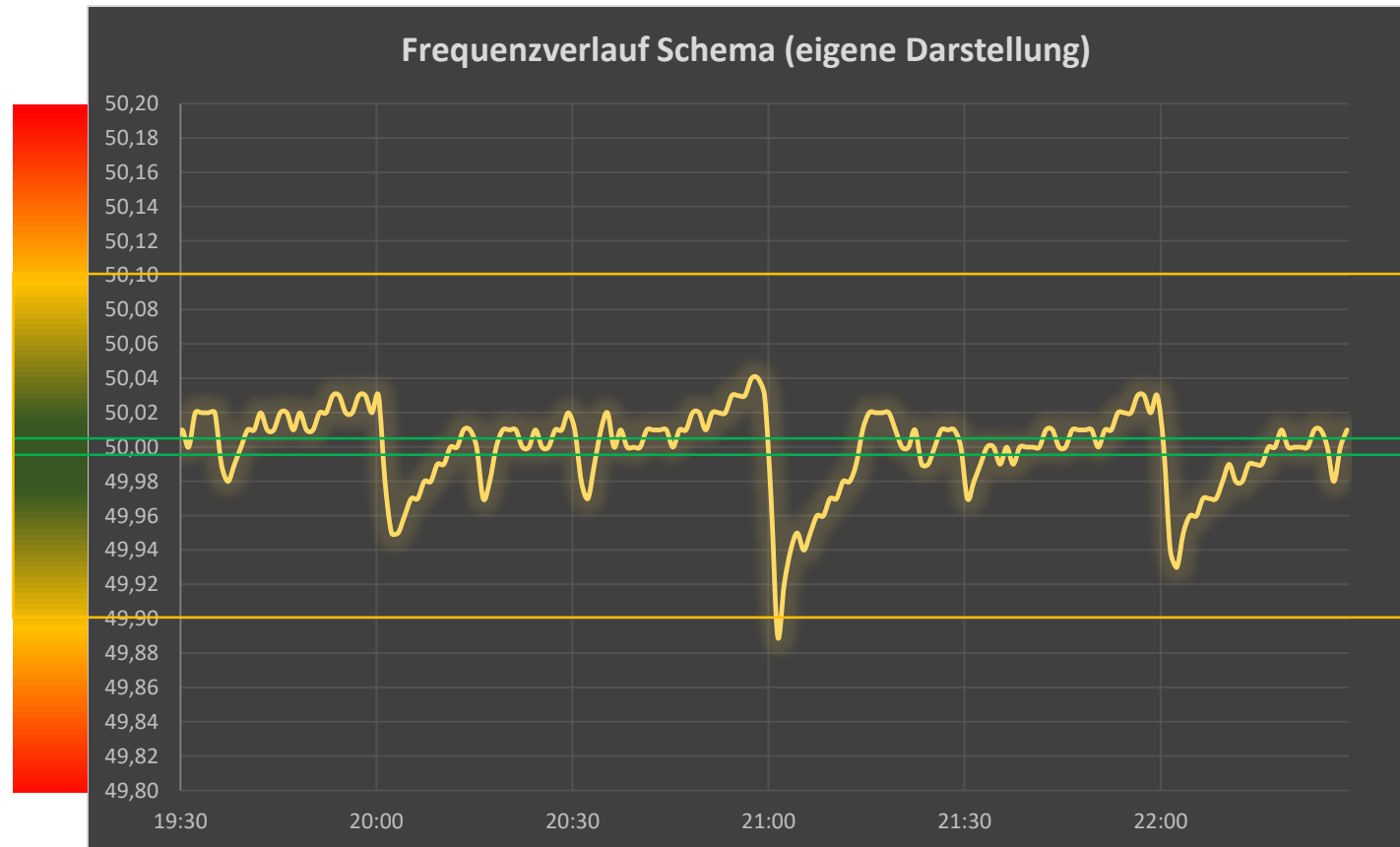
instabil	Normalbetrieb	instabil
49,8 Hz	50 Hz	50,2 Hz

Ab 50,2 Hz Abwurf von Erzeugung oder Zuschaltung von Verbrauch

Ab 49,8 Hz Lastabwurf (Blackout)

Mehr Systemsicherheit durch europäischen Netzverbund?

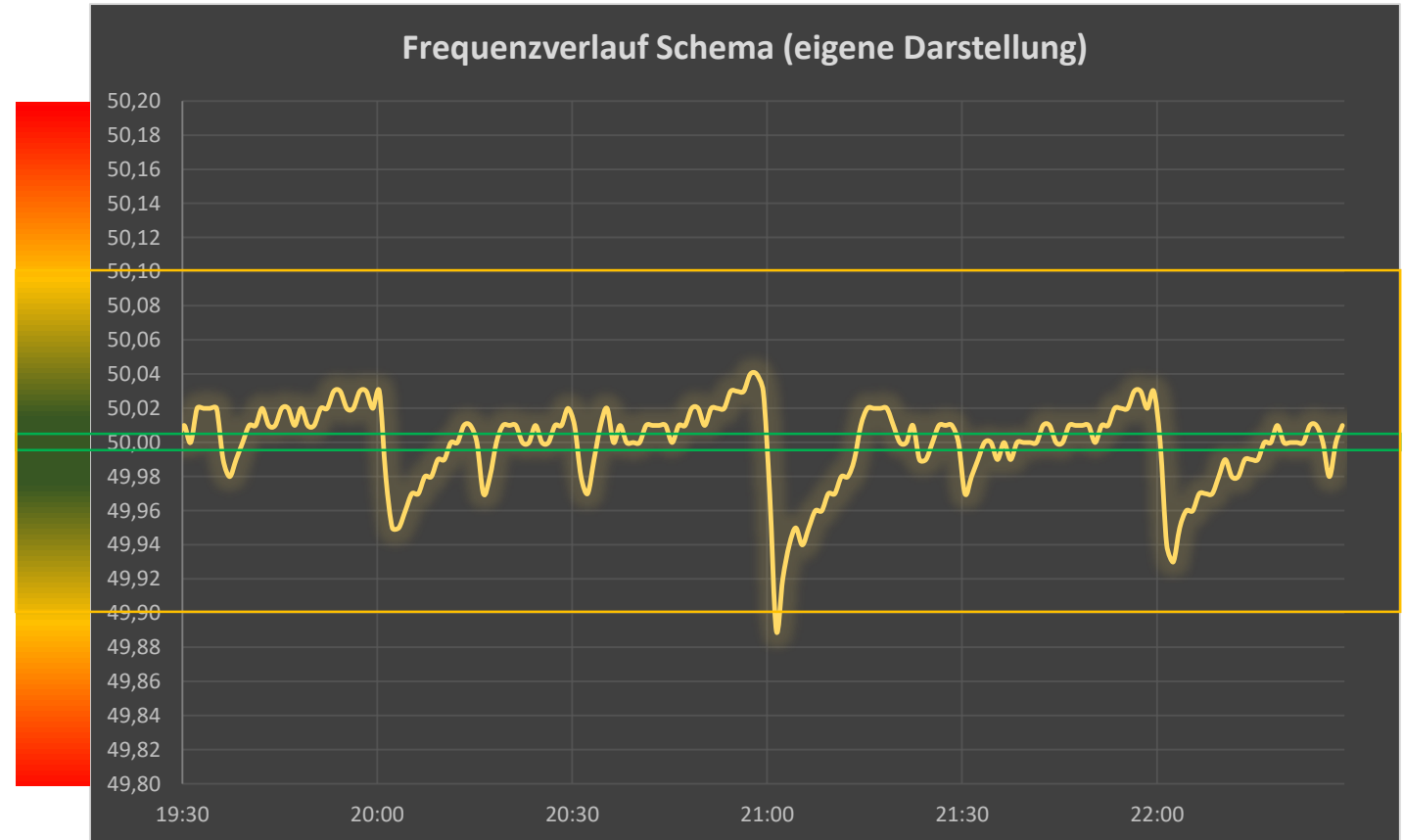
Exemplarische
Frequenzexkursion
durch Stundenhandel



Mehr Systemsicherheit durch europäischen Netzverbund?

Exemplarische
Frequenzexkursion
durch Stundenhandel

10.01.2019 – 21.00 Uhr
Minimum: 49,79 Hz



Notfall-Lastmanagement beginnt

Kritik am deutschen Verfahren



- **Planungsgrundlagen unbekannt:** Bundesregierung hat keine Kenntnis über bestehende Übertragungskapazitäten (Kleine Anfrage BT Drs. 18/1425)
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/014/1801425.pdf>
- keine Berücksichtigung kleinerer Preiszonen/nodaler Preise bei der Umsetzung des EU-Binnenmarktpakets (europäischer Stromhandel)
- keine Betrachtung von Kostenbeteiligung der Stromerzeuger an den Netzkosten (senkte Transportbedarf rapide (sicherte Irsching 3+4))
- Netzminimierung wird im NEP nicht gerechnet
- Direktverknüpfung der Regionalnetze (wie von Siemens und N-Ergie vorgeschlagen) werden nicht berücksichtigt
- Bioenergie für 2035 auf 4GW Leistung reduziert statt Arbeitsbegrenzung und Flexibilisierung (Lückenfüller statt Grundlast), Einkommensverlust für Landwirte

Nötige Änderungen



EnWG / ARegV

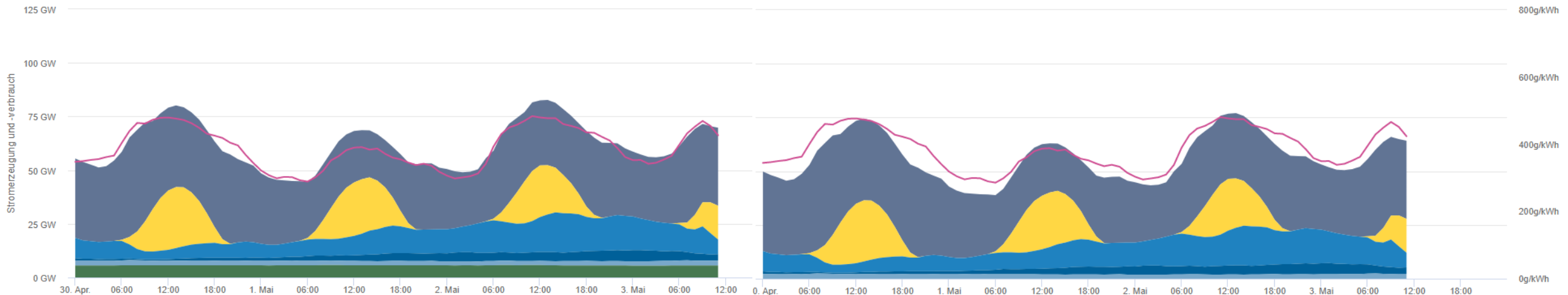
- Einflussgrößen auf Modelle beschreiben
- netzmindernde Vorschläge einfordern
- Szenariorahmen für 2050 als Ausgangsmodell erstellen
- Ermöglichung von Last-/Erzeugungsausgleich auf der unterst möglichen Spannungsebene
- Anreizregulierungsverordnung und EnWG ändern, dass Monopolstellung ÜNB bei Spannungshaltung aufgehoben wird

Nötige Änderungen



EEG

- Biomasse fördern, insbesondere Flexibilisierung über Einspeisung ins Erdgasnetz
- Einspeisebonus ins Gasnetz einführen
- Neuanlagen mit Einspeiseverpflichtung Gasnetz beauftragen
- Biomasse koppeln mit KWK-Gesetz



Biomasse Grundlast

Ohne Biomasse

Nötige Änderungen

- Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Rechnung einer Preiszonentrennung (insb. Auswirkungen auf Netzentgelte für unterschiedliche Abnehmer)
- Betrachtung Wertschöpfungspotentiale dezentraler Stromsysteme im Verhältnis zu zentralen
- KWK-Gesetz um Speicheroptionen erweitern
- Fernwärmesysteme als Flexibilisierungsoption begreifen und vergüten (Tages- / Wochenspeicher)

Danke für die Aufmerksamkeit

Ralph Lenkert, MdB
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur

München 15.05.2019

EU: freier Strommarkt - 2016 vs. 2030 - Grenzkuppelstellen



Strompreiszonentrennung
am 1.10.2018



Tabelle 5: Handelskapazitäten

		in MW	AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE		
2030															+ 11 GW	
	von Deutschland nach ...	5.500	0	1.469	139	1.831	3.180	0	3.080	0	140	312	15,65 GW	2016		
		7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	1.315	36,62 GW	2030	
	von ... nach Deutschland	7.500	2.000	5.700	2.600	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	3.000	1.315	39,62 GW	2030	
		5.500	0	4.000	1.295	731	4.011	0	2.225	0	1.260	411	19,43 GW	2016		
		in MW	AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE	+ 20 GW	
2035	von Deutschland nach ...	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	2.000	2.015	40,60 GW	2030	
	von ... nach Deutschland	7.500	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	3.000	2.000	42,60 GW	2030	

AT – Österreich
BE – Belgien

CH – Schweiz
CZ – Tschechische Rep.

DK – Dänemark (Ost/West)
FR – Frankreich

LU – Luxemburg
NL – Niederlande

NO – Norwegen
PL – Polen

SE – Schweden

*gemeinsames Profil PL: Die Austauschkapazitäten von und nach Polen gelten jeweils für das gesamte Profil von Polen zu Deutschland, der Tschechischen Republik und der Slowakei, d. h. in der Modellierung wird die Kapazität auf diese drei Länder verteilt, sodass unter Umständen nicht die gesamte Kapazität für Deutschland zur Verfügung steht.



SPEICHER



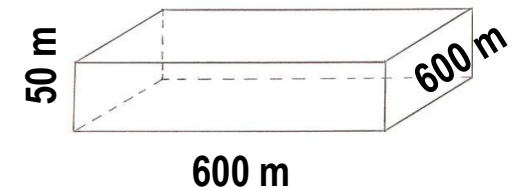
Heizwert Holz	4,3 MWh/t
Jahreszuwachs Deutschland	ca. 70.000.000 t
Holzmenge für 10 TWh ($\eta=40\%$)	5.800.000 t

Holz

10 TWh Holz Verstromung

- **Sehr gut flächendeckend speicherbar**
- **flächendeckend verfügbar**
- **Nutzung in KWK-Anlagen oder Reservekraftwerken**

Größe des „Holzstapels“
in Raummeter:



Kohlekraftwerke technisch für Holz umrüstbar:
Bsp.: Heizkraftwerk Moabit (Berlin) verfeuert neuerdings
zusätzlich zu Steinkohle und Heizöl Holzbeimischung

Aufeinanderfolgende Flautentage	Häufigkeit	Perioden im Jahr	kommt alle x Jahre vor
1	469	7.00	0.1
2	216	3.22	0.3
3	131	1.96	0.5
4	108	1.61	0.6
5	78	1.16	0.9
6	44	0.66	1.5
7	30	0.45	2.2
8	25	0.37	2.7
9	18	0.27	3.7
10	21	0.31	3.2
11	11	0.16	6.1
12	10	0.15	6.7
13	5	0.07	13.4
14	2	0.03	33.5
15	3	0.04	22.3
16	1	0.01	67.0
17	3	0.04	22.3
18	2	0.03	33.5
19	1	0.01	67.0
20	1	0.01	67.0
21	0	0.00	0.0
22	2	0.03	33.5
23	0	0.00	0.0
24	1	0.01	67.0
25	0	0.00	0.0

Windmagerzeiten Herbst/Winter 1951-2017

Betrachtungszeitraum:
67 Jahre

