

1 **Prof. Dr. Lorenz J. JARASS**

2 Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg), M.S. (School of Engineering, Stanford University, USA)
3 mail@Jarass.com, www.Jarass.com

4 **Dipl.-Ing. Carsten SIEBELS**

5 Dipl.-Ing. Elektrotechnik (Universität Hannover), Netzberater
6 kontakt@stromnetzberater.net, www.stromnetzberater.net

7
8
9
10 **Wissenschaftliches Gutachten zu**

11 **Machen EU-Vorgaben den geplanten Stromnetzausbau**
12 **zwingend erforderlich?**
13
14

15 **0 Zusammenfassung2**
16 **Gliederung4**
17 **1 Bestehendes und geplantes Stromnetz9**
18 **Teil I : EU-Vorgaben für den deutschen Stromnetzausbau25**
19 **2 EU-Verordnungen zum Stromnetzausbau26**
20 **3 Kosten-Nutzen-Analysen für den Stromnetzausbau laut EU-Verordnungen31**
21 **4 Auswirkungen der EU-Verordnungen auf den Stromnetzausbau37**
22 **Teil II : Beispielhafte Auswirkungen auf einzelne Leitungen59**
23 **5 SuedOstLink und Anschlussleitung nach Österreich60**
24 **6 Ostbayernring und Anschlussleitung nach Österreich.....67**
25 **Teil III : Anhang72**
26 **7 Alternativen zum Netzausbau.....73**
27 **8 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 201985**

28
29
30 Wiesbaden, 16. Februar 2021, geringfügig überarbeitete Version vom 25. März 2021

31 Das Gutachten untersucht ausschließlich die aus den EU-Verordnungen resultierenden energiewirt-
32 schaftlichen und energietechnischen Vorgaben und Fragestellungen. Rein juristische Aspekte, insbeson-
33 dere eine europarechtliche Würdigung der EU-Vorgaben für den Stromnetzausbau sind nicht Teil der
34 Untersuchungen.

35 Auftraggeber für das wissenschaftliche Gutachten sind Initiativkreis Netzentwicklungsplanung (IK NEP),
36 Landkreis Wunsiedel, Stadt Marktredwitz, Stadt Pfreimd, Landkreis Regensburg, Gemeinde Althenhann,
37 Gemeinde Brennberg, Gemeinde Wiesent, Stadt Wörth a. d. Donau, Gemeinde Pfatter, Gemeinde Min-
38 traching, Gemeinde Riekofen, Gemeinde Niederaichbach sowie N-ERGIE, Nürnberg.

Forschungsgesellschaft für Alternative Technologien und Wirtschaftsanalysen – ATW GmbH
Dudenstr. 33, D - 65193 Wiesbaden, T. 0611 / 188540-7, Fax -8, Email: mail@ATW-Forschung.de
GF Dipl. Volkswirtin Anna JARASS, HR B 6748 Wiesbaden

Wissenschaftlicher Beirat: Dr. jur. Insa JARASS, LL.M. (Cambridge University, UK), Dr. jur. Lorenz W. JARASS
Prof. Dr. Lorenz J. JARASS, M.S. (Stanford University, USA), Prof. Dr. Gustav M. OBERMAIR †

0 Zusammenfassung

Im Gutachten war zu klären, ob tatsächlich EU-Vorgaben den in Deutschland geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich machen.

Fazit:

- Der geplante massive Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen ist NICHT zwingend wegen EU-Vorgaben erforderlich. ▶ Kap. 4.4.1
- Wenn allerdings die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwendigkeit massiv ausgebaut werden, resultiert dadurch eine Notwendigkeit, innerdeutsche Zubringerleitungen auszubauen. ▶ Kap. 4.4.2
- Die Begründungen der deutschen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben wesentliche Defizite. ▶ Kap. 4.4.3
- Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen. ▶ Kap. 4.1.7, ▶ Kap. 7
- Laut den Kosten-Nutzen-Analysen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE sind die Kosten von SuedOstLink in allen Szenarien größer als der Nutzen. Deshalb darf der SuedOstLink gemäß EU-Vorgaben nicht gebaut werden. ▶ Kap. 5.1.2
- Der geplante Stromnetzausbau ist NICHT alternativlos. Es gibt wirksame und kostengünstigere Alternativen. ▶ Kap. 7

0.1 EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromverbund

Die EU-Verordnung 2018/1999 macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromverbund mittels Mindestvorgaben zu einem Stromverbundgrad. Die Definition des Stromverbundgrads ist also von entscheidender Bedeutung dafür, inwieweit der Stromnetzausbau durch EU-Vorgaben bedingt ist. ▶ Kap. 2.1

Die EU-Verordnung gibt allerdings keine Definition, was unter der zentralen Größe Stromverbundgrad zu verstehen ist und wie sie zu bestimmen ist. Die EU veröffentlichte im Verlauf der Jahre unterschiedliche Erklärungen, was unter Stromverbundgrad zu verstehen ist. ▶ Kap. 4.1.1

Der Stromverbundgrad liegt nicht nur 2020, sondern auch 2030 ohne Netzausbau bei acht von neun naheliegenden Definitionen mehr oder weniger deutlich über der EU-Zielgröße. ▶ Tab. 4.1

Nur bei einer von neun naheliegenden Definitionen liegt der Stromverbundgrad darunter. Der bei dieser Definition verwendete Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung erscheint aber für eine angemessene Beurteilung des Stromverbundgrads nicht geeignet. Zudem kann bei dieser Definition gut die Hälfte der durchschnittlich erzeugten **Gesamtleistung** von 73,0 GW exportiert werden, was auf einen deutlich überdimensionierten Netzausbau hindeutet. ▶ Kap. 4.1.2

Nur einer von drei EU-Indikatoren zeigt eine Dringlichkeit für einen Netzausbau, nämlich der Richtschwewenwert von 0,2 Cent/kWh für die Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedsstaaten. Es bestehen aber erhebliche Zweifel, ob bei dieser geringen Strompreisdifferenz der Nutzen eines zusätzlichen Stromhandels größer ist als die Kosten des hierfür erforderlichen Netzausbaus. ▶ Kap. 4.1.4(3)

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln keinen Nutzen von neuen Stromleitungen, sondern prüfen, ob der zukünftig zu erwartende Stromtransportbedarf durch das bestehende Stromnetz gedeckt werden kann. Bei einem erwarteten Defizit wird eine neue Stromleitung geplant. Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau bleiben dabei systematisch unberücksichtigt, weil beim deutschen Netzentwicklungsplan – man kann es kaum glauben – die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt bleiben. ▶ Kap. 4.1.7, ▶ Kap. 7

Wegen der EU-Verordnung 2018/1999 ergibt sich keine zwingende Notwendigkeit, die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen nennenswert auszubauen.

0.2 EU-Verordnung zur stärkeren Nutzung grenzüberschreitender Stromleitungen

Die EU-Verordnung 2019/943 fordert eine stärkere Nutzung bestehender grenzüberschreitender Leitungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. ► Kap. 2.2

Im Einzelfall mag daraus eine Notwendigkeit für den Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen abgeleitet werden. Der im deutschen Netzentwicklungsplan vorgesehene massive Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen ist allerdings nicht zwingend wegen EU-Verordnung 2018/1999 erforderlich.

► Kap. 0.1

Wenn aber eine neue grenzüberschreitende Leitung gebaut wird, dürfen die Übertragungsnetzbetreiber deren Verbindungskapazität laut Verordnung nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben. Damit kann wegen dieses unnötigen Ausbaus grenzüberschreitender Leitungen ein innerdeutscher Netzausbau für Zubringerleitungen erforderlich werden, solange es eine einheitliche Gebotszone für Deutschland gibt. ► Kap. 4.2.4

Wegen der EU-Verordnung 2019/943 ergibt sich nur dann eine Notwendigkeit, innerdeutsche Zubringerleitungen nennenswert auszubauen, falls die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwendigkeit massiv ausgebaut werden und zudem die einheitliche Gebotszone für Deutschland beibehalten wird.

0.3 EU-Verordnung zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Die EU-Verordnung 2020/389 bestimmt, welche Stromleitungen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind. ► Kap. 2.3

Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren auf den Stromleitungen, die ENTSOE in ihren 10-Jahres-Netzentwicklungsplan aufgenommen hat. EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind üblicherweise Stromleitungen zwischen einzelnen EU-Staaten. Die für Deutschland vorgesehenen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind hingegen neben einigen grenzüberschreitenden Leitungen lange und teure innerdeutsche Stromleitungen wie Ultranet, SuedLink und SuedOstLink. ► Kap. 4.3.1

Die Aufnahme einer Stromleitung in die Liste der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse beruht auf Vorschlägen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und führt mehr oder weniger automatisch zu einer Aufnahme in den deutschen Bundesbedarfsplan. ► Kap. 4.3.2

Die Begründungen der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse und des zugrunde liegenden ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans der europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben bezüglich der deutschen Stromleitungen wesentliche Defizite. ENTSOE macht auf der Basis der Berechnungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Angaben zum Nutzen, allerdings ohne irgendwelche Informationen zu den einzelnen Rechenschritten zu geben. ► Kap. 4.3.3

Zudem geben Abschätzungen Anlass zur Annahme, dass für SuedOstLink bei einem der drei untersuchten Szenarien die ENTSOE-Vorgaben nicht eingehalten wurden und deshalb der Nutzen in diesem Szenario weit überschätzt wurde. Trotzdem sind in allen ENTSOE-Szenarien je nach Szenario die Kosten 2-mal bis 52-mal größer sind als der Nutzen von SuedOstLink. Deshalb hätte der SuedOstLink gemäß EU-Vorgaben kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse werden dürfen. ► Kap. 5.1.2

Schon wegen Fehlens der in den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen ist die geplanten Leitungen Ostbayernring Redwitz – Schwandorf nicht zwingend wegen EU-Vorgaben erforderlich, bei Pleinting – St. Peter/Österreich ist unklar, ob bei Berücksichtigung aller Kosten der Nutzen die Kosten übersteigt. ► Kap. 6.3

Der geplante Stromnetzausbau ist NICHT alternativlos. Es gibt wirksame und kostengünstigere Alternativen. ► Kap. 7

Der geplante massive Ausbau von deutschen Stromleitungen ist bei drei der vier beispielhaft untersuchten bayerischen Leitungen wegen der EU-Verordnung 2020/389 zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse nicht zwingend geboten.

Gliederung

1		
2	0 Zusammenfassung	2
3	0.1 EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromverbund	2
4	0.2 EU-Verordnung zur stärkeren Nutzung grenzüberschreitender Stromleitungen	3
5	0.3 EU-Verordnung zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse	3
6	Gliederung	4
7	1 Bestehendes und geplantes Stromnetz	9
8	1.1 Bestehendes Stromnetz	9
9	1.1.1 Bestehende innerdeutsche Stromleitungen und Transportleistungen	9
10	1.1.2 Bestehende Netzsituation mit Bezug zu Bayern	11
11	1.1.3 Energiewirtschaftliche Zusammenhänge	12
12	1.2 Geplantes Stromnetz im Jahr 2030	16
13	1.2.1 Geplante innerdeutsche Stromleitungen	17
14	1.2.2 Geplanter Netzausbau in Bayern	20
15	1.2.3 Energiewirtschaftliche Entwicklung	22
16	(1) Energieaustausch	23
17	(2) Leistungsaustausch	23
18	Teil I : EU-Vorgaben für den deutschen Stromnetzausbau	25
19	2 EU-Verordnungen zum Stromnetzausbau	26
20	2.1 EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den	
21	Klimaschutz	26
22	2.1.1 Verbundfähigkeit von 15% ist bis 2030 anzustreben	26
23	2.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich	26
24	2.1.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2019/943 für Deutschland	26
25	2.2 EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt	27
26	2.2.1 Mindestwert von 70% der verfügbaren Transportkapazität für den	
27	grenzüberschreitenden Stromhandel	27
28	2.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich	28
29	2.2.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2019/943 für Deutschland	28
30	2.3 EU-Verordnung zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse	29
31	2.3.1 Festlegung von wichtigen grenzüberschreitenden Infrastrukturprojekten zur	
32	Verknüpfung der Energiesysteme der EU-Länder	29
33	2.3.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich	29
34	2.3.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2020/389 für Deutschland	30
35	3 Kosten-Nutzen-Analysen für den Stromnetzausbau laut EU-Verordnungen	31
36	3.1 Bestimmung des Nutzens eines Netzausbaus	31
37	3.1.1 Einzelwirtschaftlicher Nutzen eines Netzausbaus	31
38	3.1.2 Zusätzlicher volkswirtschaftlicher Nutzen eines Netzausbaus	31
39	3.2 Bestimmung der Kosten eines Netzausbaus	32
40	3.2.1 Einzelwirtschaftliche Kosten eines Netzausbaus	32
41	3.2.2 Umwelt- und soziale Kosten eines Netzausbaus	33
42	3.3 Optimierung des Netzausbaus	33
43	3.3.1 Kostensoptimale Stromversorgung durch kostenoptimierten Netzausbau	33
44	3.3.2 Keine Berücksichtigung von Kosten im deutschen Netzentwicklungsplan	34
45	(1) Deutscher Netzentwicklungsplan blockiert marktwirtschaftliche Optimierung des	
46	Netzausbaus	34
47	(2) Kosten eines unbegrenzten Stromexports – Beispiel	35

1	4 Auswirkungen der EU-Verordnungen auf den Stromnetzausbau.....	37
2	4.1 Auswirkung der EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und	
3	für den Klimaschutz	37
4	4.1.1 EU-Verordnung gibt keine Definition der zentralen Größe Stromverbundgrad	37
5	4.1.2 Alternative 1	38
6	4.1.3 Alternative 2	39
7	4.1.4 Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des	
8	Stromverbundgrads	40
9	(1) Indikator 1: Installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast	40
10	(2) Indikator 2: Installierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Leistung	40
11	(3) Indikator 3: Differenz bei den Großhandelspreisen	41
12	4.1.5 Ergebnisse zu Stromverbundgrad und Indikatoren	42
13	(1) Stromverbundgrad für einzelne Alternativen	42
14	(2) Indikatoren für die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads	43
15	4.1.6 Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung beim EU-Ziel-Stromverbundgrad	44
16	(1) Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung bei einem Stromverbundgrad von 15%	45
17	(2) Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung bei Erreichen des Mindestwerts des	
18	jeweiligen Indikators	46
19	(3) Alternativen zum Stromexport	47
20	4.1.7 Kosten-Nutzen-Analysen	47
21	(1) Laut EU-Verordnung erforderliche Kosten-Nutzen-Analysen	47
22	(2) Deutscher Netzentwicklungsplan macht keine Kosten-Nutzen-Analysen	47
23	(3) Auch bei grenzüberschreitenden Leitungen (`Interkonnektoren `) erfolgt keine	
24	Berücksichtigung der Netzausbaukosten	48
25	4.2 Auswirkung der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt.....	49
26	4.2.1 Was ist die anzusetzende Kapazität der Verbindungsleitungen?	49
27	4.2.2 Wie hoch ist die verfügbare Transportleistung für den grenzüberschreitenden	
28	Stromhandel?	49
29	4.2.3 Kosten-Nutzen-Analysen	51
30	4.2.4 Ein unnötiger Ausbau von grenzüberschreitenden Stromleitungen führt zu	
31	einem unnötigen Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen	51
32	4.3 Auswirkung der EU-Verordnung zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem	
33	Interesse.....	52
34	4.3.1 Welche Stromleitungen in Deutschland sind EU-Vorhaben von gemeinsamem	
35	Interesse?	52
36	4.3.2 Rückwirkung der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse auf den	
37	deutschen Bundesbedarfsplan	53
38	4.3.3 Wesentliche Defizite bei den Kosten-Nutzen-Analysen der EU-Vorhaben von	
39	gemeinsamem Interesse	54
40	(1) Keine Angaben zum Rechenverfahren und fehlerhafte Abschätzung des Nutzens neuer	
41	Stromleitungen	54
42	(2) ENTSOE-Vorgaben zur Bestimmung des Nutzens werden bei SuedOstLink nicht	
43	eingehalten	54
44	(3) Keine Bestimmung des Nutzens von geplanten Stromleitungen im deutschen	
45	Netzentwicklungsplan	55
46	4.4 Fazit zu den EU-Verordnungen zum deutschen Stromnetzausbau.....	55
47	4.4.1 EU-Verordnung 2018/1999 zum grenzüberschreitenden Stromverbund	55
48	4.4.2 EU-Verordnung 2019/943 zur Nutzung bestehender grenzüberschreitender	
49	Stromleitungen	56
50	4.4.3 EU-Verordnung 2020/389 zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse	57
51	4.4.4 Gesamtfazit	57
52	Teil II : Beispielhafte Auswirkungen auf einzelne Leitungen	59
53	5 SuedOstLink und Anschlussleitung nach Österreich	60
54	5.1 SuedOstLink	60
55	5.1.1 Leitungsplanung SuedOstLink (Wolmirstedt/Magdeburg – KKW Isar/Altheim)	60
56	5.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen	61

1	(1) Die Kosten von SuedOstLink sind in allen Szenarien des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-	
2	Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen	61
3	(2) Die Kosten von SuedOstLink sind auch in allen Szenarien des endgültigen ENTSOE-10-	
4	Jahres-Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen	62
5	(3) Massive Überschätzung des Nutzens von SuedOstLink durch ENTSOE	63
6	5.2 Anschlussleitung nach Österreich	64
7	5.2.1 Leitungsplanung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich	64
8	5.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen	64
9	5.3 Bewertung der Kosten-Nutzen-Analysen	65
10	6 Ostbayernring und Anschlussleitung nach Österreich.....	67
11	6.1 Ostbayernring	67
12	6.1.1 Leitungsplanung Ostbayernring (Redwitz – Schwandorf)	67
13	6.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen	69
14	6.2 Pleinting – St. Peter/Österreich	69
15	6.2.1 Leitungsplanung Pleinting – St. Peter/Österreich	69
16	6.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen	70
17	6.3 Keine zwingende Notwendigkeit wegen EU-Vorgaben.....	71
18	Teil III : Anhang	72
19	7 Alternativen zum Netzausbau.....	73
20	7.1 Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung ohne Netzausbau.....	73
21	7.2 Einsparmöglichkeiten beim Netzausbau durch Begrenzung der maximalen	
22	Leistungsüberschüsse.....	74
23	7.2.1 Power-to-Gas verringert Leistungsüberschüsse und damit den Netzausbau	76
24	(1) Viele konkrete Planungen für Power-to-Gas	76
25	(2) Deutliche Verringerung des Netzausbaus durch küstennahes Power-to-Gas möglich	77
26	7.2.2 Power-to-Heat verringert Leistungsüberschüsse und damit häufig den	
27	Netzausbau	78
28	(1) Direkte lokale Nutzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen für Heizung und	
29	Warmwasser verringert den Netzausbau	78
30	(2) Aber: Ein massiver Einsatz von Wärmepumpen könnte einen Netzausbau erfordern	79
31	7.2.3 Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung verringert Leistungsüberschüsse	
32	und damit den Netzausbau	80
33	(1) Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke	80
34	(2) Verringerung des Netzausbaus durch produktionsnahe Verringerung der Mindest-	
35	Stromeinspeisung	81
36	7.3 Bessere Auslastung des bestehenden Stromnetzes verringert den Netzausbau.....	82
37	7.3.1 Netzoptimierung und störungsorientierte Abregelung	82
38	7.3.2 Optimierung von Schaltzuständen	83
39	7.4 Exkurs: Mögliche Einsparung bei Teilverkabelung mittels Minimaltrassen statt	
40	Standardtrassen.....	84
41	8 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 2019.....	85
42	8.1.1 Installierte Kraftwerksleistung laut Netzentwicklungsplan 2019	85
43	(1) Netzentwicklungsplan 2019-2030	85
44	(2) In Erarbeitung befindlicher Netzentwicklungsplan 2021-2035	87
45	8.1.2 Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 2019	87
46	8.2 Leistungsüberschüsse und Leistungsdefizite.....	89
47	8.2.1 Installierte erneuerbare Kraftwerksleistung übersteigt in Deutschland immer	
48	stärker die benötigte Kraftwerksleistung	89
49	8.2.2 Stark fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung hat deutschlandweite	
50	Dunkelflauten	91
51	8.2.3 Netzausbau ist nicht für Dunkelflauten, sondern für den Export von	
52	Leistungsüberschüssen erforderlich	93
53	8.3 Spezifische Kosten des Netzausbaus.....	96

1	8.3.1 Spezifische Investitionskosten für neue Leitungen laut Netzentwicklungsplan	
2	2019	96
3	(1) Drehstromleitung	96
4	(2) Gleichstromleitung	96
5	8.3.2 Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes laut Netzentwicklungsplan	
6	2019	96
7	(1) Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes ohne Netzanbindung der Offshore-	
8	Windkraftwerke	96
9	(2) Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes zur Netzanbindung der Offshore-	
10	Windkraftwerke	97
11	(3) Spezifische Investitionskosten des gesamten Zubaunetzes inkl. Netzanbindung der	
12	Offshore-Windkraftwerke	98
13	8.3.3 Spezifische Investitionskosten für ausgewählte neue Leitungen laut ENTSOE	
14	2020	98
15	8.4 Transportleistungen	99
16	8.4.1 Transportleistungen	99
17	8.4.2 Net Transfer Capacity (NTC)	101
18	(1) Definition der Net Transfer Capacity	101
19	(2) Abschätzung der Net Transfer Capacity	101
20	8.4.3 Freie Mindesthandelskapazität	102
21		
22	Quellen	104
23	Gutachter	114
24		
25	Liste der Abbildungen	
26	Abb. 1.1: Deutsches Höchstspannungsnetz 2020 zzgl. der im Netzmodell B2030* verwendeten Regionen und gesicherte	
27	Transportleistungen	10
28	Abb. 1.2: Physikalischer Energiefluss 2019 mit Bezug zu Bayern	11
29	Abb. 1.3: Großhandelsstrompreise von Norwegen und Italien im Jahr 2019	12
30	Abb. 1.4: Stromhandel und Großhandelspreise	13
31	Abb. 1.5: Kommerzielle versus physikalisch übertragene Energiemengen 2019	14
32	Abb. 1.6: Transportleistungen zwischen Netzgebieten	14
33	Abb. 1.7: Leistungsfluss nach und von Österreich 2019	15
34	Abb. 1.8: Stromhandel mit Deutschland 2019	15
35	Abb. 1.9: Gesicherte Transportleistungen im Jahr 2030 laut Netzentwicklungsplan 2019	18
36	Abb. 1.10: Geplanter Netzausbau in Bayern laut Netzentwicklungsplan 2019	20
37	Abb. 1.11: Energieaustausch an ausgewählten Grenzen	23
38	Abb. 1.12: Transportleistungen an der Grenze Deutschland – Österreich	24
39	Abb. 5.1: SuedOstLink	60
40	Abb. 5.2: KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich	64
41	Abb. 6.1: 380-kV-Ostbayernring	67
42	Abb. 6.2: Pleinting – St. Peter/Österreich	70
43	Abb. 7.1: Mindest-Stromeinspeisung v.a. durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung	80
44	Abb. 8.1: Installierte Kraftwerksleistungen in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035	86
45	Abb. 8.2: Vergleich der installierten Leistungen von erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken in Deutschland im Jahr	
46	2017 und Ausbaupläne bis 2035	87
47	Abb. 8.3: Stromproduktion der erneuerbaren und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und	
48	Ausbaupläne bis 2035	89
49	Abb. 8.4: Installierte erneuerbare Kraftwerksleistung und benötigte Leistung in Deutschland im Jahr 2017 und Prognosen bis	
50	2035	90
51	Abb. 8.5: Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland vom 22.01.2018 bis 28.01.2018 mit	
52	extremen Fluktuationen	91
53	Abb. 8.6: Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland vom 05.02.2018 bis 11.02.2018 mit	
54	Windflaute	91
55	Abb. 8.7: Typischer Tages- und Jahresgang des Stromverbrauchs	92
56	Abb. 8.8: Monatliche Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland, Durchschnitt 2016-2018	92
57	Abb. 8.9: Jährlicher deutscher Stromexport, Prognosen für 2030	95
58	Abb. 8.10: Transportleistungen und Nettoübertragungskapazität	100

1

2 **Liste der Tabellen**

3	Tab. 1.1: Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn.....	17
4	Tab. 1.2: Gesicherte Transportleistungen in Bayern im Jahr 2019 und Ausbaupläne für 2030 laut Netzentwicklungsplan	21
5	Tab. 1.3: Gesicherte Transportleistungen zu Nachbarländern von Bayern im Jahr 2019 und Ausbaupläne für 2030 laut	
6	Netzentwicklungsplan.....	22
7	Tab. 4.1: Stromverbundgrad für Alternativen 1 und 2.....	43
8	Tab. 4.2: Dringlichkeit des Netzausbaus bei den Indikatoren 1, 2 und 3.....	44
9	Tab. 4.3: Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung im Jahr 2030 beim Ziel-Stromverbundgrad der jeweiligen Alternative.	45
10	Tab. 4.4: Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung im Jahr 2030 beim EU-Zielwert des jeweiligen Indikators	46
11	Tab. 4.5: Transportleistungen für eine typische Netz- und Marktsituation (NTC), Jahr 2020	50
12	Tab. 7.1: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung.....	74
13	Tab. 7.2: Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans 2019	75
14	Tab. 8.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035.....	85
15	Tab. 8.2: Stromproduktion der erneuerbaren und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und	
16	Ausbaupläne bis 2035	88
17	Tab. 8.3: Benötigte elektrische Leistung in Deutschland im Jahr 2017 und Prognosen bis 2035 laut Netzentwicklungsplan.....	90
18	Tab. 8.4: Netzausbau ist für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich.....	94

19

1 Bestehendes und geplantes Stromnetz

Kap. 1 besteht aus zwei Unterkapiteln:

- Bestehendes Stromnetz. ▶ Kap. 1.1
- Geplantes Stromnetz im Jahr 2030. ▶ Kap. 1.2

Da sich die EU-Vorgaben ausschließlich auf das Übertragungsnetz beziehen, wird im Folgenden auch nur das Übertragungsnetz betrachtet, mit Schwerpunkt auf den für Bayern geplanten Stromnetzausbau.

1.1 Bestehendes Stromnetz

1.1.1 Bestehende innerdeutsche Stromleitungen und Transportleistungen

Abb. 1.1¹ zeigt das deutsche Höchstspannungsnetz im Jahr 2020. Zudem wurden die Netzregionen eingezeichnet, die das für dieses Gutachten genutzte Netzmodell² verwendet. Auf den Verbindungslinien zwischen den Netzregionen sind die gesicherten Transportleistungen³ eingetragen. Weiter enthält diese Abbildung eine Zuordnung der Verbindungen im deutschen Übertragungsnetz zu drei wesentlichen Nord-Süd-Korridoren.

Das Übertragungsnetz in Deutschland mit den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV wurde ursprünglich vorwiegend für die regionale Versorgung von Verbrauchern aus regional zugeordneten thermischen Großkraftwerken auf Grundlage fossiler Energieträger und später auch Kernenergie entwickelt. Auch waren darüber große Wasserkraftwerke in den Alpen mit dem deutschen Stromnetz verbunden. Bis zur Neuordnung der Energiewirtschaft im Jahr 1998 gab es in Deutschland mehrere demarkierte Gebiete, in denen jeweils ein Verbundunternehmen für die gesicherte Versorgung verantwortlich war. Die Leitungen zu benachbarten Verbundunternehmen waren ausschließlich zur Nutzung von Gemeinschaftskraftwerken, zum bilateralen Handel und für die gemeinschaftliche Nutzung von Ausfallreserven erforderlich und damit in der Regel nur schwach belastet. Teilweise traten allerdings unerwünschte Leistungsflüsse über fremde Netze aufgrund der räumlichen Entfernung zwischen Erzeugungsschwerpunkten und zu versorgenden Verbrauchern auf.

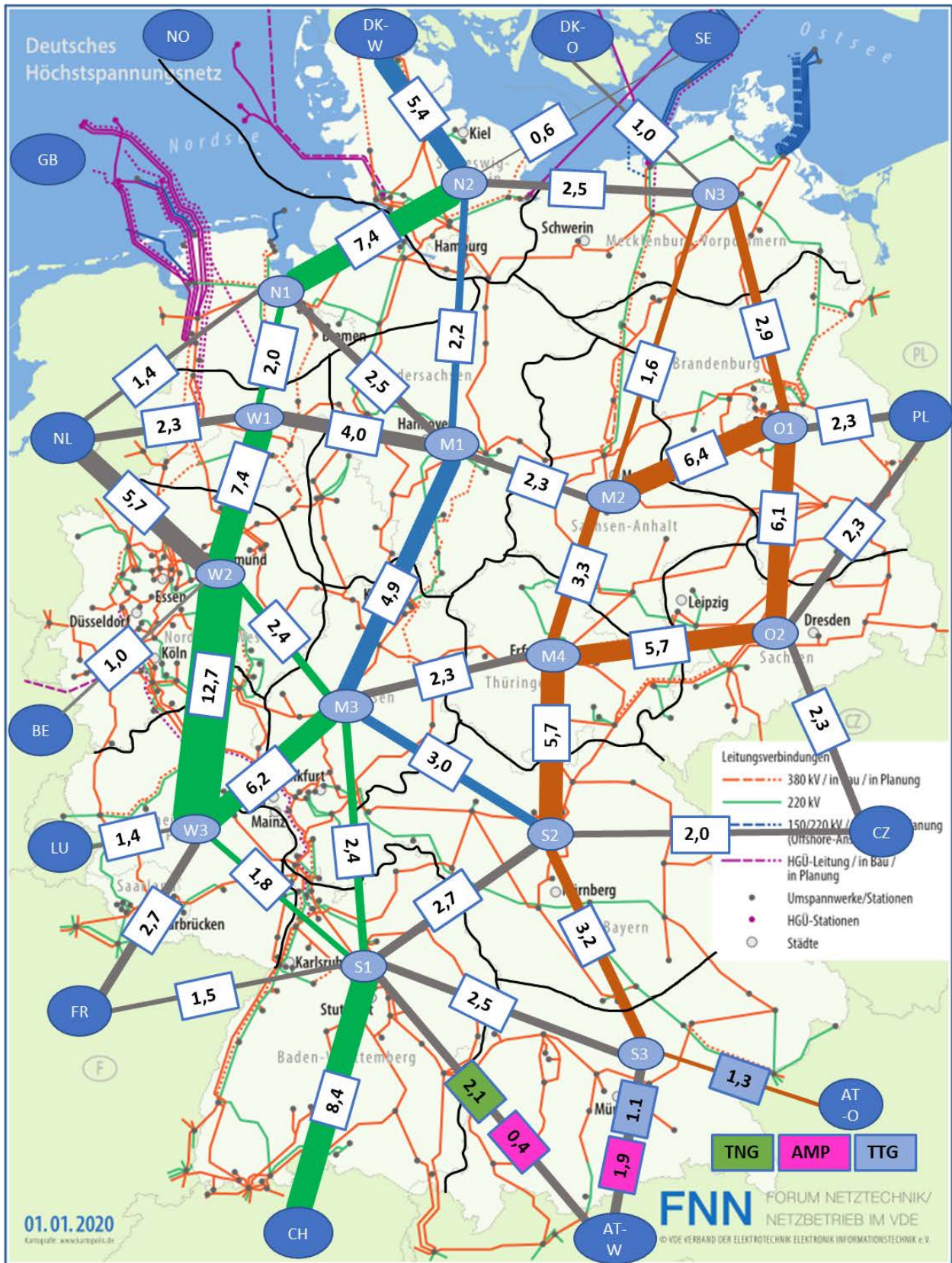
Die Entwicklung des bestehenden Stromnetzes ist ein langwieriger Prozess. So wurde z.B. die 380-kV-Verbindung von Dollern an der Unterelbe über Hamburg und Schleswig-Holstein nach Dänemark, die nach einer Vorplanungsphase seit 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) als vordringliche Maßnahme bezeichnet wird, jetzt Ende 2020 in Betrieb genommen.

¹ [VDE 2020].

² Das für die Berechnungen verwendete Modell basiert auf 8.760 stündlichen Leistungswerten von Nachfrage, konventionellen und regenerativen Einspeisungen und Stromgroßhandelspreisen für das Referenzjahr 2017 aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur. Diese Daten werden unter Nutzung von Bundeslandspezifischen Daten des Netzentwicklungsplans (NEP 2019-2030/2, Szenario B) auf das Zieljahr 2030 hochgerechnet. Daraus ergeben sich stündliche regionale Werte des Bedarfs und der Erzeugung elektrischer Leistung unter Beachtung der von den Übertragungsnetzbetreibern errechneten Energiemengen je Energieträger und Bundesland. Die Austauschleistungen mit dem Ausland werden so modelliert, dass die jeweiligen Energiemengen des Netzentwicklungsplans erreicht und die ausgewiesenen Austauschleistungsgrenzen eingehalten werden. Dabei wird sichergestellt, dass für jede Stunde die Leistungsbilanz ausgeglichen ist. [Jarass/Siebels, 2020, S. 380].

³ Transportleistung wird in dem hier betrachteten Übertragungsnetz häufig als Übertragungsleistung bezeichnet.

Abb. 1.1: Deutsches Höchstspannungsnetz 2020 zzgl. der im Netzmodell B2030* verwendeten Regionen und gesicherte Transportleistungen



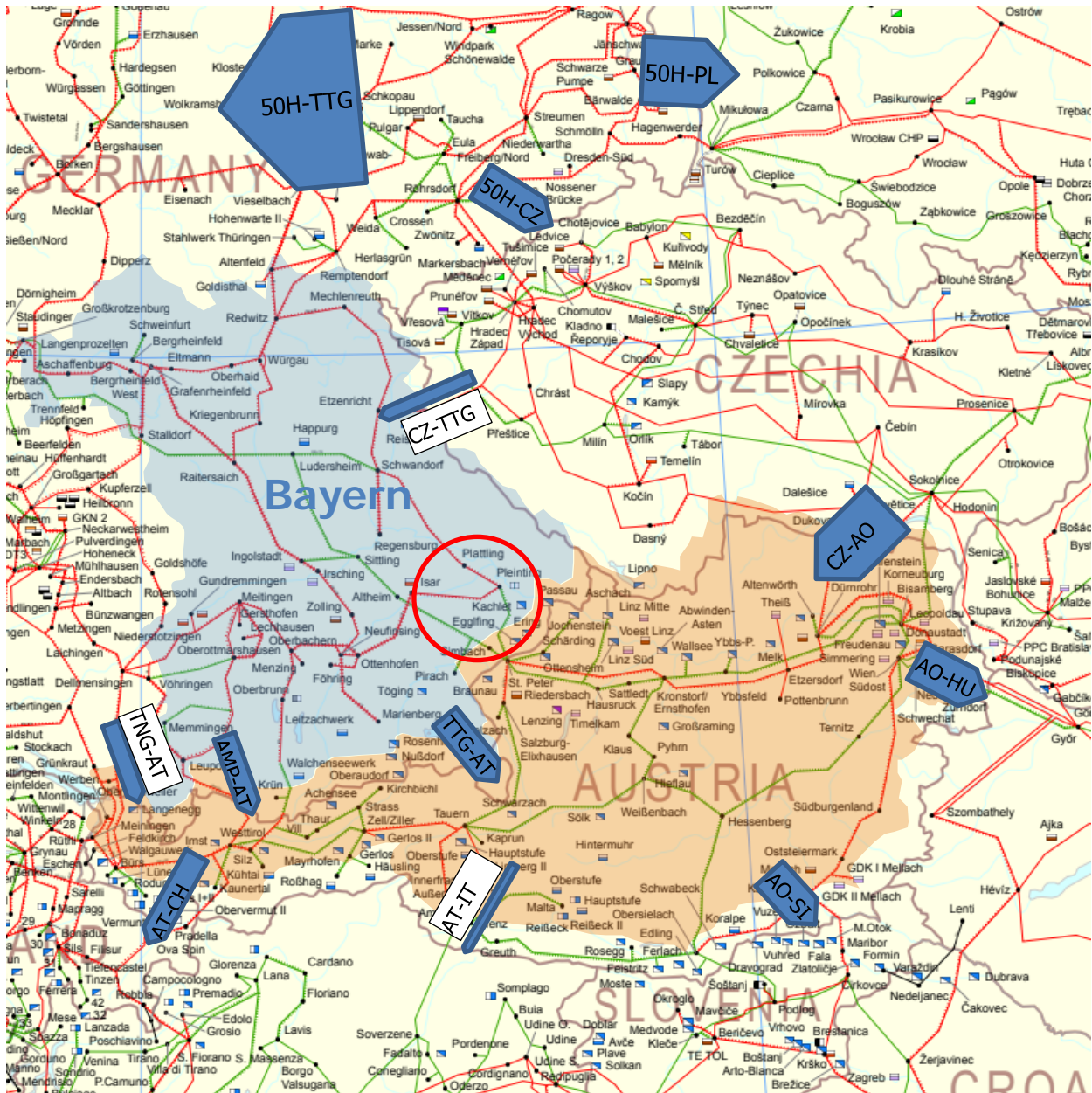
Alle Werte in GW.

Hinweis: Bei Drehstromleitungen werden 70% der installierten Transportleistung angesetzt, bei Gleichstrom hingegen 100% der installierten Transportleistung (siehe Kap. 8.4.1).

1.1.2 Bestehende Netzsituation mit Bezug zu Bayern

Abb. 1.2 zeigt die in Bayern und seinen Nachbarländern bestehenden Stromleitungen sowie den physikalischen Energiefluss im Jahr 2019 mit Bezug zu Bayern.

Abb. 1.2: Physikalischer Energiefluss 2019 mit Bezug zu Bayern



Der rote Kreis markiert die Grenze, an der die gesicherte Transportleistung von 1,3 GW im Jahr 2019 (Abb. 1.1) auf 7,0 GW im Jahr 2030 (Abb. 1.9) erhöht werden soll.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes in Bayern, speziell des 380-kV-Netzes, hatte eine erste Ursache in der Notwendigkeit, die großen Kernkraftwerksblöcke Isar, Grafenrheinfeld und Gundremmingen anschließen zu können. Ab 1990 kamen dann der Ausbau der ersten 380-kV-Doppelleitung zur Verbindung Thüringens mit Oberfranken hinzu. Mit zeitlichem Abstand folgte dann die zweite Doppelleitung zum überregionalen Transport der Leistung aus Windenergieanlagen in Nordostdeutschland nach Bayern und weiter nach Österreich. An der Grenze zu Österreich gab es in den letzten Jahrzehnten keine wesentlichen Änderungen.

Der Ausbau der Windenergie in Ostdeutschland in Verbindung mit preisgünstiger Stromerzeugung aus Braunkohle führte im Jahr 2019 zu einem Energieüberschuss in der Regelzone der 50Hertz Transmission

1 von ca. 43 TWh. In Abb. 1.2⁴ ist dargestellt, wohin diese Energie physikalisch übertragen wurde. Mit
 2 ca. 26 TWh floss der größte Anteil nach Westen und Süden in die TenneT-Regelzone. Nach Tschechien
 3 wurden ca. 6 TWh und nach Polen ca. 10 TWh abgegeben. Etwa 1 TWh wurde nach Dänemark geliefert.

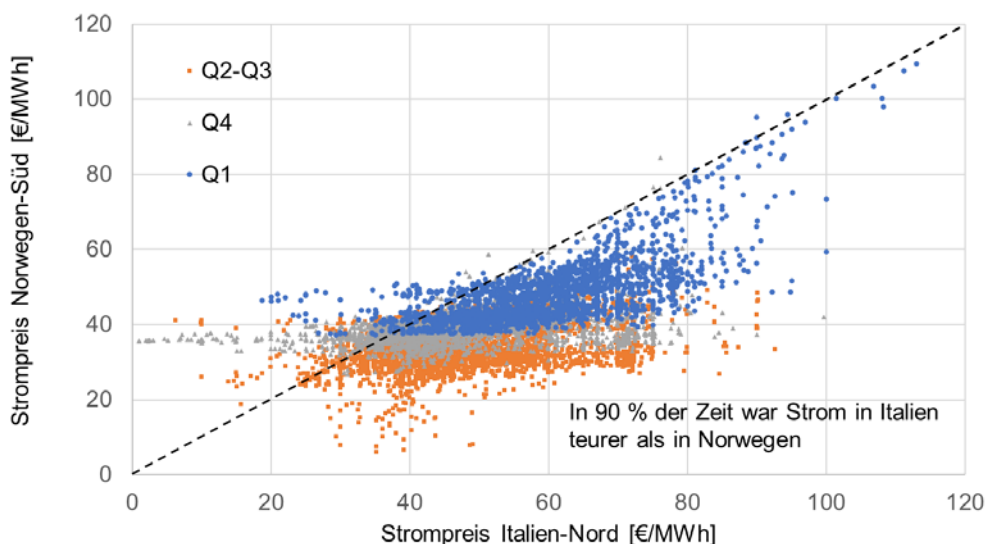
4 Im selben Zeitraum, in dem somit ca. 16 TWh aus Ostdeutschland nach Polen und Tschechien abge-
 5 geben wurden, erreichte der Import Österreichs aus den anderen drei Regelzonen Deutschlands ca.
 6 10,6 TWh und aus Tschechien ca. 9,3 TWh. Gleichzeitig werden aus Österreich in Richtung Ungarn,
 7 Slowenien, Italien und Schweiz zusammen ca. 16,8 TWh abgegeben. Der Strombedarf Österreichs be-
 8 trug 2019 ca. 63 TWh, der Strombedarf Bayerns betrug ca. 80 TWh.

9 Daraus kann abgeleitet werden, dass die Belastung des Übertragungsnetzes in Bayern zu erheblichen
 10 Anteilen aus dem Umfeld resultiert. Weitere Analysen folgen im nächsten Kapitel.

11 1.1.3 Energiewirtschaftliche Zusammenhänge

12 Das europäische Übertragungsnetz ist in Gebotszonen⁵ unterteilt, in denen Angebot und Nachfrage
 13 elektrischer Energie an zugeordneten Börsenplätzen ausgeglichen werden. Daraus ergibt sich für jede
 14 Gebotszone in jeder Handelsperiode ein Großhandelspreis, der unabhängig von der räumlichen Lage
 15 von Erzeugern und Verbrauchern innerhalb der Gebotszone gilt. Beispielhaft sind in Abb. 1.3⁶ die im
 16 Jahr 2019 aufgetretenen Großhandelsstrompreise in den Gebotszonen Norwegen-Süd und Italien-Nord
 17 einander gegenübergestellt.

18 **Abb. 1.3: Großhandelsstrompreise von Norwegen und Italien im Jahr 2019**



19
 20 In mehr als 90% der Zeit lag 2019 der Großhandelsstrompreis in Italien über dem von Norwegen. Die
 21 gleichzeitig aufgetretenen Spitzenpreise von über 100 €/MWh traten europaweit am 24.01.2019 auf, an
 22 dem am Vormittag eines Werktags Kälte und Dunkelheit mit schwachem Wind zusammentrafen.

23 Innerhalb einer Gebotszone erfolgt der Ausgleich zwischen räumlich entfernten Orten der Erzeugung
 24 und des Verbrauchs elektrischer Energie nach physikalischen Gesetzen über die verfügbaren Transport-
 25 leitungen. Ihre Auslastung hängt von der Höhe der Überschussleistungen und Defizitleistungen in ver-
 26 schiedenen Regionen sowie von den Entfernungen zwischen diesen Regionen ab. Die räumliche Vertei-
 27 lung der Leistungsflüsse wird allein durch die bestehenden Impedanzen des Netzes bestimmt, solange
 28 keine den Leistungsfluss steuernde Maßnahmen ergriffen werden.

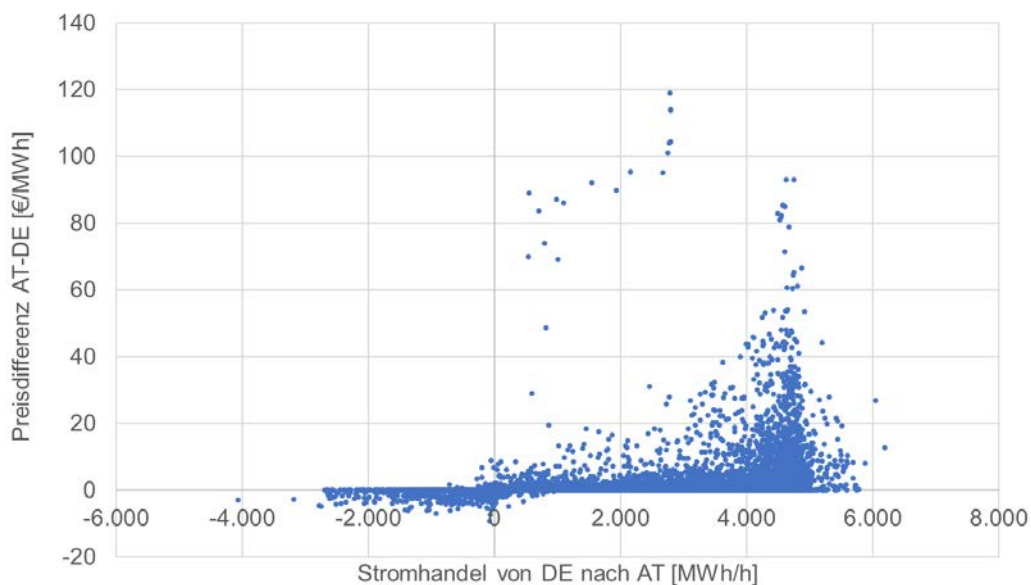
⁴ Netzkarte aus [ENTSOE 2020a]; Austauschleistungen aus [SMARD 2020].

⁵ Zur Definition der Gebotszone siehe [EU 2019a, Art. 2 Ziff. 65]. "Die Gebotszonen in der Union müssen so gestaltet sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Artikel 16 möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergreifenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt." [EU 2019a, Art. 14 Abs. 1 S. 4].

⁶ [ENTSOE 2020b].

Zwischen zwei Gebotszonen ergibt sich der Leistungsfluss durch Handelsaktivitäten, die auf den Unterschieden in den Grenzkosten aller in zwei benachbarten Gebotszonen einspeisenden Kraftwerke beruhen. Wenn der von den Stromhändlern angeforderte bilaterale Leistungsfluss in einem Zeitabschnitt die zulässige Transportleistung der grenzüberschreitenden Leitungen überschreiten würde, wird die vorhandene Transportleistung in einer expliziten oder impliziten Auktion versteigert. Dadurch ergibt sich ein Preisunterschied zwischen den benachbarten Gebotszonen. Dann fließt der elektrische Strom vom Gebiet mit dem niedrigeren Großhandelspreis in das Gebiet mit dem höheren Großhandelspreis, wie die Abb. 1.4⁷ für die Grenze zwischen Deutschland und Österreich zeigt.

Abb. 1.4 Stromhandel und Großhandelspreise



In ca. 55% des betrachteten Zeitraums von 8760 Stunden des Jahres 2019 war der Großhandelspreis für Strom in Deutschland und Österreich gleich. Es erfolgte ein Leistungsaustausch ohne Einschränkungen. Während ca. 40% der Zeit war der Strompreis in Österreich höher als in Deutschland und während ca. 5% der Zeit war es umgekehrt.

Der in Abb. 1.2 im Jahr 2019 real aufgetretene physikalische Energieaustausch im Umfeld Bayerns aus SMARD hat seine Ursachen in den Handelsgeschäften zwischen Marktakteuren, den Erzeugungs- und Lastschwerpunkten sowie der Netztopologie. Die Beteiligten von Handelsgeschäften haben auf diese Faktoren keinen Einfluss. Auch die Übertragungsnetzbetreiber können aktuell keine Leistungsflussprognosen erstellen.

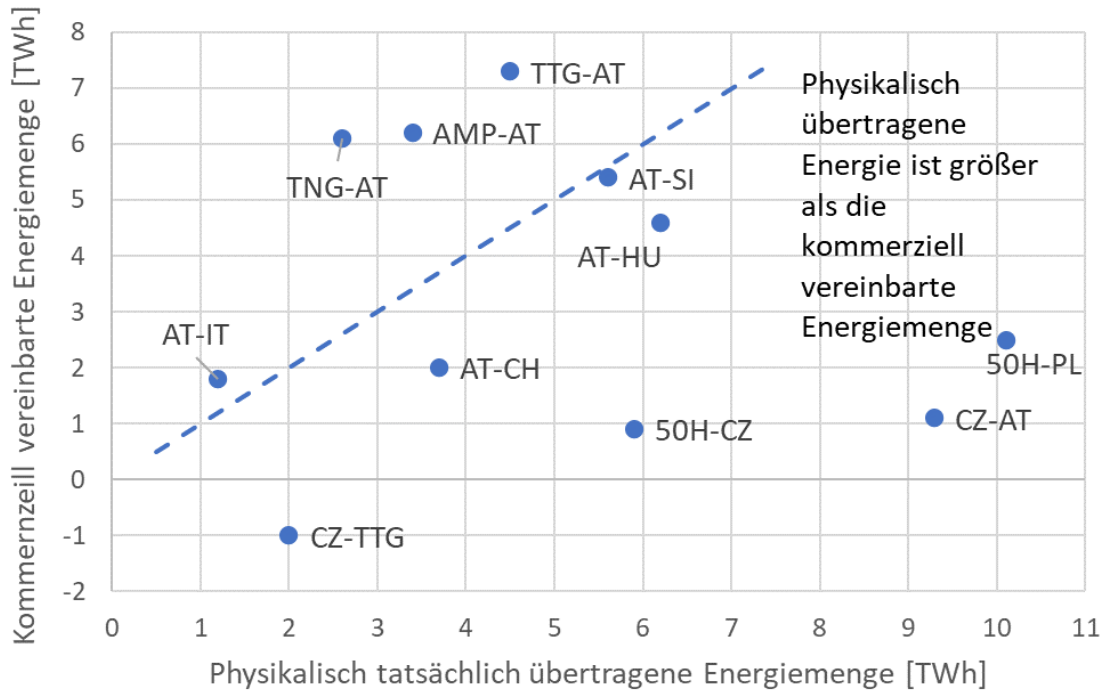
Aus Abb. 1.5⁸ ist ersichtlich, dass es 2019 im betrachteten Netzbereich zu erheblichen Abweichungen zwischen kommerziell vereinbarten und physikalisch übertragenen Energiemengen kam. Allein der Unterschied für den einzelnen Stromkreis zwischen Österreich und Italien ist recht gering. Ursache ist, dass hier meist ein Richtbetrieb erfolgte, der Leistungsfluss also gesteuert werden konnte. Für die Regelzongrenzen von TransnetBW (TNG), Amprion (AMP) und TenneT (TTG) zwischen Deutschland und Österreich (AT) ergaben sich physikalische Energieflüsse, die deutlich geringer waren als die kommerziell vereinbarten.

Gleichzeitig ergaben sich deutlich höhere Energieflüsse vom Netzgebiet der 50Hertz nach Polen und Tschechien als kommerziell vereinbart war. Zusammen mit der Abweichung für den Austausch zwischen Tschechien und Österreich kann geschlossen werden, dass die Netzimpedanz zwischen dem Netzgebiet von 50Hertz (50H) und Italien (IT) über Polen (PL) und Tschechien (CZ) geringer ist als die über Bayern und Österreich. Von der vorhandenen gesicherten Transportleistung zwischen Deutschland und Polen kann in der Folge für den Handel nur ein Bruchteil genutzt werden. Dagegen kann die gesicherte Transportleistung zwischen Deutschland und Österreich für den Handel voll genutzt werden, ohne sie physikalisch stark zu belasten.

⁷ [SMARD 2020], Stand 2019.

⁸ [SMARD 2020], Stand 2019.

Abb. 1.5 Kommerzielle versus physikalisch übertragene Energiemengen 2019



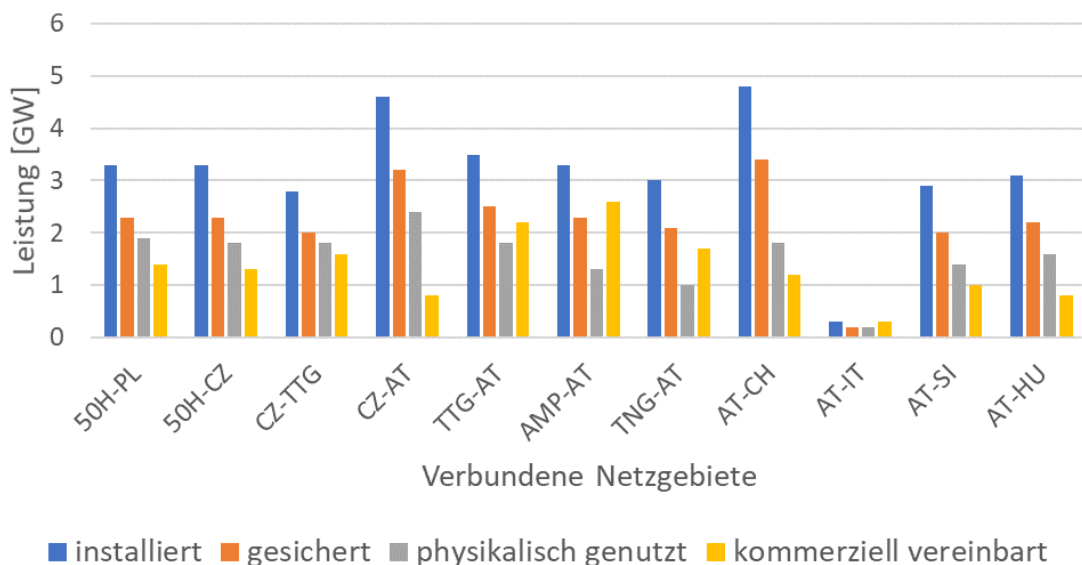
AMP: Amprion-Übertragungsnetz; AT: Österreich; CH: Schweiz; CZ: Tschechien; H: 50Hertz-Übertragungsnetz; HU: Ungarn; IT: Italien; PL: Polen; SI: Slowenien; TNG: TransnetBW; TTG: TenneT-Übertragungsnetz.

Abhilfe könnten Netzauffrennungen und Gleichstrom-Kurzkupplungen an den Grenzen oder außerhalb Deutschlands leisten, die dafür sorgen, dass die Energie auch tatsächlich über die kommerziell vereinbarten Grenzen fließt. Für die mit Gleichstrom verbundenen nicht synchronen Netzgebiete wie Skandinavien und Großbritannien ist dies immer gegeben.

Bei einer rein energetischen Betrachtung sind Zusammenhänge mit der resultierenden Netzbelastung nur über Analogien näherungsweise herstellbar. Im Folgenden wird daher die Netzbelastung aus Stundenmittelwerten der Leistung abgeleitet.

Abb. 1.6 stellt die vier Werte der Transportleistungen an ausgewählten Grenzen dar.

Abb. 1.6: Transportleistungen zwischen Netzgebieten



AMP: Amprion-Übertragungsnetz; AT: Österreich; CH: Schweiz; CZ: Tschechien; 50H: 50Hertz-Übertragungsnetz; HU: Ungarn; IT: Italien; PL: Polen; SI: Slowenien; TNG: TransnetBW; TTG: TenneT-Übertragungsnetz.

Ersichtlich ist, dass im Jahr 2019 an jeder Grenze die kommerziell genutzte Transportleistung unterhalb oder nahe der hier ermittelten gesicherten Transportleistung lag. Die Unterschiede zwischen der kommerziellen und der physikalischen Nutzung entsprechen denen in Abb. 1.5.

In Abb. 1.7 sind die Stundenmittelwerte der 2019 aufgetretenen physikalischen Leistungsflüsse von und nach Österreich dargestellt. Für Leistungstransporte von Deutschland nach Österreich ergaben sich häufig gleichzeitige Leistungstransporte von Österreich nach Südosteuropa. Die Schwankungsbreite des Exports von Österreich nach Südosteuropa nahm dabei mit zunehmendem Import von Deutschland ab.

Daraus kann geschlossen werden, dass die größten Leistungstransporte über besonders große Entfernungen erfolgen. Dies ist mit höheren Verlustleistungen im Übertragungsnetz verbunden und kann die Versorgungssicherheit gefährden.

Abb. 1.7: Leistungsfluss nach und von Österreich 2019

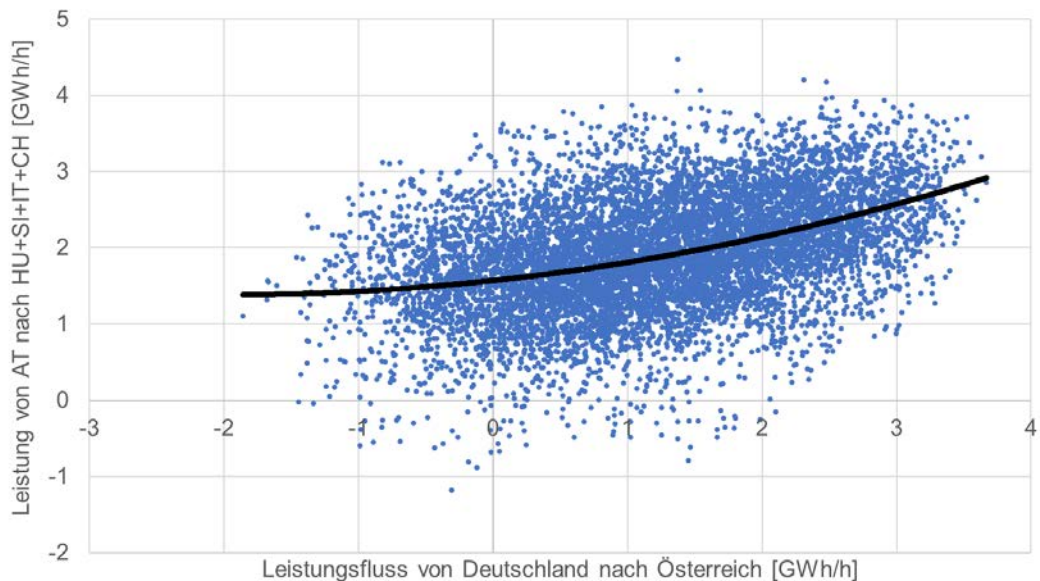
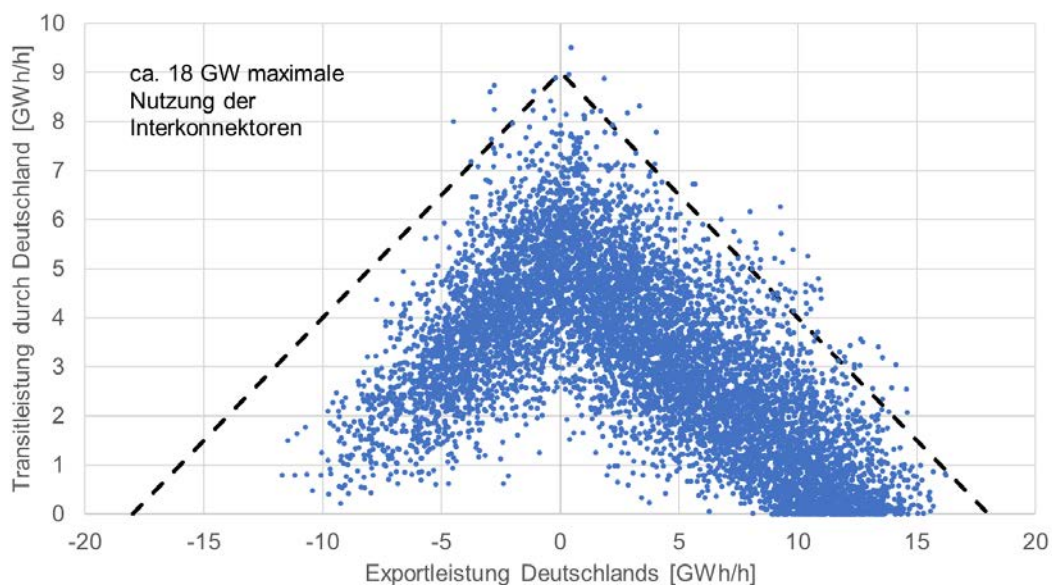


Abb. 1.8 zeigt den Stromhandel mit Deutschland im Jahr 2019.

Abb. 1.8: Stromhandel mit Deutschland 2019



1 Die Auswertung des kommerziellen Stromaustauschs im Jahr 2019 aus SMARD⁹ in Abb. 1.8 ergibt, dass
2 meistens weniger als 18 GW Austauschleistung in Anspruch genommen wurden. Der Unterschied zu
3 den in der späteren Tab. 1.1 aufgeführten Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nach-
4 barn von insgesamt 18,5 GW kann durch Abweichungen von Prognosewerten und Austausch von Re-
5 gelleistung verursacht sein.

6 Es zeigt sich weiter, dass die Auslastung der Kuppelleitungen zum Ausland meistens mehr als 5 GW
7 betrug.

8 **1.2 Geplantes Stromnetz im Jahr 2030**

9 Mit der zunehmenden Nutzung verbrauchsfern erzeugter elektrischer Energie aus regenerativen Quellen
10 resultieren immer häufiger hohe Leistungsspitzen vor allem durch die Nutzung küstennaher Windener-
11 gie, die durch die derzeit vor Ort vorhandenen Stromverbraucher nicht genutzt werden können. Durch
12 einen massiven Netzausbau wird versucht, die Leistungsspitzen weiträumig abzutransportieren, anfangs
13 nach Süddeutschland, mittlerweile mangels ausreichender Nachfrage in Süddeutschland immer stärker
14 nach Süd- und Südosteuropa.

15 Dieser Stromexport wird unterstützt durch unterschiedliche Großhandelsstrompreise zwischen Skandi-
16 navien und Italien, wodurch ein Bedarf des Energietransports über die dazwischen liegenden Netzge-
17 biete, v.a. auch zwischen Deutschland und Österreich resultiert¹⁰. Auch innerhalb dieser Länder entsteht
18 ein Transportbedarf, der mit den vorhandenen Netzen nicht vollständig abgedeckt werden kann. Daher
19 wurden z.B. in Norwegen fünf und in Italien sechs Gebotszonen gebildet, durch die die Netzbelastung
20 ohne weitere Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber im zulässigen Bereich gehalten werden konnte.
21 Dagegen mussten 2019 in Deutschland 292 Mio. € für Redispatch und Countertrading sowie 199 Mio. €
22 für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken von den Übertragungsnetzbetreibern und damit den
23 Netzkunden aufgebracht werden.¹¹

24 Soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte erneuerbare Lei-
25 stung, steigen mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien die maximalen Stromüberschüsse in
26 Deutschland und den Nachbarländern überproportional an. Wenn man – wie im Netzentwicklungsplan
27 vorgesehen – zukünftig auch die Spitzen dieser Stromüberschüsse weiträumig exportieren will, ist hier-
28 für ein massiver Netzausbau erforderlich. Durch die Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes wer-
29 den eine Vielzahl von zusätzlichen Höchstspannungsleitungen vom Gesetzgeber als unabdingbar erfor-
30 derlich festgelegt. Der zugrunde liegende Netzentwicklungsplan sieht einen massiven Netzausbau zum
31 Export der Spitzen von bundesweiten Stromüberschüssen vor.

32 Im Widerspruch zu § 1 EnWG und den Grundregeln der Marktwirtschaft bleiben aber im Netzentwick-
33 lungsplan und damit auch im Bundesbedarfsplangesetz die Kosten des Stromnetzausbaus völlig unber-
34 rücksichtigt.¹² Dies führt zu einem weit überdimensionierten Netzausbau, weil kostengünstige Alterna-
35 tiven so keine Marktchance bekommen.

36 Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Alternativen zu Netzausbaumaßnahmen, z.B. produktionsnahe
37 Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien für Power to Heat/Gas oder ein nach Erfordernissen
38 der Netze optimierter Speichereinsatz.¹³ Die meisten alternativen Möglichkeiten können aber nur dann
39 Netzausbaumaßnahmen und Stromkosten reduzieren, wenn Stromproduzenten, Netzbetreiber,
40 Stromhändler und Stromanwender in ihren Aktivitäten durch entsprechende, auf marktwirtschaftlichen
41 Prinzipien basierende Regelwerke, gesteuert werden. Anreize dafür müssen sowohl räumlich als auch
42 zeitlich differenziert werden.

⁹ [SMARD 2020], Stand 2019.

¹⁰ Siehe Abb. 1.3.

¹¹ [BNetzA 2020, S. 8]; [BNetzA 2019c].

¹² Kap. 3.3.2.

¹³ Siehe Kap. 7.

1.2.1 Geplante innerdeutsche Stromleitungen

Gegenüber dem Stand im Jahr 2020 sollen bis zum Jahr 2030 ca. 200 Stromkreise mit einer Gesamtlänge von ca. 8.800 km abgebaut und ca. 300 Stromkreise mit einer Gesamtlänge von ca. 16.600 km zugebaut werden.¹⁴

Tab. 1.1¹⁵ zeigt die Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn. Die installierten Transportleistungen von Deutschland zu seinen Nachbarn sollen von 63 GW in 2020 um über 40% auf 89,4 GW in 2030 erhöht werden¹⁶, die gesicherten Transportleistungen zu Nachbarn sollen von 44,8 GW um ebenfalls über 40% auf 64,4 GW erhöht werden.

Zum Vergleich sind in Tab. 1.1, Sp. (3) die 2019 gültigen Werte für die Net Transfer Capacity (NTC) aufgeführt, die aufgrund der den Berechnungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegenden Erzeugungs- und Lastschwerpunkte und der Netztopologie z. T. deutlich von den gesicherten Transportleistungen abweichen.

Tab. 1.1: Transportleistungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn

Transportleistung [GW]	(1a)	(1b)	(2a)	(2b)	(3) NTC ^{c)}
	2020	2020	2030	2030	2019
Nachbarland	installiert ^{a)}	gesichert ^{b)}	installiert ^{a)}	gesichert ^{b)}	
(1) Niederlande	13,5	9,4	13,5	9,4	2,0 ^{d)}
(2) Luxemburg	2,0	1,4	5,7	4,0	0,0 ^{e)}
(3) Frankreich	6,1	4,2	9,2	6,4	1,8 ^{d)}
(4) Schweiz	12,0	8,4	12,0	8,4	4,0 ^{d)}
(5) Österreich	9,7	6,8	17,8	12,5	4,9
(6) Tschechien	6,1	4,3	6,1	4,3	2,8 ^{f)}
(7) Polen	3,3	2,3	6,6	4,6	0,4 ^{f)}
(8) Schweden	0,6	0,6	1,3	1,3	0,6
(9) Dänemark	8,7	6,4	13,4	9,7	2,0 ^{g)}
(10) Norwegen	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0
(11) Belgien	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0
(12) Großbritannien	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0
(13) Summe	63,0	44,8	89,4	64,4	18,5

Hinweise zu Tab. 1.1:

a) Die installierte Leistung basiert auf den vier statischen Netzmodellen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

b) Die gesicherte Leistung wird durch einen pauschalen Faktor von 0,7 abgeschätzt (siehe Kap. 8.4.1).

c) Net Transfer Capacity ist die Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation und wird für bestimmte Fallkonstellationen in Abhängigkeit der Netz- und Marktsituation bestimmt, siehe Kap. 8.4.2. In Tab. 1.1, Sp. (3) werden Beispiele für Importwerte angegeben.

d) Vorbelastungen der grenzüberschreitenden Leitungen durch Windenergieanlagen speziell in Nordostdeutschland, die zu geringeren Net Transfer Capacities zwischen jedem dieser Netze und Deutschland führen; zu näheren Erläuterungen siehe Kap. 8.4.2.

e) Da Luxemburg zum Marktgebiet mit Deutschland gehört, weisen die Übertragungsnetzbetreiber keine Net Transfer Capacity aus.

f) Bei Starkwind und hoher Nachfrage in Österreich und Italien treten Flüsse über die Netze von Polen und Tschechien auf, womit nur geringe bilaterale Net Transfer Capacities verbleiben.

g) Die Net Transfer Capacity von Deutschland nach Dänemark-West wird stark durch Windenergie in Schleswig-Holstein beeinflusst.

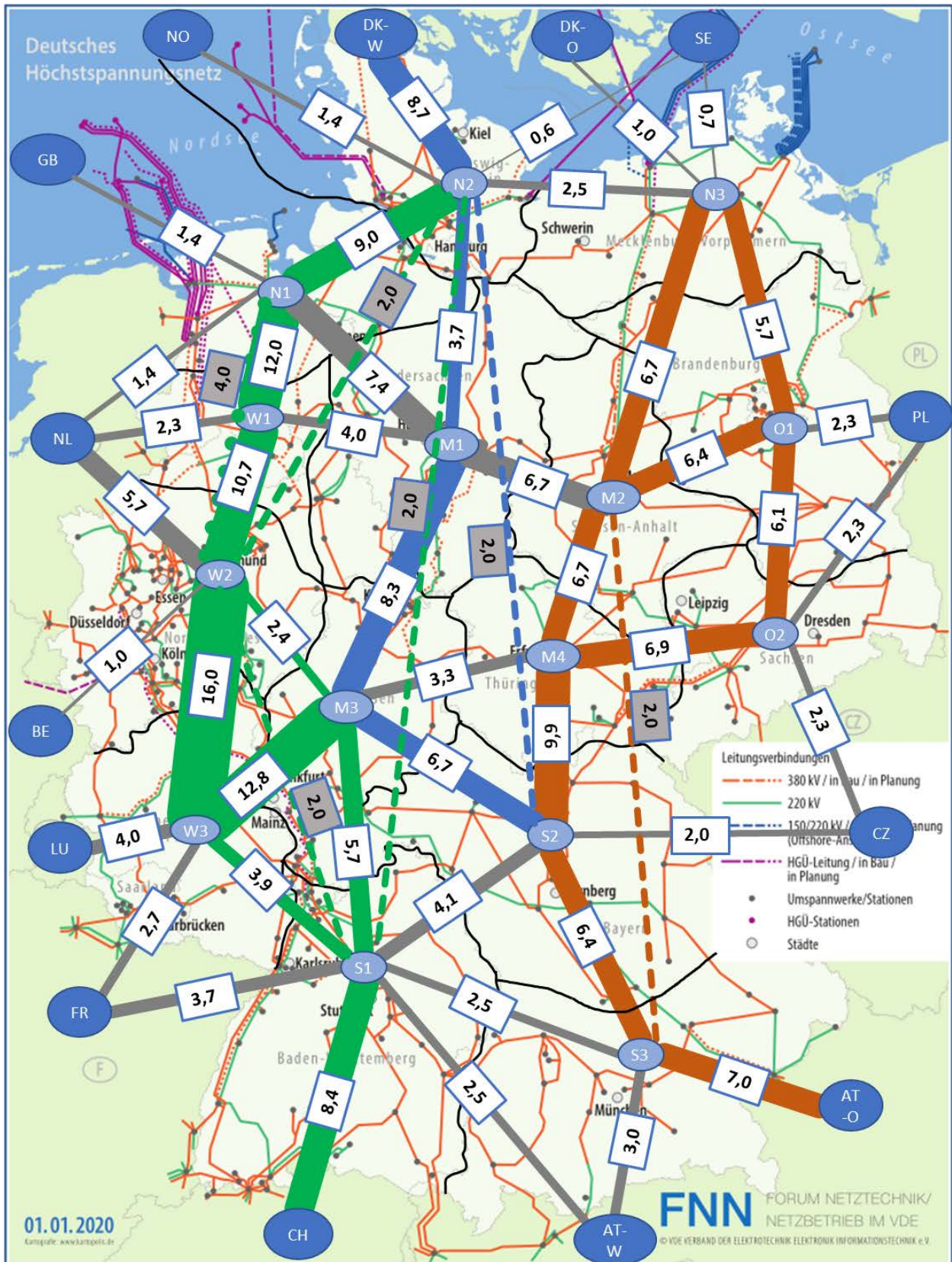
In Abb. 1.9 ist dargestellt, welche gesicherten Transportleistungen sich mit dem für 2030 vorgesehenen Netzausbau ergeben.

¹⁴ Alle Angaben zum Stromnetz im Jahr 2030 beruhen für die Bestandsleitungen auf den öffentlich zugänglichen Leitungslisten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und aktuellen Informationen über Inbetriebnahmen. Für die noch zu errichtenden Leitungen laut NEP 2030 wird auf das Bestätigungsdokument der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 vom Dezember 2019 zurückgegriffen [NEP 2019-2030/B].

¹⁵ Eigene Berechnungen auf Basis der vier von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten statischen Netzmodelle [50Hertz 2017], [Amprion 2018], [TenneT 2018b], [TransnetBW 2018] sowie von [NEP 2019-2030/2] und [NEP 2019-2030/B].

¹⁶ Zur Die Planung und Zulassung von Stromleitungen mit grenzüberschreitenden Auswirkungen siehe [Kistner 2015].

Abb. 1.9: Gesicherte Transportleistungen im Jahr 2030 laut Netzentwicklungsplan 2019



Alle Werte in GW.

Die Transportleistungen sollen massiv erhöht werden:

- Die Transportleistungen von grenzüberschreitenden Leitungen nach Großbritannien und Skandinavien soll um 6,8 GW gesteigert werden, wovon 3,5 GW auf Gleichstrom-Seekabel entfallen.

- 1 • Luxemburg soll eine 380-kV-Anbindung erhalten, deren Leistung weit über dem Bedarf von unter 0,9
2 GW im Jahr 2020¹⁷ liegt.
- 3 • Die nördliche grenzüberschreitende Leitung zu Polen soll wieder in Betrieb sein.
- 4 • Die gesicherte Transportleistung von Bayern nach Österreich-Ost über die Schaltanlage St. Peter soll
5 um 5,7 GW gesteigert werden.
- 6 • Im Korridor von Thüringen nach Oberfranken und weiter nach Niederbayern soll die gesicherte Trans-
7 portleistung von 3,2 GW¹⁸ auf 6,4 GW¹⁹ verdoppelt werden und durch die Gleichstromleitung SuedOst-
8 Link um weitere 2 GW erhöht werden.

¹⁷ [ENTSOE 2020b].

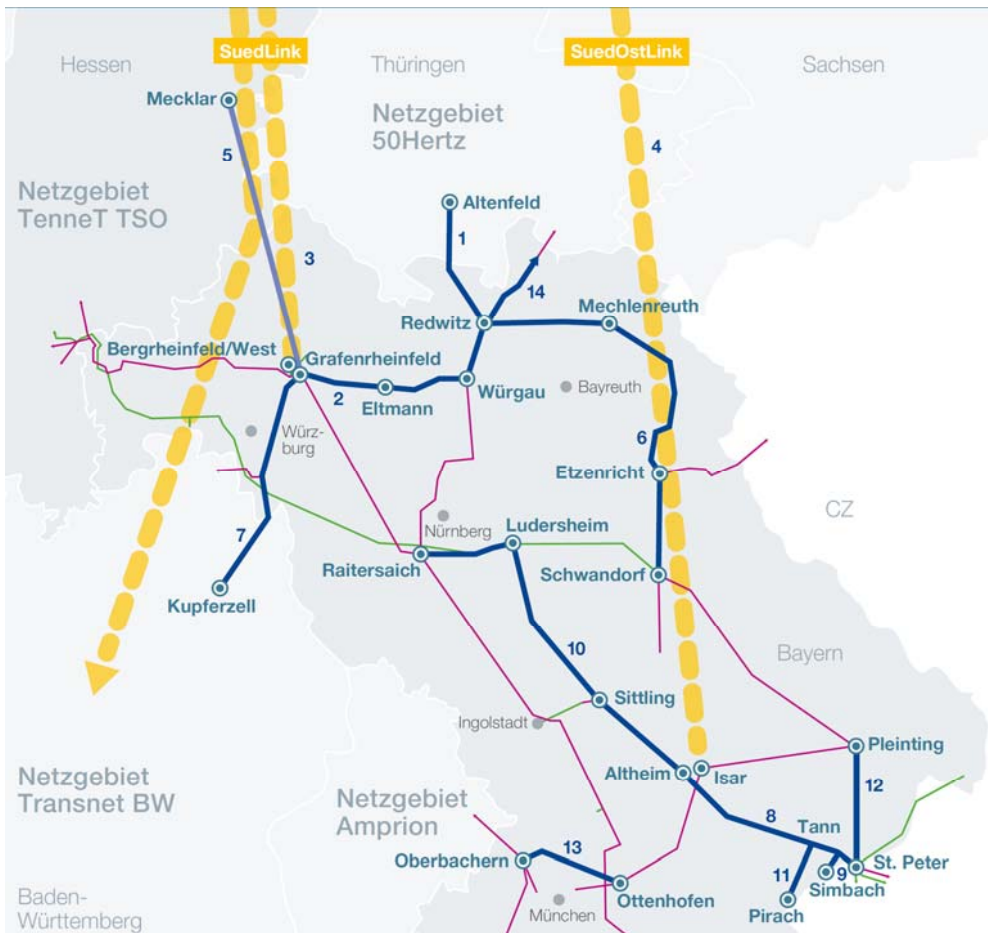
¹⁸ Abb. 1.1, S2-S3.

¹⁹ Abb. 1.9, S2-S3.

1.2.2 Geplanter Netzausbau in Bayern

Abb. 1.10²⁰ zeigt die in Bayern geplanten Stromleitungen.

Abb. 1.10: Geplanter Netzausbau in Bayern laut Netzentwicklungsplan 2019



Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) – 2009:

Drehstromübertragung:

- 1 Altenfeld – Redwitz**
(Neubauprojekt – Teil-Inbetriebnahme 2015 erfolgt)
56 km, davon 30 km in Bayern
- 2 Redwitz – Grafenheinfeld**
(Spannungsumstellung – alte Trasse bleibt bestehen, nur geringfügige Baumaßnahmen im Bereich der Umspannwerke, Maßnahme ist abgeschlossen)
100 km

Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) – 2013/15:

Gleichstromübertragung (HGÜ):

- 3 SuedLink: Wilster – Bergheinfeld/West**
(Neubauprojekt – Trassenführung noch nicht bekannt)
- 4 SuedOstLink: Wolmirstedt – Isar**
(Neubauprojekt – Trassenführung noch nicht bekannt)

Drehstromübertragung:

- 5 Mecklar – Grafenheinfeld**
(Neubauprojekt – Trassenführung noch nicht bekannt)
- 6 Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
185 km
- 7 Grafenheinfeld – Kupferzell**
(Zubeseilung – alte Trasse bleibt bestehen, dritter Stromkreis)
110 km, davon 51 km in Bayern

- 8 Altheim – Matzenhof (Simbach)**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
73 km
- 9 Simbach – St. Peter (Bundesgrenze Österreich)**
(Ersatzneubauprojekt – teilweise Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse)
13 km
- 10 Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
159 km
- 11 Pirach – Tann**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
25 km
- 12 St. Peter – Pleinting**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
50 km
- 13 Oberbachern – Ottenhofen**
(Ersatzneubauprojekt – Trassenführung im Bereich der bestehenden Trasse, die nach Inbetriebnahme der neuen Leitung abgebaut wird)
44 km
- 14 Redwitz – Landesgrenze Bayern**
(Erhöhung Stromtragfähigkeit)
37,5 km

Hinzu kam die im Netzentwicklungsplan 2019 geplante Leitung Altenfeld – Schalkau/Thüringen – Grafenheinfeld (Tab. 1.2, Z. (2)). Diese Leitung wurde allerdings nicht in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen.

²⁰ [TenneT 2018a, S. 14]; siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, S. 158, Abb. 63, Szenario B2035, alle Leitungsprojekte].

Die Änderungen der gesicherten Transportleistungen sind in Tab. 1.2 dargestellt.

Tab. 1.2: Gesicherte Transportleistungen in Bayern im Jahr 2019 und Ausbaupläne für 2030 laut Netzentwicklungsplan

			(1)		(2)	(3)	(4)	(4a)	(5)
			Gesicherte Transportleistung		Erhöhung	Länge	Leistungs-km Erhöhung	Inbetriebnahme	
			IST	Netzentwicklungsplan 2019, B2030					
			2019	2030	2019-2030	2019-2030			
[GW]	[GW]	[GW]	[km]	[GW*km]	[Jahr]				
(A) Drehstrom (70% der installierten Transportleistung) ^{a)}									
(1)	Dipperz/Fulda – Berggrheinfeld/Schweinfurt	P43/M74b	380-kV-Neubau in neuer Trasse	0,0	3,6	3,6	80	291	nicht vor 2029
(1a)	oder Dipperz/Fulda – Urberach/Frankfurt	P43-mod	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	0,0	3,3	3,3	113	372	
(2)	Schalkau/Thüringen – Grafenrheinfeld/Schweinfurt ^{b)}	P44/M28b	380-kV-Neubau in neuer Trasse	0,0	3,3	3,3	81	266	nicht vor 2029
(2a)	oder Schalkau/Thüringen – Redwitz – Würgau – Ludersheim/Nürnberg ^{b)}	P44-mod	380-kV-Neubau in teilweise bestehender Trasse	0,0	3,3	3,3	123	405	
(3)	Ostbayernring: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	TTG-P46	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	1,0	3,3	2,3	185	427	2023
(4)	Juraleitung: Raitersaich/Nürnberg – Ludersheim – Sittling – Altheim/KKW Isar	P53	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	0,4	3,6	3,2	139	448	2026
(5.1)	Raum München: Oberbachern – Ottenhofen	P222	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	2,0	3,6	1,6	50	81	2026
(5.2)	Raum München: Oberbachern – Ottenhofen	P222	220-kV-Leitung auf denselben Masten	1,1	2,1	1,0	50	49	
(6)	Altheim/KKW Isar – Simbach – Bundesgrenze Österreich	TTG-P67	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	0,6	3,3	2,7	86	235	2022
(7)	Grafenrheinfeld/Schweinfurt – Kupferzell	P48/M38a	Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	2,8	4,2	1,4	110	154	2022/2024
(8)	Pleinting – Bundesgrenze Österreich	P112	380-kV-Neubau in bestehender Trasse	0,7	3,6	2,9	43	126	2025
(9)	Remptendorf – Landesgrenze Thüringen/Bayern – Redwitz ^{c)}	P185	Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	2,4	3,3	0,9	38	34	2021
(10)	Schalkau/Thüringen – Redwitz	EnLAG Nr. 4	380-kV-Neubau in neuer Trasse	3,3	3,3	0,0	56	0	2017
(B) Gleichstrom (100% der installierten Transportleistung)*									
(1a)	SuedLink1: Brunsbüttel – Großgartach/Heilbronn ^{d)}	DC3	Neubau in neuer Trasse	0,0	2,0	2,0	702	1.404	k.A.
(1b)	SuedLink2: Wilster/Brunsbüttel – Berggrheinfeld/Schweinfurt	DC4	Neubau in neuer Trasse	0,0	2,0	2,0	558	1.116	k.A.
(2a)	SuedOstLink: Wolmirstedt/ Magdeburg – KKW Isar/Landshut	DC5	Neubau in neuer Trasse	0,0	2,0	2,0	537	1.074	2025
(2b)	SuedOstLink plus: Klein Rogahn/Schwerin – KKW Isar/Landshut	DC20	Neubau in neuer und bestehender Trasse	0,0	2,0	2,0	777	1.554	2035

a) Siehe Kap. 8.4.1.

b) Diese Leitung wurde nicht in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

c) Zu Tab. 1.2, Z. (9), Sp. (1): 50Hertz gibt für den Leitungsteil in Thüringen 3.600 A an [50Hertz 2017]. TenneT gibt für den Leitungsteil in Bayern 2.619...3.600 A für den derzeitigen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb an [TenneT 2018b]. Ab 2021 sind dann durchgängig Hochtemperaturleiterseile mit 3.600 A installiert.

d) SuedLink verläuft nördlich und südlich von Raum Berggrheinfeld/Schweinfurt durch Bayern.

1 Tab. 1.3²¹ zeigt die gesicherten Transportleistungen für 2019 und 2030 zu Nachbarländern von Bayern
2 laut Netzentwicklungsplan 2019.

3 **Tab. 1.3: Gesicherte Transportleistungen zu Nachbarländern von Bayern im Jahr 2019**
4 **und Ausbaupläne für 2030 laut Netzentwicklungsplan**

	(1)	(2)	(3)	(4)	(4a)
	Gesicherte Transportleistung		Erhöhung	Länge	Leistungs-km Erhöhung
	IST	Netzentwicklungsplan 2019, B2030			
	2019	2030	2019-2030		2019-2030
	[GW]	[GW]	[GW]	[km]	[GW*km]
(A) Drehstrom (70% der installierten Transportleistung)*					
(1a) Baden-Württemberg Süd	3,6	3,6	0,0	-	0
(1b) Baden-Württemberg Nord	2,7	4,1	1,4	110	154
(2a) Hessen	2,9	2,9	0,0	-	0
(2b) falls Dipperz/Fulda – Bergheinfeld/Schweinfurt gebaut wird	0,0	3,6	3,6	80	291
(3) Thüringen	6,6	9,9	3,3	108	355
(4) Tschechien	2,0	2,0	0,0	-	0
(5a) Österreich West	5,3	5,3	0,0	86	0
(5b) Österreich Ost	1,3	7,0	5,7	46	488
(6) Summe (Drehstromleitungen)	24,4	38,4	14,0	430	1.288
(B) Gleichstrom (100% der installierten Transportleistung)*					
(1) SuedLink2: Wilster/Brunsbüttel – Bergheinfeld/Schweinfurt	0,0	2,0	2,0	558	1.116
(2) SuedOstLink: Wolmirstedt/ Magdeburg – KKW Isar/Landshut	0,0	2,0	2,0	537	1.074
(3) Summe (Gleichstromleitungen)	0,0	4,0	4,0	1.095	2.190
C. Summe gesamt	24,4	42,4	18,0	1.525	3.478

* Siehe die Hinweise in Kap. 8.4.1.

7 Mit diesen Maßnahmen soll die gesicherte Transportleistung zum bayerischen Übertragungsnetz um
8 über 70% auf 42,4 GW ansteigen. Der maximale Importbedarf Bayerns liegt im Szenario B2030* ebenso
9 wie die maximale Überschussleistung unter 10 GW. Die prognostizierte Nachfrage nach elektrischer
10 Energie in Bayern ist mit ca. 83 TWh im Szenario B2030* gegenüber dem Stand 2019 kaum verändert.

11 1.2.3 Energiewirtschaftliche Entwicklung

12 Ohne weitere Leistungsfluss steuernde Maßnahmen im Übertragungsnetz kommt es zu deutlichen Un-
13 terschieden zwischen den kommerziell vereinbarten und den physikalisch realisierten Leistungs- und
14 Energieflüssen. Auch kann die gesicherte Transportleistung ohne solche Maßnahmen nicht ausgeschöpft
15 werden. Für das Zukunftsszenario B2030* wird die Annahme getroffen, dass es den Übertragungsnetz-
16 betreibern weitgehend gelingt, die Leistungsflüsse entsprechend den Handelsflüssen zu steuern. Eine
17 Modellierung mit dieser Annahme führt für das bayerische Übertragungsnetz zu höheren Belastungen

²¹ Zu Tab. 1.3, IST 2019: Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber [50Hertz 2017], [Amprion 2018], [TransnetBW 2018], [TenneT 2018b]. Zu Tab. 1.3, 2030 [NEP 2019-2030/2, S. 178ff.] bzw. [NEP 2019-2030/B].

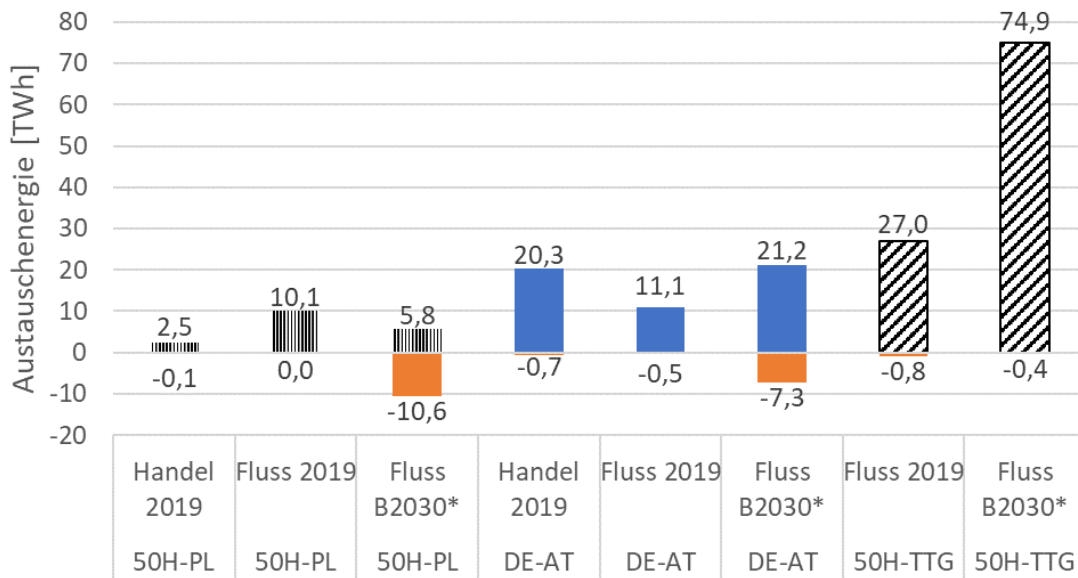
als sie unter Zulassung paralleler Leistungsflüsse über die östlichen und westlichen Nachbarnetze zu erwarten sind. Gleichzeitig würden die von den benachbarten Netzbetreibern unerwünschten Parallelflüsse dadurch minimiert.

(1) Energieaustausch

In Abb. 1.11²² sind daher für 2030 nur die physikalischen Energieflüsse (‘Fluss’) dargestellt. An der Grenze von Deutschland und Österreich steigt der physikalische Energiefluss Richtung Österreich von 11,1 TWh/a im Jahr 2019 (‘Fluss 2019 DE-AT’) auf 21,2 TWh/a im Jahr 2030 (‘Fluss B2030* DE-AT’), also um 91% an, gegenüber der im Jahr 2019 gehandelten Menge an elektrischer Energie (‘Handel 2019 DE-AT’) von 20,3 TWh/a beträgt der Anstieg aber nur 4%.

In der Richtung von Österreich nach Deutschland ergibt die Modellierung eine Zunahme des physikalischen Flusses von 0,5 TWh/a im Jahr 2019 um 6,8 TWh/a auf 7,3 TWh/a im Jahr 2030. Dieser Wert liegt deutlich unter dem der Gegenrichtung von 21,2 TWh/a und ist daher nicht entscheidend für den Netzausbaubedarf.

Abb. 1.11: Energieaustausch an ausgewählten Grenzen



50H: 50Hertz-Übertragungsnetz; AT: Österreich; DE: Deutschland; PL: Polen; TTG: TenneT-Übertragungsnetz

Die aus dem Netzgebiet von 50Hertz an das Netzgebiet von TenneT zu übertragende Energie steigt von 2019 auf 2030 um 48 TWh. Ein Teil dieser Energie ergibt sich aus dem gravierend veränderten Energieaustausch zwischen dem 50Hertz Netzgebiet und Polen. Aus fossilen Brennstoffen werden im Netzgebiet von 50Hertz noch ca. 50 TWh erzeugt während ca. 98 TWh aus erneuerbaren Energien stammen.

Auch wenn hier der Energieaustausch von Deutschland nach Österreich mit jeweils 20 TWh für 2019 und 2030 nahezu gleich erscheint, können sich die dafür verantwortlichen Leistungsflüsse deutlich unterscheiden. Dies soll im Folgenden beschrieben werden.

(2) Leistungsaustausch

Neben der Entwicklung der Maximalleistungen zur Deckung der residualen Stromnachfrage in Bayern stellen zukünftig erwartete Transite über das bayerische Übertragungsnetz speziell in Richtung Österreich die wesentlichen Anforderungen an dessen Ausbaubedarf.

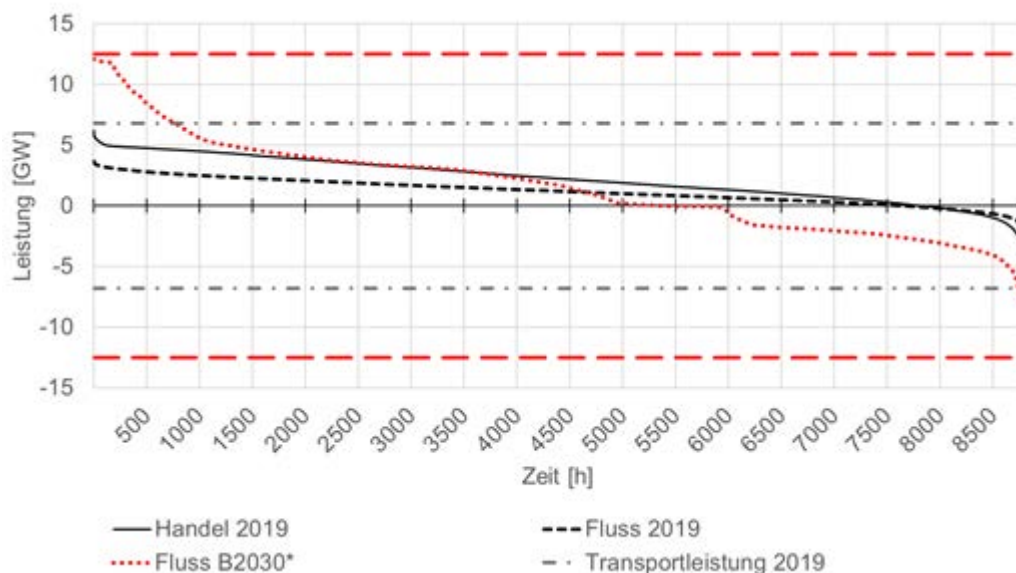
²² [SMARD 2020]; eigene Berechnungen auf Basis von [NEP 2019-2030/2].

In Abb. 1.12²³ wird u.a. dargestellt, dass die gesicherte Transportleistung zwischen Deutschland und Österreich im Jahr 2019 ca. 6,8 GW betrug. Der maximale Handelsfluss 2019 lag mit 6,2 GW knapp unterhalb dieses Wertes, während der maximale physikalische Austausch im Stundenmittel mit ca. 3,7 GW deutlich darunter lag.

Die gesicherte Transportleistung zwischen Deutschland und Österreich soll durch den Ersatz zweier 220-kV-Doppelleitungen durch zwei 380-kV-Hochstromleitungen bis zum Jahr 2030 auf ca. 12,5 GW steigen. Diese Leistung reichte aus, ganz Österreich ohne eigene Erzeugung zum Zeitpunkt der 2019 aufgetretenen maximalen Nachfrage von Bayern aus zu versorgen. Nach Abb. 1.12 wird eine gesicherte Transportleistung zwischen den heute möglichen 6,2 GW und dem Maximalwert in weniger als 1000 Stunden des Jahres benötigt.

Zu erwarten ist allerdings, dass zu Zeiten hoher Transportleistungen von Deutschland nach Österreich analog zu Abb. 1.7 diese Leistungen wiederum von Österreich nach Südosteuropa weitergeleitet werden. Im Netzentwicklungsplan Szenario B2030 wird für Österreich ein Handelssaldo von -5,6 TWh bei einem Importsaldo aus Deutschland von 14,1 TWh ausgewiesen. Es werden also allein hiervon 8,5 TWh an andere Länder weitergeleitet.

Abb. 1.12: Transportleistungen an der Grenze Deutschland – Österreich



Positive Werte zeigen einen Export von Deutschland nach Österreich, negative Werte zeigen einen Import von Österreich nach Deutschland.

Im verwendeten Netzmodell²⁴ wird für das Szenario B2030* die maximale Überschussleistung Bayerns zu 6,5 GW errechnet. Übersteigt der Transport von Bayern nach Österreich diesen Wert, muss die zusätzliche Leistung dann großräumig aus Richtung Norden nach Bayern herantransportiert und durch Bayern geleitet werden.

Im folgenden Teil I werden in Kap. 2 EU-Vorgaben zum Stromnetzausbau erläutert.

²³ Statische Netzmodelle der Übertragungsnetzbetreiber [50Hertz 2017], [Amprion 2018], [TransnetBW 2018], [TenneT 2018b], [SMARD 2020, Jahr 2019]; Szenario B2030* auf Basis [NEP 2019-2030/2]; siehe die Erläuterungen zum verwendeten Netzmodells zu Beginn von Kap. 1.1.1.

²⁴ Siehe die Erläuterungen zum verwendeten Netzmodell in der Fußnote zu Beginn von Kap. 1.1.1.

Teil I : EU-Vorgaben für den deutschen Stromnetzausbau

2016 hat die EU-Kommission ihre Mitteilung *"Saubere Energie für alle Europäer"*²⁵ veröffentlicht. Darauf aufbauend wurden mittlerweile eine Reihe von EU-Verordnungen und EU-Richtlinien erlassen. Davon sind für die in diesem Gutachten zu untersuchende Fragestellung *"Machen EU-Vorgaben den in Deutschland geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich?"* folgende drei EU-Verordnungen²⁶ von besonderer Bedeutung:

- 7 • EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromverbund (VO 2018/1999²⁷). ▶ **Kap. 2.1**
- 8 • EU-Verordnung zur Nutzung grenzüberschreitender Stromleitungen (VO 2019/943²⁸). ▶ **Kap. 2.2**
- 9 • EU-Verordnung zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VO 2020/389²⁹). ▶ **Kap. 2.3**

²⁵ Vgl. die begleitend veröffentlichte Mitteilung der EU-Kommission [EU 2016]. Zu grundlegenden europarechtlichen Fragen siehe [Schlacke/Knodt 2019].

²⁶ Zu rechtlichen Grundlagen der Verordnungen siehe z.B. [Baumann/Brigola 2020], dem die europarechtlichen Erläuterungen für dieses Kap. 2 entnommen sind.

²⁷ [EU 2018].

²⁸ [EU 2019a].

²⁹ [EU 2019b].

2 EU-Verordnungen zum Stromnetzausbau

2.1 EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

Diese EU-Verordnung 2018/1999 macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden³⁰ Stromverbund. Der daraus ggf. resultierende Stromnetzausbau wird in Kap. 4.1 erläutert.

2.1.1 Verbundfähigkeit von 15% ist bis 2030 anzustreben

Laut EU-Verordnung 2018/1999³¹ haben alle EU-Mitgliedstaaten der Union bis zum Jahr 2030 eine *„Verbundfähigkeit der Stromnetze ... von mindestens 15%“* anzustreben. Die Verordnung gibt allerdings keine Definition für die zentralen Begriffe *„Verbundfähigkeit der Stromnetze“* bzw. *„Stromverbundgrad“*³². Diese Definition ist aber von entscheidender Bedeutung, inwieweit der Stromnetzausbau durch EU-Vorgaben bedingt ist.³³

Als Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen wurden drei Indikatoren festgelegt³⁴:

- Nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen ist kleiner als 30% der Spitzenlast.
- Nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen ist kleiner als 30% der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien.
- Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen übersteigt einen Richtschwellenwert von 2 €/MWh.

2.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich

*„Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.“*³⁵

2.1.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2019/943 für Deutschland

Die Strategie eines Mitgliedstaats zur Erreichung dieser Vorgaben ist in einem nationalen Energie- und Klimaplan zu erläutern, welcher der EU-Kommission bis zum 31.12.2019 vorzulegen war. Deutschland hat den geforderten nationalen Energie- und Klimaplan mit Verzögerung am 10.06.2020 beschlossen und bei der Kommission eingereicht und dabei die zitierten Vorgaben der EU-Verordnung 2018/1999 wörtlich wiederholt.³⁶

³⁰ Dabei werden alle Grenzen zwischen einzelnen Gebotszonen berücksichtigt. Deutschland hat nur eine Gebotszone, viele EU-Staaten haben mehrere Gebotszonen (z.B. hat Italien sechs Gebotszonen gebildet). Zur Definition der Gebotszone siehe [EU 2019a, Art. 2 Ziff. 65].

³¹ *„Jeder Mitgliedstaat erläutert in seinem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan die folgenden ... wesentlichen Ziele, Vorgaben und Beiträge: ... d) Dimension „Energiebinnenmarkt“: 1. das Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze, das der Mitgliedstaat bis 2030 unter Berücksichtigung der Stromverbundvorgabe von mindestens 15 % bis 2030 anstrebt, und zwar mit einer Strategie, bei der dieses Maß von 2021 an in enger Zusammenarbeit mit den betroffenen Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Verbundvorgabe von 10 % bis 2020 anhand der Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen auf der Grundlage der Differenz bei den Großhandelspreisen sowie der nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen im Hinblick auf deren Spitzenlast und auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien gemäß Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummer 2.4.1 festgelegt wird. Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und umweltbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und werden nur dann gebaut, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt; ...“* [EU 2018, Art. 4 lit. d 1]. Diese Verordnung basiert auf einem Vorschlag einer *‘Interconnection Target Expert Group’* aus 2017, die die drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen vorgeschlagen hatte [ENTSOE 2020, Project 130 - HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar, Project Description & Context, S. 7].

³² [EU 2018, Gründe, (6)]. Hingegen sind in Art. 2 VO (EU) 2018/1999 insgesamt 62 andere Begriffe genau definiert und erläutert.

³³ Siehe Kap. 4.1.1.(1).

³⁴ Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen sind:

“(1) Die Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen übersteigt einen Richtschwellenwert von 2 EUR/MWh.

(2) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der Spitzenlast.

(3) Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 % der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien.“ [EU 2018, Anhang I, Teil 1, 2.4.1 i].

³⁵ [EU 2018, Anhang I, Teil 1, 2.4.1 i].

³⁶ [BMWi 2020, 2.4.1.i].

1 Deutschland muss also bis 2030 eine Verbundfähigkeit der Stromnetze von mindestens 15% anstreben.
2 Für die Dringlichkeit von Maßnahmen sind die vorher genannten drei Indikatoren heranzuziehen.
3 Deutschland muss laut EU-Verordnung alle geplanten grenzüberschreitenden Stromleitungen einer so-
4 zioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse zu unterziehen. Deutschland darf diese Lei-
5 tungen nur dann bauen, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.

6 Zur Anwendung der EU-Verordnung 2018/1999 gibt es eine Reihe von offenen Fragen, auf die im
7 späteren Kap. 4.1.1 näher eingegangen wird. Insbesondere gibt die EU-Verordnung keine Definition
8 dafür, was unter der zentralen Größe *"Verbundfähigkeit der Stromnetze"* zu verstehen ist und ob sich der
9 *"Richtschwellenwert"* für die Differenz bei den Großhandelspreisen auf die maximale oder die durch-
10 schnittliche Differenz bezieht.

11 In absehbarer Zeit ist eine Änderung der EU-Verordnung 2018/1999 geplant im Zuge des Europäischen
12 Klimagesetzes³⁷, die eine noch stärkere Betonung des Klimaschutzes beinhaltet.

13 **Im späteren Kap. 4.1 wird untersucht, ob der für Deutschland beschlossene massive Netzausbau tatsächlich zwingend wegen der EU-Verordnung VO (EU) 2018/1999 erforderlich ist.**
14
15

16 2.2 EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt

17 Diese EU-Verordnung 2019/943 macht Vorgaben, welcher Teil der grenzüberschreitenden Stromleitungen
18 dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss. Der daraus ggf.
19 resultierende Stromnetzausbau wird in Kap. 4.2 erläutert.

20 2.2.1 Mindestwert von 70% der verfügbaren Transportkapazität 21 für den grenzüberschreitenden Stromhandel

22 Den Marktteilnehmern muss die *"unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze"*³⁸ zur Verfügung gestellt werden.
23 Diese *"maximale Kapazität"* ist durch die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung gegeben, die die
24 Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt.³⁹

25 Bei der Bestimmung der resultierenden verfügbaren Kapazität muss auch berücksichtigt werden, dass
26 sich Stromflüsse ungleichmäßig verteilen. Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse
27 dürfen dabei nicht berücksichtigt werden.⁴⁰

28 Die EU-Vorgabe, den Marktteilnehmern eine maximale Verbindungskapazität zur Verfügung zu stellen,
29 gilt als erfüllt⁴¹, wenn für den grenzüberschreitenden Stromhandel mindestens **70%** der verfügbaren
30 Kapazität erreicht sind.⁴²
31

37 [EU 2020a, Art. 10].

38 *"Den Marktteilnehmern wird die unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze, die durch die grenzüberschreitenden Kapazitäten beeinflusst werden, zur Verfügung gestellt."* [EU 2019a, Art. 16, Abs. (4), Satz 1].

39 *"Die Übertragungskapazität, auf die nach dem Ansatz der Nettoübertragungskapazität die Mindestkapazität von 70 % anzuwenden ist, stellt die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung dar, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt."* [EU 2019a, Gründe (28)].

40 *"Die koordinierte Berechnung dieser Kapazität entspricht nicht bloß der Summe der Kapazitäten der Verbindungsleitungen und trägt auch dem Umstand Rechnung, dass sich Stromflüsse ungleichmäßig zwischen einzelnen Komponenten verteilen. Diese Kapazität berücksichtigt nicht Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse, welchen durch die verbleibenden 30 % Rechnung getragen wird."* [EU 2019a, Gründe (28)].

41 Unbeschadet der Anwendung von Freistellungen nach Art. 16 Abs. 3 u. Abs. 9 und der Anwendung von Art. 15 Abs. 2 VO (EU) 2019/943 [EU 2019a, Art. 16, Abs. 8, S. 2].

42 *"... gelten die Bestimmungen dieses Absatzes als erfüllt, wenn die folgenden Mindestwerte der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht sind: a) Bei Grenzen, bei denen ein Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, beträgt der Mindestwert 70 % der Übertragungskapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und wegen der Ausfallvarianten einen Abzug vornimmt, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelt wurden. b) Bei Grenzen, an denen ein lastflussgestützter Ansatz angewandt wird, ist die Mindestkapazität eine bei der Kapazitätsberechnung gesetzte Grenze, die für durch zonenübergreifenden Austausch ausgelöste Lastflüsse verfügbar ist. Die Grenze beträgt 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält, wobei Ausfallvarianten zu berücksichtigen sind, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement festgelegt wurden. Die Gesamtmenge von 30 % kann auf jedem kritischen Netzelement*

1 Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen dabei die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Ver-
2 bindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone⁴³ zu beheben oder
3 um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszone entstanden
4 sind.⁴⁴

5 2.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich

6 In der Verordnung wird ausdrücklich auf den von der ENTSOE zu erstellenden unionsweiten 10-Jahres-
7 Netzentwicklungsplan hingewiesen, für den eine *"Energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse"*⁴⁵ erstellt
8 werden muss⁴⁶, die auf den von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätzen⁴⁷ basiert. Daraus kann man
9 schließen, dass der durch die Anwendung der Verordnung ermöglichte Nutzen die durch die Anwendung
10 resultierenden Kosten übersteigen muss. Im Klartext: Die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus müs-
11 sen kleiner sein als der Nutzen des Netzausbaus.⁴⁸

12 Dabei müssen ebenfalls die Kosten des ggf. erforderlichen Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes
13 berücksichtigt werden, da sie Folgekosten eines Ausbaus der grenzüberschreitenden Leitungen sind.
14 Der Nutzen eines zusätzlichen Austausches von grenzüberschreitenden Leitungen muss also größer sein
15 als die Kosten des Baus von grenzüberschreitenden Leitungen zzgl. des deshalb ggf. erforderlichen
16 Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes.

17 2.2.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2019/943 für Deutschland

18 Diese EU-Verordnung 2019/943 fordert also, dass innerdeutsch ausreichend Transportleistung zur Ver-
19 fügung gestellt werden muss, um 70% der verfügbaren Transportleistung zu Nachbarländern auch *´füt-*
20 *tern´* zu können. Alternativ muss die verfügbare Leistung für den Handel mit Nachbarländern durch
21 grenzüberschreitenden Stromhandel oder netzinternen Redispatch auf Kosten des von Engpässen be-
22 troffenen Netzbetreibers hergestellt werden. Die Verordnung ist laut Vereinbarung mit Deutschland
23 schrittweise bis 2025 umzusetzen.⁴⁹

24 Eine sofortige Anwendung der Mindesthandelskapazität von 70% hätte ab 01.01.2020 nach Angaben
25 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz
26 geführt mit Engpässen in mehr als 400 Stunden pro Jahr.⁵⁰ Die Engpässe seien über das gesamte deut-
27 sche Netz verteilt und würden keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vor-
28 zeichnen. Weiterhin seien die deutschen Engpässe (über die Zeit) volatil und stark wetterabhängig.

29 Werden von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern in ihrer jeweiligen Regelzone struktu-
30 relle Engpässe⁵¹ festgestellt und in einem von der zuständigen Regulierungsbehörde angenommenen
31 Bericht dokumentiert, so beschließt der betreffende Mitgliedstaat binnen sechs Monaten nach Erhalt des
32 Berichts, nationale oder multinationale Aktionspläne festzulegen⁵² oder seine Gebotszonenkonfiguration
33 zu überprüfen und anzupassen.⁵³

für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden. [EU 2019a, Art. 16, Abs. 8, S. 2ff.]. Zur Defi-
nition des kritischen Netzelements siehe Art. 2 Ziff. 69 VO (EU) 2019/943.

43 Zur Definition der Gebotszone siehe [EU 2019a, Art. 2 Ziff. 65]. *"Die Gebotszonen in der Union müssen so gestaltet sein, dass
größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Artikel 16 möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergrei-
fenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt."* [EU 2019a, Art. 14 Abs. 1 S. 4].

44 *"Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken,
um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen
innerhalb der Gebotszonen entstanden sind."* [EU 2019a, Art. 16, Abs. 8, S. 1].

45 [EU 2013, Kap. IV, Art. 11].

46 [EU 2019a, Art. 48] iVm [EU 2013, Kap. IV, Art. 11]. Siehe zur Struktur einer Kosten-Nutzenanalyse [EU 2017, Art. 61]; in
[EU 2017, Art. 3 Abs. (2) lit. c)] wird als Ziel ausdrücklich *"geringste Gesamtkosten für alle Beteiligten"* vorgegeben.

47 [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019].

48 Siehe Kap. 3.1 und 3.2.

49 Zur 70%-Regelung und zur Aufschub-Klausel siehe [Doderer/Metz 2020, S. 220-221].

50 [BNetzA 2019].

51 Zur Definition des strukturellen Engpasses siehe Art. 2 Ziff. 6 VO (EU) 2019/943.

52 Art. 15 VO (EU) 2019/943 [EU 2019a].

53 Art. 14 Abs. 7 S. 1 VO (EU) 2019/943 [EU 2019a].

1 Auf Grund der von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern dargestellten Engpässe nahm Deutsch-
2 land mit Hilfe der Vorlage eines Aktionsplans die Übergangsfrist bis zum Ablauf des 31.12.2025 in An-
3 spruch. Bis zu diesem Datum sind die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten jährlich auf der Basis
4 eines ansteigenden, linearen Pfades zu erhöhen. Ein Eingreifen der Kommission fände nur dann statt,
5 wenn zum Zieldatum am 31.12.2025 der obengenannte Mindestwert nicht erreicht würde und die Mit-
6 gliedstaaten sich nicht einstimmig auf eine Entscheidung zur Gebotszonenkonfiguration festlegen könn-
7 ten.

8 Die Bundesnetzagentur hat am 28.11.2019 den Bericht der Übertragungsnetzbetreiber angenommen⁵⁴
9 und so den Weg für den Aktionsplan Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland vom 28.12.2019
10 geebnet.⁵⁵ Deutschland plant nun, das Stromsystem schrittweise – bis zum 31.12.2025 – an die gefor-
11 derte Steigerung des grenzüberschreitenden Handels anzupassen. In den Aktionsplan wurden auch
12 grenzüberschreitende Maßnahmen aufgenommen. Die nationalen Maßnahmen zielen zum einen auf die
13 Steigerung der Stromübertragungskapazität ab und bezwecken zum anderen ein verbessertes Engpass-
14 management.

15 An der einheitlichen Stromgebotszone soll gemäß den in Deutschland getroffenen politischen Setzun-
16 gen festgehalten werden. Deutschland könnte zur Milderung der bestehenden Probleme unterschiedli-
17 che Gebotszonen einführen, wie dies z.B. Norwegen, Dänemark, Schweden und Italien gemacht haben.
18 Dies würde mittels marktwirtschaftlicher Maßnahmen den Netzausbaubedarf deutlich vermindern.⁵⁶ Zu-
19 dem würden dadurch regionale Anreize zur Errichtung und zum Betrieb von Anlagen gegeben, die zur
20 Flexibilisierung des Strommarkts beitragen.

21 Im späteren Kap. 4.2 wird untersucht, ob der für Deutschland beschlossene massive Netzausbau tat-
22 sächlich zwingend wegen der EU-Verordnung VO (EU) 2019/943 erforderlich ist.

23 **2.3 EU-Verordnung zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse**

24 Diese EU-Verordnung 2020/389⁵⁷ macht Vorgaben, welche Stromleitungen als EU-Vorhaben von ge-
25 gemeinsamem Interesse besonders wichtig für den EU-Stromverbund sind. Der daraus ggf. resultierende
26 Stromnetzausbau wird in Kap. 4.3 erläutert.

27 **2.3.1 Festlegung von wichtigen grenzüberschreitenden Infrastrukturprojekten zur Ver- 28 knüpfung der Energiesysteme der EU-Länder**

29 EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind wichtige grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte zur
30 Verknüpfung der Energiesysteme der EU-Länder. Sie sollen dazu beitragen, die energie- und klimapoli-
31 tischen Ziele der EU zu erreichen, nämlich eine preiswerte, sichere und nachhaltige Energieversorgung
32 für alle Bürgerinnen und Bürger sowie die langfristige Dekarbonisierung.⁵⁸

33 **2.3.2 Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich**

34 Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren auf dem von der ENTSOE zu erstellenden uni-
35 onsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan, für den eine *„Energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse“*⁵⁹
36 erstellt werden muss⁶⁰, die auf den von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätzen⁶¹ basiert.

54 [BNetzA 2019].

55 [BMWI 2019].

56 Siehe Kap. 3.3.2(1).

57 [EU 2019b]. Die EU-Verordnung 2020/389 stützt sich auf die EU-Verordnung 347/2013 [EU 2013].

58 [EU 2013]; [EU 2020b].

59 [EU 2013, Kap. IV, Art. 11]; siehe hierzu auch [EU 2017, Titel IV].

60 [EU 2019a, Art. 48] iVm [EU 2013, Kap. IV, Art. 11].

61 [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019].

2.3.3 Bedeutung der EU-Verordnung VO (EU) 2020/389 für Deutschland

Aktualisierte Liste der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Seit 2013 wird alle 2 Jahre eine aktualisierte Liste der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse veröffentlicht.⁶² In Deutschland gibt es folgende EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse für Stromleitungen:

- NordLink Deutschland – Norwegen (Nr. 1.8),
- NeuConnect Wilhelmshaven – Isle of Gran in Kent, UK (Nr. 1.20),
- SuedLink (Nr. 2.10),
- Isar/Altheim – St.Peter/Österreich (Nr. 3.1.1),
- SuedOstLink (Nr. 3.12),

Die im Netzentwicklungsplan vorgesehene grenzüberschreitende Stromleitung Pleinting – St. Peter/Österreich ist kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse.

Im späteren Kap. 4.3 wird untersucht, ob der für Deutschland beschlossene massive Netzausbau tatsächlich zwingend wegen der EU-Verordnung VO (EU) 2020/389 erforderlich ist.

Im folgenden Kap. 3 werden die von den untersuchten EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Analysen erläutert.

⁶² [EU 2020].

3 Kosten-Nutzen-Analysen für den Stromnetzausbau laut EU-Verordnungen

Alle drei untersuchten EU-Verordnungen verlangen eine Kosten-Nutzen-Analyse⁶³. Dabei wird auf den von der ENTSOE zu erstellenden unionsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) verwiesen und die von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätze⁶⁴ zu Kosten-Nutzen-Analysen. Diese ENTSOE-Grundsätze⁶⁵ zu Kosten-Nutzen-Analysen werden im Folgenden näher erläutert.

3.1 Bestimmung des Nutzens eines Netzausbaus

Der gesamtwirtschaftliche Nutzen des Netzausbaus ist die Summe aus seinem einzelwirtschaftlichen und seinem zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen.

3.1.1 Einzelwirtschaftlicher Nutzen eines Netzausbaus

Als zentrale Größe verlangt die ENTSOE die Bestimmung des sozioökonomischen Nutzens (ENTSOE-Indikator B1), der definiert wird als Summe der kurzfristigen wirtschaftlichen Vorteile von Stromverbrauchern, Stromerzeugern und Stromtransporteuren, die durch Verringerung von Netzengpässen erreicht werden.⁶⁶ Dieser sozioökonomische Nutzen laut Indikator B1 entspricht also grundsätzlich dem einzelwirtschaftlichen Nutzen.

Einsparung an einzelwirtschaftlichen Kosten (Indikator B1)

Ein Netzausbau wirkt sich auf die Summe und die Verteilung dieser Vorteile aus. Ein Netzausbau erhöht in der Regel die Gesamtsumme der einzelnen Vorteile, da ein größerer Teil der Nachfrage durch billigere Erzeugungseinheiten gedeckt werden kann, die zuvor aufgrund von Netzengpässen nicht genutzt werden konnten.⁶⁷ Der Indikator B1 umfasst zusätzlich Verringerungen der EU-weiten CO₂-Emissionen, soweit sie in den Marktpreisen berücksichtigt werden, und zusätzlich transportierbare erneuerbare Energie, die dann nicht abgeregelt werden muss.

Das häufigste Maß für die Monetarisierung der Vorteile eines Netzausbaus ist die Senkung der Gesamtkosten der variablen Erzeugung. Ein Netzausbau erhöht die Austauschfähigkeit zwischen zwei Bieterbereichen, reduziert die Brennstoff- und Betriebskosten und erhöht damit den sozioökonomischen Nutzen. Diese Kosteneinsparungen bei der Erzeugung sind nur ein Teil des wirtschaftlichen Gesamtnutzens, der durch Netzausbau erzielt wird, und erfassen keine anderen übertragungsbezogenen Vorteile des Netzausbaus.⁶⁸ Bei der Berechnung des Nutzens eines Maßnahmenbündels spielt es eine große Rolle, ob jede Maßnahme ausgehend von einem Grundfall zusätzlich implementiert und bewertet wird (PINT = Put in one at a time) oder ausgehend von einem fiktiven Gesamtausbau einzeln herausgenommen wird (TOOT = Take out one at a time).⁶⁹

3.1.2 Zusätzlicher volkswirtschaftlicher Nutzen eines Netzausbaus

Für die Optimierung des Netzausbaus müssen also zusätzlich zu den einzelwirtschaftlichen auch die sozialen Kosten und Nutzen berücksichtigt werden, da sonst nicht sichergestellt wäre, dass der Netzausbau für die Gesamtgesellschaft mehr Nutzen als Kosten verursacht.⁷⁰

⁶³ Siehe Kap. 2.1.2, 2.2.2 und 2.3.2.

⁶⁴ [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019].

⁶⁵ [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019]. Die englischen Erläuterungen wurden von den Autoren dieses Gutachtens ins Deutsche übersetzt.

⁶⁶ [ENTSOE 2018, S. 28, Kap. 3.4].

⁶⁷ [ENTSOE 2019, S. 44].

⁶⁸ [ENTSOE 2018, S. 28ff., Kap. 3.4].

⁶⁹ [Jansen/Schmid 2018].

⁷⁰ Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz schreibt in § 1 neben einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und effizienten Stromversorgung gleichrangig eine umweltverträgliche Gestaltung vor. Beeinträchtigungen von Natur

1 Der sozioökonomische Nutzen bestimmt den kurzfristigen einzelwirtschaftlichen Nutzen eines Netzaus-
2 baus unter Berücksichtigung geltender Marktpreise. Hinzu kommen weitere volkswirtschaftliche Nutzen,
3 die sich (noch) nicht durch Marktpreise widerspiegeln.

4 **Einsparung an volkswirtschaftlichen CO₂-Kosten (Indikator B2)**

5 Der Indikator B2 monetarisiert die Schwankungsbreite der eingesparten CO₂-Mengen mit den dadurch
6 vermiedenen volkswirtschaftlichen Kosten. Soweit für die Nutzung von CO₂ Steuern bezahlt oder Lizen-
7 zen gekauft werden müssen, ist dieser Nutzen schon durch Indikator B1 berücksichtigt.⁷¹ Auf dem Weg
8 zu einer dekarbonisierten Energiewirtschaft bekommt dieser Indikator mit der Zeit immer weniger Be-
9 deutung.

10 **Bessere Integration von erneuerbaren Energien (Indikator B3)**

11 Der Indikator B3 bewertet die Schwankungsbreite der durch einen Netzausbau ermöglichten besseren
12 Nutzung von erneuerbaren Energien, insbesondere durch erleichterten Anschluss neuer erneuerbarer
13 Anlagen und Verringerung von Abschaltungen. Der monetarisierte Nutzen ist weitgehend bereits in den
14 Indikatoren B1 und B2 enthalten.⁷²

15 Kurzzeitig nicht übertragbarer Strom aus erneuerbaren Energien muss nicht zwingend abgeregelt wer-
16 den. Er kann im Überschussgebiet zur CO₂-freien Wärmeversorgung und Wasserstoff-Erzeugung ver-
17 wendet oder zwischengespeichert werden. Dies muss bei der Bestimmung des Nutzens laut den Indi-
18 katoren B1, B2 und B3 berücksichtigt werden.

19 **Weitere Indikatoren**

20 Es gibt weitere Nutzenindikatoren, die teilweise nicht monetarisiert werden können, aber für die Sys-
21 temstabilität von großer Bedeutung sind:

- 22 • Verbesserung der allgemeinen Wohlfahrt durch verringerte CO₂-Emissionen weiterer Treibhausgase
23 (Indikator B4).
- 24 • Schwankungsbreite der Änderung der Netzverluste (Indikator B5). Dieser Indikator steht in direktem
25 Zusammenhang mit dem Indikator B3, da mit zunehmender zeitgerechter Nutzung von erneuerbarem
26 Strom die Transportentfernung und damit die Netzverlustenergie ansteigt.
- 27 • Schwankungsbreite der Erhöhung der Versorgungssicherheit (Indikatoren B6, B7 und B8).

28 **3.2 Bestimmung der Kosten eines Netzausbaus**

29 Dem gesamtwirtschaftlichen Nutzen des Netzausbaus stehen seine gesamtwirtschaftlichen Kosten ge-
30 genüber, die sich aus einzelwirtschaftlichen zzgl. den Umwelt- und sozialen Kosten eines Netzausbaus
31 ergeben

32 **3.2.1 Einzelwirtschaftliche Kosten eines Netzausbaus**

33 Die einzelwirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus bestehen aus den Kosten für Optimierung, Netzver-
34 stärkung und Leitungsneubau sowie den Verlust- und Betriebskosten. Die einzelwirtschaftlichen Kosten
35 für den Netzausbau werden vom Netzbetreiber vorfinanziert und in Gestalt von Netznutzungsentgelten
36 auf die Stromverbraucher überwält.

37 Die einzelwirtschaftlichen Kosten werden von ENTSOE im 10-Jahres-Netzentwicklungsplan wie folgt
38 definiert⁷³. Die Kosten müssen jeweils mit demselben Basisjahr wie in dem zugrunde gelegten 10-Jah-
39 res-Plan angegeben werden.

und Umwelt werden volkswirtschaftlich als soziale Kosten bezeichnet. Siehe hierzu auch [Baumann/Jarass 2020, S. 50ff., Kap. 5.1].

71 [ENTSOE 2018, S. 32].

72 [ENTSOE 2018, S. 33].

73 [ENTSOE 2018, S. 26].

1 **Investitionskosten (Indikator CAPEX)**

2 Investitionskosten schließen alle Kosten des Baus einer Leitungsmaßnahme ein, inkl. Voruntersuchun-
3 gen, Vorplanungen, Grunderwerb, Bauplanungen, Kauf und Installation aller Ausrüstungen etc.

4 **Betriebskosten (Indikator OPEX)**

5 Betriebskosten schließen laufende Wartungskosten mit ein, allerdings ausdrücklich NICHT die Kosten
6 für die nicht unbeträchtlichen Übertragungsverluste von rund 1% pro 100 km⁷⁴, die separat ausgewiesen
7 werden sollen.⁷⁵

8 **3.2.2 Umwelt- und soziale Kosten eines Netzausbaus**

9 Volkswirtschaftliche Kosten werden von ENTSOE als Umwelt- und soziale Kosten wie folgt definiert⁷⁶:

- 10 • Umweltbelastungen (Indikator S1). Umweltbelastungen entstehen insbesondere aus der Beeinträch-
11 tigung des Naturhaushalts.
- 12 • Soziale Kosten (Indikator S2). Soziale Kosten des Netzausbaus entstehen insbesondere aus der Be-
13 einträchtigung von Erholungsmöglichkeiten, Siedlungsstrukturen und Landschaftsbild, v.a. bei der
14 Durchquerung von landschaftlich besonders schützenswerten Regionen durch Freileitungen.
- 15 • Sonstige Kosten (Indikator S3).

16 **3.3 Optimierung des Netzausbaus**

17 **3.3.1 Kostenoptimale Stromversorgung durch kostenoptimierten Netzausbau**

18 Ein Netzausbau ist dann optimal, wenn sein Grenznutzen (hier Nutzen pro Erhöhung des zulässigen
19 Stromtransports) gleich seinen Grenzkosten (hier Kosten pro Erhöhung des zulässigen Stromtransports)
20 ist. Das Netz muss demnach bis zu dem Punkt umgebaut werden, bei dem der volkswirtschaftliche
21 Nettoertrag, also Nutzen minus Kosten, sein Maximum annimmt.⁷⁷

22 Für die kostenoptimale Stromversorgung und den dafür erforderlichen Netzausbau müssen dann be-
23 stimmt werden:

- 24 • **Grenznutzen** des Netzausbaus:

25 Einsparung an Stromproduktionskosten, weil z.B. durch den Netzausbau ein norddeutsches Kraftwerk
26 mit niedrigen variablen Stromproduktionskosten eingesetzt werden kann statt eines süddeutschen
27 Kraftwerks mit höheren variablen Stromproduktionskosten.

- 28 • **Grenzkosten** des Netzausbaus:

29 Kosten des erforderlichen Netzausbaus, um den Strom vom norddeutschen Kraftwerk nach Süd-
30 deutschland transportieren zu können.

31 Die Netzverluste können bei Netzausbau, geringem Aufwand zur Blindleistungskompensation und mo-
32 derater Ausnutzung der zusätzlichen Transportleistung zurückgehen oder bei voller Ausnutzung der zu-
33 sätzlichen Transportleistung oder hohem Aufwand zur Blindleistungskompensation auch ansteigen.

34 Nur falls der Grenznutzen des Netzausbaus größer ist als die Grenzkosten, sollte das Netz weiter aus-
35 gebaut werden.

36 Bei der Netzplanung wurde bisher fälschlicherweise nicht geprüft, ob durch Einsatz eines Kraftwerks
37 mit geringeren Stromproduktionskosten auch bei Berücksichtigung von dadurch verursachten Netzaus-
38 baukosten die insgesamt kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird. Zur Erläu-
39 terung der Vorgehensweise dient folgendes Beispiel, bei dem es für die Abdeckung eines zusätzlichen
40 Stromverbrauchs in Deutschland zwei Alternativen gebe:

- 41 • Einsatz eines ausländischen Kraftwerks mit niedrigeren Grenzproduktionskosten, wofür aber ein Netz-
42 ausbau erforderlich ist oder

74 [Übertragungsverluste 2020].

75 [ENTSOE 2018, S. 88].

76 [ENTSOE 2018, S. 41ff.].

77 Zu detaillierten Erläuterungen siehe [Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 157ff., Kap. 8 und S. 195ff., Kap. 10].

- Einsatz eines inländischen Kraftwerks mit höheren Grenzproduktionskosten, wofür aber kein Netzausbau erforderlich ist.

Laut Netzentwicklungsplan käme es allerdings durch Berücksichtigung der Grenzkosten des Stromtransports bei der Netzausbauplanung im Modell ohne Sicherstellung der zukünftigen Umsetzung zu einer Fehlplanung, *„da ein Übertragungsnetz ermittelt wird, welches nicht auf die Befriedigung der Transportansprüche eines auf Grenzkosten operierenden Strommarkts ausgelegt ist.“*⁷⁸ Ein Kraftwerk, das zwar niedrigere Grenzkosten der Stromproduktion hat, aber dessen Einsatz in einer bestimmten Stunde nur durch einen Netzausbau ermöglicht werden kann, hat aber eben höhere Grenzkosten aus Stromproduktion und Netzausbau als ein Kraftwerk mit zwar höheren Grenzkosten der Stromproduktion, aber ohne Notwendigkeit des Netzausbaus.

3.3.2 Keine Berücksichtigung von Kosten im deutschen Netzentwicklungsplan

Bei der Netzausbauplanung müssen also Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten simultan berücksichtigt werden, um eine kostenoptimale Stromversorgung sicherzustellen. Dies entspricht auch der laut deutschem Netzentwicklungsplan 2019 im EU-Gesetzgebungspaket *„Saubere Energie für alle Europäer“*⁷⁹ erklärten Zielsetzung, *„für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie fördern“*⁸⁰.

Im Gegensatz dazu lässt der deutsche Netzentwicklungsplan die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt.⁸¹ Der deutsche Netzentwicklungsplan soll doch zu einer kostengünstigen Stromversorgung beitragen, also, wie in § 1 EnWG gefordert, zu einer Minimierung der Gesamtkosten der Stromversorgung beitragen, und nicht nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimieren.

Hier liegt einer der zentralen Fehler des deutschen Netzentwicklungsplans: Statt die gesamten Kosten der Stromversorgung frei Verbraucher, also inklusive der erforderlichen Netzausbaukosten zu minimieren, werden im Netzentwicklungsplan nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk minimiert,⁸² was im Widerspruch zu den genannten EU-Vorgaben steht. Der Netzentwicklungsplan sieht bis 2035 Netzausbaukosten von 95 Mrd. € vor.⁸³ Auch bei einer angenommenen Verdoppelung dieser Kosten auf 190 Mrd. € – z.B. durch massive Baupreissteigerungen – würde der Netzentwicklungsplan den erforderlichen Netzausbau unverändert lassen. Hieran sieht man, dass der Netzentwicklungsplan 2019 die Interessen der Stromverbraucher, die den Netzausbau zahlen müssen, nicht angemessen berücksichtigt.

(1) Deutscher Netzentwicklungsplan blockiert marktwirtschaftliche Optimierung des Netzausbaus

Die bereits für den EU-weiten Netzausbau wichtige EU-Verordnung 2019/943 (siehe Kap. 2.2) fordert *„marktbasierete Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen wie flexible Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung“*⁸⁴, was vom deutschen Netzentwicklungsplan durch die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch blockiert wird⁸⁵, da er Netzausbaukosten komplett unberücksichtigt lässt und keine Kosten-Nutzen-Abwägungen für technisch vorhandene Alternativen durchführt, wodurch ein massiver Netzausbau auf allen Ebenen verursacht wird.

Die EU-Vorschläge zur marktwirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus führen zu einer deutlichen Verringerung des Netzausbaus. Die betrachteten Stromleitungen verbinden nämlich potenzielle Marktgebiete innerhalb Deutschlands, die in der ENTSOE *„bidding zone review“* untersucht wurden⁸⁶ und auch

⁷⁸ [NEP 2019-2030/aT, S. 29].

⁷⁹ [EU 2019]; siehe dazu auch [Agora 2019].

⁸⁰ [NEP 2019-2030/2, S. 58].

⁸¹ Das BMWi konnte keine Leitung benennen, für die im Netzentwicklungsplan der Nutzen in Bezug zu den Investitionskosten der Leitungen gesetzt wurde [BMW 2020a].

⁸² [NEP 2019-2030/2, S. 90]. Zudem bleiben viele andere Möglichkeiten zur Reduzierung der Stromversorgungskosten unberücksichtigt, siehe Kap. 7. Zu den Möglichkeiten einer Gesamtoptimierung von Stromproduktionskosten und Netzausbaukosten statt des im deutschen Netzentwicklungsplans angewandten Prinzips *„Netz folgt Last“* siehe [N-ERGIE 2016, S. 16].

⁸³ [Baumann/Jarass, S. 28, Tab. 3.3, Z. (3.4), Sp. (2)].

⁸⁴ [EU 2019a, Begründung, Grund (22)].

⁸⁵ [Jarass 2020a] und [Jarass/Siebels 2020b].

⁸⁶ [ENTSOE 2018a].

1 Gegenstand des im Jahr 2019 gestarteten neuen *"bidding zone reviews"* sind. Würden diese Marktge-
 2 biete geschaffen, würden die Übertragungsspitzen, für die derzeit ein massiver Stromnetzausbau vor-
 3 gesehen ist, marktwirtschaftlich bewertet und automatisch gegen die erheblichen Kosten eines Strom-
 4 netzausbaus abgewogen. Damit würden auch regionale, sehr kosteneffiziente Optimierungen der fle-
 5 xiblen Stromversorgung durch marktwirtschaftliche Anreize umgesetzt werden können. Der Bedarf für
 6 Redispatch⁸⁷ würde mit der Einführung von Gebotszonen in Deutschland deutlich zurückgehen.

7 So zeigt z.B. eine Untersuchung des Bayernwerks⁸⁸, dass die Stunden mit Defizit an gesicherter Erzeu-
 8 gungsleistung durch aktive Koordinierung der Flexibilität vorhandener Speicher und verschiebbarer Las-
 9 ten deutlich gesenkt werden können. Um dies tatsächlich erreichen zu können, müsste ein regulatori-
 10 scher Rahmen für regionale und zeitliche Anreize der Flexibilität geschaffen werden, für den es aktuell
 11 in Deutschland keine politische Unterstützung gibt, weil Netzausbau als alleinige Lösung angesehen
 12 wird.

13 Nordbayerische Stromverteilungsunternehmen haben berechnet, dass sie bis 2030 alleine im Strom-
 14 verteilnetz zusätzlich einen hohen dreistelligen Millionenbetrag investieren müssen, um die für Süd-
 15 deutschland charakteristische mittägliche Photovoltaik-Erzeugungsspitze über das Stromnetz abtrans-
 16 portieren zu können. Dies erfolgt an rund 50...60 Tagen des Jahres während 5...6 Stunden. D. h. diese
 17 zusätzlichen Investitionen sind im Wesentlichen erforderlich, um für rund 4% des Jahres Strom zu
 18 transportieren, weil intelligentere und zukunftsorientiertere Alternativen hierzu – wie etwa die Integra-
 19 tion von Speichern in das Energiesystem – in den beiden Novellen beharrlich ausgeblendet werden.⁸⁹

20 (2) Kosten eines unbegrenzten Stromexports – Beispiel

21 Im Marktmodell des Netzentwicklungsplans wird Strom ins Ausland exportiert, *"wenn er in Deutschland*
 22 *billiger produziert wird als im Ausland"*⁹⁰. Dabei bleibt der für den Stromexport erforderliche Netzausbau
 23 unberücksichtigt, der insbesondere bei Stromexport während Starkwindlagen mit sehr hoher Winds-
 24 tromproduktion und deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen erforderlich ist. Eine Netzausbaumaß-
 25 nahme gilt deshalb im Netzentwicklungsplan *"als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils*
 26 *betrachteten Jahres zu mindestens 20% ausgelastet ist"*⁹¹. In manchen Fällen werden auch Leitungen mit
 27 deutlich niedrigeren Auslastungen als erforderlich eingestuft, so z.B. die geplante 380-kV-Leitung von
 28 Emden nach Halbmond mit einer maximalen Auslastung von nur 8% und einer durchschnittlichen Aus-
 29 lastung von nur 3%.⁹²

30 Dies führt zu einem überhöhten Netzausbau, der v.a. dem Export von Leistungsüberschüssen dient
 31 und dessen Netzausbaukosten vom deutschen Stromverbraucher über die Netzentgelte getragen wer-
 32 den müssen.

33 Bereits im Oktober 2018 wurde eine Begrenzung des maximalen Stromexports von Deutschland nach
 34 Österreich eingeführt und dadurch die einheitliche Strompreiszone mit Österreich aufgehoben.⁹³ Dies
 35 führt zu einer deutlichen Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus. Bei einer Begrenzung der trans-
 36 portierten Energie von Bayern nach Österreich um 1% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie
 37 muss der maximale Stromexport von Bayern nach Österreich nur während einiger Hundert Stunden pro
 38 Jahr begrenzt werden, insgesamt nur um rund 2% des im Netzentwicklungsplan für 2030 prognostizier-
 39 ten Stromexports.⁹⁴ Dadurch könnte der überwiegende Teil des von Norden nach Bayern geplanten
 40 Netzausbaus, insbesondere auch das sehr teure Gleichstrom-Erdkabel SuedOstLink, eingespart werde.

41 Will man hingegen zukünftig den maximalen Stromexport nach Österreich nicht mehr begrenzen, son-
 42 dern einen unbegrenzten Stromexport nach Österreich sicherstellen, ist eine massive Erhöhung der

⁸⁷ Zu zukünftigen Redispatch-Beschaffung siehe [BMW 2019a].

⁸⁸ [Bayernwerk 2020a]; siehe hierzu auch [Bayernwerk 2019] und [Bayernwerk 2020].

⁸⁹ [N-ERGIE 2020].

⁹⁰ *"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."* [NEP 2019-2030/B, S. 34].

⁹¹ [NEP 2019-2030/B, S. 50].

⁹² [NEP 2019-2030/B, S. 118].

⁹³ *"Die Trennung des gemeinsamen Strommarktes zwischen Österreich und Deutschland, der mehr als 15 Jahre bestanden hat, wurde aufgrund eines Beschlusses der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom November 2016 notwendig."* [BNetzA 2018b].

⁹⁴ [Jarass/Siebels 2020a, S. 50] sowie [Jarass/Siebels 2020].

1 gesicherten Transportleistung von Norden nach Bayern und ein entsprechend starker Ausbau der Ver-
2 bindungsleitungen nach Österreich erforderlich, ähnlich wie er im Netzentwicklungsplan vorgesehen ist.
3 Für den durch SuedOstLink zusätzlich exportierbaren Strom von maximal 0,5 TWh fallen jährlich rund
4 350 Mio. €⁹⁵ Kosten an. Daraus resultieren Kosten von mindestens 70 Cent/kWh⁹⁶, für den an der
5 Strombörse nur wenige Cent Erlös werden können.

6
7
8 Im folgenden Kap. 4 werden die Auswirkungen der in Kap. 2 erläuterten EU-Vorgaben auf den Strom-
9 netzausbau analysiert unter Berücksichtigung der in Kap. 3 dargestellten Kosten-Nutzen-Analysen.
10

⁹⁵ 350 Mio. € = 5 Mrd. € Investitionskosten * 7 %/a für Zinsen, Abschreibung und Betrieb.

⁹⁶ 0,70 Cent/kWh = 350 Mio. € / 0,5 TWh.

4 Auswirkungen der EU-Verordnungen auf den Stromnetzausbau

In diesem Kap. 4 werden die Auswirkungen der in Kap. 2 erläuterten EU-Verordnungen auf den deutschen Stromnetzausbau untersucht:

- Die in Kap. 2.1 erläuterte EU-Verordnung 2018/1999 macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromverbund. Inwiefern hieraus zwingend ein Stromnetzausbau in Deutschland resultiert, wird in Kap. 4.1 dargestellt. ► **Kap. 4.1**
- Die in Kap. 2.2 erläuterte EU-Verordnung 2019/943 macht Vorgaben, welcher Teil der grenzüberschreitenden Stromleitungen dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss. Inwiefern hieraus zwingend ein Stromnetzausbau in Deutschland resultiert, wird in Kap. 4.2 dargestellt. ► **Kap. 4.2**
- Die in Kap. 2.3 erläuterte EU-Verordnung 2020/389 bestimmt, welche Stromleitungen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind. Inwiefern hieraus zwingend ein Stromnetzausbau in Deutschland resultiert, wird in Kap. 4.3 dargestellt. ► **Kap. 4.3**

Alle drei untersuchten EU-Verordnungen verlangen eine Kosten-Nutzen-Analyse⁹⁷. Dabei wird auf den von der ENTSOE zu erstellenden unionsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) verwiesen und die von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätze zu Kosten-Nutzen-Analysen.⁹⁸

4.1 Auswirkung der EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

Diese in Kap. 2.1 erläuterte EU-Verordnung 2018/1999 macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromverbund mittels Mindestvorgaben zum Stromverbundgrad.⁹⁹

4.1.1 EU-Verordnung gibt keine Definition der zentralen Größe Stromverbundgrad

Die Definition des Stromverbundgrads ist von entscheidender Bedeutung, inwieweit der Stromnetzausbau durch EU-Vorgaben bedingt ist. Die EU-Verordnung 2018/1999 gibt allerdings keine Definition, was unter "*Stromverbundgrad*"¹⁰⁰ zu verstehen ist und wie er zu bestimmen ist.¹⁰¹ Auch die in der Verordnung verwendeten Begriffe "*Verbundfähigkeit der Stromnetze*"¹⁰² und "*Stromverbundvorgabe*"¹⁰³ werden nicht definiert.

Die EU-Kommission veröffentlichte im Verlauf der Jahre unterschiedliche Definitionen, was unter Stromverbundgrad bzw. Verbundfähigkeit der Stromnetze zu verstehen ist. In den folgenden Kap. 4.1.2 und Kap. 4.1.3 wird für diese Definitionen der jeweilige Stromverbundgrad der deutschen Stromnetze für die Jahre 2020 und 2030 bestimmt. In Kap. 4.1.4 wird für die in der EU-Verordnung 2018/1999 genannten drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads der jeweilige Stromverbundgrad der deutschen Stromnetze für die Jahre 2020 und 2030 bestimmt.

Für das Basisjahr 2020 werden hierfür folgende Größen angesetzt:

- Insgesamt installierte Transportleistung zu den deutschen Nachbarländern 63,0 GW¹⁰⁴.
- Gesicherte Transportleistung zu den deutschen Nachbarländern 44,8 GW¹⁰⁵.

⁹⁷ Siehe Kap. 2.1, 2.2 und 2.3, Abschnitte "Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich".

⁹⁸ [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019]; siehe hierzu Kap. 3.1 und Kap. 3.2.

⁹⁹ Siehe Kap. 2.1.

¹⁰⁰ [EU 2018, Gründe, (6)].

¹⁰¹ Hingegen sind in Art. 2 VO (EU) 2018/1999 insgesamt 62 andere Begriffe genau definiert und erläutert.

¹⁰² [EU 2018, Art. 4 lit. d 1].

¹⁰³ [EU 2018, Art. 4 lit. d 1]; [EU 2018, Anhang I, Teil 1, 2.4.1 i].

¹⁰⁴ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1a).

¹⁰⁵ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1b).

- Die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE hat für Deutschland bestimmte Fallkonstellationen in Abhängigkeit der jeweiligen Netz- und Marktsituation Transportleistungen von knapp der Hälfte der gesicherten Transportleistung abgeschätzt.¹⁰⁶

Für das Basisjahr 2030 werden folgende Größen angesetzt:

- Insgesamt installierte Transportleistung zu den deutschen Nachbarländern nach dem im deutschen Netzentwicklungsplan geplanten Netzausbau 89,4 GW¹⁰⁷.
- Gesicherte Transportleistung zu den deutschen Nachbarländern nach dem im deutschen Netzentwicklungsplan geplanten Netzausbau 64,4 GW¹⁰⁸.
- Für 2030 hat ENTSOE keine Schätzungen der Transportleistungen für bestimmte Fallkonstellationen in Abhängigkeit der jeweiligen Netz- und Marktsituation veröffentlicht.

4.1.2 Alternative 1

Stromverbundgrad = Verbindungsleitungen pro installierte Kraftwerksleistung

2002 legte der Europäische Rat für die Mitgliedstaaten einen Zielwert für deren Elektrizitätsverbund in Höhe von mindestens 10% ihrer installierten Produktionskapazität bis 2005 fest.¹⁰⁹ 2013 wurde in der EU-Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur erläutert, dass deshalb "Verbindungsleitungen für mindestens 10 % der vorhandenen Erzeugungskapazität herzustellen waren"¹¹⁰. Die "vorhandene Erzeugungskapazität" kann dabei als installierte Kraftwerksleistung angesehen werden.

Aber es bleibt unklar, was unter Verbindungsleitungen zu verstehen ist:

- Installierte Transportleistung?
- Gesicherte Transportleistung?
- Transportleistung für bestimmte Fallkonstellationen in Abhängigkeit der Netz- und Marktsituation?¹¹¹

Was heißt das für den Stromverbundgrad in Deutschland?

2020 hatte Deutschland eine insgesamt installierte Kraftwerksleistung von rund 225 GW¹¹². Bei Bezug auf die installierte Transportleistung resultiert ein Stromverbundgrad von 28%¹¹³, bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 20%¹¹⁴ und bei Bezug auf die Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation von 8%¹¹⁵.

2030 soll Deutschland eine Erzeugungskapazität von 273,9 GW¹¹⁶ haben. Bei Bezug auf die dann erwartete installierte Transportleistung resultiert ein Stromverbundgrad von 33%¹¹⁷ und bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 24%¹¹⁸, jeweils etwas höher als im Jahr 2020.

¹⁰⁶ [ENTSOE 2019a] gibt für Winter 2019/2020 für bestimmte Fallkonstellationen in Abhängigkeit der Netz- und Marktsituation folgende Werte für die 'Net Transfer Capacity' an: a) at synchronous peak: simultaneous importable capacity 23,73 GW, simultaneous exportable capacity 19,86 GW. b) high wind conditions: simultaneous importable capacity 19,95 GW, simultaneous exportable capacity 15,68 GW. Pauschalierend und typisierend haben wir in Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (3) für Importe eine Net Transfer Capacity von 18,5 GW angegeben.

¹⁰⁷ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (2a).

¹⁰⁸ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (2b).

¹⁰⁹ [EU 2002].

¹¹⁰ "Level of electricity interconnections equivalent to at least to 10 % of their installed production capacity" [EU 2013, Gründe, (2)].

¹¹¹ Die EU-Kommission [EU 2020c] verwendet für die Bestimmung der Verbundfähigkeit der Stromnetze ("electricity interconnection levels") ENTSOE-Daten eines Januar-Mittwochs [ENTSOE 2019a, Z. (31) Simultaneous importable capacity dividiert durch Z. (6) Total Net generating capacity].

¹¹² Tab. 8.1, Z. (3), gewichteter Durchschnitt aus Sp. (1) und Sp. (2).

¹¹³ 28% = 63,0 GW / 225 GW.

¹¹⁴ 20% = 44,8 GW / 225 GW.

¹¹⁵ 8% = 18,5 GW / 225 GW.

¹¹⁶ Tab. 8.1, Z. (3), Sp. (3).

¹¹⁷ 33% = 89,4 GW / 273,9 GW.

¹¹⁸ 24% = 64,4 GW / 273,9 GW.

1 Ohne Netzausbau resultiert für 2030 bei Bezug auf die installierte Transportleistung ein Stromverbund-
2 grad von 23%¹¹⁹ und bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 16%¹²⁰, jeweils etwas niedriger
3 als im Jahr 2020.

4 Die installierte Kraftwerksleistung wird in Deutschland durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren
5 Energien bei Beibehaltung von fossilen Reservekraftwerken stark erhöht. Photovoltaik-Kraftwerke pro-
6 duzieren durchschnittlich¹²¹ nur rund 10% ihrer installierten Kapazität, Onshore-Windkraftwerke nur
7 rund 25%. Ein Bezug des Stromverbundgrads auf die installierte Kraftwerksleistung führt also zwingend
8 zu sehr niedrigen Benutzungsdauern und damit zu einem sehr geringen Nutzen von neuen Stromleitun-
9 gen, sodass dieses Maß für eine Bestimmung eines angemessenen Stromverbundgrads und den daraus
10 resultierenden Netzausbau nicht gegnet erscheint.

11 4.1.3 Alternative 2

12 **Stromverbundgrad = Verbindungsleitungen pro erzeugte elektrische Leistung**

13 2016 erläuterte die Europäische Kommission den Stromverbundgrad als grenzüberschreitende Leitun-
14 gen pro erzeugte elektrische Leistung.¹²² Es bleibt die Frage, ob hier die durchschnittlich erzeugte elekt-
15 rische Leistung oder die maximal erzeugte Leistung gemeint ist.

16 **Was heißt das für den Stromverbundgrad in Deutschland?**

17 **Alternative 2a**

18 Im Jahr 2020 betrug die **durchschnittlich erzeugte elektrische Leistung** rund 71,6 GW¹²³. Ent-
19 sprechend resultiert bei Bezug auf die installierte Transportleistung ein Stromverbundgrad von 88%¹²⁴,
20 bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 63%¹²⁵ und bei Bezug auf eine typische Netz- und
21 Marktsituation von 26%¹²⁶.

22 Im Jahr 2030 beträgt die durchschnittlich erzeugte elektrische Leistung 73,0 GW¹²⁷. Entsprechend
23 resultiert bei Bezug auf die installierte Transportleistung ein Stromverbundgrad von 122%¹²⁸ und bei
24 Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 88%¹²⁹, jeweils deutlich höher als im Jahr 2020.

25 Ohne Netzausbau resultiert für 2030 bei Bezug auf die installierte Transportleistung ein Stromverbund-
26 grad von 86%¹³⁰, bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 61%¹³¹, jeweils geringfügig nied-
27 riger als im Jahr 2020.

28 **Alternative 2b**

29 Die Obergrenze der 2020 **maximal erzeugten elektrischen Leistung** kann abgeschätzt werden als
30 Jahreshöchstlast von 87 GW¹³² plus tatsächlich nutzbare Transportleistung von 18,5 GW¹³³, insgesamt
31 also rund 106 GW. Bei Berücksichtigung der installierten Transportleistung ergibt sich im Jahr 2020 ein
32 Stromverbundgrad von 59%¹³⁴, bei gesicherter Transportleistung von 42%¹³⁵ und für eine typische Netz-
33 und Marktsituation von 17%¹³⁶.

119 23% = 63,0 GW / 273,9 GW.

120 16% = 44,8 GW / 273,9 GW.

121 Werte laut deutschem Netzentwicklungsplan [Brakelmann/Jarass 2020, S. 29, Tab. 1.4].

122 [EU 2016a]; siehe hierzu auch [EU 2015].

123 $71,6 \text{ GW} = (646,2 \text{ TWh [Tab. 8.2, Z. (3), Sp. (1)]} + 607,7 \text{ TWh [Tab. 8.2, Z. (3), Sp. (2)]}) / 2 / 8.760 \text{ h/a.}$

124 $88\% = 63,0 \text{ GW} / 71,6 \text{ GW.}$

125 $63\% = 44,8 \text{ GW} / 71,6 \text{ GW.}$

126 $26\% = 18,5 \text{ GW} / 71,6 \text{ GW.}$

127 $73,0 \text{ GW} = 646,2 \text{ TWh [Tab. 8.2, Z. (3), Sp. (1)]} / 8.760 \text{ h/a.}$

128 $122\% = 89,4 \text{ GW} / 73,0 \text{ GW.}$

129 $88\% = 64,4 \text{ GW} / 73,0 \text{ GW.}$

130 $86\% = 63,0 \text{ GW} / 73,0 \text{ GW.}$

131 $61\% = 44,8 \text{ GW} / 73,0 \text{ GW.}$

132 Tab. 8.3, Z. (1), gewichteter Durchschnitt aus Sp. (1) und Sp. (2).

133 Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (3).

134 $59\% = 63,0 \text{ GW} / 106 \text{ GW.}$

135 $42\% = 44,8 \text{ GW} / 106 \text{ GW.}$

136 $17\% = 18,5 \text{ GW} / 106 \text{ GW.}$

Die Obergrenze der 2030 maximal erzeugten Leistung kann abgeschätzt werden als Jahreshöchstlast von 93,2 GW¹³⁷ plus tatsächlich nutzbare Transportleistung von etwas mehr als 18,5 GW, insgesamt also höchstens 120 GW. Im Jahr 2030 ergibt sich dann bei Berücksichtigung der installierten Transportleistung ein Stromverbundgrad von 75%¹³⁸ und bei gesicherter Transportleistung von 54%¹³⁹, deutlich mehr als im Jahr 2020.

Ohne Netzausbau resultiert für 2030 bei Bezug auf die installierte Transportleistung ein Stromverbundgrad von 53%¹⁴⁰, bei Bezug auf die gesicherte Transportleistung von 37%¹⁴¹, jeweils etwas niedriger als im Jahr 2020.

4.1.4 Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads

2019 schlug eine EU-Expertenkommission¹⁴² für die Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Stromverbunds vor, zukünftig die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads durch drei wohldefinierte und leicht zu erhebende Indikatoren zu bestimmen¹⁴³. Alle drei Indikatoren wurden in die VO (EU) 2018/1999 aufgenommen.¹⁴⁴

(1) Indikator 1: Installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast

Indikator 1 sollte einen Mindestwert von 30% übersteigen. Liegt der Indikator hingegen unter 30%, sind Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads dringlich.

Dieser Indikator wurde von der zuständigen EU-Expertenkommission wie folgt begründet: *"Jeder Mitgliedstaat sollte dafür sorgen, dass die Spitzennachfrage unter allen Bedingungen durch eine Kombination aus heimischer Kapazität und Einfuhren gedeckt werden kann. Daher sollten Länder, in denen die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen weniger als 30 % der Spitzenlast beträgt, mit hoher Priorität Optionen für weitere Verbindungsleitungen prüfen."*¹⁴⁵

Warum sollte ein Land, das ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung vorhält, mit hohem Aufwand grenzüberschreitende Verbindungsleitungen bauen? Eine Verknüpfung der jeweiligen Stromnetze ist sicher sinnvoll. Aber bereits jetzt sind die Stromnetze von Deutschland und seinen Nachbarländern vielfach miteinander verknüpft, nicht zuletzt aus technischen Gründen u.a. zur Absicherung von Frequenz- und Spannungshaltung und zur kurzfristigen Absicherung von Kraftwerksausfällen. Ein EU-weiter Stromverbund ist doch kein Selbstzweck. Vielmehr müssen für jede Netzausbaumaßnahme Vor- und Nachteile, Nutzen und Kosten wie in der EU-Verordnung vorgesehen¹⁴⁶ im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse abgewogen werden.

(2) Indikator 2: Installierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Leistung

Der Indikator sollte einen Mindestwert von 30% übersteigen. Liegt der Indikator hingegen unter 30%, sind Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads dringlich.

Indikator 2 wurde von der zuständigen EU-Expertenkommission wie folgt begründet: *"Der weitere Einsatz erneuerbarer Energien sollte nicht durch fehlende Exportkapazität behindert werden. Die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen erzeugte Energie sollte optimalerweise in ganz Europa genutzt werden. Daher sollten Länder, in denen die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen weniger als*

¹³⁷ Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3).

¹³⁸ 75% = 89,4 GW / 120 GW.

¹³⁹ 54% = 64,4 GW / 120 GW.

¹⁴⁰ 53% = 63,0 GW / 120 GW.

¹⁴¹ 37% = 44,8 GW / 120 GW.

¹⁴² [EU 2019c, S. 3].

¹⁴³ *"... the ratio of the nominal transmission capacity to the peak load and the ratio of the nominal transmission capacity to the installed renewable generation capacity ..."* [EU 2019c, S. 10].

¹⁴⁴ Siehe die Erläuterungen in Kap. 2.1.1.

¹⁴⁵ [EU 2017a, S. 14].

¹⁴⁶ [EU 2018, Art. 4 lit. d 1] sowie Kap. 4.1.7.

1 30% der installierten Kapazität für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beträgt, mit hoher Priorität
2 Optionen für weitere Verbindungsleitungen prüfen.“¹⁴⁷

3 **Berechnungen für Indikatoren 1 (installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast) und** 4 **Indikator 2 (installierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Leistung)**

5 Im Jahr 2020 betrug Indikator 1 72%¹⁴⁸ und Indikator 2 45%¹⁴⁹, in beiden Fällen deutlich über dem
6 Mindestwert von 30%.

7 Im Jahr 2030 beträgt Indikator 1 96%¹⁵⁰ und Indikator 2 44%¹⁵¹, in beiden Fällen wiederum deutlich
8 über dem Mindestwert von 30%.

9 Wie groß wären die Indikatoren im Jahr 2030, wenn die installierte Transportleistung nicht wie geplant
10 durch massiven Netzausbau erhöht werden würde, sondern auf dem Stand von 2020 verbleiben würde?
11 Indikator 1 würde dann 68%¹⁵² im Jahr 2030 betragen, deutlich über dem Mindestwert von 30%, Indi-
12 kator 2 würde dann 31%¹⁵³ betragen, nur noch knapp über dem Mindestwert von 30%.

13 **(3) Indikator 3: Differenz bei den Großhandelspreisen**

14 Neben den beiden vorher erläuterten Indikatoren sieht die Verordnung noch einen weiteren Indikator
15 für die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads vor, der den Nutzen einer
16 neuen Leitung abschätzen soll:

- 17 • Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten übersteigt einen Richtschwellen-
18 wert von 2 €/MWh (das sind 0,2 Cent/kWh).

19 Dieser Indikator wurde von der zuständigen EU-Expertenkommission wie folgt begründet: *“Ein gut funk-
20 tionierender Binnenmarkt sollte zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für alle Europäer führen. Daher sollten
21 die Mitgliedstaaten bestrebt sein, die Unterschiede bei ihren Großhandelspreisen zu minimieren ... um sicher-
22 zustellen, dass alle Verbraucher in vergleichbarer Weise vom Binnenmarkt profitieren. Je höher der Preisun-
23 terschied, desto dringender der Handlungsbedarf.”*¹⁵⁴

24 In der EU-Verordnung 2018/1999 zum grenzüberschreitenden Stromverbund gibt es allerdings weder
25 eine Begriffsbestimmung noch irgendeine Angabe zur Berechnung des Richtschwellenwerts, obwohl in
26 Art. 2 der Verordnung insgesamt 62 Begriffsbestimmungen aufgelistet sind.

27 Es bleibt deshalb unklar, wie der Richtschwellenwert zu bestimmen ist:

- 28 • Maximal pro Jahr auftretende Differenz bei den Großhandelspreisen?
- 29 • Häufiger auftretende Differenz bei den Großhandelspreisen?
- 30 • Durchschnittlich pro Jahr auftretende Differenz bei den Großhandelspreisen?

31 Zudem bleibt unklar, ob sich die Differenz bei den Großhandelspreisen auf alle oder nur auf benachbarte
32 Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen bezieht.

33 Der Nutzen eines zusätzlichen Handels mit Deutschland entsteht für die ausländischen Stromkunden
34 durch verringerte Strombezugskosten. In Deutschland profitieren die Stromerzeuger durch höhere Er-
35 löse durch Preis und Menge. Die Kosten für den Netzausbau, Netzreservekraftwerke, Cross-Border-
36 Redispatch, innerdeutschen Redispatch und erhöhte Netzverlustenergie müssen hingegen ganz über-
37 wiegend von den deutschen Netznutzern getragen werden.

38 Vereinfachtes Beispiel: Wenn die Großhandelspreise zwischen zwei Ländern einen Unterschied von
39 2 Cent/kWh haben, der durch eine Erhöhung der Austauschfähigkeit auf 0 Cent/kWh reduziert werden
40 kann, kann die Senkung der Erzeugungskosten abgeschätzt werden durch die Reduzierung der mit der
41 gehandelten Strommenge gewichteten Strompreisunterschiede. Bei einem ursprünglichen Stromhandel
42 von z.B. 1 TWh ergibt sich ein (jährlicher) Nutzen von 1 TWh * 2 Cent/kWh = 20 Mio. €.

¹⁴⁷ [EU 2017a, S. 13/14].

¹⁴⁸ 72% = 63,0 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1a)] / 86,9 GW [Tab. 8.3, Z. (1), gewichteter Durchschnitt aus Sp. (1) und Sp. (2)].

¹⁴⁹ 45% = 63,0 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1a)] / 141 GW [(Tab. 8.1, Z. (1), gewichteter Durchschnitt aus Sp. (1) und Sp. (2)].

¹⁵⁰ 96% = 89,4 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (2a)] / 93,2 GW [Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3)].

¹⁵¹ 44% = 89,4 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (2a)] / 202,7 GW [(Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (3)].

¹⁵² 68% = 63,0 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1a)] / 93,2 GW [Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3)].

¹⁵³ 31% = 63,0 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1a)] / 202,7 GW [(Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (3)].

¹⁵⁴ [EU 2017a, S. 14].

1 **Berechnungen für Indikator 3 (Differenz bei den Großhandelspreisen)**

2 Indikator 3 lag im Jahr 2019 häufig über dem Schwellenwert von 0,2 Cent/kWh, was laut Indikator 3
3 eine Dringlichkeit für Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbunds anzeigt. Beispielsweise zeigt die
4 frühere Abb. 1.4 die Differenzen bei den Großhandelspreisen zwischen Deutschland und Österreich im
5 Jahr 2019 und die jeweils zugehörigen Stromhandelsmengen. Sie sind in vielen Stunden eines Jahres
6 deutlich größer als 2 €/MWh (= 0,2 Cent/kWh).¹⁵⁵

7 Von der gesamten Handelsspanne zwischen Deutschland und Österreich entfielen 2019 ca. 20% (ca.
8 17 Mio. €) auf Preise bis 2 €/MWh und ca. 80% (ca. 69 Mio. €) auf höhere Preise. Ein Teil dieser
9 Handelsspanne floss in die Auktionserlöse der Übertragungsnetzbetreiber. In Deutschland müssen diese
10 zugunsten der Netznutzer auf die Netznutzungsentgelte angerechnet werden. Nach EU-Recht können
11 sie auch für Investitionen zur Erhöhung der Transportleistung, insbesondere für einen Netzausbau ver-
12 wendet werden.

13 Erste Abschätzungen wecken allerdings erhebliche Zweifel, ob bei der von der EU-Verordnung
14 2018/1999 für diesen Indikator angesetzten geringen Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen
15 den Mitgliedstaaten von nur 0,2 Cent/kWh der durch zusätzlichen Stromhandel resultierende Nutzen die
16 Kosten eines erforderlichen Netzausbaus übersteigt. Z.B. können durch SuedOstLink nach unseren Be-
17 rechnungen max. ca. 0,5 TWh/a¹⁵⁶ zusätzlich transportiert werden. Es resultiert dann eine Summe an
18 vermeidbaren Strompreisdifferenzen von 1 Mio. €/a¹⁵⁷, 350mal so viel wie die jährlichen Kosten von
19 SuedOstLink von rund 350 Mio. €/a¹⁵⁸. Ganz offensichtlich ist das unwirtschaftlich.

20 Selbst wenn man die in Abb. 1.4 gezeigten typischen Strompreisdifferenzen von 2 Cent/kWh verwen-
21 det, kommt man nur auf vermeidbare Strompreisdifferenzen von 10 Mio. €, ebenfalls nur ein kleiner
22 Bruchteil der jährlichen Kosten von SuedOstLink.

23 **4.1.5 Ergebnisse zu Stromverbundgrad und Indikatoren**

24 **(1) Stromverbundgrad für einzelne Alternativen**

25 Wie erläutert¹⁵⁹, wird in der EU-Verordnung 2018/1999 keine Definition für den Stromverbundgrad ge-
26 geben. Zum einen wird nicht vorgegeben, wie der **Zähler** der Größe 'Stromverbundgrad' bestimmt
27 werden soll. Es bieten sich folgende Größen an:

- 28 • installierte Transportleistung der grenzüberschreitenden Stromleitungen, oder
- 29 • gesicherte Transportleistung der grenzüberschreitenden Stromleitungen, oder
- 30 • Transportleistung der grenzüberschreitenden Stromleitungen bei einem Standardfall für Netz- und
31 Marktbedingungen.

32 Zum anderen wird nicht vorgegeben, wie der **Nenner** der Größe 'Stromverbundgrad' bestimmt
33 werden soll. Es bieten sich folgende Größen an:

- 34 • installierte Kraftwerksleistung, oder
- 35 • durchschnittlich erzeugte Leistung, oder
- 36 • maximal erzeugte Leistung.

37 Tab. 4.1¹⁶⁰ gibt eine zusammenfassende Darstellung des Stromverbundgrads für unterschiedliche Defi-
38 nitionen des Stromverbundgrads. Der Stromverbundgrad übersteigt die jeweiligen Mindestwerte der
39 Verordnung mehr oder weniger deutlich, falls man für seine Bestimmung die installierte oder die gesi-
40 cherte Transportleistung der grenzüberschreitenden Leitungen ansetzt.

¹⁵⁵ Siehe dazu auch [N-ERGIE 2016].

¹⁵⁶ [Jarass/Siebels 2020a, S. 50].

¹⁵⁷ 1 Mio. € = 0,5 TWh/a * 0,2 Cent/kWh.

¹⁵⁸ [Jarass/Siebels 2020a, S. 50].

¹⁵⁹ Kap. 4.1.1.

¹⁶⁰ Zu den Berechnungen siehe Kap. 4.1.2 und Kap. 4.1.3.

Auch wenn für die Bestimmung des Stromverbundgrads die deutlich niedrigere Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation (NTC)¹⁶¹ verwendet wird, liegt der Stromverbundgrad mit 17%¹⁶² noch knapp über dem Mindestwert von 15%, falls man diese Transportleistung auf die erzeugte Energie bezieht. Nur bei Bezug auf die installierte Kraftwerksleistung liegt der so bestimmte Stromverbundgrad bei 8%¹⁶³ und damit unter dem Mindestwert von 15%. Die installierte Kraftwerksleistung erscheint aber für eine angemessene Beurteilung nicht geeignet.¹⁶⁴

Tab. 4.1: Stromverbundgrad für Alternativen 1 und 2

(1a)	(1b)	(1c)	(2a)	(2b)	(2c)	(3a)	(3b)	(3c)	(4)
Die in der EU-Verordnung undefinierte Größe " <i>Verbindungsleitung</i> " wird alternativ definiert durch									
installierte Transportleistung	gesicherte Transportleistung	Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation	installierte Transportleistung	gesicherte Transportleistung	Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation	installierte Transportleistung	gesicherte Transportleistung	Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation	EU-Ziel
Bestehendes Netz in 2020			Netzausbau bis 2030 wie geplant			kein Netzausbau bis 2030			
2020	2020	2020	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030
Alternative 1:									
Stromverbundgrad = Verbindungsleitungen pro installierte Kraftwerksleistung									
28%	20%	8%	33%	24%	> 8%	23%	16%	< 8%	> 15%
Alternative 2:									
a) Stromverbundgrad = Verbindungsleitungen pro durchschnittlich erzeugte Leistung									
88%	63%	26%	122%	88%	> 26%	86%	61%	< 26%	> 15%
b) Stromverbundgrad = Verbindungsleitungen pro maximal erzeugte Leistung									
59%	42%	17%	75%	54%	> 17%	53%	37%	< 17%	> 15%

(2) Indikatoren für die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads

Im Gegensatz zum Stromverbundgrad sind die Indikatoren für die Dringlichkeit eines Netzausbaus sehr klar in der EU-Verordnung 2018/1999 definiert. Tab. 4.2¹⁶⁵ gibt eine zusammenfassende Darstellung der drei Indikatoren für die Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads:

- Weder der Indikator 1 (installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast) noch der Indikator 2 (installierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Leistung) zeigt eine Dringlichkeit für den Netzausbau an.
- Hingegen zeigt Indikator 3 eine Dringlichkeit für den Netzausbau an. Wie gezeigt bestehen aber erhebliche Zweifel, ob bei der von Indikator 3 angesetzten sehr geringen Strompreisdifferenz von nur 0,2 Cent/kWh der durch zusätzlichen Stromhandel resultierende Nutzen die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus übersteigt.

¹⁶¹ Zur Bestimmung der Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation (Net Transfer Capacity – NTC) siehe die Erläuterungen in Kap. 8.4.2.

¹⁶² Tab. 4.1, Alternative 2b, Sp. (1c).

¹⁶³ Tab. 4.1, Z. (1), Alternative 1, Sp. (1c). Eine Übersicht der entsprechenden Verbundgrade in anderen EU-Staaten gibt [EU 2017a, S. 12/13].

¹⁶⁴ Siehe Kap. 4.1.2.

¹⁶⁵ Zu den Berechnungen siehe Kap. 4.1.4.

1

Tab. 4.2: Dringlichkeit des Netzausbaus bei den Indikatoren 1, 2 und 3

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Bestehendes Netz in 2020	Netzausbau wie geplant bis 2030	Kein Netzausbau bis 2030	EU-Ziel 2030	Dringlichkeit für Netzausbau
a) Indikator 1: Installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast				
72%	96%	68%	30%	nein
b) Indikator 2: Installierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Kraftwerksleistung				
45%	44%	31%	30%	nein
c) Indikator 3: Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen EU-Mitgliedstaaten				
EU-Ziel wird immer wieder nicht eingehalten			< 2 €/MWh	ja

2

3

4.1.6 Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung beim EU-Ziel-Stromverbundgrad

4

Wie in Kap. 4.1.1 erläutert, gibt die EU-Verordnung 2018/1999¹⁶⁶ keine Definition für die zentralen Begriffe *„Verbundfähigkeit der Stromnetze“* bzw. *„Stromverbundgrad“*. In den voranstehenden Kap. 4.1.2 und Kap. 4.1.3 wurde der Stromverbundgrad für die von der EU-Kommission veröffentlichten alternativen Definitionen des Stromverbundgrads bestimmt.

5

In diesem Kap. 4.1.6 wird davon ausgegangen, dass der in der EU-Verordnung 2018/1999 festgelegte EU-Ziel-Stromverbundgrad von 15% erreicht worden ist. Darauf aufbauend wird für die von der EU-Kommission veröffentlichten alternativen Definitionen des Stromverbundgrads der jeweils exportierbare Anteil der erzeugten Leistung bestimmt. Die EU-Verordnung 2018/1999 nennt drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbundgrads.¹⁶⁷ Für jeden dieser Indikatoren wird der exportierbare Anteil der erzeugten Leistung bei Erreichen des Mindestwerts des jeweiligen Indikators bestimmt.

6

Für die Abschätzung des Anteils der exportierbaren Leistung im Jahr 2030 werden für Deutschland folgende Größen für das Jahr 2030 zugrunde gelegt:

7

- durchschnittlich erzeugte Gesamtleistung 73,0 GW¹⁶⁸,
- maximal erzeugte Gesamtleistung 145 GW¹⁶⁹ (abgeschätzt),
- durchschnittlich erzeugte erneuerbare Leistung 45,1 GW¹⁷⁰,
- maximal erzeugte erneuerbare Leistung 135 GW¹⁷¹ (abgeschätzt),

8

¹⁶⁶ „Jeder Mitgliedstaat erläutert in seinem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan die folgenden ... wesentlichen Ziele, Vorgaben und Beiträge: ... d) Dimension „Energiebinnenmarkt“: 1. das Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze, das der Mitgliedstaat bis 2030 unter Berücksichtigung der Stromverbundvorgabe von mindestens 15 % bis 2030 anstrebt, und zwar mit einer Strategie, bei der dieses Maß von 2021 an in enger Zusammenarbeit mit den betroffenen Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Verbundvorgabe von 10 % bis 2020 anhand der Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen auf der Grundlage der Differenz bei den Großhandelspreisen sowie der nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen im Hinblick auf deren Spitzenlast und auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien gemäß Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummer 2.4.1 festgelegt wird. Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und umweltbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und werden nur dann gebaut, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt; ...“ [EU 2018, Art. 4 lit. d 1]. Diese Verordnung basiert auf einem Vorschlag einer „Interconnection Target Expert Group“ aus 2017, die die drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen vorgeschlagen hatte [ENTSOE 2020, Project 130 - HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar, Project Description & Context, S. 7].

¹⁶⁷ Siehe Kap. 4.1.4 sowie Kap. 2.1.1.

¹⁶⁸ 73,0 GW = 639,8 TWh [Tab. 8.2, Z. (3), Sp. (3)] / 8.760 h/a.

¹⁶⁹ Bei maximaler erneuerbarer Stromproduktion speisen konventionelle Kraftwerke nicht ein. Damit ergibt sich die maximal erzeugte gesamte Leistung als maximal erzeugte erneuerbare Leistung von 135 GW zzgl. nicht abregelbare konventionelle KWK-Leistung für Wärmeversorgung etc. von etwa 10 GW, siehe Kap. 7.2.3(1).

¹⁷⁰ 45,1 GW = 395,1 TWh [Tab. 8.2, Z. (1), Sp. (3)] / 8.760 h/a.

¹⁷¹ Die maximale Produktion von PV- und Onshore-Windkraftwerken betrug 2011 bis 2015 gut die Hälfte ihrer installierten Leistung [Jarass/Jarass 2017, Tab. 2.1]. Bei dem geplanten massiven Ausbau der gleichmäßiger einspeisenden Offshore-Windenergie und unter Berücksichtigung der ebenfalls gleichmäßiger einspeisenden erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und

- Jahreshöchstlast 93,2 GW¹⁷².

(1) Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung bei einem Stromverbundgrad von 15%

Tab. 4.3 zeigt den jeweils exportierbaren Anteil der in Deutschland erzeugten Leistung im Jahr 2030 beim Ziel-Stromverbundgrad der jeweiligen Alternativen. Die exportierbaren Anteile der erzeugten Leistung sind bei Alternative 1 sehr hoch, damit ist die Benutzungsdauer der zugebauten Leitungen sehr niedrig. Es stellt sich die Frage, ob tatsächlich der dadurch erreichbare Nutzen die Kosten des für derartig hohe Austauschleistungen erforderlichen massiven Netzausbaus übersteigt.

Tab. 4.3: Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung im Jahr 2030 beim Ziel-Stromverbundgrad der jeweiligen Alternative

(1.1)	(1.2)	(2.1)	(2.2)
Erzeugte Gesamtleistung durchschnittlich [GW]	Erzeugte Gesamtleistung maximal [GW]	Erzeugte erneuerbare Leistung durchschnittlich [GW]	Erzeugte erneuerbare Leistung maximal [GW]
73	145	45	135
Alternative 1			
Stromverbund von 15% der insgesamt installierten Kraftwerksleistung von 273,9 GW entspricht 41,1 GW			
56%	28%	91%	30%
Alternative 2			
a) Stromverbund von 15% der durchschnittlich erzeugten Gesamtleistung von 73,0 GW entspricht 11,0 GW			
15%	8%	24%	8%
b) Stromverbund von 15% der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW entspricht 21,8 GW			
30%	15%	48%	16%

Laut **Alternative 1** beträgt der Mindestwert des Stromverbundgrads 15% der im Jahr 2030 in Deutschland insgesamt installierten Kraftwerksleistung von 273,9 GW¹⁷³, also **41,1 GW**. Welche Anteile der in Deutschland erzeugten Leistung können damit im Jahr 2030 exportiert werden?

- Gut die Hälfte der durchschnittlich erzeugten **Gesamtleistung** von 73,0 GW kann exportiert werden und gut ein Viertel der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW.
- Fast die gesamte durchschnittlich erzeugte **erneuerbare** Leistung von 45,1 GW kann exportiert werden und fast ein Drittel der maximal erzeugten erneuerbaren Leistung von 135 GW.

Laut **Alternative 2a** beträgt der Mindestwert des Stromverbundgrads 15% der im Jahr 2030 in Deutschland **durchschnittlich** erzeugten Gesamtleistung von 73,0 GW, also **11,0 GW**. Welche Anteile der in Deutschland erzeugten Leistung können damit im Jahr 2030 exportiert werden?

- Knapp ein Sechstel der durchschnittlich erzeugten **Gesamtleistung** von 73,0 GW kann exportiert werden und ein Dreizehntel der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW.
- Rund ein Viertel der durchschnittlich erzeugten **erneuerbaren** Leistung von 45,1 GW kann exportiert werden und ein Zwölftel der maximal erzeugten erneuerbaren Leistung von 135 GW.

Laut **Alternative 2b** beträgt der Mindestwert des Stromverbundgrads 15% der im Jahr 2030 in Deutschland **maximal** erzeugten Gesamtleistung von 145 GW, also **21,8 GW**. Welche Anteile der in Deutschland erzeugten Leistung können damit im Jahr 2030 exportiert werden?

Bioenergie wird mit einer höheren simultanen Maximalerzeugung zu rechnen sein, vielleicht mit zwei Drittel? Bei einer installierten erneuerbaren Leistung 202,7 GW [Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (3)] resultiert dann eine maximal erzeugte erneuerbare Leistung von rund 135 GW.

¹⁷² Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3).

¹⁷³ Tab. 8.1, Z. (3), Sp. (3).

- Knapp ein Drittel der durchschnittlich erzeugten **Gesamtleistung** von 73,0 GW kann exportiert werden und gut ein Siebtel der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW.
- Knapp die Hälfte der durchschnittlich erzeugten **erneuerbaren** Leistung von 45,1 GW kann exportiert werden und knapp ein Sechstel der maximal erzeugten erneuerbaren Leistung von 135 GW.

(2) Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung bei Erreichen des Mindestwerts des jeweiligen Indikators

Tab. 4.4 zeigt den jeweils exportierbaren Anteil der in Deutschland erzeugten Leistung im Jahr 2030 bei Erreichen der Mindestwerte der jeweiligen Indikatoren.

Tab. 4.4: Exportierbarer Anteil der erzeugten Leistung im Jahr 2030 beim EU-Zielwert des jeweiligen Indikators

(1.1)	(1.2)	(2.1)	(2.2)
Erzeugte Gesamtleistung durchschnittlich [GW]	Erzeugte Gesamtleistung maximal [GW]	Erzeugte erneuerbare Leistung durchschnittlich [GW]	Erzeugte erneuerbare Leistung maximal [GW]
73	145	45	135
Alternative 3			
a) Indikator 1: 30% der für 2030 prognostizierten Jahreshöchstlast von 93,2 GW sind 28,0 GW			
38%	19%	62%	21%
b) Indikator 2: 30% der im Jahr 2030 installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung von 202,7 GW sind 60,8 GW			
83%	42%	135%	45%

Laut **Alternative 3a** beträgt der Mindestwert des Indikators für einen Stromnetzausbau 30% der Jahreshöchstlast im Jahr 2030 von 93,2 GW¹⁷⁴, also **28,0 GW**. Welche Anteile der in Deutschland erzeugten Leistung können damit im Jahr 2030 exportiert werden?

- Rund ein Drittel der durchschnittlich erzeugten **Gesamtleistung** von 73,0 GW kann exportiert werden und rund ein Fünftel der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW.
- Mehr als die Hälfte der durchschnittlich erzeugten **erneuerbaren** Leistung von 45,1 GW kann exportiert werden und rund ein Fünftel der maximal erzeugten erneuerbaren Leistung von 135 GW.

Laut **Alternative 3b** beträgt der Mindestwert des Indikators für einen Stromnetzausbau 30% der im Jahr 2030 installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung von 202,7 GW¹⁷⁵, also **60,8 GW**. Welche Anteile der in Deutschland erzeugten Leistung können damit im Jahr 2030 exportiert werden?

- Fast die ganze durchschnittlich erzeugte **Gesamtleistung** von 73,0 GW kann exportiert werden und fast die Hälfte der maximal erzeugten Gesamtleistung von 145 GW.
- Weit mehr als die durchschnittlich erzeugte **erneuerbare** Leistung von 45,1 GW kann exportiert werden und fast die Hälfte der maximal erzeugten erneuerbaren Leistung von 135 GW.

Laut **Alternative 3c** ist der Indikator für einen Stromnetzausbau ein Überschreiten der Differenz der Großhandelspreise zwischen den EU-Mitgliedstaaten von 2 €/MWh, also 0,2 Cent/kWh, was laut Indikator 3 eine Dringlichkeit für Maßnahmen zur Erhöhung des Stromverbunds anzeigt. Dieser Richtschwellenwert wird zwar immer wieder überschritten. Es bestehen aber erhebliche Zweifel, ob bei dieser geringen Strompreisdifferenz von nur 0,2 Cent/kWh der durch zusätzlichen Stromhandel resultierende Nutzen die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus übersteigt. In einem Anschlussgutachten wird dies beispielhaft für einzelne Leitungen untersucht werden.

¹⁷⁴ Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3).

¹⁷⁵ Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (3).

1 (3) Alternativen zum Stromexport

2 Es gibt in Deutschland eine Vielzahl von Möglichkeiten, erneuerbaren Überschussstrom produktionsnah
3 zu nutzen, die vielfach kostengünstiger sind als der überregionale Netzausbau.¹⁷⁶ So würden die deut-
4 schen Stromverbraucher um mindestens 3 Mrd. € entlastet, wenn statt der HGÜ-Leitung SuedOstLink
5 küstennah eine Elektrolyseanlage mit gleicher Leistung gebaut würde und die vollen Investitionskosten
6 für die Elektrolyseanlage auf den Strompreis umgelegt würden.¹⁷⁷ Deshalb wird jedenfalls in Deutsch-
7 land der Einsatz erneuerbarer Energien nicht durch fehlende Exportkapazität behindert.

8 Die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen erzeugte Energie wird nur dann optimal in ganz
9 Europa genutzt, wenn der Nutzen durch einen zusätzlichen Stromaustausch größer ist als die dadurch
10 verursachten Kosten für Netzausbau und Verlustenergie durch den Transport. Diese Abwägung muss
11 wie in der Verordnung vorgesehen¹⁷⁸ durchgeführt werden. Ein Netzausbau darf in keinem Fall ohne
12 Berücksichtigung der Netzausbaukosten vorangetrieben werden, so wie es der deutsche Netzentwick-
13 lungsplan im Widerspruch auch zu dieser EU-Verordnung macht.

14 4.1.7 Kosten-Nutzen-Analysen

15 (1) Laut EU-Verordnung erforderliche Kosten-Nutzen-Analysen

16 *"Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse un-*
17 *terzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt."*¹⁷⁹ Neue
18 Verbindungsleitungen dürfen also nur dann gebaut werden, wenn nachweislich der mögliche Nutzen die
19 Kosten übersteigt.

20 Für alle im 10-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSOE enthaltenen deutschen Leitungsplanungen
21 wurden von ENTSOE sozioökonomische und ökologische Kosten-Nutzen-Analysen auf Basis der von den
22 deutschen Übertragungsnetzbetreibern erstellten Unterlagen veröffentlicht.¹⁸⁰ Aber alle dort genannten
23 Nutzenwerte sind unbelegt.

24 Die ENTSOE-Vorgaben verlangen, dass für die Bestimmung des Nutzens einer neuen Stromleitung nur
25 der durch den Leitungsbau zusätzlich bewirkte Nutzen berücksichtigt werden darf.¹⁸¹ Abschätzungen
26 geben aber Anlass zur Annahme, dass der Nutzen für SuedOstLink nicht gemäß dieser Vorgabe bestimmt
27 worden ist.¹⁸²

28 (2) Deutscher Netzentwicklungsplan macht keine Kosten-Nutzen-Analysen

29 Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE hat detaillierte Richtlinien für die Kos-
30 ten-Nutzen-Analyse von Netzausbauprojekten veröffentlicht.¹⁸³ Danach müssen sowohl die Investitions-
31 kosten als auch die laufenden Betriebskosten für jedes Projekt genannt werden. Diese Richtlinien wur-
32 den von der EU explizit genehmigt, worauf der Netzentwicklungsplan 2019¹⁸⁴ ausdrücklich hinweist.

33 Diese Kosten-Nutzen-Analysen werden vom Netzentwicklungsplan 2019 nicht durchgeführt¹⁸⁵, obwohl
34 sie vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE in Abstimmung mit der EU zwin-
35 gend gefordert werden.

¹⁷⁶ Siehe Kap. 7.

¹⁷⁷ Siehe Kap. 7.2.1(2).

¹⁷⁸ [EU 2018, Art. 4 lit. d 1] sowie Kap. 4.1.6.

¹⁷⁹ [EU 2018, Anhang I, Teil 1, 2.4.1 i]; inhaltsgleich, aber ohne Angabe konkreter Zahlenwerte für Richtschwelenwert und Anteile an der nominalen Übertragungskapazität siehe die zugrunde liegende EU-Verordnung [EU 2018, Art. 4 lit. d 1]. Diese Verordnung basiert auf einem Vorschlag von 2017 einer "Interconnection Target Expert Group", die die drei Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen vorgeschlagen hatte [ENTSOE 2020, Project 130 - HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar, Project Description & Context, S. 7].

¹⁸⁰ [ENTSOE 2020].

¹⁸¹ Siehe Kap. 3.1.1.

¹⁸² Siehe Kap. 4.3.3(2) und Teil II, wo beispielhafte Berechnungen durchgeführt werden.

¹⁸³ [ENTSOE 2018, S. 42].

¹⁸⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 163].

¹⁸⁵ Hingegen werden im Netzentwicklungsplan 2019 für nur vorübergehend erforderliche sogenannte "Ad-Hoc"-Maßnahmen sehr wohl Nutzen und Kosten erhoben und berücksichtigt: "Die so ermittelten Opportunitätskosten werden den Investitionen, die für die Ad-Hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt." [NEP 2019-2030/B, S. 56].

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln keinen Nutzen von neuen Stromleitungen, sondern prüfen, ob der zukünftig zu erwartende Stromtransportbedarf durch das bestehende Stromnetz gedeckt werden kann. Bei einem erwarteten Engpass wird eine neue Stromleitung geplant. Kostengünstigere Alternativen zum Netzausbau bleiben dabei systematisch unberücksichtigt.¹⁸⁶

Aber es fehlen nicht nur die von der Verordnung geforderten Kosten-Nutzen-Analysen, der deutsche Netzentwicklungsplan lässt die Investitionskosten des Netzausbaus – man kann es kaum glauben – bei der Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt, was zu einem überdimensionierten Netzausbau und unnötig erhöhten Gesamtkosten der Stromversorgung führt.¹⁸⁷ Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen.

Die Energiewende lebt laut dem Präsidenten der Bundesnetzagentur Jochen HOMANN¹⁸⁸ vom Wettbewerb. Damit sollte er beim Netzausbau anfangen, indem er zukünftig für die Umsetzung der Energiewende den Netzausbau nicht mehr ohne Beachtung der damit verbundenen Kosten privilegiert¹⁸⁹, sondern einen Wettbewerb mit alternativen Maßnahmen ermöglicht.¹⁹⁰

(3) Auch bei grenzüberschreitenden Leitungen (‘Interkonnektoren’) erfolgt keine Berücksichtigung der Netzausbaukosten

Nur für die folgenden grenzüberschreitenden Leitungen wurden vom Netzentwicklungsplan Nutzenanalysen durchgeführt,¹⁹¹ allerdings ohne die Kosten zu berücksichtigen:

- P170 Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich),
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich),
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (Deutschland – Schweiz),
- P221 HansaPowerBridge (Deutschland – Schweden),
- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien,
- P328 NeuConnect (Deutschland – Großbritannien),
- P406 Aach – Bofferdange (Deutschland – Luxemburg),
- P221 HansaPowerBridge II (Deutschland – Schweden).

Die Notwendigkeit dieser Interkonnektoren ergibt sich aus dem vom Netzentwicklungsplan verwendeten Marktmodell. Der Netzentwicklungsplan macht keine Angaben, dass die Interkonnektoren laut EU-Vorgaben o.Ä. erforderlich sind. Keine dieser im deutschen Netzentwicklungsplan zusätzlich geplanten grenzüberschreitenden Leitungen ist von der EU als ein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse übernommen worden.¹⁹²

Zukünftig soll laut Ankündigungen des Bundeswirtschaftsministeriums *“die vorgeschriebene sozioökonomische und ökologische Kosten-Nutzen-Analyse für neue Verbindungsleitungen regelmäßig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung”*¹⁹³ durchgeführt werden.

Der geplante Ausbau von grenzüberschreitenden Stromleitungen (‘Interkonnektoren’) ist von großer Bedeutung für den in Bayern vorgesehenen Netzausbau. Je mehr grenzüberschreitende Stromleitungen von Bayern nach Österreich gebaut und nachfolgend auch genutzt werden, umso größer ist der für den Export von Leistungsüberschüssen nach und quer durch Bayern erforderliche Netzausbau.

¹⁸⁶ Siehe Kap. 3.3.2.

¹⁸⁷ Siehe Kap. 3.3.2.

¹⁸⁸ [Homann 2020].

¹⁸⁹ Diese Privilegierung steht im Widerspruch zu den EU-Vorgaben, siehe Kap. 3.

¹⁹⁰ [Jarass/Siebels 2020b]; [Jarass 2020a]; zu Alternativen siehe Kap. 7.

¹⁹¹ [NEP 2019-2030/2, S. 163]; siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/B, S. 54/55]. Zu einer detaillierten Kritik der Nutzenabschätzungen von grenzüberschreitenden Stromleitungen siehe [Siebels 2019, S. 16ff.]. Zudem bleiben die Kosten des innerdeutschen Netzausbaus unberücksichtigt, der wegen des Baus von zusätzlichen grenzüberschreitenden Stromleitungen erforderlich ist.

¹⁹² [EU 2019b].

¹⁹³ [BMWi 2020].

4.2 Auswirkung der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Diese in Kap. 2.2 erläuterte EU-Verordnung 2019/943 macht Vorgaben, welcher Teil der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss.

4.2.1 Was ist die anzusetzende Kapazität der Verbindungsleitungen?

Den Marktteilnehmern muss die *"unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze"*¹⁹⁴ zur Verfügung gestellt werden. Diese maximale Kapazität der Verbindungsleitungen ist durch die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung über die Verbindungsleitungen und der Übertragungsnetze gegeben, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt.¹⁹⁵

Erster Schritt

Die laut Verordnung *"unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für den sicheren Netzbetrieb maximale Kapazität"* kann für Deutschland durch die gesicherte Transportleistung zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern von 44,8 GW¹⁹⁶ abgeschätzt werden. Voraussetzung für diese Abschätzung ist, dass der bilaterale Handel über die bilateralen Verbindungsleitungen abgewickelt wird und die Verteilung des Transports auf die eine bestimmte Grenze betreffenden Verbindungsleitungen einigermaßen gleichmäßig erfolgt.

Zweiter Schritt

Die Vorgabe, dass den Marktteilnehmern die genannte *"maximale Kapazität"* der Verbindungsleitungen zur Verfügung gestellt werden muss, gilt laut EU-Verordnung 2019/943 als erfüllt, wenn für den grenzüberschreitenden Stromhandel mindestens **70%**¹⁹⁷ der verfügbaren Kapazität erreicht sind, die die Betriebssicherheit unter Berücksichtigung von Ausfallvarianten einhält. Die Obergrenze dieser verfügbaren Kapazität bildet für Deutschland die gesicherte Transportleistung zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern in Höhe von 44,8 GW¹⁹⁸. 70% davon sind 31,4 GW.

4.2.2 Wie hoch ist die verfügbare Transportleistung für den grenzüberschreitenden Stromhandel?

Die Berechnung dieser verfügbaren Kapazität muss laut Verordnung auch berücksichtigen, *"dass sich Stromflüsse ungleichmäßig zwischen einzelnen Komponenten verteilen"* und *"die koordinierte Berechnung dieser Kapazität nicht bloß der Summe der Kapazitäten der Verbindungsleitungen"*¹⁹⁹ entspricht. Die so jeweils verfügbare Kapazität ist nur mit Hilfe von komplizierten Netzmodellen zu bestimmen. Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse dürfen dabei nicht berücksichtigt werden, weil diesen durch die verbleibenden 30% Rechnung getragen wird.²⁰⁰

¹⁹⁴ [EU 2019a, Art. 16, Abs. (4), Satz 1].

¹⁹⁵ *"Die Übertragungskapazität, auf die nach dem Ansatz der Nettoübertragungskapazität die Mindestkapazität von 70 % anzuwenden ist, stellt die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung dar, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und Ausfallvarianten berücksichtigt."* [EU 2019a, Gründe (28), Satz 1]. *"Koordinierte Nettoübertragungskapazität"* bezeichnet eine Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex ante geprüft und festgelegt wird". [EU 2019a, Art. 2, Ziffer 68].

¹⁹⁶ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1b).

¹⁹⁷ Siehe Kap. 2.2.1.

¹⁹⁸ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1b).

¹⁹⁹ *"Die koordinierte Berechnung dieser Kapazität entspricht nicht bloß der Summe der Kapazitäten der Verbindungsleitungen und trägt auch dem Umstand Rechnung, dass sich Stromflüsse ungleichmäßig zwischen einzelnen Komponenten verteilen."* [EU 2019a, Gründe (28), Satz 2].

²⁰⁰ *"Diese Kapazität berücksichtigt nicht Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse, welchen durch die verbleibenden 30 % Rechnung getragen wird."* [EU 2019a, Gründe (28), Satz 3].

1 **Tab. 4.5: Transportleistungen für eine typische Netz- und Marktsituation (NTC), Jahr 2020**

[GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	freie Mindesthandelskapazität ^{a)}			Nutzung nur für initiale Markt-simulation ^{b)}
	bisher 20%	zukünftig 70%	Änderung	
(1a) AT-DE	4,90	6,85	1,95	x
(1b) DE-AT	4,90	6,85	1,95	x
(2a) BE-DE	0,00	0,00	0,00	x
(2b) DE-BE	0,00	0,00	0,00	x
(3a) CDE-DE	0,40	0,40	0,00	
(3b) DE-CDE	0,40	0,40	0,00	
(4a) CH-DE	4,00	4,00	0,00	
(4b) DE-CH	2,00	2,00	0,00	
(5a) CZ-DE	2,10	3,07	0,97	
(5b) DE-CZ	1,50	3,07	1,57	
(6a) DKE-DE	0,45	0,42	-0,03	
(6b) DE-DKE	0,45	0,42	-0,03	
(7a) DKW-DE	1,50	1,50	0,00	
(7b) DE-DKW	1,50	1,50	0,00	
(8a) FR-DE	1,80	2,79	0,99	x
(8b) DE-FR	3,00	3,00	0,00	x
(9a) GB-DE	0,00	0,00	0,00	
(9b) DE-GB	0,00	0,00	0,00	
(10a) LU-DE	unlimitiert	unlimitiert	0,00	
(10b) DE-LU	unlimitiert	unlimitiert	0,00	
(11a) NL-DE	3,00	8,30	5,30	x
(11b) DE-NL	3,00	8,30	5,30	x
(12a) NO-DE	0,00	0,00	0,00	
(12b) DE-NO	0,00	0,00	0,00	
(13a) PL-DE	3,00	3,00	0,00	
(13b) DE-PL	0,72	2,58	1,86	
(14a) SE-DE	0,45	0,42	-0,03	
(14b) DE-SE	0,45	0,42	-0,03	
Summen				
(15a) Importe X-DE	21,60	30,75	9,15	
(15b) Exporte DE-X	17,92	28,54	10,62	

a) und b): zur Erläuterung siehe Kap. 8.4.3.

AT: Österreich, BE: Belgien, CDE: CGS (DE-DKE per HGÜ auf See)²⁰¹, CH: Schweiz,
 CZ: Tschechien, DKE: Dänemark Ost, DKW: Dänemark West (Jütland), FR: Frankreich,
 GB: Großbritannien, LU: Luxemburg, NL: Niederlande, NO: Norwegen, PL: Polen, SE: Schweden

²⁰¹ [50Hertz 2020].

1 Tab. 4.5²⁰² zeigt die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für eine typische Netz- und Markt-
2 situation berechneten Kapazitäten, also die möglichen Transportleistungen für den grenzüberschreiten-
3 den Handel (Net-Transfer-Capacity – NTC)²⁰³, und zwar zum einen für eine freie Handelskapazität von
4 20% und – wie in der EU-Verordnung 2019/943 vorgeschrieben – von 70%.

5 Die in Tab. 4.5 angegebenen NTC-Transportleistungen von 21,60 GW für Importe und von 17,92 GW
6 für Exporte können als Schätzgröße für die verfügbare Übertragungskapazität für den grenzüberschrei-
7 tenden Stromhandel im Jahr 2020 verwendet werden. ENTSOE hat für Winter 2019/2020 dazu kompa-
8 tible Werte veröffentlicht²⁰⁴.

9 Die von den Übertragungsnetzbetreibern für eine Mindesthandelskapazität von 70% ermittelte und in
10 Spalte (2) angegebene Austauschleistung von ca. 30 GW ist fast identisch mit dem von uns in Kap.
11 4.2.1, zweiter Schritt abgeschätzten Wert von 31,4 GW²⁰⁵, der sich bei einer gesicherten Transportleis-
12 tung von 44,8 GW²⁰⁶ für eine Mindesthandelskapazität von 70% der gesicherten Transportleistung
13 ergibt.

14 4.2.3 Kosten-Nutzen-Analysen

15 Laut der EU-Verordnung muss in einer Kosten-Nutzen-Analyse gezeigt werden, dass der durch die An-
16 wendung der Verordnung ermöglichte Nutzen die durch die Anwendung resultierenden Kosten überstei-
17 gen.²⁰⁷ Im Klartext: Die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus müssen kleiner sein als der Nutzen
18 des Netzausbaus.

19 Dabei müssen auch die Kosten des ggf. erforderlichen Ausbaus des innerdeutschen Stromnetzes be-
20 rücksichtigt werden, da sie Folgekosten eines Ausbaus der grenzüberschreitenden Leitungen sind. Der
21 Nutzen eines zusätzlichen Austausches von grenzüberschreitenden Leitungen muss also größer sein als
22 die Kosten des Baus von grenzüberschreitenden Leitungen zzgl. des deshalb ggf. erforderlichen Ausbaus
23 des innerdeutschen Stromnetzes.

24 Die für den geplanten Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen geforderten Kosten-Nutzen-
25 Analysen wurden nicht ausreichend durchgeführt.²⁰⁸

26 4.2.4 Ein unnötiger Ausbau von grenzüberschreitenden Stromleitungen führt zu 27 einem unnötigen Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen

28 Die EU-Verordnung 2019/943 fordert eine Erhöhung des Anteils der Transportleistung bestehender
29 grenzüberschreitender Leitungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Die Übertragungsnetz-
30 betreiber dürfen dabei die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht
31 beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben.²⁰⁹

32 Im Einzelfall mag daraus eine Notwendigkeit für den Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen
33 abgeleitet werden. Wenn allerdings, wie im deutschen Netzentwicklungsplan vorgesehen, die deutschen
34 grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwendigkeit²¹⁰ massiv ausgebaut werden,
35 kann dadurch ein massiver Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen resultieren.

²⁰² Tab. 4.5 basiert auf den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber [BNetzA 2019, S. 5, Tab. 1]. Weder die Übertragungsnetz-
betreiber noch die Bundesnetzagentur haben erläutert, welche Netz- und Marktdaten und welches Berechnungsverfahren zu
den angegebenen Zahlen führen. Auch fehlen Angaben über die ermittelten kritischen Netzelemente und kritischen Ausfälle
(CACM). Eine Überprüfung dieser Werte ist deshalb nicht möglich.

²⁰³ Siehe hierzu den Hinweis c) zu Tab. 1.1 sowie die ausführlichen Erläuterungen in Kap. 8.4.2.

²⁰⁴ Im Winter 2019/2020 betrug die simultan verfügbare Übertragungskapazität 23,73 GW für deutsche Exporte und 19,86 GW
für deutsche Importe [ENTSOE 2019a, Input Dataset Winter 2019/20, lines 31/32, 40/41, 50/51]. Diese Werte sind kompatibel
zu den in Tab. 4.5, Z. (15a)/(15b), Sp. (1) angegebenen Werten. Wahrscheinlich stammen die ENTSOE-Werte von den deut-
schen Übertragungsnetzbetreibern. Die EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER hat am 18. Dezember
2020 einige Erläuterungen zur aktuellen Situation in Europa veröffentlicht [ACER 2020], die von ENTSOE sehr kritisch beurteilt
wurden [ENTSOE 2020e].

²⁰⁵ 31,4 GW = 44,8 GW [Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1b)] * 70%.

²⁰⁶ Tab. 1.1, Z. (13), Sp. (1b).

²⁰⁷ Kap. 2.2, Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich.

²⁰⁸ Siehe Kap. 4.1.7.

²⁰⁹ Siehe Kap. 2.2.1.

²¹⁰ Siehe Kap. 4.1.

1 Der geplante massive Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen folgt nicht zwingend aus der EU-
2 Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromverbund, wie in Kap. 4.1 gezeigt.

3 Wenn aber eine neue grenzüberschreitende Leitung gebaut wird, dürfen die Übertragungsnetzbetrei-
4 ber deren Verbindungskapazität laut Verordnung nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen
5 Gebotszone zu beheben. Damit kann wegen dieses unnötigen Ausbaus grenzüberschreitender Leitungen
6 ein innerdeutscher Netzausbau für Zubringerleitungen erforderlich werden, solange es eine einheitliche
7 Gebotszone für Deutschland gibt.

8 **Beispiel Bayern**

9 Der unnötige Ausbau von grenzüberschreitenden Stromleitungen (‘Interkonnektoren’) ist insbesondere
10 für den Netzausbau in Bayern von großer Bedeutung. Je mehr grenzüberschreitende Stromleitungen
11 von Bayern nach Österreich gebaut werden, umso größer ist der Bedarf an Netzausbau für den Export
12 von Leistungsüberschüssen nach und quer durch Bayern, solange es eine einheitliche Gebotszone für
13 Deutschland gibt.

14 Beispielsweise ist geplant, die gesicherte Transportleistung der grenzüberschreitenden Leitungen von
15 Südbayern nach Oberösterreich von 1,3 GW auf 7,1 GW, also um 5,8 GW zu erhöhen:

- 16 • Die bestehende 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter (Österreich) soll durch einen Neubau einer 380-
17 kV-Leitung Isar – St. Peter (TTG-P67) ersetzt und dadurch die gesicherte Transportleistung von
18 0,6 GW auf 3,3 GW²¹¹ erhöht werden.
- 19 • Die bestehende 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter (Österreich) soll durch einen Neubau einer 380-
20 kV-Leitung (P112 des NEP) ersetzt und dadurch die gesicherte Transportleistung von 0,7 GW auf
21 3,6 GW²¹² erhöht werden.

22 **4.3 Auswirkung der EU-Verordnung zur Unionsliste der** 23 **Vorhaben von gemeinsamem Interesse**

24 Diese in Kap. 2.3 erläuterte EU-Verordnung 2020/389 bestimmt, welche Stromleitungen EU-Vorhaben
25 von gemeinsamem Interesse sind.

26 Das wichtigste Instrument zum Erreichen eines höheren Stromverbundgrads ist laut EU die Liste der
27 als Vorhaben von gemeinsamem Interesse ausgewiesenen Stromverbundvorhaben. Die Liste der Vor-
28 haben von gemeinsamem Interesse wird alle zwei Jahre aktualisiert, um neue Vorhaben aufzunehmen
29 und bereits abgeschlossene von der Liste zu streichen.²¹³

30 Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren auf den Stromleitungen, die ENTSOE in ihren
31 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) aufgenommen hat. ENTSOE hat Anfang Dezember 2020 eine
32 Kosten-Nutzen-Analyse für 171 Leitungs- und Speicherprojekte vorgelegt.²¹⁴ Im Jahr 2020 wurden in
33 Europa laut ENTSOE grenzüberschreitende Stromleitungen mit einer Kapazität von 35 GW gebaut oder
34 geplant, die bis 2025 fertiggestellt sein sollen. Nach den Berechnungen von ENTSOE sollen bis 2030
35 weitere 50 GW und danach bis 2040 noch einmal 43 GW gebaut werden.

36 **4.3.1 Welche Stromleitungen in Deutschland sind** 37 **EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse?**

38 EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind üblicherweise Stromleitungen zwischen einzelnen EU-
39 Staaten. Auch Leitungen innerhalb eines nationalen Netzes, die den internationalen Austausch mit dem
40 Zweck Treibhausgasemissionen einzusparen oder eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien
41 fördern sollen, gehören dazu. Die für Deutschland vorgesehenen EU-Vorhaben von gemeinsamem In-
42 teresse sind neben grenzüberschreitenden Leitungen lange und teure innerdeutsche Stromleitungen.²¹⁵

43 EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse für innerdeutsche Stromleitungen in Deutschland:

211 Tab. 1.2, Z. (6), Sp. (2).

212 Tab. 1.2, Z. (8), Sp. (2).

213 [EU 2015].

214 [ENTSOE 2020c, S. 4]; siehe auch [Powernews 2020, 02.12.2020].

215 [EU 2020]. Die in Teil II näher untersuchte grenzüberschreitende Stromleitung Pleinting – St. Peter/Österreich mit 5,1 GW (NEP Nr. P112) ist kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse.

- 1 • Ultranet von Raum Düsseldorf nach KKW Philippsburg mit einer installierten Leistung von 2 GW (PCI
2 No. 2.9, NEP Nr. DC2).
- 3 • SuedLink von Raum Hamburg nach Bergreinfeld bei Schweinfurt bzw. Großgartach nördlich von
4 Stuttgart mit 4 GW (PCI No. 2.10, NEP Nr. DC4 bzw. DC3).
- 5 • SuedOstLink von Raum Magdeburg nach Raum Landshut, 2 GW (PCI No. 3.12, NEP Nr. DC5).
- 6 EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse für deutsche grenzüberschreitende Stromleitungen:
7 • Altheim bei Landshut – St. Peter/Österreich, grenzüberschreitende Stromleitung mit 4,7 GW (PCI No.
8 3.1.1, NEP Nr. TTG-P67).²¹⁶
- 9 • Wilster – Ertsmyra-Tonstad/Norwegen (NordLink, PCI No. 1.8.1, NEP TTG-P68).
- 10 • Wilhelmshaven – Isle of Grain in Kent/UK (PCI No. 1.20, NEP P328).
- 11 • Klixbüll/Niebüll – Endrup/Dänemark (PCI No. 1.3.1, NEP P25).

12 **4.3.2 Rückwirkung der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse** 13 **auf den deutschen Bundesbedarfsplan**

14 *"Sie müssen dazu wissen, dass eines der wichtigsten Ziele der europäischen Politik der europäische Strombi-*
15 *nnenmarkt ist", sagt Fiete Wulff, Sprecher der Bundesnetzagentur. "Das ist ein wichtiges politisches Ziel*
16 *der Europäischen Kommission, und das Ziel des EU-Binnenmarkts prägt auch das europäische Recht. Insofern*
17 *ist es überhaupt nicht so, dass das Dinge sind, die wir hier in Deutschland allein entscheiden könnten." ²¹⁷*
18 Aber letztlich werden die Entscheidungen für den Bau von deutschen Stromleitungen eben doch in
19 Deutschland getroffen. Die EU fördert und unterstützt die von den nationalen Übertragungsnetzbetrei-
20 bern über die ENTSOE eingebrachten und akzeptierten EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse. Sie
21 kann deren Bau weder vorantreiben noch verhindern.

22 Die deutschen Stromleitungen, die in den 10-Jahres-Netzentwicklungsplan bzw. in die EU-Vorhaben
23 von gemeinsamem Interesse aufgenommen worden sind, beruhen daher allein auf Vorschlägen der
24 deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

25 **Beispiel**

26 Der baden-württembergische Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat in die Anfang Dezember 2020
27 veröffentlichten ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan (‘TYNDP’) einen Vorschlag für eine weitere
28 Gleichstromleitung von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart eingestellt²¹⁸, mit Weiterverlängerung bis
29 in den Raum Zürich²¹⁹, sozusagen ein SuedLink II. Die Aufnahme in den ENTSOE-Plan ist Voraussetzung
30 für die Aufnahme in die EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse (‘PCI’). Anschließend wer-
31 den die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Aufnahme in den deutschen Netzentwicklungsplan
32 und darauf basierend in den Bundesbedarfsplan vorschlagen mit der (bereits für SuedOstLink und für
33 SuedLink vorgetragenen) Begründung, dass insbesondere EU-Vorgaben den Bau von SuedLink II zwin-
34 gend erforderlich machen.

35 Die Aufnahme einer Stromleitung in die Liste der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse führt mehr
36 oder weniger automatisch zu einer Aufnahme in den deutschen Bundesbedarfsplan, wodurch ihre *"ener-*
37 *giewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuver-*
38 *lässigen Netzbetriebs festgestellt"* wird und ihre Realisierung *"aus Gründen eines überragenden öffentlichen*
39 *Interesses und im Interesse der öffentlichen Sicherheit"*²²⁰ für erforderlich erklärt wird. *"Die Feststellungen*
40 *im Bundesbedarfsplans sind für die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie für die Planfeststellung und die*
41 *Plangenehmigung ... verbindlich"*²²¹. Entsprechend wird bei Klagen gegen einen Planfeststellungsbe-
42 schluss vom Bundesverwaltungsgericht die Notwendigkeit der beklagten Stromleitung im Regelfall nicht
43 weiter hinterfragt.

²¹⁶ Diese Leitung wird weitergeführt nach Tauern/Österreich (PCI No. 3.1.2) und nach Zell-Ziller/Österreich (PCI No. 3.1.4).

²¹⁷ [Hutter 2020].

²¹⁸ [ENTSOE 2020, Nr. 1057, HVDC Centralink].

²¹⁹ [ENTSOE 2020, Nr. 1058, HVDC Interconnector DE-CH].

²²⁰ § 1 Abs. (1) S. 1 BBPlG.

²²¹ § 12e Abs. (4) EnWG.

4.3.3 Wesentliche Defizite bei den Kosten-Nutzen-Analysen der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren also auf den Stromleitungen, die ENTSOE in ihren 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) aufgenommen hat²²². Auch die EU-Verordnung zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse verlangt eine Kosten-Nutzen-Analyse²²³ auf der Basis der von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätze²²⁴ zu Kosten-Nutzen-Analysen unter Einbeziehung der Ziele zu Treibhausgasen und erneuerbaren Energien.

(1) Keine Angaben zum Rechenverfahren und fehlerhafte Abschätzung des Nutzens neuer Stromleitungen

Die Nutzenberechnungen wurden von ENTSOE für die Indikatoren B1 bis B6²²⁵ auf der Basis der Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt, die Werte für die Indikatoren B7 bis B10 sowie die Kostenangaben werden direkt von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern übernommen, wie ENTSOE ausdrücklich erläutert²²⁶. ENTSOE weist in ihrem aktuellen Entwurf des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans ausdrücklich darauf hin²²⁷, dass die Bewertung der darin enthaltenen deutschen Stromleitungen vorläufig ist und insbesondere Werte für alternative Szenarien fehlen.

Die ENTSOE-Vorgaben verlangen, dass für die Bestimmung des Nutzens einer neuen Stromleitung nur der durch den Leitungsbau zusätzlich bewirkte Nutzen berücksichtigt werden darf.²²⁸

ENTSOE gibt zwar den Nutzen von neuen Leitungen an, macht aber keinerlei Angaben zu den einzelnen Rechenschritten sowie den verwendeten Parametern und den hierfür angesetzten Werten.²²⁹ Man kann an diese Werte glauben oder auch nicht. Insbesondere werden von ENTSOE auch keine Angaben gemacht, welches von zwei laut ENTSOE zulässigen Verfahren²³⁰ für die Bestimmung des Nutzens einer Leitung verwendet wurde:

- Vergleich der Stromproduktionskosten mit und ohne neue Leitung in den betroffenen Gebotszonen.
- Vergleich der Vorteile und Nachteile von Produzenten und Verbrauchern sowie der Vorteile durch geringere Transportknappheit mit und ohne neue Leitung in den betroffenen Gebotszonen.

(2) ENTSOE-Vorgaben zur Bestimmung des Nutzens werden bei SuedOstLink nicht eingehalten

Das laut ENTSOE häufigste Maß für die Monetarisierung der Vorteile eines Netzausbaus ist die Senkung der Stromproduktionskosten, genauer die Senkung der Gesamtkosten der variablen Erzeugung. Ein Netzausbau erhöht die Austauschfähigkeit zwischen zwei Bieterbereichen, reduziert die Brennstoff- und Betriebskosten und erhöht damit den sozioökonomischen Nutzen.²³¹

Als erste grobe Abschätzung für die unterschiedlichen Erzeugungskosten können die Unterschiede in den Großhandelspreisen verwendet werden. Wenn die Großhandelspreise zwischen zwei Ländern unterschiedlich sind, kann ein Netzausbau einen zusätzlichen Stromhandel ermöglichen und dadurch die Unterschiede reduzieren, da dann teurere Stromproduktion in einem Land durch günstigere Stromproduktion aus dem anderen Land ersetzt werden kann. Dadurch gleichen sich die Strompreise in beiden

²²² "Regulation (EC) 714/2009 and Regulation (EU) 347/2013 specify that the TYNDP should help identify those infrastructure projects that are key to the EU achieving its climate and energy objectives. Such projects, known as European projects of common interest (PCI), are selected among the TYNDP overall list of transmission and storage projects. Every two years, the European Commission utilises the information in the latest TYNDP as part of its selection and adoption of a new biannual list of PCIs." [ENTSOE 2020c, S. 16].

²²³ Siehe Kap. 2.1, 2.2 und 2.3, jeweils die Abschnitte "Kosten-Nutzen-Analysen erforderlich".

²²⁴ [ENTSOE 2018]; [ENTSOE 2019].

²²⁵ Zu den Indikatoren siehe Kap. 3.1.

²²⁶ [ENTSOE 2020, z.B. Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12 zum Nutzen, S. 19 zu den Kosten].

²²⁷ "This project is assessed with the internal redispatch methodology. Because this project was assessed with one tool only, there is no variation between min, max and average values. The assessment process for this project is still ongoing." [ENTSOE 2020, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12]. Alle deutschen Leitungen werden nur mit der "internal redispatch methodology" bewertet, deshalb gilt die beispielhaft für den SuedOstLink zitierte Aussage für alle deutschen Leitungen.

²²⁸ Siehe Kap. 3.1.

²²⁹ Wir haben ENTSOE Ende Dezember 2020 um weitere Informationen gebeten.

²³⁰ [ENTSOE 2019, S. 54/55].

²³¹ Siehe Kap. 3.1.1.

Ländern an. Die so ermöglichte Senkung der Erzeugungskosten kann abgeschätzt werden durch die Summe der vermiedenen Strompreisunterschiede, jeweils gewichtet mit der gehandelten Strommenge, die durch den Netzausbau zusätzlich ermöglicht wird.

Abschätzungen geben Anlass zur Annahme, dass für SuedOstLink bei einem der drei untersuchten Szenarien die ENTSOE-Vorgaben nicht eingehalten wurden und deshalb der Nutzen weit überschätzt wurde. Trotzdem zeigen alle drei ENTSOE-Szenarien, dass der Nutzen von SuedOstLink kleiner ist als die Kosten.²³² Deshalb hätte der SuedOstLink nach den EU-Vorgaben kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse werden dürfen.

(3) Keine Bestimmung des Nutzens von geplanten Stromleitungen im deutschen Netzentwicklungsplan

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermitteln keinen Nutzen von neuen Stromleitungen, sondern bestimmen die Notwendigkeit von neuen Stromleitungen auf der Basis einer schrittweisen Bedarfsprüfung²³³: Es wird geprüft, ob der zukünftig zu erwartende Stromtransportbedarf durch das bestehende Stromnetz gedeckt werden kann, bei Bedarf wird eine neue Stromleitung geplant. Allein weil diese Maßnahmen technisch geeignet sind, die errechneten Spitzenleistungen des Transports von Strom aus erneuerbaren Energien weitgehend abzudecken, werden sie von den Übertragungsnetzbetreibern für den ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan und als EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse vorgeschlagen. Kostengünstigere Alternativen bleiben dabei systematisch unberücksichtigt, weil der deutsche Netzentwicklungsplan – man mag es kaum glauben – die Netzausbaukosten völlig unberücksichtigt lässt²³⁴.

4.4 Fazit zu den EU-Verordnungen zum deutschen Stromnetzausbau

Im Gutachten war zu klären, ob tatsächlich EU-Vorgaben den in Deutschland geplanten Stromnetzausbau zwingend erforderlich machen.

4.4.1 EU-Verordnung 2018/1999 zum grenzüberschreitenden Stromverbund

Die in Kap. 2.1 erläuterte EU-Verordnung 2018/1999 macht Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromverbund mittels Mindestvorgaben zu einem Stromverbundgrad. Die Definition des Stromverbundgrads ist also von entscheidender Bedeutung, inwieweit der Stromnetzausbau durch EU-Vorgaben bedingt ist.

Die EU-Verordnung gibt allerdings keine Definition, was unter der zentralen Größe "*Stromverbundgrad*"²³⁵ zu verstehen ist und wie sie zu bestimmen ist. Die EU veröffentlichte im Verlauf der Jahre unterschiedliche Erklärungen, was unter Stromverbundgrad zu verstehen ist.²³⁶

Der Stromverbundgrad übersteigt den jeweiligen Mindestwert der Verordnung mehr oder weniger deutlich, falls man für seine Bestimmung die installierte oder die gesicherte Transportleistung der grenzüberschreitenden Leitungen ansetzt. Auch wenn für die Bestimmung des Stromverbundgrads die deutlich niedrigere Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation (NTC)²³⁷ verwendet wird, liegt der Stromverbundgrad mit 26%²³⁸ bzw. 17%²³⁹ über dem EU-Zielwert von 15%, falls man diese Transportleistung auf die erzeugte Energie bezieht.

²³² Kap. 5.1.2.

²³³ "*internal redispatch methodology*" [ENTSOE 2020, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12].

²³⁴ Siehe Kap. 3.3.2. Im Widerspruch zu § 1 Energiewirtschaftsgesetz und den Grundregeln der Marktwirtschaft bleiben im Netzentwicklungsplan und damit auch im Bundesbedarfsplangesetz die Kosten des Stromnetzausbaus völlig unberücksichtigt.

²³⁵ [EU 2018, Gründe, (6)].

²³⁶ Siehe Kap. 4.1.1.

²³⁷ Zur Bestimmung der Transportleistung für eine typische Netz- und Marktsituation (Net Transfer Capacity – NTC) siehe die Erläuterungen in Kap. 8.4.2.

²³⁸ Tab. 4.1, Alternative 2a, Sp. (3).

²³⁹ Tab. 4.1, Alternative 2b, Sp. (3).

1 Nur bei einem Fall der Alternative 1 liegt der so bestimmte Stromverbundgrad bei 8%²⁴⁰ und damit
2 unter dem EU-Zielwert von 15%. Dies gilt, wenn im Zähler die deutlich niedrigere Transportleistung für
3 eine typische Netz- und Marktsituation (NTC) verwendet wird und zudem diese Transportleistung (Nen-
4 ner) auf die installierte Kraftwerksleistung bezogen wird. Die installierte Kraftwerksleistung erscheint
5 aber für eine angemessene Beurteilung nicht geeignet.²⁴¹

6 Wenn man durch massiven Netzausbau diesen so definierten Stromverbundgrad von 8% in 2020 auf
7 den EU-Zielwert von 15% erhöhen würde, könnte man im Jahr 2030 56% der in Deutschland durch-
8 schnittlich erzeugten Gesamtleistung und 28% der maximal erzeugten Gesamtleistung exportieren.²⁴²
9 Ein derartig hoher Stromexport ist ausgeschlossen. Selbst wenn ein derartiger Stromexport in sehr sel-
10 tenen Fällen vorkommen sollte, wäre die Benutzungsdauer der hierfür zugebauten Leitungen extrem
11 niedrig. Die resultierenden Investitionskosten stünden in keinem Verhältnis zum Nutzen des für die
12 zusätzlichen Handels-Austauschleistungen erforderlichen massiven Netzausbaus²⁴³ und wäre deshalb
13 laut EU-Verordnungen nicht zulässig.

14 Die erforderlichen Kosten-Nutzen-Analysen wurden vom Netzentwicklungsplan nicht durchgeführt²⁴⁴,
15 obwohl sie vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE in Abstimmung mit der
16 EU zwingend gefordert werden. Aber nicht nur fehlen die von der Verordnung geforderten Kosten-
17 Nutzen-Analysen, sondern der deutsche Netzentwicklungsplan lässt die Investitionskosten des Netzaus-
18 baus bei der Optimierung seiner Netzausbauplanung völlig unberücksichtigt.²⁴⁵ Der Netzentwicklungs-
19 plan 2019 erhöht wegen der Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten die Gesamtkosten der Strom-
20 versorgung unnötig.²⁴⁶ Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberück-
21 sichtigt, gibt es keine Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen.²⁴⁷

22 Weder EU-Indikator 1 (installierte Transportleistung pro Jahreshöchstlast) noch EU-Indikator 2 (instal-
23 lierte Transportleistung pro installierte erneuerbare Leistung) zeigen eine Dringlichkeit für den Netzaus-
24 bau an. Hingegen zeigt Indikator 3 eine Dringlichkeit für den Netzausbau an. Es bestehen aber erhebli-
25 che Zweifel, ob bei dieser geringen Strompreisdifferenz der durch zusätzlichen Stromhandel resultie-
26 rende Nutzen die Kosten eines erforderlichen Netzausbaus übersteigt.²⁴⁸

27 **Wegen der EU-Verordnung 2018/1999 ergibt sich also keine zwingende Notwendigkeit, die**
28 **deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen nennenswert auszubauen.**

29 **4.4.2 EU-Verordnung 2019/943 zur Nutzung bestehender** 30 **grenzüberschreitender Stromleitungen**

31 Die in Kap. 2.2 erläuterte EU-Verordnung 2019/943 fordert, dass zukünftig eine stärkere Nutzung be-
32 stehender grenzüberschreitender Leitungen für den Stromhandel möglich sein muss. Im Einzelfall mag
33 daraus eine Notwendigkeit für den Ausbau von innerdeutschen Zubringerleitungen abgeleitet werden,
34 jedenfalls solange es eine einheitliche Gebotszone für Deutschland gibt.

35 Der im deutschen Netzentwicklungsplan vorgesehene massive Ausbau der grenzüberschreitenden Lei-
36 tungen ist – wie gezeigt²⁴⁹ – nicht zwingend durch EU-Verordnung 2018/1999 bedingt. Wenn aber eine
37 neue grenzüberschreitende Leitung gebaut wird, dürfen die Übertragungsnetzbetreiber deren Verbin-
38 dungskapazität laut Verordnung nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu
39 beheben, sodass durch diesen unnötigen Ausbau grenzüberschreitender Leitungen häufig ein innerdeut-
40 scher Netzausbau verursacht wird.

²⁴⁰ Tab. 4.1, Alternative 1, Sp. (3). Eine Übersicht der entsprechenden Verbundgrade in anderen EU-Staaten gibt [EU 2017a, S. 12/13].

²⁴¹ Siehe Kap. 4.1.2.

²⁴² Siehe Tab. 4.3, Alternative 1.

²⁴³ Siehe z.B. die Kosten-Nutzen-Berechnungen für SuedOstLink in Kap. 5.1.2.

²⁴⁴ Hingegen werden im Netzentwicklungsplan 2019 für nur vorübergehend erforderliche sogenannte "Ad-Hoc"-Maßnahmen sehr wohl Nutzen und Kosten erhoben und berücksichtigt: "Die so ermittelten Opportunitätskosten werden den Investitionen, die für die Ad-Hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt." [NEP 2019-2030/B, S. 56].

²⁴⁵ Siehe Kap. 3.3.2.

²⁴⁶ Siehe Kap. 3.3.2.

²⁴⁷ Siehe Kap. 4.1.7(2).

²⁴⁸ Siehe Teil II.

²⁴⁹ Siehe Kap. 4.4.1.

1 **Wegen der EU-Verordnung 2019/943 zur Nutzung bestehender grenzüberschreitender**
2 **Stromleitungen kann sich also nur dann eine Notwendigkeit ergeben, innerdeutsche Zu-**
3 **bringerleitungen nennenswert auszubauen, falls die deutschen grenzüberschreitenden**
4 **Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwendigkeit massiv ausgebaut werden.**

5 **4.4.3 EU-Verordnung 2020/389 zu EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse**

6 Die in Kap. 2.3 erläuterte EU-Verordnung 2020/389 bestimmt, welche Stromleitungen EU-Vorhaben von
7 gemeinsamem Interesse sind.

8 Die EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse basieren auf den Stromleitungen, die ENTSOE in ihren
9 10-Jahres-Netzentwicklungsplan aufgenommen hat. EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind üb-
10 licherweise Stromleitungen zwischen einzelnen EU-Staaten. Die für Deutschland vorgesehenen EU-Vor-
11 haben von gemeinsamem Interesse sind hingegen neben einigen grenzüberschreitenden Leitungen
12 lange und teure innerdeutsche Stromleitungen wie Ultranet, SuedLink und SuedOstLink.²⁵⁰

13 Die deutschen Stromleitungen, die in den 10-Jahres-Netzentwicklungsplan bzw. in die EU-Vorhaben
14 von gemeinsamem Interesse aufgenommen worden sind, beruhen auf Vorschlägen der deutschen Über-
15 tragungsnetzbetreiber. Die Aufnahme einer Stromleitung in die Liste der EU-Vorhaben von gemeinsa-
16 mem Interesse führt mehr oder weniger automatisch zu einer Aufnahme in den deutschen Bundesbe-
17 darfsplan, wodurch ihre *"energiewirtschaftliche Notwendigkeit"* und ihre Realisierung *"aus Gründen eines*
18 *überragenden öffentlichen Interesses"* festgestellt wird.²⁵¹

19 Die Begründungen der EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse und des zugrunde liegenden ENT-
20 SOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans haben aber bezüglich der deutschen Stromleitungen wesentliche
21 Defizite:

- 22 • Die ENTSOE-Vorgaben verlangen, dass für die Bestimmung des Nutzens einer neuen Stromleitung nur
23 der durch den Leitungsbau zusätzlich bewirkte Nutzen berücksichtigt werden darf.²⁵² ENTSOE gibt
24 zwar den Nutzen von neuen Leitungen an, macht aber keinerlei Angaben zu den einzelnen Rechen-
25 schritten sowie den verwendeten Parametern und den hierfür angesetzten Werten.
- 26 • Zudem geben Abschätzungen Anlass zur Annahme, dass für SuedOstLink bei der Berechnung des
27 Nutzens für eines der drei Szenarien die ENTSOE-Vorgaben nicht eingehalten wurden²⁵³, wodurch in
28 diesem Szenario der Nutzen von SuedOstLink weit überschätzt wurde.
- 29 • Trotzdem zeigen alle drei ENTSOE-Szenarien, dass der Nutzen von SuedOstLink kleiner ist als die
30 Kosten.²⁵⁴ Deshalb hätte der SuedOstLink nach den EU-Vorgaben kein EU-Vorhaben von gemeinsa-
31 mem Interesse werden dürfen.

32 **Der geplante massive Ausbau von deutschen Stromleitungen ist bei drei der vier beispiel-**
33 **haft untersuchten bayerischen Leitungen wegen der EU-Verordnung 2020/389 zu EU-Vor-**
34 **haben von gemeinsamem Interesse nicht zwingend geboten.**

35 **4.4.4 Gesamtfazit**

36 Im Gutachten war zu klären, ob tatsächlich EU-Vorgaben den in Deutschland geplanten Stromnetzaus-
37 bau zwingend erforderlich machen. Zusammenfassend kann man festhalten:

- 38 • Neue Verbindungsleitungen dürfen laut EU-Verordnung nur dann gebaut werden, wenn nachweislich
39 der aus dem Netzausbau resultierende Nutzen die Kosten des Netzausbaus übersteigt.²⁵⁵
- 40 • EU-Vorgaben machen den geplanten massiven Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen insbe-
41 sondere zwischen Bayern und Österreich NICHT zwingend erforderlich.²⁵⁶

²⁵⁰ Siehe Kap. 4.3.1.

²⁵¹ Siehe Kap. 4.3.2.

²⁵² Siehe Kap. 3.1.

²⁵³ Siehe Kap. 5.1.2.

²⁵⁴ Siehe Kap. 5.1.2.

²⁵⁵ Siehe Kap. 4.1.7.

²⁵⁶ Siehe Kap. 4.1 und Kap. 4.4.1.

- 1 • Wenn allerdings die deutschen grenzüberschreitenden Stromleitungen ohne zwingende EU-Notwen-
2 digkeit massiv ausgebaut werden, resultiert dadurch eine Notwendigkeit, innerdeutsche Zubringerlei-
3 tungen auszubauen.²⁵⁷
- 4 • Die Begründungen der deutschen EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben wesentliche De-
5 fizite.²⁵⁸
- 6 • Bleiben bei der Energiewende die Kosten des Netzausbaus weiterhin unberücksichtigt, gibt es keine
7 Anreize, kostengünstigere Alternativen zu nutzen. Dies steht im Widerspruch zur EU-Zielsetzung.
- 8 • Der geplante Stromnetzausbau ist NICHT alternativlos. Es gibt wirksame und kostengünstige Alterna-
9 tiven.²⁵⁹
- 10

²⁵⁷ Siehe Kap. 4.2.4.

²⁵⁸ Siehe Kap. 4.3.3.

²⁵⁹ Siehe Kap. 7.

Teil II : Beispielhafte Auswirkungen auf einzelne Leitungen

In Teil II werden beispielhaft die Auswirkungen der in Teil I gewonnenen Ergebnisse auf folgende Leitungen untersucht:

- Gleichstromleitung SuedOstLink (Wolmirstedt – Isar; BBPIG Nr. 5).
- Daran anschließende Drehstromleitung von Bayern nach Österreich (Isar/Altheim – St. Peter/Österreich; BBPIG Nr. 32).
- Drehstromleitung Ostbayernring (Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf; BBPIG Nr. 18).
- Daran über Schwandorf – Pleinting anschließende Drehstromleitung von Bayern nach Österreich (Pleinting – St. Peter/Österreich; BBPIG Nr. 32).

Diese geplanten Leitungen sind fast ausschließlich für den Export von Stromspitzen nach Österreich erforderlich.²⁶⁰ Deshalb ist es geboten, die jeweils zusammengehörenden Leitungsabschnitte zusammen zu untersuchen:

- SuedOstLink und Anschlussleitung nach Österreich. ▶ **Kap. 5**
- Ostbayernring und Anschlussleitung nach Österreich. ▶ **Kap. 6**

²⁶⁰ Siehe Kap. 8.2.3; SuedOstLink ist ausschließlich für den Export von Stromspitzen nach Österreich erforderlich [Jarass/Siebels 2020a].

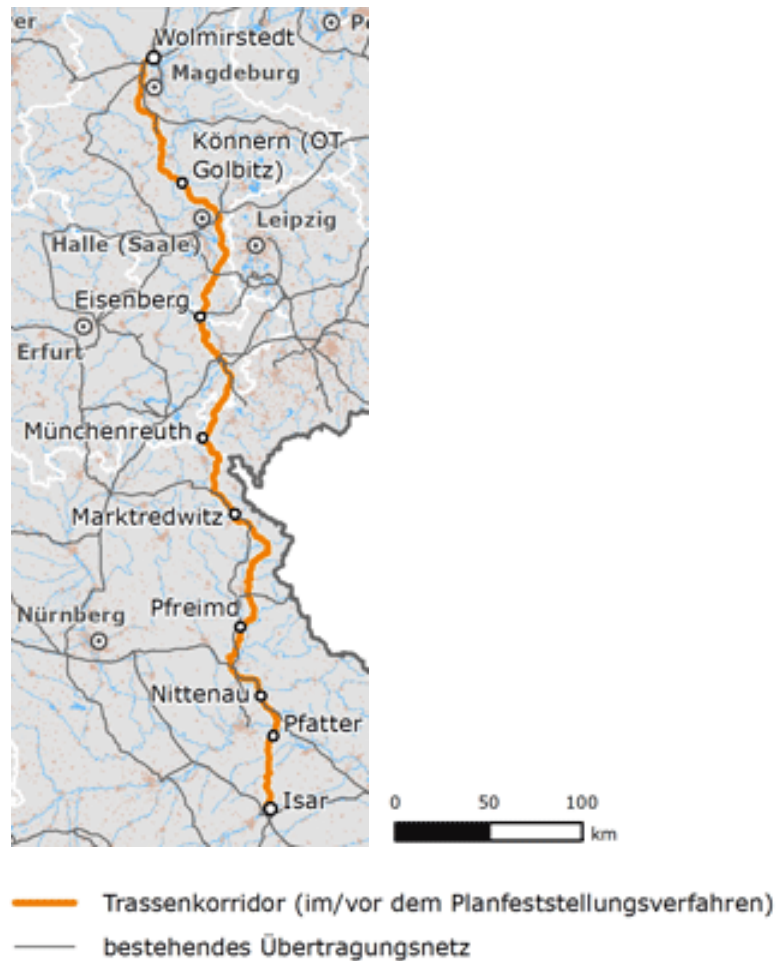
5 SuedOstLink und Anschlussleitung nach Österreich

5.1 SuedOstLink

5.1.1 Leitungsplanung SuedOstLink (Wolmirstedt/Magdeburg – KKW Isar/Altheim)

Abb. 5.1²⁶¹ zeigt den geplanten Trassenverlauf des SuedOstLinks.

Abb. 5.1: SuedOstLink



Der SuedOstLink besteht aus einer 525-kV-Gleichstromleitung in Erdkabelausführung von Wolmirstedt (Raum Magdeburg) nach Altheim/KKW Isar (Raum Landshut) mit einer gesicherten Transportleistung von 2 GW²⁶² und einer Trassenlänge von 537 km.²⁶³

Der SuedOstLink wird in folgenden offiziellen Netzausbauplanungen aufgeführt:

- Netzentwicklungsplan 2019-2030 (Nr. DC5), von der Bundesnetzagentur als erforderlich bestätigt.²⁶⁴
- Bundesbedarfsplan (Nr. 5, Wolmirstedt – Isar).²⁶⁵

²⁶¹ [BNetzA 2020a].

²⁶² Siehe Tab. 1.2, Z. (B2a), Sp. (2). Es ist geplant, die Leitung zusammen mit Leerrohren für weitere 2 GW von Klein Rogahn (südlich Schwerin) bis Altheim/KKW Isar (Raum Landshut) [BMWi 2020b, Art. 1, Ziffer 4a] mit 525 kV [Gleichstrom 2019a] zu verlegen, siehe hierzu auch Tab. 1.2, Z. (B1b).

²⁶³ Siehe Tab. 1.2, Z. (B2a), Sp. (4).

²⁶⁴ [NEP 2019-2030/B, S. 5].

²⁶⁵ BBPIG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan, wodurch für den SuedOstLink die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt wurde.

- Europaweiter 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber²⁶⁶ (Projekt 130).²⁶⁷
- EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse (No. 3.12).²⁶⁸

Die Wirksamkeit von SuedOstLink wird von der Bundesnetzagentur mit signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern in vielen Stunden des untersuchten Jahres begründet.²⁶⁹ Sowohl die durchschnittliche als auch die maximale Auslastung wird mit 68%²⁷⁰ angegeben.

Die Angabe der maximalen Auslastung scheint fehlerhaft zu sein, da dann die 2-GW-Verbindung nie mit Nennleistung betrieben würde. Die Angabe der durchschnittlichen Auslastung entsteht durch die willkürliche Wahl von für die Gleichstromleitung erforderlichen Modellparametern. Für eine ungesteuerte Drehstromverbindung läge die mittlere Auslastung etwa halb so hoch.

5.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen

Der Netzentwicklungsplan macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten des SuedOstLinks. Die Aufnahme des SuedOstLinks in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan²⁷¹, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf von SuedOstLink ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist. Nur der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber macht Angaben zu Nutzen und Kosten des SuedOstLinks²⁷².

(1) Die Kosten von SuedOstLink sind in allen Szenarien des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen

Anfang November 2020 wurde der Entwurf des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans 2020 veröffentlicht. Als zentrale Messgröße für den Nutzen einer Leitung werden dort für die Erhöhung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt²⁷³ Werte für drei Szenarien²⁷⁴ mit **6...160 Mio. €/a**²⁷⁵ für das Jahr 2030 angegeben:²⁷⁶

- **160 Mio. €/a**²⁷⁷ für das 'Central scenario: National Trends', das den Deutschen Energie- und Klimaplan²⁷⁸ berücksichtigt. Davon²⁷⁹ resultieren 16 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 79 Mio. € aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.
- **12 Mio. €/a**²⁸⁰ für das Szenario 'Distributed Energy', das ein CO₂-neutrales Energiesystem bis 2050²⁸¹ ansetzt. Davon resultieren 5 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 6 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.

²⁶⁶ Europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber – ENTSOE.

²⁶⁷ [ENTSOE 2021c, Project 130 – HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar].

²⁶⁸ [EU 2020, No. 3.12].

²⁶⁹ [NEP 2019-2030/B, S. 102].

²⁷⁰ [NEP 2019-2030/B, S. 105].

²⁷¹ § 12e EnWG.

²⁷² Vermutlich auf der Basis von Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [ENTSOE 2020, Project 130, S. 18/19].

²⁷³ Indikator B1; siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 31, Kap. 3.1.1]. Zudem müssen die Werte für Indikatoren B2 bis B10 in Bezug gesetzt werden zu den Kostenindikatoren S2 und S3.

²⁷⁴ Insbesondere Werte für alternative Szenarien fehlen: "This project is assessed with the internal redispatch methodology. Because this project was assessed with one tool only, there is no variation between min, max and average values. The assessment process for this project is still ongoing." [ENTSOE 2020, Project Sheet Nr. 130, SuedOstLink, S. 12]. Alle deutschen Leitungen wurden nur mit der "internal redispatch methodology" bewertet, deshalb gilt die hier beispielhaft für den SuedOstLink zitierte Aussage für alle deutschen Leitungen.

²⁷⁵ Im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan von 2018 [ENTSOE 2018b] werden hingegen je nach Szenario zwischen 65 Mio. €/a und 330 Mio. €/a angegeben.

²⁷⁶ Siehe zum Folgenden [Jarass/Siebels 2020, S. 61-63, Kap. 5.1.2].

²⁷⁷ [ENTSOE 2021c, Project 130, S. 12].

²⁷⁸ [BMWi 2020, 2.4.1.i].

²⁷⁹ Diese Werte sind Teil des Gesamtwerts von Indikator B1 [ENTSOE 2019, S. 52].

²⁸⁰ [ENTSOE 2020, Project 130, S. 13].

²⁸¹ [ENTSOE 2020d, S. 10-12].

- **6 Mio. €/a**²⁸² für ein Szenario ´Current Trends´ mit einem langsameren Umbau des Energiesystems als geplant. Davon resultieren 2 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 4 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.

Die Investitionskosten²⁸³ werden mit 4,22 Mrd. €²⁸⁴ angegeben, zzgl. laufende Betriebskosten von 33,8 Mio. €/a²⁸⁵.

Werden für Kapitalkosten und Abschreibung 7 %/a der Investitionskosten angesetzt, resultieren jährliche Kosten von 329 Mio. €/a²⁸⁶.

Ein Vergleich der Kosten und Nutzen von SuedOstLink zeigt:

- Im ´Central scenario: National Trends´ ist der Nutzen von 160 Mio. €/a nur halb so hoch wie die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind also doppelt so groß wie der Nutzen. Die im nächsten Abschnitt erläuterten Abschätzungen geben Anlass zur Annahme, dass dieser Nutzen entgegen den ENT-SOE-Vorgaben berechnet und deshalb weit überschätzt wurde.
- Im Szenario ´Distributed Energy´ ist der Nutzen mit 12 Mio. €/a viel geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind 27mal so hoch wie der Nutzen.
- Im Szenario ´Current Trends´ ist der Nutzen mit 6 Mio. €/a ebenfalls sehr viel geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind 55mal so hoch wie der Nutzen.

In allen Szenarien des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans sind also die Kosten größer als der Nutzen. Deshalb darf laut EU-Vorgaben der SuedOstLink nicht gebaut werden.²⁸⁷

(2) Die Kosten von SuedOstLink sind auch in allen Szenarien des endgültigen ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans größer als der Nutzen

Im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans haben die Autoren dieses Gutachtens ENTSOE Ende Dezember 2020 darauf hingewiesen²⁸⁸, dass für SuedOstLink in allen Szenarien die Kosten deutlich größer sind als der Nutzen.

Mitte Februar hat ENTSOE den endgültigen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan²⁸⁹ veröffentlicht:

- Im ´Central scenario: National Trends´ ist der Nutzen von 160 Mio. €/a unverändert und weiterhin nur halb so hoch wie die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind also in diesem Szenario weiterhin doppelt so groß wie der Nutzen.
- Im Szenario ´Distributed Energy´ gibt ENTSOE nun einen Nutzen nun 272 Mio. €/a an statt 12 Mio. €/a im Entwurf, also mehr als 20mal so viel wie im Entwurf des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans. Als Begründung für diese massive Erhöhung gibt ENTSOE an, dass im Entwurf des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans "*internal redispatch*"²⁹⁰ nicht berechnet wurde. Aber auch der neue Nutzen von 272 Mio. €/a ist geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind rund ein Fünftel größer als der Nutzen.
- Im Szenario ´Global Ambition´, für das im Entwurf noch keine Werte angegeben wurden, ist der von ENTSOE angegebene Nutzen mit 150 Mio. €/a deutlich geringer als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind mehr als doppelt so groß wie der Nutzen.
- Im Szenario ´Current Trends´ ist der Nutzen nun 156 €/a statt bisher 6 Mio. €/a, also 26mal so viel wie im Entwurf des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans. Für diese massive Erhöhung wird keine Begründung angegeben. Vielmehr wird der Wert von 6 Mio. €/a mit unterschiedlichen Grenzkosten begründet

²⁸² [ENTSOE 2020, Project 130, S. 17].

²⁸³ Siehe [Jarass/Siebels 2020, S. 32/33, Kap. 3.2.1].

²⁸⁴ [ENTSOE 2020, Project 130, S. 19], laut ENTSOE zum Preisstand 2020; das ist etwas weniger als die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 2018 angegebenen 5 Mrd. € [TenneT 2018].

²⁸⁵ [ENTSOE 2020, Project 130, S. 19].

²⁸⁶ $329 \text{ Mio. €/a} = 4,22 \text{ Mrd. €} * 7 \text{ \%/a} + 33,8 \text{ Mio. €/a}$.

²⁸⁷ Hier wird das Ziel des Netzausbaus deutlich, nämlich ohne Berücksichtigung der Kosten "*Transportkapazitäten für Transite durch Deutschland und für den Import/Export an den Grenzen zu den Nachbarländern zu schaffen.*" [KLEEDÖRFER 2019, S. 16].

²⁸⁸ [Jarass/Siebels 2020c].

²⁸⁹ [ENTSOE 2021c].

²⁹⁰ [ENTSOE 2021c, S. 32]: "*For 2030 DE Scenario the benefits related to the internal re-dispatch were not computed*".

1 und bekräftigt.²⁹¹ Aber auch der von ENTSOE angegebene neue Nutzen von 156 Mio. €/a ist geringer
2 als die Kosten von 329 Mio. €/a. Die Kosten sind gut doppelt so groß wie der Nutzen.

3 Auch in allen Szenarien des endgültigen ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans sind also die Kosten
4 größer als der Nutzen. Deshalb darf laut EU-Vorgaben der SuedOstLink nicht gebaut werden.²⁹²

5 Zudem geben die im nächsten Abschnitt erläuterten Abschätzungen Anlass zur Annahme, dass in der
6 endgültigen Version des ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans der Nutzen von SuedOstLink in allen
7 Szenarien weit überschätzt wurde.

8 (3) Massive Überschätzung des Nutzens von SuedOstLink durch ENTSOE

9 Wenn die Großhandelspreise zwischen zwei Ländern unterschiedlich sind, kann ein Netzausbau einen
10 zusätzlichen Stromhandel ermöglichen und dadurch die Unterschiede reduzieren, da dann teurere
11 Stromproduktion in einem Land durch günstigere Stromproduktion aus dem anderen Land ersetzt wer-
12 den kann. Dadurch gleichen sich die Strompreise in beiden Ländern an. Die so ermöglichte Senkung der
13 Erzeugungskosten und damit der durch einen Netzausbau bewirkte Nutzen kann abgeschätzt werden
14 durch die Summe der vermiedenen Strompreisunterschiede, jeweils gewichtet mit der gehandelten
15 Strommenge, die durch den Netzausbau zusätzlich ermöglicht wird.

16 Die von der ENTSOE erarbeiteten Grundsätze zu Kosten-Nutzen-Analysen²⁹³ verlangen, dass für die
17 Bestimmung des Nutzens einer neuen Stromleitung nur der durch den Leitungsbau zusätzlich bewirkte
18 Nutzen berücksichtigt werden darf. Durch den Bau von SuedOstLink können nach unseren Berechnun-
19 gen maximal ca. 0,5 TWh/a²⁹⁴ **zusätzlich** transportiert und damit zusätzlich gehandelt werden. Ver-
20 wendet man für die Bestimmung des Nutzens von SuedOstLink diese durch SuedOstLink zusätzlich han-
21 delbare Energie, so resultieren bei einer angesetzten durchschnittlichen Differenz der Großhandelspreise
22 von 1,4 Cent/kWh²⁹⁵ vermiedene Unterschiede in den Großhandelspreisen von rund 7 Mio. €/a²⁹⁶. Dieser
23 Wert liegt innerhalb der Spannweite der ENTSOE-Nutzenschätzungen im Entwurf des 10-Jahres-Netz-
24 entwicklungsplans von 6 Mio. €/a für das Szenario 'Distributed Energy' und 12 Mio. €/a für das Szena-
25 rio 'Global Ambition'.

26 Verwendet man hingegen für die Bestimmung des Nutzens im 'Central scenario: National Trends'
27 fälschlicherweise die im Netzentwicklungsplan für den SuedOstLink mit 2 GW Transportleistung ange-
28 gebene mittlere Auslastung von 68%²⁹⁷, also eine durch SuedOstLink zusätzlich transportierte Energie
29 von 11,9 TWh/a²⁹⁸, so werden die insgesamt vermiedenen Unterschiede in den Großhandelspreisen zu
30 rund 167 Mio. €²⁹⁹ abgeschätzt, in etwa so viel wie von ENTSOE im 'Central scenario: National Trends'
31 für den Nutzen von SuedOstLink mit 160 Mio. €³⁰⁰ angegeben wird.

²⁹¹ [ENTSOE 2021c, S. 32]: "It is a different Scenario with different marginal costs on hourly dimension, which gives different results."

²⁹² Hier wird das Ziel des Netzausbaus deutlich, nämlich ohne Berücksichtigung der Kosten "Transportkapazitäten für Transite durch Deutschland und für den Import/Export an den Grenzen zu den Nachbarländern zu schaffen." [KLEEDÖRFER 2019, S. 16].

²⁹³ Die EU-Vorgaben zu Kosten-Nutzen-Analysen sind ausführlich in [Jarass/Siebels 2020, Kap. 3] dargestellt.

²⁹⁴ [Jarass/Siebels 2020a, S. 50].

²⁹⁵ Die im Vergleich zu vielen anderen Staaten relativ großen Strompreisdifferenzen zwischen der Niedrigpreiszone Norwegen-Süd und der Hochpreiszone Italien-Nord betragen 2019 durchschnittlich ungewichtet 1,2 Cent/kWh und gewichtet 1,7 Cent/kWh (siehe Abb. 3.1 und die dortigen Erläuterungen). Die angesetzten 1,4 Cent/kWh liegen also eher im oberen Bereich von Strompreisdifferenzen.

²⁹⁶ 7 Mio. € = 0,5 TWh/a * 1,4 Cent/kWh.

²⁹⁷ Der Netzentwicklungsplan prognostiziert folgende Auslastungswerte für Gleichstromleitungen: DC1 (A-Nord: Emden – Osterath): Ø 79%, Maximum 80% [NEP 2019-2030/B, S. 86], DC2 (Ultranet: Osterath – Philippsburg): Ø 60%, Maximum 99% [NEP 2019-2030/B, S. 92], DC3 (SuedLink: Brunsbüttel – Großgartach): Ø 75%, Maximum 75% [NEP 2019-2030/B, S. 96], DC4 (SuedLink: Wilster/West – Bergheinfeld/West): Ø 70%, Maximum 70% [NEP 2019-2030/B, S. 100], DC5 (SuedOstLink: Wolmirstedt – Isar): Ø 68%, Maximum 68% [NEP 2019-2030/B, S. 105].

²⁹⁸ 11,9 TWh/a = 2 GW * 8.760 h/a * 68%.

²⁹⁹ 167 Mio. €/a = 11,9 TWh/a * 1,4 Cent/kWh.

³⁰⁰ Annual Socio-Economic Welfare [ENTSOE 2020, Project Sheet, Nr. 130, HVDC SuedOstLink, S. 13], identisch in [ENTSOE 2021c, Project Sheet, Nr. 130, HVDC SuedOstLink, S. 13].

Von ENTSOE wird als Begründung für den hohen Nutzen angegeben³⁰¹, dass die Kosten für "internal redispatch"³⁰² berücksichtigt werden müssen. Bei 0,5 TWh/a³⁰³ **zusätzlich** durch SuedOstLink transportierbarer Energie müssten z.B. im 'Central scenario: National Trends' Redispatchkosten von 32 Cent/kWh angesetzt werden, um durch vermiedenes Redispatch einen Nutzen von 160 Mio. €/a zu erreichen. In der Praxis kann aber in vielen Fällen durch geeignete technische Maßnahmen der Umfang des erforderlichen Redispatch deutlich verringert werden, sodass eher völlig unrealistische Redispatchkosten von 1 €/kWh und mehr angesetzt werden müssten.

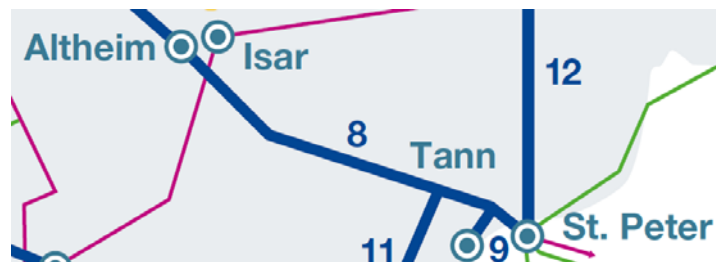
Aber selbst bei dem von ENTSOE wohl deutlich überschätzten Nutzen ist in allen Szenarien der Nutzen kleiner als die Kosten.

5.2 Anschlussleitung nach Österreich

5.2.1 Leitungsplanung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich

Abb. 5.2³⁰⁴ zeigt den geplanten Trassenverlauf der Anschlussleitung des SuedOstLinks nach Österreich. Die Anschlussleitung ist eine 380-kV-Drehstromstromleitung in Freileitungsausführung vom KKW Isar/Altheim nach St. Peter/Österreich mit einer gesicherten Transportleistung von 3,3 GW³⁰⁵ und einer Trassenlänge von 86 km³⁰⁶ bis zur Bundesgrenze.

Abb. 5.2: KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich



Die geplante 380-kV-Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich wird in folgenden offiziellen Netzausbauplanungen aufgeführt:

- Netzentwicklungsplan 2019-2030 (Startnetz, TTG-P67, Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich).³⁰⁷
- Bundesbedarfsplan (Nr. 32, Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich)³⁰⁸; die Leitung ist kein Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung.
- Europaweiter 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Projekt Nr. 313).³⁰⁹
- EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projekt Nr. 3.1.1).³¹⁰

5.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen

Der Netzentwicklungsplan macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten der Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich. Die Aufnahme dieser Leitung in den Bundesbedarfsplan beruht auf

³⁰¹ Antwort der ENTSOE auf Fragen der Autoren dieses Gutachtens [Jarass/Siebels 2020c].

³⁰² [ENTSOE 2021b, S. 32]: "For 2030 DE Scenario the benefits related to the internal re-dispatch were not computed".

³⁰³ [Jarass/Siebels 2020a, S. 50].

³⁰⁴ Ausschnittsvergrößerung aus Abb. 1.10.

³⁰⁵ Siehe Tab. 1.2, Z. (A6), Sp. (2).

³⁰⁶ Siehe Tab. 1.2, Z. (A6), Sp. (4).

³⁰⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 136, Abb. 53].

³⁰⁸ BBPIG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan, wodurch für diese Leitung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt wurde.

³⁰⁹ [ENTSOE 2020, Project 313, Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) – St. Peter (AT)].

³¹⁰ [EU 2020, No. 3.1.1].

dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan³¹¹, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist.

Nur der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber macht Angaben zu Nutzen und Kosten der Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich. Der Nutzen wird als Erhöhung der sozioökonomischen Wohlfahrt (Indikator B1³¹²) für die folgenden Szenarien mit **63...144 Mio. €/a** für das Jahr 2030 angegeben:

- **144 Mio. €/a**³¹³ für 'Central scenario: National Trends', das den Deutschen Energie- und Klimaplan³¹⁴ berücksichtigt. Davon³¹⁵ resultieren 66 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 80 Mio. € aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.
- **133...140 Mio. €/a**³¹⁶ für Szenarien 'Distributed Energy & Global Ambition', mit einem CO₂-neutralen Energiesystem bis 2050³¹⁷. Davon resultieren 59...85 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 56...70 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.
- **63 Mio. €/a**³¹⁸ für ein Szenario 'Current Trend' mit einem langsameren Umbau des Energiesystems als geplant. Davon resultieren 17 Mio. €/a aus Verringerung von CO₂-Emissionen und 36 Mio. €/a aus Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien.

Die Investitionskosten³¹⁹ werden mit 0,384 Mrd. €³²⁰ angegeben, zzgl. laufende Betriebskosten von 3 Mio. €/a³²¹.

Werden für Kapitalkosten und Abschreibung wie bei SuedOstLink 7 %/a der Investitionskosten angesetzt, resultieren jährliche Kosten von 30 Mio. €/a³²². In allen Szenarien sind also die Kosten geringer als der errechnete Nutzen.

Es stellt sich bei diesen Berechnungen allerdings die Frage, woher der erhebliche Nutzen der Leitung resultiert. Da, wie schon erläutert, ENTSOE keinerlei Angaben zu den einzelnen Rechenschritten und zu den verwendeten Parametern und ihren Werten macht, kann hier nur auf Folgendes hingewiesen werden:

- Falls der Nutzen nennenswert aus dem Weitertransport von elektrischer Energie resultiert, die z.B. durch SuedOstLink aus dem Norden herantransportiert werden soll, müssten zu den genannten Kosten von 30 Mio. €/a anteilige Kosten von SuedOstLink von bis zu 329 Mio. €/a hinzugerechnet werden.
- Falls der Nutzen der geplanten Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich wesentlich aus dem Weitertransport in die österreichischen Alpen-Pumpspeicherwerke resultiert, müssen die erheblichen Kosten des hierfür erforderlichen Leitungsbaus anteilig hinzugerechnet werden.

Die dann resultierenden Kosten könnten die Größenordnung des Nutzens der geplanten Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich erreichen oder vielleicht sogar übersteigen.

5.3 Bewertung der Kosten-Nutzen-Analysen

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- Für den SuedOstLink gibt es zwar im Netzentwicklungsplan keine Kosten-Nutzen-Analysen, wohl aber im europaweiten ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan. Allerdings ist in allen ENTSOE-Szenarien der Nutzen kleiner als die Kosten. Der Bau von SuedOstLink widerspricht also den EU-Vorgaben für

³¹¹ § 12e EnWG.

³¹² Siehe Kap. 3.1.1.

³¹³ [ENTSOE 2021c, Project 313, S. 10, Wert ist für 'average'].

³¹⁴ [BMW 2020, 2.4.1.].

³¹⁵ Diese Werte sind Teil des Gesamtwerts von Indikator B1 [ENTSOE 2019, S. 52]. Die Werte sind offensichtlich gerundet und addieren sich deshalb nicht genau zu 144 Mio. €/a.

³¹⁶ [ENTSOE 2021c, Project 313, S. 13, Wert ist für 'average'].

³¹⁷ [ENTSOE 2020d, S. 10-12].

³¹⁸ [ENTSOE 2021c, Project 313, S. 14, Wert ist für 'average'].

³¹⁹ Siehe Kap. 3.2.1.

³²⁰ [ENTSOE 2021c, Project 313, S. 15].

³²¹ [ENTSOE 2021c, Project 313, S. 15].

³²² 30 Mio. €/a = 0,384 Mrd. € * 7 %/a + 3 Mio. €/a.

1 den Stromnetzausbau. Die mit dem EU-Programm "*Saubere Energie für alle Europäer*"³²³ beabsichtigte
2 verstärkte Nutzung regenerativer Energien lässt sich auch mit alternativen regionalen Maßnahmen
3 erreichen.³²⁴

- 4 • Für die grenzüberschreitende Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich gibt es im Netzentwick-
5 lungsplan ebenfalls keine Kosten-Nutzen-Analysen, sondern nur im europaweiten ENTSOE-10-Jahres-
6 Netzentwicklungsplan. In allen ENTSOE-Szenarien ist der Nutzen größer als die Kosten. Falls der Nut-
7 zen von KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich nennenswert aus Weitertransport von elektrischer
8 Energie resultiert, müssten anteilige Kosten für SuedOstLink und für den Weitertransport in die öster-
9 reichischen Alpen-Pumpspeicherwerke hinzugerechnet werden. Die dann resultierenden Kosten könn-
10 ten die Größenordnung des Nutzens der geplanten Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich
11 erreichen oder vielleicht sogar übersteigen.

323 [EU 2016]; [EU 2019].

324 Siehe Kap. 7.

6 Ostbayernring und Anschlussleitung nach Österreich

6.1 Ostbayernring

6.1.1 Leitungsplanung Ostbayernring (Redwitz – Schwandorf)

Abb. 6.1³²⁵ zeigt den geplanten Trassenverlauf des Ostbayernrings, der von Redwitz nach Osten bis Mechlenreuth verläuft und dann nach Süden abknickt und weiter über Etzenricht bis Schwandorf verläuft.

Abb. 6.1: 380-kV-Ostbayernring



Der geplante Ersatzneubau des Ostbayernrings besteht aus einer zweisystemigen 380-kV-Drehstromleitung in Freileitungsausführung von Redwitz über Mechlenreuth nach Schwandorf mit einer gesicherten Transportleistung von 3,3 GW³²⁶ und einer Trassenlänge von 185 km.³²⁷

Der Ostbayernring wird in folgenden offiziellen Netzausbauplanungen aufgeführt:

- Netzentwicklungsplan 2019-2030 (TTG-P46), von der Bundesnetzagentur als erforderlich bestätigt.³²⁸
- Bundesbedarfsplan (Nr. 18, Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf)³²⁹; die Leitung ist kein Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung.

³²⁵ [Tennet 2018a, S. 15]; siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, S. 431].

³²⁶ Siehe Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (2).

³²⁷ Siehe Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (4).

³²⁸ [NEP 2019-2030/B, S. 38].

³²⁹ BBPIG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan, wodurch für den Ostbayernring die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt wurde.

1 Der Ostbayernring wird weder im aktuellen europaweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europä-
2 ischen Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2020 aufgeführt³³⁰ noch ist er ein EU-Vorhaben von
3 gemeinsamem Interesse.

4 Die Wirksamkeit des Ostbayernrings wird von der Bundesnetzagentur mit Entlastungen der 220-kV-
5 Leitung Schwandorf – Ludersheim bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Systems des Ostbayernrings
6 begründet.³³¹ Die durchschnittliche Auslastung wird mit 11%, die maximale Auslastung mit 29...37%
7 angegeben.³³²

8 **Beim Ostbayernring kann durch bessere Auslastung ein Neubau vermieden werden**

9 Der Ostbayernring hat derzeit zwei Drehstromsysteme mit nur zwei Seilen je Phase (2er-Bündel). Er war
10 bei der Errichtung zwar für zwei 380-kV-Systeme ausgelegt, wurde aber im Jahr 2019 nur mit einem
11 380-kV-System mit einer gesicherten Transportleistung von 1,0 GW³³³ betrieben. Das zweite, vorher mit
12 220 kV betriebene System von Redwitz nach Mechlenreuth ist außer Betrieb, da in Redwitz keine 220-
13 kV-Schaltanlage mehr existiert. Der geplante 380-kV-Neubau mit 4er-Bündeln und einer gesicherten
14 Transportleistung von dann insgesamt 3,3 GW³³⁴ endet in der Schaltanlage Schwandorf.

15 Allerdings kann durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb laut deutschen Übertragungsnetzbetreibern die Transportleistung um maximal 50%³³⁵ erhöht werden, wovon der Netzentwicklungsplan 2019 schon einen Teil *“in einer weiterentwickelten Variante”*³³⁶ ausschöpft. Durch Hochtemperaturleiterseile³³⁷ kann die Transportleistung **zusätzlich** um bis zu 90%³³⁸ erhöht werden. Vielfach können die bestehenden Leiterseile ohne Mastumbau durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden.

16 Für die folgenden Berechnungen wird eine Erhöhung der Transportleistung durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb oder den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen **um pauschal 50%** angesetzt.³³⁹ Hierbei muss allerdings der aktuelle Stromgrenzwert von 4.000 A für den maximal zulässigen Dauerstrom berücksichtigt werden, den die Übertragungsnetzbetreiber aktuell als oberen Grenzwert definieren³⁴⁰. Eine nennenswerte Erhöhung ist deshalb nur bei Leitungen möglich, die ohne witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb und ohne Hochtemperaturleiterseile einen Grenzwert für den maximal zulässigen Dauerstrom von deutlich unter 4.000 A haben.

17 Bereits durch Auflegung eines zweiten Systems mit 2er-Bündeln wie beim 1. System und Betrieb mit
18 380 kV (ähnlich wie bei der Neubauplanung vorgesehen) könnte man die gesicherte Transportleistung
19 der Leitung von derzeit 1,0 GW auf 2,0 GW erhöhen. Eine Ertüchtigung der bestehenden Leitung durch
20 Auflegung eines Hochtemperaturleiterseils als zweites System und einige Impedanzanpassungen würde
21 die gesicherte Transportleistung der bestehenden Leitung von Redwitz bis Schwandorf von derzeit 1
22 GW auf deutlich über 2 GW erhöhen, und damit mehr, als die Verlängerung der Leitung bis Pleinting
23 aktuell übertragen kann.³⁴¹ In Kombination mit einem verbesserten witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb könnte die gesicherte Transportleistung auf mindestens rund 2,75 GW³⁴² erhöht werden, und

³³⁰ [ENTSOE 2021c]; hingegen wurde der Ostbayernring im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan 2018 aufgeführt [ENTSOE 2018b, Projekt 206.687] ohne spezifische Angaben zum Nutzen bei Investitionskosten von 340 Mio. €

³³¹ [NEP 2012-2022/B, S. 215].

³³² [NEP 2019-2030/B, S. 215].

³³³ Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (1).

³³⁴ Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (2).

³³⁵ [Übertragungsnetz 2018, S. 31, Abb. 5].

³³⁶ [NEP 2019-2030/2, S. 218, S. 130]; siehe hierzu auch [Übertragungsnetz 2018, S. 29ff.] sowie zur 110-kV-Ebene [VDE 2017]. Die dadurch erhöhten Leitungsverluste fallen bei Übertragung von EE-Leistungsüberschüssen wenig ins Gewicht [Brakelmann/Jarass 2019, S. 264, Tab. 12.5, Z. (1), Sp. (7)].

³³⁷ Hochtemperaturleiterseile werden vom Netzentwicklungsplan 2019 berücksichtigt [NEP 2019-2030/2, S. 130] sowie [NEP 2019-203/B, S. 72].

³³⁸ [Hochtemperaturleiter 2013].

³³⁹ Durch Ertüchtigung einer bestehenden Leitung kann ggf. nicht nur ein Neubau dieser Leitung in bestehender Trasse vermieden werden, sondern auch ein Neubau einer anderen, bisher noch nicht bestehenden Leitung.

³⁴⁰ [Übertragungsnetz 2020, S. 36]. Der Grenzwert wurde im Netzentwicklungsplan von bisher 3.600 A auf derzeit 4.000 A erhöht [NEP 2019-2030/B, S. 42].

³⁴¹ Trotzdem hält der Erläuterungsbericht zum Planfeststellungsverfahren für den Neubau des Ostbayernrings fest, dass *“Optimierungsmaßnahmen der Bestandsleitungen nicht genügen, um die Erfordernisse an Übertragungskapazitäten zu erfüllen.”* [TenneT 2018c, S. 30].

³⁴² 1. System: 1,0 GW zzgl. rund 25% wegen verbessertem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, also rund 1,25 GW; 2. System 1,0 GW zzgl. 50% wegen verbessertem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb in Kombination mit Hochtemperaturleiterseilen, also 1,5 GW, insgesamt 2,75 GW.

damit auf fast so viel, wie der Netzentwicklungsplan 2019 durch kostenaufwändigen Leitungsneubau mit 3,3 GW³⁴³ vorsieht.

6.1.2 Kosten-Nutzen-Analysen

Der Netzentwicklungsplan macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten des Neubauprojekts Ostbayernring. Die Aufnahme des Ostbayernrings in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan³⁴⁴, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf des Ostbayernrings ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist.

Der Ostbayernring ist nicht Teil des europaweiten ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, der deshalb auch keine Angaben zu Nutzen und Kosten des Ostbayernrings macht.

6.2 Pleinting – St. Peter/Österreich

Der geplante 380-kV-Neubau des Ostbayernrings mit 4er-Bündeln und einer gesicherten Transportleistung von dann insgesamt 3,3 GW³⁴⁵ endet in der Schaltanlage Schwandorf.

Für den weiteren Verlauf der Leitung von Schwandorf nach Südosten bis Pleinting, die nur eine gesicherte Transportleistung von 1,3 GW³⁴⁶ hat, sieht der Netzentwicklungsplan 2019 keine Verstärkung vor³⁴⁷. Selbst wenn zukünftig beide Systeme mit 380 kV betrieben würden, hätte die Leitung von Schwandorf nach Pleinting nur eine gesicherte Transportleistung von 2,0 GW, deutlich weniger als die von Redwitz bis Schwandorf durch Neubau geplante Transportleistung von 3,3 GW.

Von Schwandorf aus existiert eine 220-kV-Leitung Richtung Westen nach Ludersheim (siehe Abb. 6.2), die laut Netzentwicklungsplan nicht verstärkt werden soll. In Ludersheim soll zukünftig durch Neubau der Leitung Raitersaich – Ludersheim – Sittling – KKW Isar/Altheim in großem Umfang elektrische Energie von Norden übertragen werden, sodass selbst eine Verstärkung der bestehenden Leitung Schwandorf – Ludersheim den Engpass nicht beheben würde.

Ohne Verstärkung der Leitung Schwandorf – Pleinting kann die durch Neubau des Ostbayernrings geplante Erhöhung der gesicherten Leistung bestenfalls zum Stromexport von Etzenricht nach Osten Richtung Tschechien genutzt werden.

6.2.1 Leitungsplanung Pleinting – St. Peter/Österreich

Abb. 6.2³⁴⁸ zeigt die vorhandene 220/380-kV-Leitung Schwandorf – Pleinting und den geplanten Trassenverlauf der geplanten 380-kV-Leitung Pleinting – St. Peter/Österreich. Die Anschlussleitung ist eine 380-kV-Wechselstromleitung in Freileitungsausführung mit einer gesicherten Transportleistung von 3,6 GW³⁴⁹ und einer Trassenlänge von 43 km³⁵⁰ bis zur Bundesgrenze.

Die geplante 380-kV-Leitung Pleinting – St. Peter/Österreich wird in folgenden offiziellen Netzausbauplanungen aufgeführt:

- Netzentwicklungsplan 2019-2030 (P112)³⁵¹, von der Bundesnetzagentur als erforderlich bestätigt³⁵².

³⁴³ Siehe Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (2).

³⁴⁴ § 12e EnWG.

³⁴⁵ Tab. 1.2, Z. (A3), Sp. (2).

³⁴⁶ 1,45 GW (380 kV) + 0,42 GW (220 kV) für 100% unter Normbedingungen [TenneT 2018b]; mit einem 70%-Ansatz für eine gesicherte Transportleistung ergeben sich $1,87 \text{ GW} \cdot 0,7 = 1,3 \text{ GW}$. Zum besseren Vergleich mit installierten Leistungen von Kraftwerken wird die Transportleistung als Wirkleistung in MW bzw. GW statt, wie üblich, als Scheinleistung in MVA oder GVA angegeben, siehe Kap. 8.4, Anfang.

³⁴⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 152, Abb. 61].

³⁴⁸ Ausschnittsvergrößerung aus Abb. 1.10.

³⁴⁹ Siehe Tab. 1.2, Z. (A8), Sp. (2).

³⁵⁰ Siehe Tab. 1.2, Z. (A8), Sp. (4).

³⁵¹ [NEP 2019-2030/2, S. 461].

³⁵² [NEP 2019-2030/B, S. 199].

- Bundesbedarfsplan (Nr. 32, Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich)³⁵³; die Leitung ist kein Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung.
- Die Wirksamkeit der geplanten 380-kV-Leitung von Pleinting – St. Peter/Österreich SuedOstLink wird von der Bundesnetzagentur mit einer Entlastung der 380-kV-Leitung KKW Isar/Altheim – St. Peter/Österreich begründet, die bei Ausfall eines Systems mit über 135% überlastet wäre.³⁵⁴ Die durchschnittliche Auslastung wird mit 14%³⁵⁵ angegeben, die maximale Auslastung mit 38%³⁵⁶.

Abb. 6.2: Pleinting – St. Peter/Österreich



Die geplante 380-kV-Leitung Pleinting – St. Peter/Österreich wird im europaweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber 2020 mit Projektnr. 187 aufgeführt, allerdings ist sie trotzdem kein EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse.

6.2.2 Kosten-Nutzen-Analysen

Der Netzentwicklungsplan macht weder Angaben zum Nutzen noch zu den Kosten der geplanten 380-kV-Leitung Pleinting – St. Peter/Österreich. Die Aufnahme dieser Leitung in den Bundesbedarfsplan beruht auf dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan³⁵⁷, weshalb die durch den Bundesbedarfsplan gesetzlich festgestellte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf von Pleinting – St. Peter/Österreich ohne vorherige Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt ist.

Pleinting – St. Peter/Österreich ist Teil des europaweiten ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplans der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.³⁵⁸ Dort wird für die Leitung im hier relevanten Central Scenario National Trends, das wie der Netzentwicklungsplan und unsere Berechnungen den Deutschen Energie- und Klimaplan³⁵⁹ berücksichtigt, ein Nutzen von 69 Mio. €/a³⁶⁰ angegeben. Die Investitionskosten werden mit 0,197 Mrd. €³⁶¹ angegeben, zzgl. laufende Betriebskosten von 1,6 Mio. €/a³⁶².

³⁵³ BBPIG, Anlage (zu § 1 Absatz 1) Bundesbedarfsplan, wodurch für diese Leitung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt wurde.

³⁵⁴ [NEP 2019-2030/B, S. 199].

³⁵⁵ [NEP 2019-2030/B, S. 200].

³⁵⁶ [NEP 2019-2030/B, S. 200].

³⁵⁷ § 12e EnWG.

³⁵⁸ [ENTSOE 2020c, Nr. 187].

³⁵⁹ [BMWi 2020, 2.4.1.i].

³⁶⁰ [ENTSOE 2021c, Project 187, S. 9].

³⁶¹ [ENTSOE 2021c, Project 187, S. 14].

³⁶² [ENTSOE 2021c, Project 187, S. 14].

1 Werden für Kapitalkosten und Abschreibung wie bei SuedOstLink 7 %/a der Investitionskosten ange-
2 setzt, resultieren jährliche Kosten von rund 15 Mio. €/a³⁶³, deutlich weniger als der Nutzen von
3 69 Mio. €/a.

4 Es stellt sich bei diesen Berechnungen allerdings die Frage, woher der erhebliche Nutzen der Leitung
5 resultiert. Da, wie schon erläutert, ENTSOE keinerlei Angaben zu den einzelnen Rechenschritten und zu
6 den verwendeten Parametern und ihren Werten macht, kann hier nur auf Folgendes hingewiesen wer-
7 den:

- 8 • Falls der Nutzen nennenswert aus dem Weitertransport von elektrischer Energie resultiert, die z.B.
9 durch Drehstromleitungen wie der Ostbayernring und weitere Drehstromleitungen aus dem Norden
10 herantransportiert wird, müssten zu den genannten Kosten von 15 Mio. €/a anteilige Kosten dieser
11 Leitungen hinzugerechnet werden.
- 12 • Falls der Nutzen der geplanten Leitung Pleinting – St. Peter/Österreich wesentlich aus dem Weiter-
13 transport in die österreichischen Alpen-Pumpspeicherwerke resultiert, müssen die erheblichen Kosten
14 des hierfür erforderlichen Leitungsbaus anteilig hinzugerechnet werden.

15 Die dann resultierenden Kosten könnten die Größenordnung des Nutzens der geplanten Leitung Plein-
16 ting erreichen oder vielleicht sogar übersteigen.

17 6.3 Keine zwingende Notwendigkeit wegen EU-Vorgaben

18 Der deutsche Netzentwicklungsplan zeigt weder für den Ostbayernring Redwitz – Schwandorf noch für
19 für Pleinting – St. Peter/Österreich Kosten-Nutzen-Analysen. Der europaweite ENTSOE-10-Jahres-Netz-
20 entwicklungsplan zeigt ebenfalls für den Ostbayernring Redwitz – Schwandorf keine Kosten-Nutzen-
21 Analysen, sondern nur für Pleinting – St. Peter/Österreich. Hier ist bei alleiniger Betrachtung der Leitung
22 der im ENTSOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan ausgewiesene Nutzen größer als die Kosten. Allerdings
23 muss bei den Kosten auch die zu- und abführenden Leitungen mit berücksichtigt werden, was im ENT-
24 SOE-10-Jahres-Netzentwicklungsplan unterbleibt.

25
26
27 **Schon wegen dieses Fehlens der in den EU-Verordnungen geforderten Kosten-Nutzen-Ana-**
28 **lysen ist die geplante Leitung Ostbayernring Redwitz – Schwandorf nicht zwingend wegen**
29 **EU-Vorgaben erforderlich.**

³⁶³ 15,4 Mio. €/a = 0,197 Mrd. € * 7 %/a + 1,6 Mio. €/a.

Teil III : Anhang

1
2
3
4
5
6

Der Anhang besteht aus zwei Kapiteln:

- Alternativen zum Netzausbau.
- Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 2019.

► **Kap. 7**

► **Kap. 8**

7 Alternativen zum Netzausbau

7.1 Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung ohne Netzausbau

Bei einem **Leistungsüberschuss** übersteigt die verfügbare Leistung die benötigte Leistung, hingegen übersteigt bei einem **Leistungsdefizit** die benötigte Leistung die verfügbare Leistung.³⁶⁴

Bei einem Leistungsüberschuss in einem Netzgebiet oder einer Gebotszone muss zwischen zwei Fällen unterschieden werden:

- Export von konventionellem Strom (insbesondere von Kohlestrom) bei hoher erneuerbarer Stromproduktion,
- Export von erneuerbarem Strom bei hoher erneuerbarer Stromproduktion trotz maximal möglicher³⁶⁵ Reduzierung der konventionellen Stromproduktion.

Sowohl Leistungsüberschüsse wie auch Leistungsdefizite müssen sofort ausgeglichen werden, sonst bricht die Stromversorgung zusammen. Bei der Stromversorgung kann also sowohl zu wenig als auch zu viel Nachfrage das Gesamtsystem gefährden. Hingegen ist z.B. das Internet inhärent stabil: Zu viel Nachfrage führt beim Internet nicht zum Systemzusammenbruch, sondern nur zu vorübergehend langsameren Verbindungen. Und zu wenig Nachfrage führt nur zu nicht ausgelasteten Internetleitungen.

Tab. 7.1 zeigt Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung:³⁶⁶

- Produktions- und verbrauchsnahe Maßnahmen erfordern grundsätzlich wenig überregionalen Netzausbau.
- Hingegen erfordern produktions- und verbrauchsferne Maßnahmen grundsätzlich viel überregionalen Netzausbau.

Verbrauchsnahe Stromerzeugung wird wegen Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten systematisch benachteiligt

Grundsätzlich reduziert eine verstärkte Stromproduktion durch Energiequellen vor Ort den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann z.B. der Bau von verbrauchsfernen Offshore-Windkraftwerken reduziert werden kann und lange Stromleitungen in den Süden nicht erforderlich sind. Deshalb ist für eine verbrauchsnahe Stromversorgung die Kombination aus Nachfragemanagement und Stromspeichern³⁶⁷ von besonderer Bedeutung³⁶⁸, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem³⁶⁹ sichergestellt wird.

Durch lokale Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion wird nicht nur der Energieverbrauch deutlich reduziert, sondern auch der benötigte Netzausbau. Dies gilt insbesondere, wenn der Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke von wärmegeführt auf stromgeführt umgestellt werden kann, z.B. durch Vergrößerung der Wärmespeicher³⁷⁰. Damit wird zu Zeiten von Leistungsüberschüssen die Stromproduktion zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt, zu Zeiten von Stromknappheit wird die Stromproduktion hochgefahren und überschüssige Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert. Auf dem Weg zum dekarbonisierten Energiesystem gehen die Vorteile von Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken auf Basis von Kohle und Erdgas allerdings verloren, soweit nicht grünes Gas eingesetzt wird.

³⁶⁴ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 39-44].

³⁶⁵ Im Minuten- und Stundenbereich ist die Produktionsreduzierung eines Kraftwerks durch die technisch vorgegebene Flexibilität dieses konventionellen Kraftwerks beschränkt, siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 45, Tab. 3.1].

³⁶⁶ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 41, Tab. 1.7]; zu einer detaillierten Erläuterung siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 43ff., Kap. 3].

³⁶⁷ Siehe [Sternier/Stadler 2017].

³⁶⁸ Siehe hierzu z.B. [UBA 2013, Kap. 6.2.2, S. 44/45]. Diese Studie des Umweltbundesamts zu *"Dezentrale Energieerzeugung in Deutschland bis 2030"* untersuchte, wie die veränderten Rahmenbedingungen die Marktentwicklung der dezentralen Energiesysteme beeinflussen.

³⁶⁹ Vgl. [Jarass/Jarass 2017, S. 64, Abb. 3.5].

³⁷⁰ Siehe Kap. 7.2.2.

Tab. 7.1: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

		(1) Wirksam bei Leistungs- überschuss?	(2) Wirksam bei Leistungs- defizit?	(3) Überregionaler Netzausbau erforderlich?
(1a)	Stromspeicher produktions- und verbrauchsnahe	ja	ja	nein
(1b)	Stromspeicher produktions- und verbrauchsnahe	ja	ja	ja
(2a)	Reserve- kraftwerke verbrauchsnahe	nein	ja	nein
(2b)	Reserve- kraftwerke verbrauchsfern	nein	ja	ja
(3a)	Wärme- oder Gaserzeugung produktionsnahe	ja	nein	nein
(3b)	Wärme- oder Gaserzeugung produktionsfern	ja	nein	ja
(4a)	Abregelung von Kraftwerken verbrauchsnahe	ja	nein	ja
(4b)	Abregelung von Kraftwerken verbrauchsfern	ja	nein	nein
(5a)	Sektorkopplung regional	ja	ja	nein
(5b)	Sektorkopplung überregional	ja	ja	ja
(6a)	Internationaler Stromhandel Stromimport in Überschuss-Region	nein	ja	ja
(6b)	Internationaler Stromhandel Stromexport aus Defizit-Region	ja	nein	ja

Die Vorteile einer verbrauchsnahe Stromerzeugung bleiben aber derzeit bei der Netzentwicklungsplanung gänzlich unberücksichtigt, weil die durch eine verbrauchsnahe Stromerzeugung möglichen Einsparungen von Netzausbaukosten beim Netzentwicklungsplan systematisch unberücksichtigt bleiben. Daraus resultiert ein unfairer Wettbewerb zwischen dezentraler Stromerzeugung in Bayern, deren Kosten voll vom Eigentümer (Privatperson, Gemeinde etc.) getragen werden müssen gegenüber einer Stromerzeugung weitab vom bayerischen Verbraucher (z.B. erneuerbare Stromerzeugung an der Küste), soweit hierfür ein Netzausbau nach Bayern erforderlich ist, dessen Kosten alle Stromverbraucher über erhöhte Netzentgelte tragen.

Wenn eine Überarbeitung des Bundesbedarfsplans Strom zur Diskussion steht, wird es überfällig, gesetzlich neue Regeln für flexible, digitale, regionale und zellulare³⁷¹ Strommärkte zu schaffen.³⁷²

7.2 Einsparmöglichkeiten beim Netzausbau durch Begrenzung der maximalen Leistungsüberschüsse

Mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien³⁷³ wachsen die maximalen deutschen Leistungsüberschüsse überproportional an, soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte erneuerbare Kraftwerksleistung. Wenn man Stromexport und Stromtransit unlimitiert wachsen lässt, z.B. durch den geplanten weiteren Ausbau der Kuppelleitungen zu benachbarten Strommärkten, ist mit jedem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ein hierzu überproportionaler Netzausbau erforderlich.

³⁷¹ [VDE 2019]. Ein Netzausbau zur Kupferplatte ist volkswirtschaftlich ineffizient und operativ schwer umsetzbar [Nolde/Zander 2019, S. 4]; [Zander 2019].

³⁷² Siehe hierzu z.B. [Neumann 2019].

³⁷³ Siehe Kap. 8.1.1, Abb. 8.1a.

Zum Zeitpunkt dieser erneuerbaren Leistungsüberschüsse sinken die Börsenstrompreise auf wenige Cent pro Kilowattstunde oder werden sogar negativ. Dadurch steigt die Stromnachfrage aus dem Ausland, das statt eigener Stromproduktion diese sehr kostengünstigen deutschen erneuerbaren Leistungsüberschüsse nutzen will. Für einen wachsenden Export von deutschen erneuerbaren Leistungsüberschüssen reicht allerdings das bestehende deutsche Stromnetz von Norden nach Süden und von Osten nach Westen nicht aus. Der Netzentwicklungsplan fordert deshalb einen massiven Netzausbau. Die durchschnittliche Auslastung dieser neuen Leitungen beträgt teilweise nur 3%³⁷⁴. Und mit jedem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien fordert ein folgender Netzentwicklungsplan einen weiteren Netzausbau.

Alternativ könnten die erneuerbaren Leistungsüberschüsse in Deutschland ohne nennenswerten Netzausbau kostengünstig produktionsnah z.B. in Power-to-Gas/Heat-Anlagen verwendet werden und zudem durch bessere Auslastung des bestehenden Stromnetzes genutzt werden.

Der im Netzentwicklungsplan vorgesehene massive Netzausbau ist ganz überwiegend zum Export von deutschlandweiten Leistungsüberschüssen erforderlich.³⁷⁵ Eine Begrenzung dieser maximalen Leistungsüberschüsse kann also den erforderlichen Netzausbau verringern.

Tab. 7.2 greift Tab. 7.1 auf und stellt die im Folgenden skizzierten Maßnahmen³⁷⁶ zur Verringerung des Netzausbaus in einen größeren Zusammenhang.

Tab. 7.2: Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans 2019

Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 3 – Alternativen
wenig Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
kein Leistungsüberschuss im Norden und Osten	Leistungsüberschuss im Norden und Osten	Leistungsüberschuss bundesweit	Leistungsüberschuss bundesweit
Netzentwicklungsplan 2019			Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus
keine Stromübertragung nach Süden	Übertragung des Leistungsüberschusses nach Süden überwiegend durch das bestehende Stromnetz	Export des bundesweiten Leistungsüberschusses durch ein massiv ausgebauten Stromnetz	Begrenzung der Leistungsüberschüsse (Kap. 7.2)
			Power-to-Gas (Kap. 7.2.1): Gaserzeugung aus EE-Leistungsüberschüssen
			Power-to-Heat (Kap. 7.2.2): Wärmeerzeugung aus EE-Leistungsüberschüssen
			Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung (Kap. 7.2.3)
			Bessere Auslastung des Stromnetzes (Kap. 7.3)

Im Folgenden werden drei Maßnahmen zur Begrenzung der maximalen Leistungsüberschüsse und damit des erforderlichen Netzausbaus genauer erläutert nämlich:

- Power-to-Gas (Kap. 7.2.1),³⁷⁷
- Power-to-Heat (Kap. 7.2.2),
- Verringerung der Must-Run-Leistung von konventionellen Kraftwerken (Kap. 7.2.3).

Für Power-to-Gas und Power-to-Heat-Maßnahmen sind Mechanismen sowohl zur regionalen Steuerung der Investitionen in den Gebieten mit häufigen und hohen Leistungsüberschüssen als auch zur regionalen und zeitlichen Aktivierung der Maßnahme entsprechend der aktuellen regionalen Leistungsbilanz

³⁷⁴ [NEP 2019-2030/B, S. 118].

³⁷⁵ Siehe Kap. 8.2.3.

³⁷⁶ Zu ersten Überlegungen hierzu siehe [Baumann/Jarass 2020, Kap. 6] sowie [Jarass/Jarass 2017, S. 54f., Kap. 3.2.2 sowie S. 59f., Kap. 3.4.2].

³⁷⁷ [Stern 2017, S. 9].

erforderlich. Werden Power-to-Gas-Anlagen oder Power-to-Heat-Anlagen in Regionen mit relativ seltenen und geringen Leistungsüberschüssen installiert und wird ihr Einsatz vom aktuellen Großhandelspreis für Strom abhängig gemacht, kann der überregionale Netzausbaubedarf auch ansteigen. Ohne weitere Eingriffe zur Sicherstellung, dass die durch die Umwandlungsanlagen zusätzlich angeregte Nachfrage elektrischer Energie nicht durch räumlich benachbarte konventionelle Erzeugung oder Importe aus dem der Region benachbarten Ausland gedeckt wird, entfalten diese Maßnahmen keine Wirkung auf den überregionalen Netzausbaubedarf. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass die Anlagen nicht in Zeiten von Leistungsknappheit arbeiten, was aber durch den dann hohen Stromgroßhandelspreis sinnvoll gesteuert werden kann.

Power-to-Gas kann sowohl im Winter wie im Sommer Leistungsüberschüsse in grünes Gas umwandeln. Power-to-Heat und Verringerung der konventionellen Mindest-Stromeinspeisung haben bei hohem Wärmebedarf, also v.a. im Winter ein großes Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus, also genau dann, wenn die nord- und ostdeutschen Windkraftwerke besonders viel produzieren und deshalb häufig erneuerbare Leistungsüberschüsse resultieren.³⁷⁸ Hingegen besteht im Sommer nur ein deutlich geringeres Potenzial, also genau dann, wenn die nord- und ostdeutschen Windkraftwerke deutlich weniger Strom produzieren.

Hingegen produzieren Photovoltaikanlagen v.a. im Sommer sehr viel³⁷⁹, wodurch häufig regionale erneuerbare Leistungsüberschüsse, also eben dann, wenn durch Power-to-Heat und Verringerung der konventionellen Mindest-Stromeinspeisung keine nennenswerte Begrenzung von Leistungsüberschüssen möglich ist. Deshalb ist es in Ländern mit großem Photovoltaikausbau wie z.B. Bayern besonders wichtig, durch eine Vielzahl von dezentralen Speichermöglichkeiten Photovoltaik-Leistungsüberschüsse zwischenspeichern zu können, um damit einen innerbayerischen Netzausbau zu begrenzen. Entsprechend sieht das Bayerische Aktionsprogramm Energie einen massiven Ausbau von Photovoltaik-Speicheranlagen vor³⁸⁰.

Sollen nach erfolgter Installation von Photovoltaik-Speichern diese auch netzentlastend wirken, ist sicherzustellen, dass sie nicht alle bereits vor Erreichen des höchsten Sonnenstandes aufgeladen sind.

7.2.1 Power-to-Gas verringert Leistungsüberschüsse und damit den Netzausbau

Es gibt eine Reihe von aktuellen energiepolitischen Beschlüssen³⁸¹ zur verstärkten Nutzung der Wasserstofftechnologie, die eine große Bedeutung für den zukünftigen Netzausbau haben, weil der Bau von produktionsnahen Wasserstoffanlagen in erheblichem Umfang einen überregionalen Netzausbau einsparen kann.

(1) Viele konkrete Planungen für Power-to-Gas

Mittlerweile gibt es in Politik und Wirtschaft sehr konkrete Planungen für eine großtechnische Nutzung der Erzeugung von Wasserstoff mittels erneuerbarem Strom:

- *„Überschussstrom aus regenerativen Quellen kann vor Ort in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert werden, ohne dass die Stromnetze dadurch belastet werden oder Netzentgelte anfallen“*³⁸², so die IHKs von Schleswig-Holstein und Hamburg unter Bezug auf die von fünf norddeutschen Bundesländern im Mai 2019 beschlossenen Eckpunkte einer norddeutschen Wasserstoffstrategie.
- *„Wir brauchen ... eine nationale Strategie für Wasserstofftechnik sowie synthetische Kraftstoffe“*, so der bayerische Ministerpräsident Markus SÖDER am 18. September 2019.³⁸³
- *„Die Bundesregierung wird für die Entwicklung und großvolumige Skalierung der Elektrolyse- und Raffinerieprozesse zur Erzeugung von strombasierten klimaneutralen Gasen und Kraftstoffen Rahmenbedingungen schaffen.“*³⁸⁴

³⁷⁸ Siehe Abb. 8.8.

³⁷⁹ Siehe Abb. 8.8.

³⁸⁰ [BayWiMi 2019a, S. 11].

³⁸¹ [IHK 2019]; [Söder 2019]; [Klimaschutzprogramm 2019, S. 11].

³⁸² [IHK 2019].

³⁸³ [Söder 2019].

³⁸⁴ [Klimaschutzprogramm 2019, S. 11].

- "Bis zum Jahre 2025 sollen in Norddeutschland mindestens 500 Megawatt und bis zum Jahre 2030 mindestens fünf Gigawatt Elektrolyseleistung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff installiert sein"³⁸⁵, so die norddeutschen Bundesländer in ihrer gemeinsamen Erklärung vom 07. November 2019.

Durch die Elektrolyse kann CO₂-freies Gas für die bei Dunkelflauten erforderlichen Reservekraftwerke produziert werden, statt die selten auftretenden sehr hohen Stromüberschüsse mit einem großen Aufwand an Netzausbau weiträumig nach Süd- und Südosteuropa zu exportieren. Dieses erneuerbare Gas kann dann grundsätzlich in vorhandener Gasinfrastruktur gespeichert und transportiert werden³⁸⁶. Die Betreiber der Gasfernleitungen legten im Februar 2020 einen Entwurf für ein 6.000 km langes Wasserstoffnetz vor, wofür sie bestehende Gasleitungen für Wasserstoff umwidmen.³⁸⁷ Das erneuerbare Gas kann auch ohne Rückverstromung für Industrie, Verkehr und Gebäude genutzt werden.

Je weiter nördlich die Power-to-Gas-Anlagen angesiedelt werden, desto höher ist die Einsparung an Netzausbau. Dies bleibt im Netzentwicklungsplan 2019 unberücksichtigt.³⁸⁸ Vielmehr erfolgt im Netzentwicklungsplan 2019 die räumliche Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen anhand des regionalen Wasserstoffbedarfs der Hauptnachfrageindustrien, bei Power-to-Methan anhand der Quantifizierung und Regionalisierung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO₂-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland.³⁸⁹ Im Netzentwicklungsplan 2019 erfolgt zudem keine Berücksichtigung der durch Power-to-Gas eingesparten Netzausbaukosten, wodurch das Marktmodell im Netzentwicklungsplan 2019 die betriebswirtschaftliche Rentabilität von Power-to-Gas weit unterschätzt und deshalb keine marktgetriebene Nutzung von Power-to-Gas zur Verringerung des Netzausbaus berücksichtigt.

Massiver Netzausbau behindert erneuerbare Gaserzeugung

Wird ein massiver Stromnetzausbau zugrunde gelegt, ist bis zum Jahr 2030 bei einem von der Bundesregierung für 2030 geplanten erneuerbare Anteil von 65%³⁹⁰ am Stromverbrauch in Deutschland kaum ein marktbasierter Einsatz von Power-to-Gas zu sehen, weil Leistungsüberschüsse durch den starken Netzausbau weiträumig abtransportiert werden können und damit nicht zu ausreichend verringerten Stromgroßhandelspreisen führen.

(2) Deutliche Verringerung des Netzausbaus durch küstennahes Power-to-Gas möglich

Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom hat deutlich niedrigere Investitionskosten als der geplante Bau der beiden Gleichstrom-Autobahnen SuedLink und SuedOstLink.³⁹¹ So soll der Südostlink von Raum Magdeburg nach Raum Landshut 5 Mrd. € kosten. Die Leitungen sollen 2 GW Strom transportieren können. Jedes Kilowatt Leistungsüberschuss, das an der Küste in erneuerbares Gas³⁹² umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um bis zu einem Kilowatt. Die Investitionskosten für eine Elektrolyseanlage mit der gleichen Produktionsleistung werden vom Bundeswirtschaftsministerium für das Jahr 2030 auf weniger als zwei Milliarden Euro geschätzt. Das heißt: Selbst wenn also die vollen Investitionskosten für die Elektrolyseanlage auf den Strompreis umgelegt würden, würden die deutschen Stromverbraucher um mindestens 3 Mrd. € entlastet. Zudem könnte so der Anfang Juni 2020 von der Bundesregierung beschlossene Bau von großen Elektrolyseanlagen ohne Einsatz von Steuergeldern realisiert werden. Damit würde Geld gespart und die Energiewende vorangebracht statt behindert.³⁹³

³⁸⁵ [Wasserstoffstrategie 2019, S. I]. Zu einem Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen siehe [Thüga 2019].

³⁸⁶ Siehe hierzu [Gas-Fernleitungsnetz 2017]; [Get H2 2019]; [Hybridge 2019, S. 9]. Bei einem Wasserstoffanteil von deutlich mehr als 10% müssten die Gasleitungen und ggf. die Anwendungsseite geeignet umgerüstet werden. Die Einspeisung von 10% Wasserstoff sind allerdings nur rund 3% Energieeinspeisung, weil Wasserstoff nur rund ein Drittel des Energieinhalts von Erdgas (Methan) hat.

³⁸⁷ [Wasserstoffnetz 2020].

³⁸⁸ Siehe hierzu auch [NEP 2017-2030, Begutachtung].

³⁸⁹ Siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, Power-to-X, S. 14ff.].

³⁹⁰ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 24, Abb. 1.1].

³⁹¹ [Baumann/Jarass 2020, S. 73ff., Kap. 6.2.4].

³⁹² Zu den einzelnen Elektrolysetechnologien siehe [Wasserelektrolyse 2019, v.a. S. 4]. Zu Elektrolyse am Standort der Offshore-Windkraftwerke siehe [Wasserstoff-Offshore 2019] und [Wasserstoff-Offshore 2019a].

³⁹³ [Jarass 2020].

1 Pilotprojekt von Amprion wurde von der Bundesnetzagentur abgelehnt

2 Amprion und Open Grid Europe (OGE) planen die erste großtechnische Power-to-Gas-Anlage in Deutsch-
3 land, die Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandelt.³⁹⁴ Die Bundesnetzagentur sieht
4 das Projekt wegen des fehlenden Nachweises des netztechnischen Bedarfs derzeit als nicht bestäti-
5 gungsfähig an. Zudem handele es sich beim Bau einer produktionsnahen Elektrolyseanlage zur Verrin-
6 gerung des Netzausbaus nicht um die originäre Aufgabe des Netzbetreibers, nämlich den Transport von
7 elektrischer Energie³⁹⁵ und ein Netzbetreiber würde durch die Einsatzentscheidung zum Betrieb der An-
8 lage zusätzliche Nachfrage schaffen, die sich auf den Strommarkt auswirkt.

9 Küstennahe Elektrolyseanlagen für erneuerbare Leistungsüberschüsse verringern aber bei geeignetem
10 Einsatzverhalten den erforderlichen Netzausbau, womit die Installation einer Elektrolyseanlage durchaus
11 als Substitut für eine Netzausbaumaßnahme angesehen werden kann.

12 7.2.2 Power-to-Heat verringert Leistungsüberschüsse und damit häufig den Netzausbau

13 Die Nutzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen für die Erzeugung von Wärme wird als 'Power-to-
14 Heat' bezeichnet.³⁹⁶ Der Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser ist von 1.530 TWh³⁹⁷ im
15 Jahr 1990 auf 1.180 TWh im Jahr 2015, also um 23% gesunken³⁹⁸ und soll zukünftig noch weiter sinken.
16 1.180 TWh entsprechen durchschnittlich 135 GW, gut doppelt so viel wie der typische Stromverbrauch
17 von rund 62 GW³⁹⁹.

18 Bei einem Stromverbrauch von 3.000 kWh/a je Haushalt beträgt der durchschnittliche Leistungsbedarf
19 0,34 kW⁴⁰⁰, bei einem Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser von 15.000 kWh/a beträgt der
20 durchschnittliche Leistungsbedarf 3,1 kW⁴⁰¹ im Winterhalbjahr und 0,34 kW⁴⁰² im Sommerhalbjahr. Zu-
21 bau von Klimaanlage wird den Stromverbrauch im Sommer, eine verstärkte Nutzung der Umweltwärme
22 durch Wärmepumpen für Heizung und Warmwasser wird den Stromverbrauch besonders im Winter
23 erhöhen.

24 Es gibt also ein enormes Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen für die
25 Erzeugung von Wärme, insbesondere auch im Bereich von Heizung und Warmwassererzeugung im
26 Wohnbereich.⁴⁰³ Allerdings besteht das Potenzial⁴⁰⁴ v.a. im Winterhalbjahr, da im Sommerhalbjahr je-
27 denfalls im Wohnbereich nur Warmwassererzeugung erforderlich ist.

28 (1) Direkte lokale Nutzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen für Heizung und 29 Warmwasser verringert den Netzausbau

30 Durch Einbau eines kostengünstigen⁴⁰⁵ elektrischen Heizstabs in den vorhandenen Boiler und geeignete
31 Steuerung der Stromnutzung nach lokalen Befunden der Netzbelastung können große Mengen an er-
32 neuerbaren Leistungsüberschüssen produktionsnah in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen mit her-
33 kömmlicher Heizanlage, v.a. in Nord- und Ostdeutschland genutzt werden und damit der Übertragungs-
34 bedarf nach Süden deutlich verringert werden.

35 Dieses große und kostengünstige Potenzial von Power-to-Heat in Einfamilienhäusern und Wohnanla-
36 gen zur Begrenzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen und damit zur Verringerung des Netz-
37 ausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan 2019 gänzlich unberücksichtigt. Für die den entsprechenden

³⁹⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 682f.]; siehe hierzu auch [Hybridge 2019].

³⁹⁵ [NEP 2019-2030/B, S. 308].

³⁹⁶ [Power-to-Heat 2017].

³⁹⁷ [NEP 2019-2030/2, KWK-Flexibilisierung, S. 4, Abb. 3-2].

³⁹⁸ Die Verringerung ist u.a. durch neue Verordnungen und Gesetze zur Energieeinsparung (z.B. EnEV und EEWärmeG) verur-
sacht.

³⁹⁹ Tab. 8.3, Z. (2).

⁴⁰⁰ $3.000 \text{ kWh/a} / 8.760 \text{ h/a} = 0,34 \text{ kW}$.

⁴⁰¹ $15.000 \text{ kWh/a} * 90\% / (8.760 \text{ h/a} / 2) = 3,08 \text{ kW}$.

⁴⁰² $15.000 \text{ kWh/a} * 10\% / (8.760 \text{ h/a} / 2) = 0,34 \text{ kW}$.

⁴⁰³ Zum typischen Strom- und Wärmebedarf eines Haushalts siehe [Energiebedarf 2018].

⁴⁰⁴ [Windheizung 2019]; siehe hierzu auch [BayWiMi 2019a, S. 42].

⁴⁰⁵ Kosten inkl. Installation wenige Hundert Euro.

1 Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2019 zugrunde liegende Studie haben die Übertragungsnetz-
 2 betreiber die Berücksichtigung von Power-to-Heat in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen explizit aus-
 3 geschlossen⁴⁰⁶.

4 Im Netzentwicklungsplan 2019 wird nur die Nutzung von Power-to-Heat im industriellen Maßstab sowie
 5 für Heizzwecke mittels Wärmepumpen berücksichtigt, nicht aber die direkte Nutzung bei bestehenden
 6 Heizungen über elektrische Heizstäbe, die keinerlei Netzausbau erfordert, weil bei Netz- oder Versor-
 7 gungsgengässen die bestehende Heizung einspringen kann.

8 Der regionale Stromtransportbedarf im Verteilungsnetz kann sich allerdings erhöhen, wenn man un-
 9 abhängig von der Netzauslastung jeden Leistungsüberschuss nutzen will. Hier gibt es einen entschei-
 10 denden Unterschied zur Elektromobilität:

- 11 • Eine Nutzung von erneuerbaren Leistungsüberschüssen für reine Elektroautos erfordert in vielen Fäl-
 12 len eine Verstärkung der regionalen und lokalen Anschlussleitungen, soweit die Elektroautos unab-
 13 hängig von der momentanen Netzsituation geladen werden sollen. Nur wenn die Ladezeiten nach
 14 Netzauslastung gesteuert werden können oder die Ladung bei Netzengpässen kurzfristig unterbrochen
 15 werden kann, besteht die Möglichkeit zur Versorgung einer größeren Anzahl von Elektroautos ohne
 16 signifikanten Netzausbau.
- 17 • Für die Nutzung von erneuerbare Leistungsüberschüssen für Heizung und Warmwasserbereitung in
 18 Wohnhäusern hingegen kann der Netzausbau im Verteilnetz dadurch begrenzt werden, dass das Wär-
 19 mespeichervermögen der Gebäude ausgenutzt wird. Sollte allerdings ein Netzengpass auftreten, kön-
 20 nen erneuerbare Leistungsüberschüsse nicht gänzlich genutzt werden und die vorhandene Heizanlage
 21 muss einspringen. Ganz ähnlich ist es bei Elektroautos mit Range-Extender, für die weder ein Netz-
 22 ausbau noch ein Bau von Reservekraftwerken für Dunkelflauten erforderlich ist, weil bei Dunkelflauten
 23 oder Netzengpässen der Range-Extender einspringen kann.⁴⁰⁷

24 **(2) Aber: Ein massiver Einsatz von Wärmepumpen könnte einen Netzausbau erfordern**

25 Sollten nennenswerte Teile der bisherigen Gas- und Ölheizungen auf Wärmepumpen umgestellt werden,
 26 würde sich bei einer durchschnittlichen Leistungszahl von 3⁴⁰⁸ ein elektrischer Zusatzbedarf von rund
 27 200 TWh⁴⁰⁹ ergeben. Dabei treten die Höchstlasten v.a. bei sehr niedrigen Temperaturen Mitte Dezem-
 28 ber bis Mitte Februar auf. Luft-Wärmepumpen haben dann Leistungszahlen von deutlich unter 3,
 29 wodurch der Strombedarf durch Wärmepumpen zu diesen Zeiten massiv erhöht wird.⁴¹⁰ Bei Wasser-
 30 Wärmepumpen mit Erdsonden beträgt auch bei tiefen Lufttemperaturen die Erdtemperatur etwa 10°C,
 31 sodass auch dann der Strombedarf nicht erhöht wird.

32 Bei Dunkelflauten kann der Strombezug zur Heizung eingeschränkt werden, da das Gebäude einen
 33 ausreichend großen Wärmespeicher darstellt durch das Wasser in den Wasserleitungen, den Fußboden
 34 mit Wasserleitungen darin und das Mauerwerk.⁴¹¹ Manche Wärmepumpen haben zusätzlich einen wär-
 35 meisolierten Wasserbehälter als Wärmespeicher. Falls das bei sehr tiefen Temperaturen oder bei länge-
 36 ren Dunkelflauten nicht ausreicht, muss von außen zusätzliche Energie zugeführt werden, z.B. durch
 37 einen elektrischen Heizstab. Längere Dunkelflauten treten auch zu Zeiten nahe der Höchstlast auf, so-
 38 dass dann die Netze schon für die normale Stromversorgung benötigt werden. Deshalb müssen für den
 39 versorgungssicheren Betrieb von Wärmepumpen (und auch von Nachtspeicherheizungen) in gewissem
 40 Umfang zusätzliche (z.B. mit erneuerbarem Gas betriebene) Reservekraftwerke gebaut werden, zudem
 41 ist hierfür ggf. ein Ausbau der lokalen und regionalen, eventuell auch der überregionalen Stromnetze
 42 erforderlich.

⁴⁰⁶ "In Absprache mit dem Auftraggeber wurde die Elektrifizierung von Raumwärme und Warmwasser von der Betrachtung ausgeschlos-
 sen." [NEP 2019-2030/2, Power-to-X, S. 7].

⁴⁰⁷ Siehe [Jarass/Jarass 2017, S. 61, Kap. 3.4.3] sowie [Jarass 2020b].

⁴⁰⁸ Aus 1 kWh Strom werden 3 kWh Wärme.

⁴⁰⁹ Bei einer hälftigen Versorgung von Heizung und Warmwasser über Wärmepumpen sind 197 TWh/a (= 50% * 1.182 TWh/a / 3) erforderlich.

⁴¹⁰ Die Leistungszahl könnte durch die Nutzung der durch die Erdwärme angewärmten Zuluft aus Tiefgaragen o. Ä. insbesondere bei sehr tiefen Außentemperaturen deutlich erhöht werden [Petry 2014]. Zudem würden dadurch die durch Wärmepumpen verursachten Geräusche gedämpft.

⁴¹¹ [Petry 2014].

7.2.3 Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung verringert Leistungsüberschüsse und damit den Netzausbau

(1) Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke

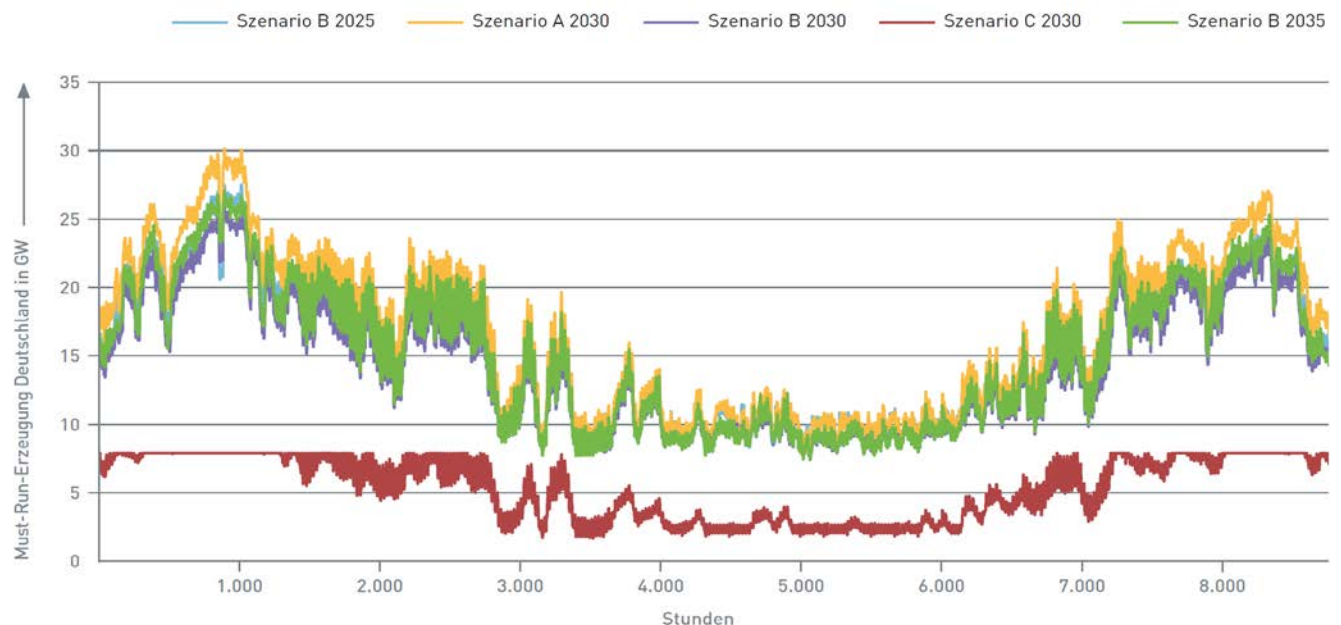
Die Mindest-Stromeinspeisung wird im Bericht der Bundesnetzagentur zur Mindesterzeugung 2019 als preisunelastische Erzeugungsleistung bezeichnet.⁴¹² Insgesamt lag die preisunelastische Erzeugungsleistung bei 18...26 GW. Sie hat zwei unterschiedliche Gründe:

- Ein kleinerer Teil ist *„direkt einem netztechnischen Grund bzw. einer Systemdienstleistung zurechenbar ... Sie kann daher nicht vom Netz genommen werden.“*⁴¹³ Die Mindesterzeugung lag in den betrachteten Situationen bei mindestens 4...8 GW und machte damit den kleineren Teil der gesamten preisunelastischen Erzeugungsleistung aus.
- Diese Mindesterzeugung ist vom sogenannten **konventionellen Erzeugungssockel** zu unterscheiden. Dieser umfasst Kraftwerksleistung, die sich ebenfalls preisunelastisch verhält, also selbst bei negativen Börsenpreisen Strom erzeugt. Die Gründe hierfür können beispielsweise außermärkliche Verdienstmöglichkeiten wie Wärmebelieferung und Eigenversorgung sein. Dieser konventionelle Erzeugungssockel lag bei 14...19 GW.

Viele Kraftwerke haben nämlich zusätzliche Versorgungsaufgaben, z.B. die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Diese Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung produzieren also bei derzeitiger Auslegung sowohl Wärme als auch Strom. Der Strom wird in das Netz eingespeist, soweit er nicht vor Ort verbraucht werden kann. Hier besteht ein großes Potenzial für die Begrenzung der erforderlichen Transportleistung und damit für die Verringerung des erforderlichen Netzausbaus.

Abb. 7.1⁴¹⁴ zeigt die Mindest-Stromeinspeisung (im Netzentwicklungsplan 2019 mit 'Must-Run-Erzeugung' bezeichnet) durch konventionelle Kraftwerke, meist mit Kraft-Wärme-Kopplung. Sie beträgt im Sommer rund 10 GW, im Winter maximal 27 GW, und zwar sowohl 2030 als auch 2035.

Abb. 7.1: Mindest-Stromeinspeisung v.a. durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung



Nur im Szenario C wird von einer vollständigen Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung für große Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung mit einer installierten Leistung von größer 10 MW ausgegangen, wodurch die Mindest-Stromeinspeisung um etwa zwei Drittel verringert werden kann, im Sommer von rund 10 GW auf rund 3 GW, im Winter von rund 27 GW auf rund 8 GW. Leider unterscheidet sich

⁴¹² [BNetzA 2019a, S. 6]; siehe hierzu auch [NEP 2019-2030/2, KWK-Flexibilisierung].

⁴¹³ [BNetzA 2019a, Deckblatt der URL].

⁴¹⁴ [NEP 2019-2030/2, S. 34, Abb. 5].

1 Szenario C noch in einer Reihe weiterer, für den Netzausbau sehr relevanter Vorgaben, sodass ein
2 Vergleich des bei Szenario C erforderlichen Netzausbaus mit dem bei Szenario B2030 erforderlichen
3 Netzausbau keine direkten Schlüsse auf den Effekt der in Szenario C deutlich verringerten Mindest-
4 Stromeinspeisung ermöglicht.

5 **(2) Verringerung des Netzausbaus durch produktionsnahe Verringerung** 6 **der Mindest-Stromeinspeisung**

7 Die Mindest-Stromeinspeisung durch konventionelle Kraftwerke verringert die Nutzungsmöglichkeiten
8 für erneuerbaren Strom, wodurch im Netzentwicklungsplan 2019 der Stromexport und die hierfür erforderliche
9 Transportleistung und damit der erforderliche Netzausbau erhöht werden. Die Mindest-
10 Stromeinspeisung durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und der dadurch bedingte Netzausbau
11 wird ohne Maßnahmen zur Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung zunehmen, weil laut Netzent-
12 wicklungsplan bis 2025 die Stromproduktion aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung auf
13 120 TWh/a⁴¹⁵ erhöht werden soll.

14 Durch Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken in Nord- und Ost-
15 deutschland um 1 GW kann grundsätzlich der Netzausbau von Norden nach Süden um bis zu 1 GW
16 reduziert werden. Die Mindest-Stromeinspeisung kann laut Abb. 7.1 im Winter besonders stark reduziert
17 werden, also genau dann, wenn die nord- und ostdeutschen Windkraftwerke besonders große erneuer-
18 bare Leistungsüberschüsse produzieren.⁴¹⁶

19 Die Mindest-Stromeinspeisung durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung kann durch unterschiedliche
20 Maßnahmen deutlich verringert werden:

- 21 • Bei Netzengpässen kann die Stromerzeugung verringert werden. Allerdings wird dann gleichzeitig die
22 Wärmeerzeugung verringert. Das resultierende Wärmedefizit kann durch Wärmespeicher ausgegli-
23 chen werden. Durch Wärmespeicher ist es dann auch möglich, bei hohen Strompreisen die Strompro-
24 duktion zu maximieren, weil dann die Wärmeüberschüsse zwischengespeichert werden können. Durch
25 diese erhöhten Stromerlöse kann ein mehr oder weniger großer Teil der Kosten für den Wärmespei-
26 cher abgedeckt werden.
- 27 • Alternativ kann bei Netzengpässen der dann überschüssige Strom beim Kraftwerk zwischengespei-
28 chert werden. Dieser Strom kann dann später vor Ort genutzt oder bei niedriger erneuerbarer Strom-
29 erzeugung und damit niedriger Netzauslastung ins Netz eingespeist werden. Bei niedriger erneuerba-
30 rer Stromerzeugung sind die Börsenstrompreise meist hoch, wodurch ein mehr oder weniger großer
31 Teil der Kosten für den Stromspeicher abgedeckt werden kann.

32 Besonders günstig ist eine Kombination aus Power-to-Heat und Verringerung der Mindest-Stromeinspei-
33 sung: Bei sehr niedrigen Strompreisen wird die KWK-Anlage ganz abgestellt und die Wärme wird mittels
34 erneuerbaren Leistungsüberschüssen durch Elektrodenkessel vor Ort zur Verfügung gestellt.

35 Ein Beispiel: Im neuen hochflexiblen Gasmotorenkraftwerk der Stadtwerke Kiel wurde ein Elektroden-
36 kessel mit 35 MW installiert, der Windstromüberschüsse verheizen könnte und damit bei niedrigen
37 Strompreisen ein Abstellen der gesamten KWK-Anlage ermöglichen würde.⁴¹⁷ Damit würde eine deutliche
38 Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung dieser KWK-Anlage auf 0 MW ermöglicht. Insgesamt
39 würden damit die erneuerbaren Leistungsüberschüsse im Raum Kiel um deutlich mehr als 35 MW ver-
40 ringert. Ein Netzausbau für den Export dieser erneuerbaren Leistungsüberschüsse wäre nicht mehr er-
41 forderlich.⁴¹⁸

42 Aber für die Verheizung dieser erneuerbaren Leistungsüberschüsse müssen derzeit noch so viel Strom-
43 steuer und EEG-Abgabe gezahlt werden, dass sich der Betrieb des Kessels nicht lohnt. Erst nach einer
44 Freistellung der verheizten erneuerbaren Leistungsüberschüsse von Stromsteuer und EEG-Abgabe⁴¹⁹

⁴¹⁵ [NEP 2019-2030/S, S. 147ff., Kap. 5].

⁴¹⁶ Siehe Abb. 8.6.

⁴¹⁷ [Energiedepesche 2019].

⁴¹⁸ Zudem würde der Elektrodenheizkessel negative Regelleistung erbringen können.

⁴¹⁹ Eine Befreiung von EEG-Abgaben und Stromsteuern für ansonsten exportiertem erneuerbaren Überschussstrom verringert das gesamte Aufkommen von EEG-Abgaben und Stromsteuern nicht, weil für exportierten Strom keine Steuern und Abgaben erhoben werden [Jarass/Siebels 2020, S. 378].

würde sich der Betrieb des Kessels bei niedrigen Börsenstrompreisen, also bei erneuerbaren Leistungsüberschüssen lohnen. Allerdings sind ggf. zusätzlich die für den Betrieb dieses Kessels zu entrichtenden Netznutzungsentgelte zu beachten.

Fazit

Der Netzentwicklungsplan 2019 unterlässt eine Optimierung zwischen den Kosten einer Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung und den Kosten für den Netzausbau, weil er die Kosten für den Netzausbau gänzlich unberücksichtigt lässt. Dies führt zu einem überhöhten Netzausbau.

7.3 Bessere Auslastung des bestehenden Stromnetzes verringert den Netzausbau

Zur Erhöhung der Transportleistung sowohl von grenzüberschreitenden Stromleitungen (Interkonnektoren) als auch von innerdeutschen Stromleitungen gibt es neben dem Neubau von Stromleitungen eine Reihe von Alternativen⁴²⁰. Dabei müssen neben Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Kurzschlussstrom u.a. die thermische Grenzleistung und die dynamische Netzstabilität berücksichtigt werden.⁴²¹

7.3.1 Netzoptimierung und störungsorientierte Abregelung

Eine Netzausbaumaßnahme gilt bereits *"als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20% ausgelastet ist"*⁴²². In manchen Fällen werden auch Leitungen mit deutlich niedrigeren Auslastungen als erforderlich eingestuft, so z.B. die geplante 380-kV-Leitung von Emden nach Halbmond mit einer maximalen Auslastung von nur 8% und einer durchschnittlichen Auslastung von nur 3%.⁴²³ Deshalb beträgt die durchschnittliche Auslastung von neu geplanten Drehstromleitungen deutlich weniger als 20%.

Die folgenden beiden Stellungnahmen aus Netzwirtschaft und Politik verdeutlichen den anstehenden Untersuchungsbedarf:

- *"Wir müssen uns in Zukunft viel stärker darauf konzentrieren, vorhandene Netze effizienter zu nutzen. Ich bin davon überzeugt, dass wir uns in den nächsten Jahren viele Innovationen und technologische Entwicklungen zunutze machen können ..."*⁴²⁴. Manon van BEEK, Vorstandsvorsitzende TenneT Holding B.V.
- *"Wir wollen bei der Ertüchtigung des Bestandsnetzes stärker auf digitale und innovative Konzepte setzen und so den weiteren Ausbaubedarf reduzieren."*⁴²⁵ so das Bayerische Aktionsprogramm Energie.
- *"Einen bedarfssenkenden Effekt können zum Beispiel Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes haben"*⁴²⁶, schreibt die Bundesnetzagentur.

Eine Erhöhung der gesicherten Transportleistung des bestehenden Stromnetzes durch Netzoptimierung ist ein erster und häufig sehr effizienter Schritt zur besseren Auslastung des bestehenden Stromnetzes. Netzoptimierung kann z.B. erfolgen durch Behebung von Engpässen im Umspannungsbereich, besseres Abstimmen vorhandener Leitungssysteme, Regelung des Leistungsflusses etc. Eine gleichmäßige Verteilung des Leistungsflusses innerhalb eines Korridors auf die zugehörigen Stromkreise kann die Auslastung des bestehenden Stromnetzes deutlich erhöhen. Durch die Integration dieser leistungsflusssteu-

⁴²⁰ Zu ausführlichen Darstellungen siehe [Baumann/Jarass 2020, Kap. 6 und 7] sowie [Jarass/Jarass 2017]; siehe auch [Kemfert 2019, S. 304]

⁴²¹ Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 48ff., Kap. 2.1.2]. Neben der Sicherung der Systemstabilität müssen zudem bei Drehstromleitungen die Grenzwerte für elektrische Felder von maximal 5 kV/m und für magnetische Felder von maximal 100 Mikrottesla und bei Gleichstromleitungen die Grenzwerte für magnetische Felder von maximal 500 Mikrottesla eingehalten werden; Gleichstromleitungen haben keine elektrischen Felder [BFS 2019]; [BFS 2019a].

⁴²² [NEP 2019-2030/B, S. 50].

⁴²³ [NEP 2019-2030/B, S. 118].

⁴²⁴ [TenneT 2019]. TenneT benötigt mehr als 4,75 Mrd. €, sagte der niederländische Finanzminister Wopke HOEKSTRA in einem an das niederländische Parlament gerichteten Schreiben. Er fügte hinzu, dass die Regierung möglicherweise den staatlichen Übertragungsnetzbetreiber privatisieren oder eine Beteiligung daran verkaufen müsse [TenneT 2019a].

⁴²⁵ [BayWiMi 2019a, S. 24]; siehe hierzu auch [TenneT 2019].

⁴²⁶ [BNetzA 2018, S. 9].

ernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf reduzieren. Der Netzentwicklungsplan 2019 sieht eine Vielzahl von derartigen Maßnahmen⁴²⁷ zur Netzoptimierung vor. Allerdings werden die Möglichkeiten einer störungsorientierten Abregelung noch nicht ausreichend berücksichtigt.⁴²⁸

Neben den hier bereits beschriebenen Maßnahmen zur besseren Auslastung von Leitungen im Übertragungsnetz gibt es weitere Optimierungsverfahren, für die seitens der Übertragungsnetzbetreiber bisher kein Bedarf besteht, da Optimierungen des Netzes regelmäßig zu geringeren Investitionen und somit geringeren Renditen führen.

7.3.2 Optimierung von Schaltzuständen

Die in Deutschland übliche Bauweise von Freileitungen sieht vor, zwei Stromkreise oder mehr auf einem Mast zu installieren. Hintergrund ist die Trassenknappheit und die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit zu Beginn des Ausbaus der jeweiligen Spannungsebene.

Durch diese Bauweise übernimmt bei einem (n-1)-Ausfall eines Stromkreises regelmäßig der noch in Betrieb befindliche Stromkreis auf demselben Mast den größten Anteil der ausgefallenen Transportleistung. Im Extremfall, bei sehr kurzen Leitungsabschnitten oder bei Ausläuferleitungen, kann jeder Stromkreis nur mit 50% belastet werden, weil die volle ausgefallene Leistung vom parallelen Stromkreis übernommen wird. Im vermascht betriebenen Netz können durch Verschaltung der Stromkreise zu Abschnitten von 50...100 km Länge im Grundfall Auslastungen von je 70...80% zugelassen werden, da die Impedanz des im (n-1)-Ausfall verbleibenden Stromkreises hoch gegenüber der Impedanz des umgebenden Netzes ist und dann von z.B. 80% Ausfalltransportleistung nur 20 Prozentpunkte auf den Parallelstromkreis und 60 Prozentpunkte auf die zahlreichen in größerem Abstand parallel geführten Leitungen entfallen. Es sollte deshalb in der Netzplanung darauf geachtet werden, dass die Verschaltung von Stromkreisen so optimiert wird, dass es bei Erreichen von mindestens 70% der thermisch zulässigen Transportleistung nicht zu Überlastungen im (n-1)-Ausfall kommt.

Kurative Schaltmaßnahmen

Wie vorstehend beschrieben, hängt die Auslastung eines Stromkreises im (n-1)-Ausfall des parallel geführten Stromkreises vom Verhältnis seiner Impedanz zu der Impedanz des umgebenden Netzes ab. Kann z.B. aus Gründen der Systemstabilität oder des Spannungsfalls keine geeignete optimierte Verschaltung gefunden werden, ist es dennoch möglich, durch eine nur im (n-1)-Ausfall zuzuschaltende Extra-Impedanz in Form einer Serienspule einen ansonsten überlasteten Stromkreis wirksam zu entlasten ohne an anderer Stelle neue Engpässe zu erzeugen.

Kurative Lastflusssteuerung

Lastflusssteuernde Betriebsmittel wie Querregeltransformatoren und Hochspannungsgleichstromübertragungen werden in der klassischen Netzplanung präventiv so eingestellt, dass möglichst keine Überlastungen im (n-1)-Ausfall an beliebiger Stelle im Netz auftreten. Da sich nach einem (n-1)-Ausfall die Impedanzverhältnisse im Netz stark verändern, kann eine kurative Nachregelung oder sogar Abschaltung helfen, Überlastungen zu vermeiden. Bisher wurden kurative Maßnahmen nur im Zusammenhang mit Einspeisern in der Praxis umgesetzt, und auch nur wenn der zuständige Netzbetreiber einen dringenden Bedarf dafür hatte.

Fazit

Es gibt weitere bisher nicht eingesetzte Verfahren zur volkswirtschaftlich vorteilhaften Optimierung von Netzen, deren Umsetzung von den Netzbetreibern aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht verfolgt werden können.

⁴²⁷ [NEP 2019-2030/2, S. 34, S. 132 und S. 166ff.]; [NEP 2019-2030/B, S. 40ff.].

⁴²⁸ [Baumann/Jarass 2020, S. 77ff., Kap. 7.2].

7.4 Exkurs: Mögliche Einsparung bei Teilverkabelung mittels Minimaltrassen statt Standardtrassen

Drehstromleitungen können aus technischen Gründen⁴²⁹ nicht auf voller Länge verkabelt werden, sondern nur in einzelnen Abschnitten. Ein wesentliches Argument gegen eine Teilverkabelung von Drehstromleitungen sind die deutlichen Mehrkosten. So betragen z.B. bei einer 10 km langen Teilverkabelung in Standardausführung mit zwei Kabelsystemen pro Freileitungssystem die Investitionskosten das 5,0-fache⁴³⁰ wie bei einer Freileitungsausführung.

Bei Ausführung in Minimaltrassentechnologie⁴³¹ mit einem Kabelsystem⁴³² pro Freileitungssystem betragen aber in diesem Fall die Investitionskosten nur das 2,4-fache⁴³³ wie bei einer Freileitungsausführung. Bei Minimaltrassen-Ausführung sind die Verkabelungskosten also nur rund halb so hoch wie bei Standardausführung. Zudem ist die Zuverlässigkeit bei Minimaltrassen-Ausführung wegen der eingeplanten Reservekabel deutlich höher als bei einer Standard-Kabelauführung und übertrifft sogar die Zuverlässigkeit von Freileitungen.⁴³⁴

⁴²⁹ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 101, Kap. 5.1.1]; Teilverkabelungen mit einer Länge über rund 20 km müssen durch kostenaufwändige Kompensationsdrosseln an beiden Enden der Teilverkabelung kompensiert werden.

⁴³⁰ 2,41 = 12,10 Mio €/km [Brakelmann/Jarass 2019, S. 266, Tab. 12.6, Z. (1.2), Sp. (2.1)] / 2,42 Mio. €/km [Brakelmann/Jarass 2019, S. 266, Tab. 12.6, Z. (4.2), Sp. (1.1)].

⁴³¹ Zu Minimaltrassen mit Reservekabel – Power-Tubes siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 130ff., Kap. 6 sowie S. 165ff., Kap. 8] sowie [Hofmann 2019, S. 13-18]. Zu Minimaltrassen mit störungsorientierter Zusatzkühlung siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 177ff., Kap. 9]. Zu Minimaltrassen bei Gleichstrom-Verkabelung siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 303ff., Kap. 15].

⁴³² Zzgl. einem Reservekabel zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des Kabelsystems.

⁴³³ 2,41 = 5,93 Mio €/km [Brakelmann/Jarass 2019, S. 266, Tab. 12.6, Z. (3.2), Sp. (1.1)] / 2,42 Mio. €/km [Brakelmann/Jarass 2019, S. 266, Tab. 12.6, Z. (4.2), Sp. (1.1)].

⁴³⁴ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 174, Tab. 8.3, Sp. (1)].

8 Kraftwerksleistung und Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 2019

In diesem Kapitel werden die Ausbauziele des Netzentwicklungsplans 2019 für die installierte Kraftwerksleistung und die resultierende Stromproduktion dargestellt.⁴³⁵

8.1.1 Installierte Kraftwerksleistung laut Netzentwicklungsplan 2019

(1) Netzentwicklungsplan 2019-2030

Tab. 8.1⁴³⁶ zeigt die installierten Leistungen des deutschen Kraftwerksparks in Deutschland 2017 und Ausbaupläne bis 2035 laut dem von der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2019 vorgegebenen Szenariorahmen.

**Tab. 8.1: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland
im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035**

Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan 2019 Szenario B		
	2017	2025	2030	2035
(1) Erneuerbare Energien	112,8	168,8	202,7	222,9
(1.1) Wind onshore	50,5	70,5	81,5	90,8
(1.2) Wind offshore	5,4	10,8	17,0	23,2
(1.3) Photovoltaik	42,4	73,3	91,3	97,4
(1.4) Bioenergie	7,6	7,3	6,0	4,6
(1.5) Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6
(1.6) Sonstige	1,3	1,3	1,3	1,3
(2) Konventionelle Kraftwerke	103,5	72,4	71,2	70,8
(2.1) Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0
(2.2) Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0
(2.3) Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1
(2.4) Erdgas/Öl	34,0	27,4	28,7	28,5
(2.5) KWK < 10 MW	(*)	6,8	8,3	9,8
(2.6) Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,8
(2.7) Sonstige	4,3	3,7	3,5	3,6
(3) Alle Kraftwerke	216,3	241,2	273,9	293,7
(4) Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0

(*) KWK < 10 MW werden im Netzentwicklungsplan 2019 für das Jahr 2017 nicht separat ausgewiesen, sondern sind ihren Primärenergieträgern zugeordnet.

⁴³⁵ Siehe hierzu auch [Baumann/Jarass 2020] sowie [Jarass/Jarass 2017].

⁴³⁶ [NEP 2019-2030/B, S. 28, Szenario B].

Ergebnis:

- Die erneuerbare Kraftwerksleistung soll von 112,8 GW in 2017 bis 2025 um die Hälfte auf 168,8 GW ausgebaut und bis 2035 weiter auf 222,9 GW verdoppelt werden.
- Hingegen soll die konventionelle Kraftwerksleistung von 103,5 GW in 2017 bis 2025 um ein Drittel auf 72,4 GW reduziert werden. Ab 2025 soll die konventionelle Kraftwerksleistung konstant gehalten werden, um die Stromnachfrage auch bei geringer Stromproduktion aus Photovoltaik- und Windkraftwerken (‘Dunkelflaute’) abdecken zu können.
- Die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken soll von 46,2 GW in 2017 bereits bis 2025 auf 22,9 GW halbiert und dann geringfügig⁴³⁷ weiter reduziert werden. Die installierte Leistung von Erdgas- und Ölkraftwerken soll geringfügig von 34 GW in 2017 auf 38,3 GW in 2035 erhöht werden.
- Alle Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 stillgelegt.

Hinweis: Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 08. Oktober 2019⁴³⁸ wurde für 2030 die installierte Leistung für Wind onshore um gut 10 GW von 81,5 GW auf 67...71 GW verringert, für Wind offshore um 3 GW von 17 GW auf 20 GW erhöht und für Photovoltaik um knapp 7 GW von 91,3 auf 98 GW erhöht.

Abb. 8.1⁴³⁹ zeigt die installierten Kraftwerksleistungen in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035 laut Netzentwicklungsplan 2019.

Abb. 8.1: Installierte Kraftwerksleistungen in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035

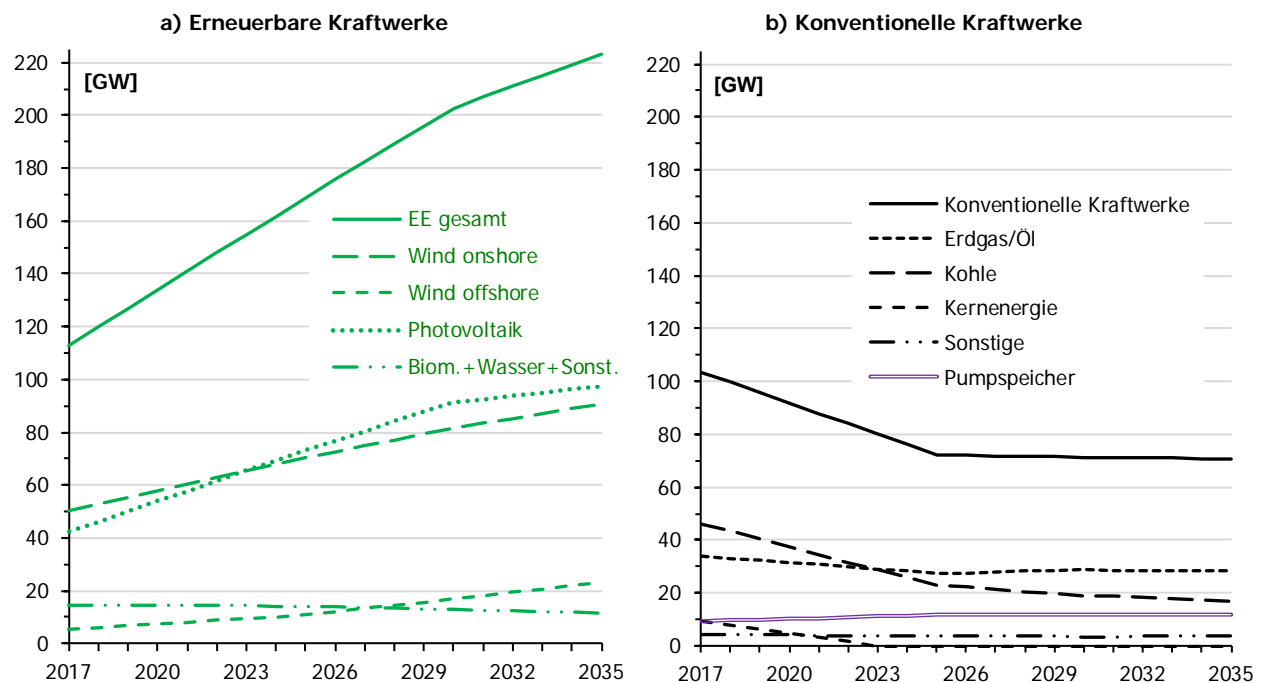


Abb. 8.2⁴⁴⁰ gibt einen Vergleich der installierten Leistungen laut Netzentwicklungsplan 2019 von erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken (Netto-Engpassleistung) für den Zeitraum 2017 bis 2035:

- 2017 waren die installierten Leistungen von erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken etwa gleich groß.
- 2035 soll die installierte Leistung von erneuerbaren Kraftwerken mehr als dreimal so groß sein wie die der konventionellen Kraftwerke.

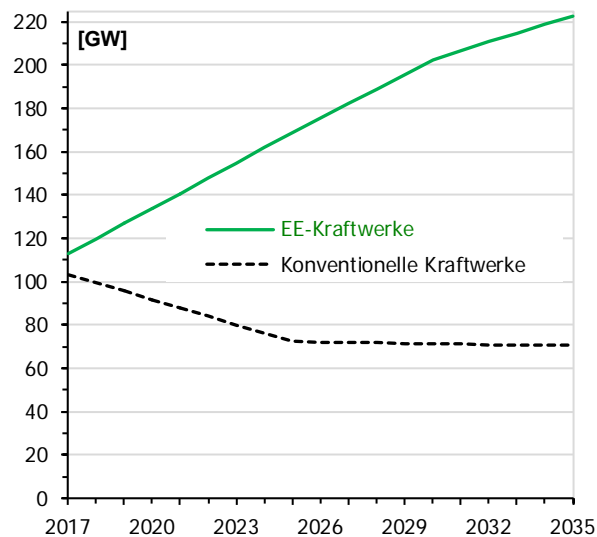
⁴³⁷ Der Szenariorahmen ist vom 15. Juni 2018 und konnte deshalb den Kohleausstiegsbeschluss [Kohleausstieg 2019] von Januar 2019 noch nicht berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019 Zusatzberechnungen zum Kohleausstieg veröffentlicht [NEP 2019-2030/B, S. 46ff.].

⁴³⁸ [Klimaschutzprogramm 2019a, S. 39].

⁴³⁹ IST-Werte für 2017 und Prognosen für 2025, 2030 und 2035 laut Tab. 8.1. Dazwischenliegende Werte wurden linear interpoliert. Alle Kernkraftwerke werden schrittweise bis Ende 2022 stillgelegt.

⁴⁴⁰ Siehe Tab. 8.1.

Abb. 8.2: Vergleich der installierten Leistungen von erneuerbaren und von konventionellen Kraftwerken in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035



(2) In Erarbeitung befindlicher Netzentwicklungsplan 2021-2035

Am 17. Januar 2020 wurden für den zukünftigen Netzentwicklungsplan 2021-2035 die Ausbauziele für die Kraftwerksleistungen⁴⁴¹ für das Jahr 2035 veröffentlicht (‘nach dem Spiel ist vor dem Spiel’).

Für die erneuerbaren Energien ergeben sich für das Jahr 2035 folgende Änderungen:

- Onshore-Wind 90,0 GW statt 90,8 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Offshore-Wind 30,0 GW statt 23,2 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Photovoltaik 119,0 GW statt 97,4 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Laufwasser 5,2 GW statt Wasserkraft 5,6 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- sonstige erneuerbare Erzeugung 1,4 GW statt 1,3 GW im Netzentwicklungsplan 2019.

Erneuerbare Energien (EE) sollen auf insgesamt 252,1 GW erhöht werden statt 222,9 GW im Netzentwicklungsplan 2019. Insgesamt wird also im Netzentwicklungsplan 2021 für das Jahr 2035 eine rund 13% höhere installierte Leistung der erneuerbaren Kraftwerke angesetzt als im Netzentwicklungsplan 2019.

Für die konventionellen Kraftwerke ergeben sich folgende Änderungen:

- Braunkohle 0 GW statt 9,0 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Steinkohle 0 GW statt 8,1 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Erdgas/Öl 35,5 GW statt 37,8 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- Pumpspeicher 9,8 GW statt 11,8 GW im Netzentwicklungsplan 2019,
- sonstige konventionelle Erzeugung 4,0 GW statt 6,1 GW im Netzentwicklungsplan 2019.

Konventionelle Kraftwerke sollen nun bis 2035 auf insgesamt 49,3 GW reduziert werden statt auf 72,8 GW im Netzentwicklungsplan 2019. Insgesamt wird also im Netzentwicklungsplan 2021 für das Jahr 2035 eine rund 32% niedrigere installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke angesetzt als im Netzentwicklungsplan 2019.

8.1.2 Stromproduktion laut Netzentwicklungsplan 2019

Tab. 8.2⁴⁴² zeigt die Stromproduktion der erneuerbaren und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne für 2030.

⁴⁴¹ [NEP 2021-2035/S, S. 21, Tab. 2]; siehe hierzu auch [NEP 2021-2035/S, Amprion].

⁴⁴² Zu Tab. 8.2, Sp. (1): [BDEW 2019]; die dort für Laufwasser angegebenen 20,2 TWh/a (siehe Tab. 8.2, Z. (1.5), Sp. (1)) beruhen wohl auf einer anderen Abgrenzung als in [NEP 2019-2030/2, S. 104, Abb. 38] und sind deshalb nicht direkt mit den Zahlenwerten ab 2025 vergleichbar. Zu Tab. 8.2, Sp. (2) bis Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 104, Tab. unter Abb. 38]. Die dort

Tab. 8.2: Stromproduktion der erneuerbaren und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035

Stromproduktion [TWh/a]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan 2019 Szenario B		
	2017	2025	2030	2035
(1) Erneuerbare Energien	214,8	339,4	395,1	434,2
(1.1) Wind onshore	87,9	151,9	173,8	190,8
(1.2) Wind offshore	17,7	46,8	73,8	100,7
(1.3) Photovoltaik	38,0	70,3	86,8	91,9
(1.4) Bioenergie	45,0	43,4	33,8	24,0
(1.5) Wasserkraft	20,2	18,5	18,5	18,5
(1.6) Sonstige	6,0	8,5	8,4	8,3
(2) Konventionelle Kraftwerke	431,4	268,3	244,8	172,2
(2.1) Kernenergie	76,3	0,0	0,0	0,0
(2.2) Braunkohle	148,4	64,3	58,2	23,6
(2.3) Steinkohle	92,9	80,2	57,3	22,0
(2.4) Erdgas/Öl	92,3	70,5	68,0	57,4
(2.5) KWK < 10 MW	(*)	38,3	46,7	55,1
(2.6) Sonstige	21,5	15,0	14,6	14,1
(3) Alle Kraftwerke	646,2	607,7	639,8	606,3

(*) KWK < 10 MW werden im Netzentwicklungsplan 2019 für das Jahr 2017 nicht separat ausgewiesen, sondern sind ihren Primärenergieträgern zugeordnet.

Abb. 8.3⁴⁴³ gibt eine grafische Veranschaulichung der in Tab. 8.2 gezeigten Werte zur Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Kraftwerke und der konventionellen Kraftwerke:

- Die jährliche Stromproduktion aus erneuerbaren Kraftwerken soll von 216 TWh in 2017 auf 434 TWh in 2035 verdoppelt werden, wobei die Stromproduktion aus Offshore-Windkraftwerken mehr als verfünffacht werden soll.
- Hingegen soll die jährliche Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken von 437 TWh in 2017 auf 172 TWh in 2035 reduziert werden, davon die Kohlestromproduktion von 242 TWh in 2017 auf 46 TWh in 2035. Nur die Stromproduktion durch Erdgaskraftwerke soll geringfügig von 92 TWh in 2017 unter Berücksichtigung der kleinen überwiegend gasbetriebenen Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen⁴⁴⁴ auf 112 TWh in 2035 erhöht werden.

Hinweis: Im aktuellen Klimaschutzprogramm der deutschen Bundesregierung vom 08. Oktober 2019 wurde für 2030 die prognostizierte Stromproduktion für Wind onshore von 173,8 TWh laut Netzentwicklungsplan auf 140...145 GW verringert, für Wind offshore von 73,8 TWh auf 79...84 TWh und für Photovoltaik von 86,6 TWh auf 90 TWh erhöht.⁴⁴⁵

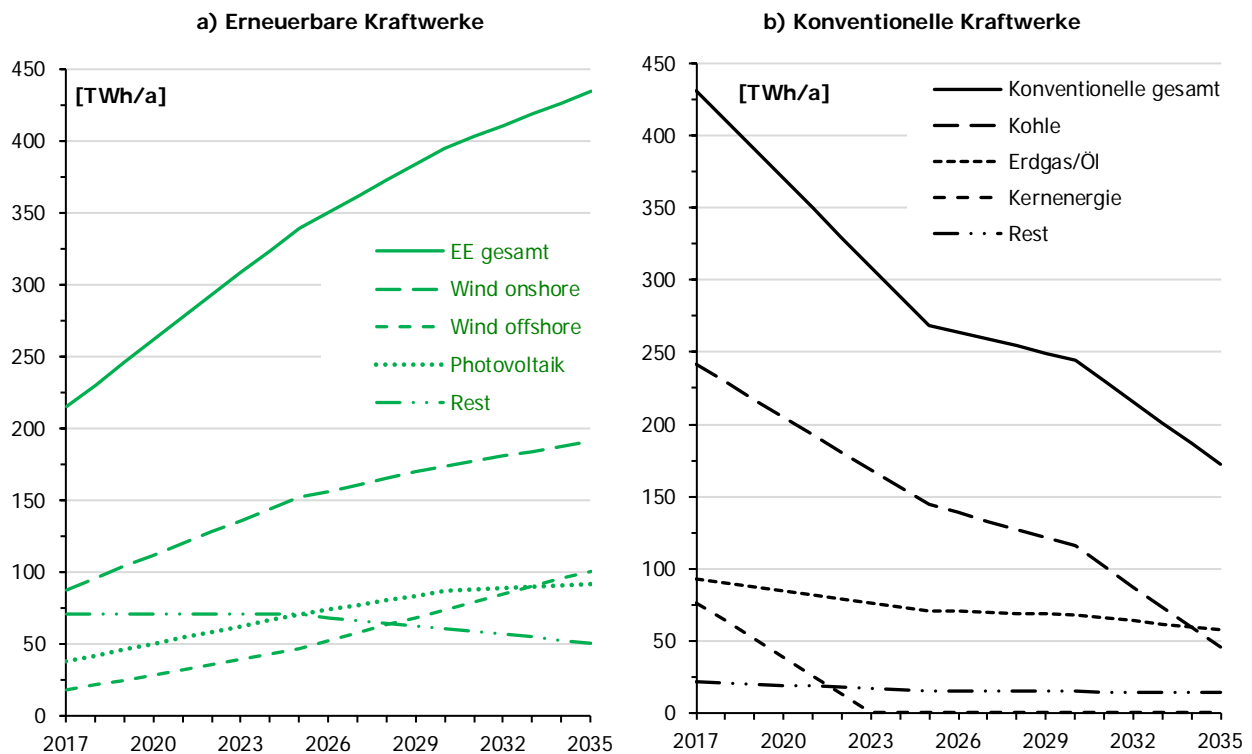
angegebenen Werte für "Wasserkraft" enthalten zwar neben Werten für Laufwasser zu kleinen Teilen auch Werte für Speicherwasser (ohne Pumpspeicher). Sie werden aber in diesem Gutachten einheitlich unter Wasserkraft aufgelistet. Siehe hierzu auch [BDEW 2020].

⁴⁴³ IST-Werte für 2017 und Prognosen für 2025, 2030 und 2035 laut Tab. 8.2. Dazwischenliegende Werte wurden linear interpoliert. Alle Kernkraftwerke werden schrittweise bis Ende 2022 stillgelegt.

⁴⁴⁴ 55,1 TWh in 2035 [Tab. 8.2, Z. (2.5), Sp. (4)].

⁴⁴⁵ [Klimaschutzprogramm 2019a, S. 39].

Abb. 8.3: Stromproduktion der erneuerbaren und der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2017 und Ausbaupläne bis 2035



8.2 Leistungsüberschüsse und Leistungsdefizite

Deutschland hat bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien immer öfter Leistungsüberschüsse, hingegen drohen bei Dunkelflauten Leistungsdefizite.

8.2.1 Installierte erneuerbare Kraftwerksleistung übersteigt in Deutschland immer stärker die benötigte Kraftwerksleistung

Tab. 8.3⁴⁴⁶ zeigt die maximal (´Jahreshöchstlast´), durchschnittlich und minimal benötigte elektrische Leistung in Deutschland für 2017 und Prognosen bis 2035 laut Netzentwicklungsplan 2019:

- Die **maximal benötigte Leistung**⁴⁴⁷ steigt von 86,1 GW in 2017 auf 94,8 GW in 2035 wegen der zukünftig verstärkten Sektorkopplung von Strom, Wärme und Verkehr.⁴⁴⁸
- Die **durchschnittlich benötigte Leistung**⁴⁴⁹ wird gemäß Prognose leicht von 60,5 GW in 2017 auf 62,7 GW in 2035 steigen.
- Die **minimal benötigte Leistung**⁴⁵⁰ bleibt weitgehend unverändert bei 34 GW.

⁴⁴⁶ Die maximal benötigte Leistung wird häufig als Jahreshöchstlast bezeichnet. Zu den Problemen bei der Messung der Jahreshöchstlast siehe [NEP 2015-2025/S, S. 79-81]. Zu Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (1): [BNetzA 2016, S. 52, Tab. 13]. Zu Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (2): [NEP 2019-2030/2, S. 53]. Zu Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (3): [NEP 2019-2030/2, S. 55]. Zu Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 57]. Zu Tab. 8.3, Z. (2): Nettostromverbrauch in Deutschland [NEP 2019-2030/B, S. 28, Nettostromverbrauch] / 8.760 h/a. Zu Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (1): Schätzung auf der Basis der Änderung von Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (2). Zu Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (3). Zu Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (2): [NEP 2019-2030/2, S. 53]. Zu Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (3): [NEP 2019-2030/2, S. 55]. Zu Tab. 8.3, Z. (3), Sp. (4): [NEP 2019-2030/2, S. 57].

⁴⁴⁷ Das ist die Jahreshöchstlast = maximaler Stromverbrauch pro Viertelstunde geteilt durch eine Viertelstunde.

⁴⁴⁸ "Vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie Power to Heat und Wärmepumpen führen zu einem Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen. Der Anstieg der Stromnachfrage durch Elektromobilität verteilt sich hingegen entsprechend des Nutzerverhaltens weitgehend homogen über das gesamte Jahr." [NEP 2019-2030/2, S. 45].

⁴⁴⁹ Das ist der jährliche Stromverbrauch geteilt durch 8760 Stunden.

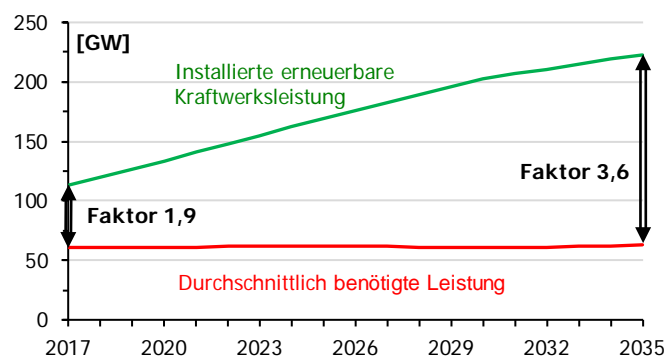
⁴⁵⁰ Das ist der minimale Stromverbrauch pro Viertelstunde geteilt durch eine Viertelstunde.

Tab. 8.3: Benötigte elektrische Leistung in Deutschland im Jahr 2017 und Prognosen bis 2035 laut Netzentwicklungsplan

Benötigte Leistung [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan 2019		
	2017	2025	2030	2035
(1) Maximal	86,1	88,2	93,2	94,8
(2) Durchschnittlich	60,5	62,1	60,3	62,7
(3) Minimal	34,7	34,4	34,2	33,9

Abb. 8.4⁴⁵¹ zeigt die in Deutschland installierten Leistungen von erneuerbaren Kraftwerken im Vergleich zur benötigten Leistung für 2017 sowie Prognosen bis 2035.

Abb. 8.4: Installierte erneuerbare Kraftwerksleistung und benötigte Leistung in Deutschland im Jahr 2017 und Prognosen bis 2035



Die installierte Leistung von erneuerbaren Kraftwerken war bereits 2017 fast doppelt so groß wie die durchschnittlich benötigte Leistung, in 2035 wird sie über dreimal so groß sein.

Während windstarker Tage produzieren alle deutschen Windkraftwerke maximal mit zwei Drittel ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr seltenen Fällen mit drei Viertel. Hingegen produzieren selbst während sonniger Tage alle deutschen Photovoltaikkraftwerke nur maximal mit der Hälfte ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr seltenen Fällen mit zwei Drittel.⁴⁵² Deshalb überstieg 2017 nur während weniger Stunden die durch erneuerbare Kraftwerke verfügbare Leistung die maximal benötigte Leistung von 86,1 GW,⁴⁵³ obwohl ihre installierte Leistung mit 112,8 GW⁴⁵⁴ deutlich höher war.

Zukünftig werden aber wegen des massiven Ausbaus der installierten Leistung von Photovoltaik- und Windkraftwerken von 155 GW⁴⁵⁵ in 2025 über 190 GW in 2030 auf 211 GW in 2035 bei einer laut Netzentwicklungsplan 2019 nur leicht steigenden durchschnittlich benötigten Leistung⁴⁵⁶ immer häufiger große Leistungsüberschüsse resultieren. Bei der minimal benötigten Leistung tritt dies schon deutlich früher ein, bei der maximal benötigten Leistung erst etwas später.

⁴⁵¹ Siehe Tab. 8.3, Z. (2) und Tab. 8.1, Z. (1).

⁴⁵² Siehe [Brakelmann/Jarass 2019, S. 27, Kap. 1.1.1(2)] sowie [Jarass/Jarass 2017, S. 25/26].

⁴⁵³ Tab. 8.3, Z. (1), Sp. (1).

⁴⁵⁴ Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (1).

⁴⁵⁵ 155 GW = 70,5 GW [Tab. 8.1, Z. (1.1), Sp. (2)] + 10,8 GW [Tab. 8.1, Z. (1.2), Sp. (2)] + 73,3 GW [Tab. 8.1, Z. (1.3), Sp. (2)].

⁴⁵⁶ Tab. 8.3, Z. (2).

8.2.2 Stark fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung hat deutschlandweite Dunkelflauten

Die erneuerbaren Kraftwerke haben eine stark fluktuierende Stromerzeugung, siehe Abb. 8.5⁴⁵⁷. Zudem produzieren sie bei bestimmten Wetterlagen, die teilweise über mehrere Tage insbesondere im Winter auftreten können, nur sehr wenig Strom (‘Dunkelflauten’), siehe Abb. 8.6⁴⁵⁸.

Abb. 8.5: Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland vom 22.01.2018 bis 28.01.2018 mit extremen Fluktuationen

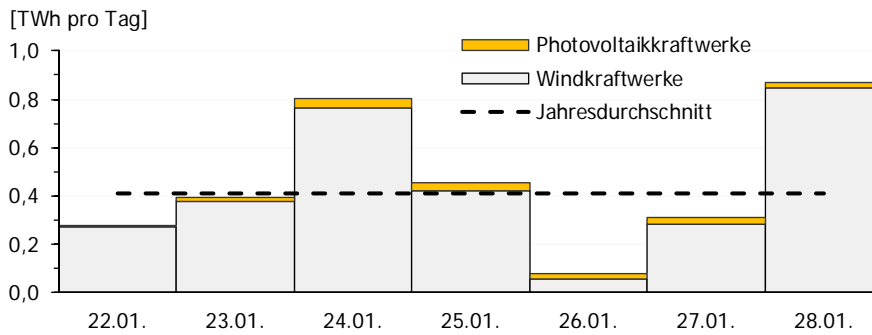
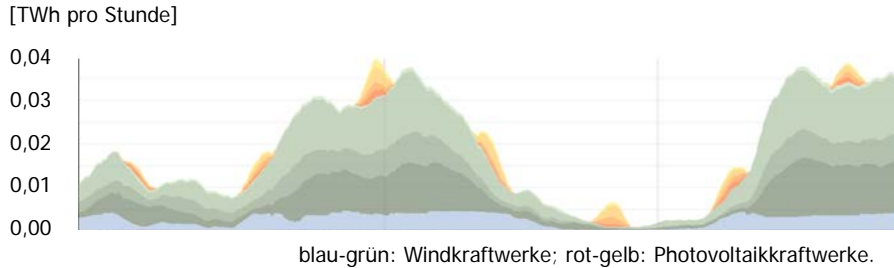
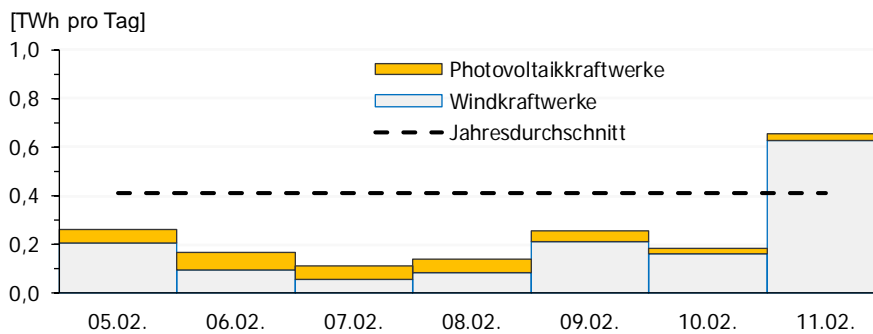
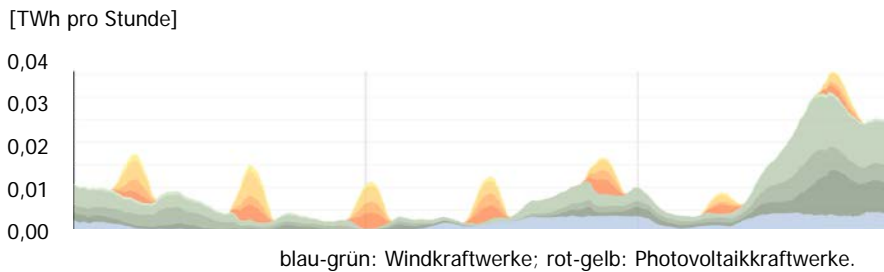


Abb. 8.6: Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland vom 05.02.2018 bis 11.02.2018 mit Windflaute

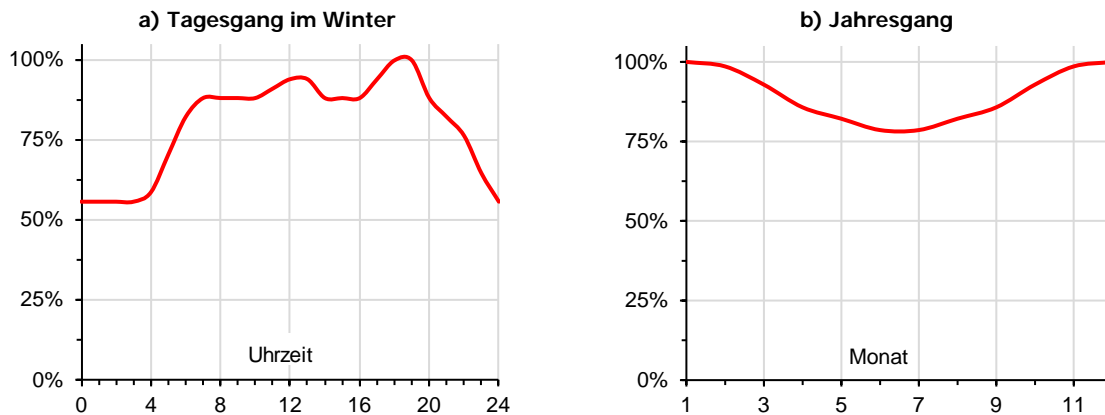


⁴⁵⁷ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 32, Abb. 1.7].

⁴⁵⁸ [Brakelmann/Jarass 2019, S. 32, Abb. 1.8]. Siehe hierzu auch [Plötz/Michaelis 2014].

Im Gegensatz dazu ist der Stromverbrauch ziemlich regelmäßig. Abb. 8.7a⁴⁵⁹ zeigt den typischen Tagesgang des Stromverbrauchs im Winter, im Sommer ist er gleichmäßiger. Abb. 8.7b zeigt den Jahresgang des monatlichen Stromverbrauchs.

Abb. 8.7: Typischer Tages- und Jahresgang des Stromverbrauchs



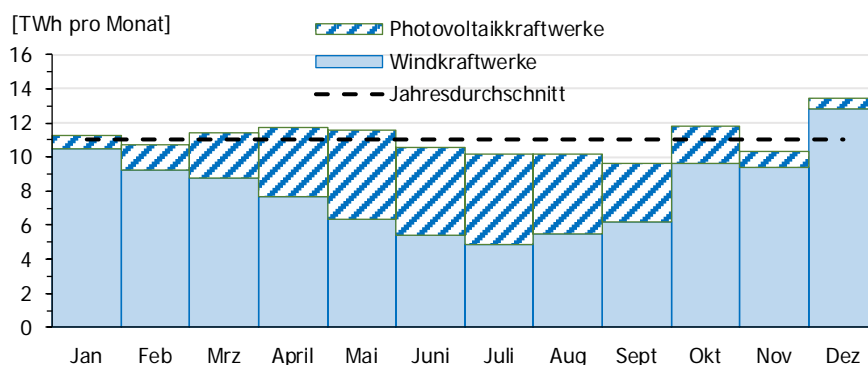
Die erneuerbare Stromproduktion hat auch von Monat zu Monat starke Fluktuationen⁴⁶⁰:

- Die maximale Windstromproduktion (meist im Dezember) ist bis zu viermal so hoch wie die minimale Windstromproduktion (im Sommer) und fluktuiert von Monat zu Monat stark.
- Die maximale Photovoltaikstromproduktion (im Sommer) ist bis zu 12mal so hoch wie die minimale Stromproduktion (meist im Dezember). Sie steigt bis Juni ziemlich gleichmäßig an und sinkt dann wieder gleichmäßig ab.

Die erneuerbare Stromproduktion hat neben großen stündlichen und täglichen Fluktuationen auch große saisonale Unterschiede, wie Abb. 8.8⁴⁶¹ zeigt:

- Windenergie ist im Norden und Osten Deutschlands konzentriert und ihre Stromproduktion ist im Winter deutlich größer als im Sommer.
- Hingegen ist Photovoltaik v.a. im Süden (aber auch im Osten) Deutschlands konzentriert und ist im Winter viel kleiner als im Sommer.

Abb. 8.8: Monatliche Stromproduktion von Photovoltaik- und Windkraftwerken in Deutschland, Durchschnitt 2016-2018



Auch der Stromverbrauch ist von Monat zu Monat ziemlich gleichmäßig, im Winter etwas mehr als im Sommer.⁴⁶²

⁴⁵⁹ [Jarass/Jarass 2017, S. 39, Abb. 2.7].

⁴⁶⁰ [Jarass/Jarass 2017, S. 33, Abb. 2.5] sowie [Brakelmann/Jarass 2019, S. 36, Abb. 1.11].

⁴⁶¹ Basierend auf [Brakelmann/Jarass 2019, S. 36, Abb. 1.11].

⁴⁶² In machen Ballungszentren, insbesondere in Städten mit vielen Rechenzentren steigt die sommerliche Stromnachfrage wegen der wachsenden Nachfrage nach Kühlung stark an.

8.2.3 Netzausbau ist nicht für Dunkelflauten, sondern für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich

Die Bundesnetzagentur behauptet, *"dass die geplanten Netzausbauprojekte zum größten Teil durch innerdeutschen Transportbedarf entstehen, obgleich ein Einfluss des Stromhandels auf einzelne Leitungen nicht ausgeschlossen werden kann."*⁴⁶³ Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT bezeichnet die geplante Gleichstrom-Höchstspannungsleitung SuedOstLink als *"Das Erdkabel für eine sichere Stromversorgung Bayerns"*⁴⁶⁴.

Das auf dem Netzentwicklungsplan beruhende Bundesbedarfsplangesetz gibt folgende Gründe für einen Netzausbaubedarf an:

- *"... Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen",*
- *"Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union",* also internationaler Stromhandel,
- *"Anschluss neuer Kraftwerke",*
- *"Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz"*⁴⁶⁵.

Neue Leitungen nutzen bei Dunkelflauten nichts

Wegen der beschlossenen schrittweisen Stilllegung aller Kohlekraftwerke wird es immer häufiger drohende **Leistungsdefizite** geben, weil die erneuerbaren Kraftwerke bei bestimmten Wetterlagen manchmal über Tage nur wenig Strom produzieren (‘Dunkelflauten’).⁴⁶⁶ Hierfür ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich, wie die Bundesnetzagentur ausführt: *"Bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich."*⁴⁶⁷

Dies wird durch die Europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE bestätigt, die für 2030 in ihren Szenarioprämissen⁴⁶⁸ deutsche Importkapazitäten von 35,8 GW und von 39 GW für 2040 annehmen. Bei einer Dunkelflaute wird davon mit 19,2 GW nur rund die Hälfte für Importe benötigt. Wenn aber im Zuge einer europäischen Energiewende auch im benachbarten Ausland fossile Kraftwerke durch Wind- und Solarkraftwerke ersetzt werden, so würden noch deutlich weniger Importleistungen zur Verfügung stehen.⁴⁶⁹ Europaweite Dunkelflauten können sich über Wochen auf ganz Kontinentaleuropa erstrecken⁴⁷⁰, die dann ohne ausreichend viele Reservekraftwerke zu europaweiten Stromengpässen führen könnten.

Zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung bei deutschlandweiten Dunkelflauten nutzen zusätzliche Leitungen also wenig. Vielmehr sind hierfür ausreichend viele schnell regelbare und verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich⁴⁷¹, insbesondere neue Gaskraftwerke in Süddeutschland: *"Wir wollen den Bau von zusätzlichen, regionalen Gaskraftwerken in Bayern anstoßen, um die Versorgungssicherheit nach dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke und dem Kohleausstieg zu gewährleisten"*⁴⁷², so das Bayerische Aktionsprogramm Energie. Wenn man allerdings – im Gegensatz zu den bayerischen Forderungen – die Reservekraftwerke nicht verbrauchsnahe, sondern verbrauchsfern installiert, könnte hierfür ein Netzausbau erforderlich sein.

Für regionale Dunkelflauten, z.B. in Süddeutschland, kann das bereits sehr gut ausgebaute Übertragungsnetz von Norden nach Süden genutzt werden. Nach der schrittweisen Stilllegung der Kohlekraftwerke gemäß Kohleausstieg kann allerdings für die Überbrückung von deutschlandweiten Dunkelflauten

⁴⁶³ [BNetzA 2019b, S. 34].

⁴⁶⁴ [TenneT 2020a]; siehe dazu auch [TenneT 2020].

⁴⁶⁵ § 1 Abs. (1) S. 1 BBPlG.

⁴⁶⁶ Siehe z.B. [Brakelmann/Jarass 2019, S. 32, Abb. 1.8].

⁴⁶⁷ [NEP 2019-2030/B, S. 33].

⁴⁶⁸ [Dunkelflaute 2017, S. 15].

⁴⁶⁹ [Dunkelflaute 2017, S. 18].

⁴⁷⁰ [Dunkelflaute 2017, S. 10].

⁴⁷¹ Siehe Tab. 8.1, Z. (2), wo ab 2025 die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken (v.a. Gaskraftwerke) in der Größenordnung der durchschnittlichen Stromnachfrage laut Tab. 8.3, Z. (2) gehalten wird.

⁴⁷² [BayWiMi 2019a, S. 22/23].

1 die Differenz an gesicherter Leistung nicht mehr durch west- und ostdeutsche Kohlekraftwerke sicher-
 2 gestellt werden, sondern es sind hierfür verbrauchsnahe Reservekraftwerke in Süddeutschland erforder-
 3 lich.

4 **Netzausbau ist für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich**

5 Der geplante Ausbau des Übertragungsnetzes ist fast ausschließlich für den Export von Leistungsüber-
 6 schüssen erforderlich⁴⁷³, wie auch die Bundesnetzagentur bestätigt.

7 Gemäß Bundesnetzagentur erfordern nicht etwa **Leistungsdefizite** (‘Dunkelflauten’), sondern viel-
 8 mehr **Leistungsüberschüsse**⁴⁷⁴ Netzausbau: *“Nach wie vor sind es Stunden hoher EE-Einspeisung, die*
 9 *maßgeblich netzausbaurelevant sind.”*⁴⁷⁵ *“Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung*
 10 *in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süd-*
 11 *deutschland und ins europäische Ausland ein.”*⁴⁷⁶ Die Bundesnetzagentur behauptete dann aber später
 12 zur öffentlichen Rechtfertigung ihrer Netzausbauprojekte, *“dass die geplanten Netzausbauprojekte zum*
 13 *größten Teil durch innerdeutschen Transportbedarf entstehen, obgleich ein Einfluss des Stromhandels auf*
 14 *einzelne Leitungen nicht ausgeschlossen werden kann.”*⁴⁷⁷

15 Tab. 8.4 zeigt drei Fälle mit wenig, viel und sehr viel Wind und Sonne.

16 **Tab. 8.4: Netzausbau ist für den Export von Leistungsüberschüssen erforderlich**

Fall 1	Fall 2a	Fall 2b	Fall 3a	Fall 3b
wenig Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
geringe oder hohe Stromnachfrage	hohe Stromnachfrage	geringe Stromnachfrage	hohe Stromnachfrage	geringe Stromnachfrage
kein EE- Leistungsüberschuss im Norden und Osten	geringer EE- Leistungsüberschuss im Norden und Osten	höherer EE- Leistungsüberschuss im Norden und Osten	EE-Leistungsüberschuss bundesweit plus großer Stromtransit	zwar hoher EE-Leistungs- überschuss bundesweit, aber geringer Stromtransit
keine Stromübertragung nach Süden	Übertragung des Leistungsüberschusses nach Süden	Übertragung des Leistungsüberschusses nach Süden	Export des bundesweiten Leistungsüberschusses	Export eines Teils des bundesweiten Leistungsüberschusses
-	durch das bestehende Stromnetz	überwiegend durch das bestehende Stromnetz	durch ein stark ausgebautes Stromnetz	überwiegend durch das bestehende Stromnetz
kein Netzausbau erforderlich	kein Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich	sehr großer Netzausbau erforderlich	wenig Netzausbau erforderlich

18 Regionale Leistungsüberschüsse werden schon derzeit in anderen deutschen Regionen verbraucht. Bei
 19 wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion resultieren immer häufiger gesamtdeutsche
 20 Leistungsüberschüsse, die derzeit – für sehr niedrige Preise – in benachbarte Länder exportiert werden,
 21 was zu immer größeren deutschen Stromexporten führt, siehe Tab. 8.4, Fall 3a und einen massiven
 22 Netzausbau erfordert.

23 Auch Dänemark und Schweden wollen ihren Leistungsüberschuss in immer stärkerem Maße nach Sü-
 24 den quer durch Deutschland exportieren, da die weiter südlich gelegenen Abnehmer höhere Preise
 25 zahlen.⁴⁷⁸ Deshalb muss v.a. bei hoher Stromnachfrage diese Nachfrage nach Stromtransit⁴⁷⁹ berück-

⁴⁷³ Siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 34ff., Kap. 3.4.3]; [Jarass/Siebels 2020]; [Jarass/Siebels 2020a]; [Jarass/Jarass 2017].

⁴⁷⁴ Siehe hierzu [Jarass/Jarass 2017, S. 66ff., Kap. 4.1.2].

⁴⁷⁵ [NEP 2019-2030/aT, S. 12].

⁴⁷⁶ [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

⁴⁷⁷ [NEP 2019-2030/aT, S. 34].

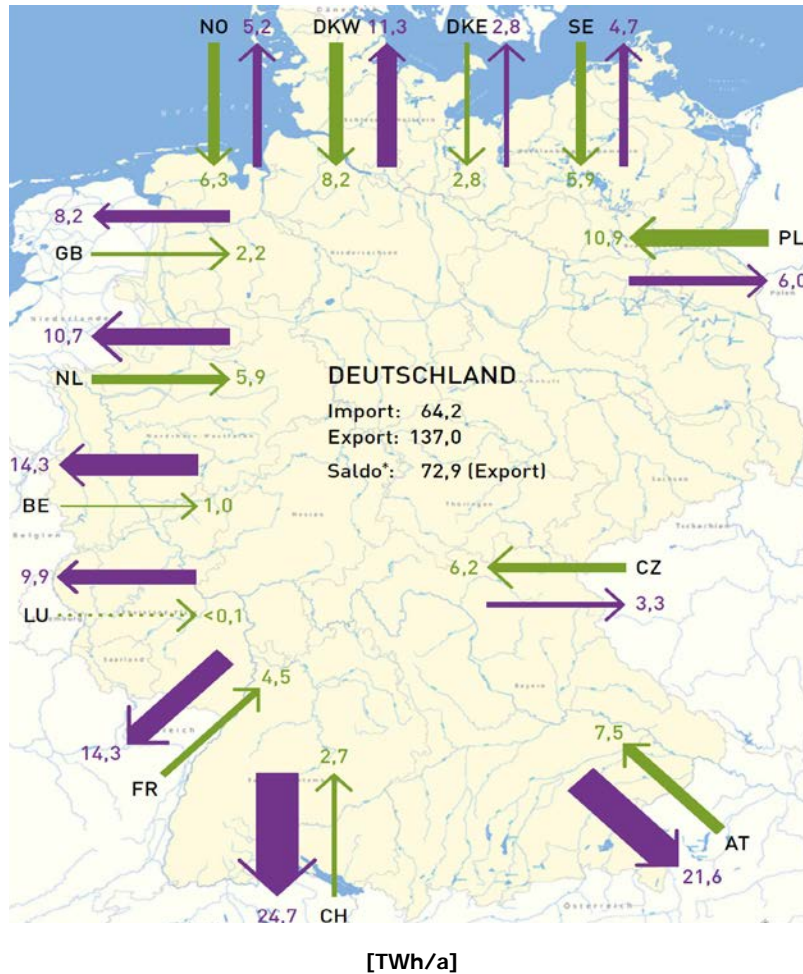
⁴⁷⁸ Hohe Nachfrage in Deutschland geht meist einher mit hoher Nachfrage in ganz Mitteleuropa, was sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern den Energiepreis anhebt.

⁴⁷⁹ Künftig müssen an allen innereuropäischen Grenzen 70% der dort verfügbaren Leitungskapazität für den Stromhandel zwischen den Staaten zur Verfügung gestellt werden, siehe Kap. 2.2.1.

sichtigt werden. Zum Export dieser Leistungsüberschüsse wird vom Netzentwicklungsplan ein erheblicher Netzausbau als erforderlich erachtet, insbesondere auch, um die wachsenden erneuerbaren Leistungsüberschüsse aus Skandinavien und Norddeutschland über das deutsche Stromnetz nach Frankreich, Schweiz, Österreich und Tschechien exportieren zu können.

Ein Stromexport nach Süden wird allerdings sowohl für Deutschland wie auch für andere Länder zukünftig immer seltener möglich sein, da in den derzeitigen Importländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der erneuerbaren Stromproduktion aller beteiligten Länder besteht, siehe Tab. 8.4, Fall 3b. In diesem Fall ist wenig Netzausbau erforderlich.⁴⁸⁰ Für die Nutzung der nicht exportierbaren Stromüberschüsse müssen in jedem Fall andere Lösungen gefunden werden.⁴⁸¹

Abb. 8.9: Jährlicher deutscher Stromexport, Prognosen für 2030



Der Netzentwicklungsplan 2019 macht keine Angaben zum Stromexport bei Starkwindeinspeisung, sondern gibt nur Werte für den gesamten jährlichen Stromimport und Stromexport. Abb. 8.9⁴⁸² zeigt für den deutschen Stromexport diese Prognosen für 2030. Insgesamt werden in 2030 137,0 TWh exportiert, also mehr als ein Fünftel der gesamten Stromproduktion von 639,8 TWh⁴⁸³, und zwar überwiegend in das südliche und südwestliche Ausland. Dieser Stromexport findet im Wesentlichen bei sehr hoher erneuerbarer Stromproduktion statt. Dies bestätigt die Bundesnetzagentur: *„Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Damit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen.“*⁴⁸⁴

⁴⁸⁰ Bei viel erneuerbarem Strom und geringer Nachfrage ist deshalb die Netzauslastung deutlich geringer als bei viel erneuerbarem Strom und hoher Nachfrage, weil dann gleichzeitig auch noch Nord-Süd-Transite stattfinden, siehe Tab. 8.4, Fall 3a.

⁴⁸¹ Siehe Kap. 7.

⁴⁸² [NEP 2019-2030/B, S. 98, Abb. 35, B2030].

⁴⁸³ Siehe Tab. 8.2, Z. (3), Sp. (3).

⁴⁸⁴ [NEP 2019-2030/B, S. 33].

8.3 Spezifische Kosten des Netzausbaus

8.3.1 Spezifische Investitionskosten für neue Leitungen laut Netzentwicklungsplan 2019

Der Netzentwicklungsplan 2019 gibt folgende Kostenschätzungen⁴⁸⁵ an:

(1) Drehstromleitung

Für *“380-kV-Neubau Doppelleitung, Neubautrasse, Hochstrom“* fallen Investitionskosten von 2,2 Mio. €/km an. Bei Bau in einer Bestandstrasse fallen für den Rückbau zusätzlich 0,3 Mio. €/km an.

Bei 4.000 A hat eine derartige Hochstromtrasse eine installierte Transportleistung von 2,6 GW⁴⁸⁶ je System, bei 2 Systemen also rund 5,2 GW.

Bei Teilverkabelung fallen Investitionskosten von 11,5 Mio. €/km an.

(2) Gleichstromleitung

Für einen *“Neubau DC-Freileitung, Doppelleitung mit 2 GW“* fallen Investitionskosten von 2,0 Mio. €/km an. Für *“Neubau DC-Erdkabel“, “Neubautrasse mit 1x2 GW“* fallen 6 Mio. €/km an.

Hinzu kommen die Kosten von 0,25 Mrd. €/GW für einen Drehstrom-Gleichstrom-Konverter am Anfang der Gleichstromleitung und von weiteren 0,25 Mrd. €/GW für den Gleichstrom-Drehstrom-Konverter am Ende der Gleichstromleitung.

8.3.2 Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes laut Netzentwicklungsplan 2019

Im Folgenden werden aus den Angaben des Netzentwicklungsplans 2019 spezifische Kosten des Netzausbaus abgeschätzt.⁴⁸⁷

(1) Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Netzausbau-Investitionskosten pro km

Das Zubaunetz bis 2035 umfasst (ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke) 10.040 km⁴⁸⁸, und zwar ganz überwiegend Drehstrom-Freileitungen. Für dieses Zubaunetz rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit Investitionskosten von 55,5 Mrd. €⁴⁸⁹. Daraus resultieren Investitionskosten von **5,53 Mio. €⁴⁹⁰ pro km** Zubaunetz.

⁴⁸⁵ [NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen].

⁴⁸⁶ Zum besseren Vergleich mit installierten Leistungen von Kraftwerken wird in diesem Gutachten die Transportleistung als Wirkleistung in MW statt, wie üblich, als Scheinleistung in MVA angegeben. Die Transportleistungen werden für die niedrigste zulässige Betriebsspannung von 380 kV berechnet. Zur Abschätzung von gesicherten Transportleistungen siehe auch Kap. 8.4.1.

⁴⁸⁷ Siehe auch [NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen], wo allerdings nur Kosten für Leitungen angegeben werden.

⁴⁸⁸ 10.040 km = 8.890 km [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.1, Z. (3.2), Sp. (4)] + 1.150 km [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.1, Z. (3.3), Sp. (4)].

⁴⁸⁹ [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.1, Sp. (5), Z. (3.2) + Z. (3.3)]. Die Kostenangaben für das Drehstrom-Zubaunetz schließen alle Punktmaßnahmen ein, insbesondere auch die erheblichen Kosten für die vorgesehenen Maßnahmen zur Blindleistungskompensation, die bis zu 5 Mrd. € für das Zieljahr B2035 betragen [NEP 2019-2030/B, S. 61]; davon sind 1,5 Mrd. € rückwirkend für das Startnetz [NEP 2019-2030/2, S. 134]: 1,5 Mrd. € = 12,5 Mrd. € - 11,0 Mrd. €.

⁴⁹⁰ 5,53 Mio. €/km = 55,5 Mrd. € / 10.040 km.

1 Netzausbau-Investitionskosten pro kW

2 Von 2017 bis 2035 ist eine Erhöhung der installierten erneuerbaren Leistung (ohne Offshore-Windkraft-
3 werke) um 92,3 GW⁴⁹¹ geplant. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 109 km pro GW⁴⁹². Bei Investi-
4 tionskosten von 5,53 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit für den Netzausbau **603 €**⁴⁹³ Investitions-
5 kosten **pro kW** neu installierter erneuerbarer Leistung an.

6 Diese Netzausbau-Investitionskosten liegen damit in der Größenordnung bei gut der Hälfte der Inves-
7 tionskosten von Photovoltaikanlagen und bei gut einem Drittel der Investitionskosten von Onshore-
8 Windkraftwerken⁴⁹⁴.

9 Netzausbau-Investitionskosten pro kWh zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung

10 Erneuerbare Kraftwerke (ohne Offshore-Windkraftwerke) sollen 2035 gegenüber 2017 rund 135
11 TWh/a⁴⁹⁵ zusätzlich erzeugen. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 74 km⁴⁹⁶ pro zusätzlich erzeugte
12 TWh/a. Bei Investitionskosten von 5,53 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit Netzausbau-Investitions-
13 kosten von 41 Cent⁴⁹⁷ pro 1 kWh/a an. Legt man diese einmalig anfallenden Investitionskosten auf die
14 Stromerzeugung von 40 Jahren um, so resultiert ohne Verzinsung, Verlustenergie und Betriebskosten
15 rund 1 Cent pro kWh zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung.

16 (2) Spezifische Investitionskosten des Zubaunetzes 17 zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

18 Netzausbau-Investitionskosten pro km

19 Bis 2035 umfasst das Zubaunetz für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke 3.421 km⁴⁹⁸, und
20 zwar ganz überwiegend Gleichstrom-Kabel. Für dieses Zubaunetz rechnen die Übertragungsnetzbetrei-
21 ber mit Investitionskosten von 19,0 Mrd. €⁴⁹⁹. Daraus resultieren Investitionskosten von 5,55 Mio. € pro
22 km⁵⁰⁰ Zubaunetz zur Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke. Das sind etwa genauso viel wie die
23 eben berechneten 5,53 Mio. € pro km Zubaunetz ohne Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke.

24 Netzausbau-Investitionskosten pro kW

25 Von 2017 bis 2035 ist eine Erhöhung der installierten Leistung von Offshore-Windkraftwerken um 17,8
26 GW⁵⁰¹ geplant. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 192 km pro GW⁵⁰². Bei Investitionskosten von
27 5,55 Mio. € pro km Zubaunetz fallen damit für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke Inves-
28 tionskosten von 1.066 €⁵⁰³ pro kW neu installierter Offshore-Windleistung an. Das sind etwa doppelt
29 so viel wie die zuvor berechneten 603 € pro kW neu installierter Onshore-Leistung.

⁴⁹¹ 92,3 GW = 222,9 GW [Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (4)] - 112,8 GW [Tab. 8.1, Z. (1), Sp. (1)] - {23,2 GW [Tab. 8.1, Z. (1.2), Sp. (4)] - 5,4 GW [Tab. 8.1, Z. (1.2), Sp. (1)]}.

⁴⁹² 109 km/GW = 10.040 km / 92,3 GW.

⁴⁹³ 5,53 Mio. €/km * 109 km/GW = 0,603 Mrd. €/GW = 603 €/kW. Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

⁴⁹⁴ Die Investitionskosten von Photovoltaik betragen zwischen 600 €/kW (günstige Freiflächenanlagen) und 1.500 €/kW (ungünstige Dachanlagen) und von Onshore-Windkraftwerken zwischen 1.500 €/kW und 2.000 €/kW [Stromgestehungskosten 2018, S. 2].

⁴⁹⁵ 135,0 TWh/a = 434,2 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1), Sp. (4)] - 216,2 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1), Sp. (1)] - {100,7 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1.2), Sp. (4)] - 17,7 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1.2), Sp. (1)]}.

⁴⁹⁶ 74 km/(TWh/a) = 10.040 km / 135 TWh/a.

⁴⁹⁷ 5,53 Mio. €/km * 74 km/(TWh/a) = 0,409 Mrd. €/(TWh/a) = 41 Cent/(kWh/a). Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

⁴⁹⁸ 3.421 km = 1.906 km [Baumann/Jarass 2020, S. 24, Tab. 3.2, Z. (3.2), Sp. (3)] + 1.515 km [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.2, Z. (3.3), Sp. (3)].

⁴⁹⁹ [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.2, Sp. (4), Z. (3.2) + Z. (3.3)]. Hinzugerechnet werden müssen anteilige Netzausbaukosten für die Weiterleitung des Offshore-Windstroms nach Süden, siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 20, Tab. 3.1].

⁵⁰⁰ 5,55 Mio. €/km = 19,0 Mrd. € / 3.421 km.

⁵⁰¹ 17,8 GW = 23,2 GW [Tab. 8.1, Z. (1.2), Sp. (4)] - 5,4 GW [Tab. 8.1, Z. (1.2), Sp. (1)].

⁵⁰² 192 km/GW = 3.421 km / 17,8 GW.

⁵⁰³ 5,55 Mio. €/km * 192 km/GW = 1,066 Mrd. €/GW = 1.066 €/kW. Hierin sind allerdings auch Investitionskosten für die Weiterübertragung von Offshore-Windenergie nach Süden enthalten.

Die Netzausbaukosten liegen damit in der Größenordnung bei einem Drittel der Investitionskosten von Offshore-Windkraftwerken⁵⁰⁴.

Hinzu kommen die erheblichen Investitionskosten für die Leitungen, die für den Weitertransport nach Süden erforderlich sind.

Netzausbau-Investitionskosten pro kWh zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung

Offshore-Windkraftwerke sollen 2035 gegenüber 2017 rund 83,0 TWh/a⁵⁰⁵ zusätzlich erzeugen. Bezogen auf das Zubaunetz resultieren 41 km⁵⁰⁶ pro zusätzlich erzeugter TWh/a. Bei Investitionskosten von 5,55 Mio. € pro km Offshore-Zubaunetz fallen damit Netzausbau-Investitionskosten von 23 Cent⁵⁰⁷ pro zusätzliche jährliche erneuerbare Stromerzeugung von 1 kWh an. Hinzu kommen die erheblichen Investitionskosten für den Weitertransport nach Süden erforderlichen Leitungen.

Legt man diese 23 Cent Investition pro kWh auf die Förderdauer der Offshore-Windkraftwerke von 20 Jahren um und zählt Verzinsung sowie Betriebs- und Verlustkosten hinzu, so resultieren allein für die Offshore-Netzanbindungssysteme rund 2...3 Cent Transportkosten pro kWh zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung.

(3) Spezifische Investitionskosten des gesamten Zubaunetzes inkl. Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke

Gesamte Netzausbau-Investitionskosten pro km

Die Investitionskosten betragen durchschnittlich 5,4 Mio. €⁵⁰⁸ pro km Trassenlänge.

Die Berechnung der Investitionskosten für den gesamten Netzausbau pro kW und pro kWh zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung ist nicht sinnvoll, da hier strikt zwischen Onshore-Netzanbindung und Offshore-Netzanbindung unterschieden werden muss.

8.3.3 Spezifische Investitionskosten für ausgewählte neue Leitungen laut ENTSOE 2020

Ausgewählte EU-Vorhaben von gemeinsamem Interesse für Stromleitungen in Süddeutschland⁵⁰⁹:

SuedLink (PCI No. 2.10):

- Investitionskosten 9.560 Mio. €⁵¹⁰.
- Trassenlänge durchschnittlich ca. 630 km⁵¹¹.
- Längenspezifische Investitionskosten also ca. 15,2 Mio. €/km.
- installierte Transportleistung 4 GW.
- Längen- und leistungsspezifische Investitionskosten also 3,8 Mio. €/(km*GW).

SuedOstLink (PCI No. 3.12)

- Investitionskosten 2.800 Mio. €⁵¹², nur gut die Hälfte der von den Projektbetreibern andernorts angegebenen 5.000 Mio. €⁵¹³.
- Trassenlänge 540 km⁵¹⁴.
- Längenspezifische Investitionskosten also ca. 5,2 Mio. €/km.
- installierte Transportleistung 2 GW.

⁵⁰⁴ Die Investitionskosten von Offshore-Windkraftwerken betragen zwischen 3.100 €/kW bis 4.700 €/kW [Stromgestehungskosten 2018, S. 2].

⁵⁰⁵ 83,0 TWh/a = 100,7 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1.2), Sp. (4)] - 17,7 TWh/a [Tab. 8.2, Z. (1.2), Sp. (1)].

⁵⁰⁶ 41 km/(TWh/a) = 3.421 km / 83 TWh/a.

⁵⁰⁷ 5,55 Mio. €/km * 41 km/(TWh/a) = 0,23 Mrd. €/(TWh/a) = 23 Cent/(kWh/a).

⁵⁰⁸ 5,4 Mio. €/km = 95 Mrd. € / 17.616 km.

⁵⁰⁹ [EU 2020].

⁵¹⁰ [ENTSOE 2020, Project 235 - HVDC SuedLink Brunsbüttel/Wilster to Großgartach/Grafenrheinfeld].

⁵¹¹ 702 km (Tab. 1.2, Z. (B1a), Sp. (4)) bzw. 558 km (Tab. 1.2, Z. (B1b), Sp. (4)).

⁵¹² [ENTSOE 2020, Project 130 - HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar].

⁵¹³ [TenneT 2018]; [Brakelmann/Jarass 2019, S. 328].

⁵¹⁴ Tab. 1.2, Z. (B2a), Sp. (4).

- Längen- und leistungsspezifische Investitionskosten also 2,6 Mio. €/km*GW).

Interkonnektor Isar/Altheim (DE) – St.Peter (AT) (PCI No. 3.1)

- Investitionskosten 384 Mio. €⁵¹⁵.
- Trassenlänge 86 km⁵¹⁶.
- Längenspezifische Investitionskosten also ca. 4,5 Mio. €/km.
- installierte Transportleistung 4,1 GW.
- Längen- und leistungsspezifische Investitionskosten also 1,1 Mio. €/km*GW).

St. Peter/AT – Pleinting (ist kein EU-Projekt von gemeinsamem Interesse)

- Investitionskosten 197 €⁵¹⁷.
- Trassenlänge 43 km⁵¹⁸.
- Längenspezifische Investitionskosten also ca. 4,6 Mio. €/km.
- installierte Transportleistung 5,0 GW.
- Längen- und leistungsspezifische Investitionskosten also 0,9 Mio. €/km*GW).

8.4 Transportleistungen

Zum besseren Vergleich mit installierten Leistungen von Kraftwerken wird in diesem Gutachten die Transportleistung als Wirkleistung in MW bzw. GW statt, wie üblich, als Scheinleistung in MVA oder GVA angegeben. Wirkleistung = Scheinleistung * Leistungsfaktor $\cos \varphi$, mit $\cos \varphi$ typischerweise rund 0,95.

In den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber werden recht enge Spannungsgrenzen zwischen 380 kV und 420 kV genannt. Um diese Grenzen einhalten zu können, muss der Transport von Blindleistung sehr gering und damit der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ nahe bei 1,0 gehalten werden. Die Transportleistungen werden für die niedrigste zulässige Betriebsspannung von 380 kV bzw. 220 kV berechnet.⁵¹⁹

8.4.1 Transportleistungen

Die Verbindungen und Eigenschaften der bestehenden 380-kV- und 220-kV-Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes sind seit 2020 vollständig öffentlich verfügbar. Es besteht aktuell aus ca. 33.000 Stromkreiskilometern, von denen ca. 2/3 mit 380 kV betrieben werden.

Aus den maximal zulässigen Strombelastbarkeiten unter Normalbedingungen, multipliziert mit der Nennspannung, ergibt sich die installierte Transportleistung (im Übertragungsnetz häufig als Übertragungsleistung bezeichnet) je Stromkreis. Die Summe aller Übertragungsleistungen der Stromkreise zwischen zwei in Abb. 1.1 dargestellten Netzregionen ergibt die installierte Übertragungsleistung zwischen den Netzregionen.

In vermaschten Drehstromnetzen können zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums⁵²⁰ die Leitungen bei Stromkreislängen ab 50...100 km grundsätzlich zu etwa 70% ausgelastet werden.⁵²¹ Dagegen können Gleichstromleitungssysteme mit 100% ihrer Nennleistung betrieben werden, da sie über Wechsel-Gleichrichter galvanisch vom Drehstromnetz getrennt sind und deshalb bei einem (n-1)-Ausfall paralleler Stromkreise nicht überlastet werden können. Die bisher geplanten DC-Leitungen mit installierten Transportleistungen bis 2 GW stellen beim Ausfall mit Nennleistung keine höheren Anforderungen an das

⁵¹⁵ [ENTSOE 2020, Project 313 - Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) - St. Peter (AT)].

⁵¹⁶ Tab. 1.2, Z. (A6), Sp. (4).

⁵¹⁷ [ENTSOE 2020, Project 187 - St. Peter (AT) to Pleinting (DE)].

⁵¹⁸ Tab. 1.2, Z. (A8), Sp. (4).

⁵¹⁹ [Übertragungsnetz 2020, Kap. 5.5.1].

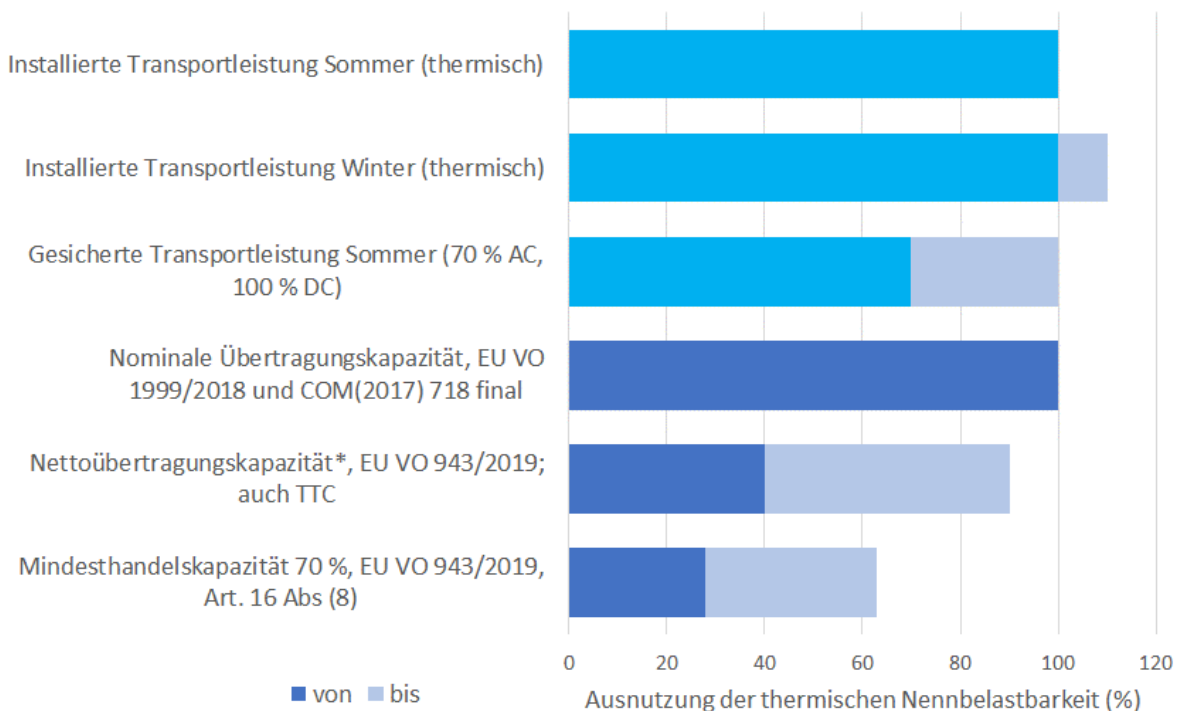
⁵²⁰ Siehe [Baumann/Jarass 2020, S. 42ff., Kap. 4.1].

⁵²¹ [Stagge/Martin/Fricke 2017].

1 Drehstromnetz als der Ausfall einer Drehstromleitung. Damit können sie mit installierter Transportleistung⁵²² betrieben werden.⁵²³

2
3 Abb. 8.10 gibt eine Übersicht zu Transportleistungen und Nettoübertragungskapazität

4 **Abb. 8.10: Transportleistungen und Nettoübertragungskapazität**



5
6 **Installierte Transportleistung Sommer (thermisch)**

7 Die maximal zulässige Erwärmung durch Stromfluss gibt für Freileitungen, Kabel und HGÜ-Konverter
8 die mögliche Transportleistung vor. Diese ist von der Vorbelastung und den Umgebungsbedingungen
9 abhängig. Für Freileitungen in Deutschland gelten u. a. die Werte 35 °C Umgebungstemperatur bei
10 maximaler Solareinstrahlung und 0,6 m/s Luftgeschwindigkeit senkrecht zum Seil als Normalbedingung.
11 Unsere weiteren Definitionen bauen hierauf auf.

12 **Installierte Transportleistung Winter (thermisch)**

13 Bei geringerer Umgebungstemperatur, verringerter Solareinstrahlung und höheren Luftgeschwindigkei-
14 ten können Freileitungen höher belastet werden. Allein die Vorgabe von 25 °C statt 35°C führt zu einer
15 um 10% höheren Belastbarkeit.

16 **Gesicherte Transportleistung Sommer**

17 Als gesicherte Transportleistung sehen wir im Drehstromnetz ab einer Anzahl von 4 Stromkreisen in
18 einem Transportkorridor eine Auslastung von je 70 % an. Damit lässt sich mittels Optimierungsmaß-
19 nahmen eine Überlastung im (n-1)-Ausfall vermeiden. Die Überlastung von Gleichstromleitungen kann
20 durch deren Steuerung verhindert werden, wodurch sie mit bis zu 100% ihrer Nennleistung betrieben
21 werden können.

⁵²² Die installierte Transportleistung wird häufig als Nennleistung bezeichnet.

⁵²³ Der Netzentwicklungsplan prognostiziert folgende Auslastungswerte für Gleichstromleitungen: DC1 (A-Nord: Emden – Osterath): Ø 79%, Maximum 80% [NEP 2019-2030/B, S. 86], DC2 (Ultranet: Osterath – Philippsburg): Ø 60%, Maximum 99% [NEP 2019-2030/B, S. 92], DC3 (SuedLink: Brunsbüttel – Großgartach): Ø 75%, Maximum 75% [NEP 2019-2030/B, S. 96], DC4 (SuedLink: Wilster/West – Bergheimfeld/West): Ø 70%, Maximum 70% [NEP 2019-2030/B, S. 100], DC5 (SuedOstLink: Wolmirstedt – Isar): Ø 68%, Maximum 68% [NEP 2019-2030/B, S. 105].

1 Nominale Übertragungskapazität

2 Die in EU VO 1999/2018 genannte nominale Übertragungskapazität wird im Folgenden mit der instal-
3 lierten Transportleistung unter Sommer-Bedingungen gleichgesetzt. Sie bildet die Basis für die Netto-
4 übertragungskapazität.

5 Nettoübertragungskapazität

6 Die Nettoübertragungskapazität nach EU VO 943/2019 ist der Anteil an der nominalen Übertragungska-
7 pazität, für den ein Handel ohne Verletzung von Betriebsgrenzwerten auch im (n-1)-Ausfall möglich ist.
8 Dieser Wert berücksichtigt die tatsächliche Konfiguration der grenzüberschreitenden Leitungen. Er kann
9 mit oder ohne Optimierungen der Netztopologie und der Einstellungen von bestehenden oder geplanten
10 Querregeltransformatoren ermittelt werden und hat damit eine große Bandbreite.

11 Die **Nettoübertragungskapazität** (TTC – Total Transport Capacity) berücksichtigt auch die Vertei-
12 lung von Leistungsflüssen über mehrere miteinander verbundene Grenzen. Nach Abzug einer Reserve
13 (TRM, siehe Kap. 8.4.2(2)) ergibt sich daraus die im folgenden beschriebene Net Transfer Capacity
14 (NTC).

15 Beide Werte werden mit einem Netzmodell von den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern ermittelt
16 und veröffentlicht.

17 Mindesthandelskapazität

18 Die Mindesthandelskapazität übersteigt nach EU VO 943/2019 den Wert von 70% der Nettoübertra-
19 gungskapazität. 30% der Nettoübertragungskapazität werden für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse
20 oder interne Stromflüsse freigehalten. Da Ringflüsse und interne Stromflüsse für HGÜ-Verbindungen
21 ohne Relevanz sind, könnte für diese die verfügbare Handelskapazität auch höher gewählt werden.

22 8.4.2 Net Transfer Capacity (NTC)

23 (1) Definition der Net Transfer Capacity

24 Net Transfer Capacity (NTC) ist eine 2001 von ETSO (European Transmission System Operators) defi-
25 nierte und von der ENTSOE übernommene Größe⁵²⁴ zur Beschreibung der unter Berücksichtigung von
26 Vorbelastungen und Reserven gesichert übertragbaren Leistung zwischen zwei Gebotszonen mit Gültig-
27 keit für längere zukünftige Zeiträume. Grundlage für die Ermittlung sind zwei als typisch beschriebene
28 Lastflusssituationen für ganz Europa. Darin kann z.B. ein hoher Leistungsaustausch von Frankreich nach
29 Italien stattfinden. Dieser Austausch erfolgt aus physikalischen Gründen aufgrund der Netzstruktur zu
30 nennenswerten Anteilen auch über Deutschland und die Schweiz, auch wenn genügend gesicherte
31 Transportleistung direkt zwischen Frankreich und Italien besteht. Dadurch wird die zwischen Deutsch-
32 land und Frankreich bestehende gesicherte Transportleistung auch ohne bilaterale Handelsgeschäfte
33 vorbelastet. In diesem Fall ist die Net Transfer Capacity von Deutschland nach Frankreich höher als in
34 umgekehrter Richtung.

35 (2) Abschätzung der Net Transfer Capacity

36 Die Ermittlung des Werts der Net Transfer Capacity beruht auf Ergebnissen von Lastflussuntersuchun-
37 gen an einem Netzmodell mit europaweit abgestimmten bilateralen Handelsaustauschleistungen für Re-
38 ferenzzeitpunkte. Diese Handelsaustauschleistungen führen mit den knotenscharfen Angaben zu Nach-
39 frage und Erzeugung elektrischer Energie im Referenzzeitpunkt zu Leistungsflüssen auf internen Netz-
40 betriebsmitteln und auf Kuppelleitungen. Die zugrunde liegenden bilateralen Handelsaustauschleistun-
41 gen (BCE -Base Case Exchange) führen zu physikalischen Leistungsflüssen (NTF – Notified Transmission
42 Flow)⁵²⁵ auf allen Leitungen. Im Netzmodell wird eine Steigerung der Handelsaustauschleistung (dEmax
43 – delta shift of generation) dadurch modelliert, dass die Einspeisung von Kraftwerken im Exportgebiet
44 erhöht und im Importgebiet verringert wird. Diese Veränderung wird solange durchgeführt, bis bei ei-
45 nem beliebigem (n-1)-Ausfall für ein beliebiges Betriebsmittel die maximal zulässige Belastung erreicht

⁵²⁴ [ETSO 2001].

⁵²⁵ [ETSO 2001].

1 wird. Übrigens muss dieses kritische Betriebsmittel (Leitung oder Transformator) wegen möglicher Ring-
2 flüsse nicht zwingend die Gebiete der vom Handel betroffenen Gebotszonen verbinden.

3 Der physikalische Leistungsfluss zwischen zwei Gebotszonen verteilt sich ohne zusätzliche Maßnahmen
4 meist nicht gleichmäßig auf die Kuppelleitungen entsprechend ihrer Belastbarkeit im (n-1)-Ausfall.
5 Dadurch bleibt ein Teil der gesicherten Transportleistung der Kuppelleitungen ungenutzt. Weiter muss
6 für ungeplante Transportleistungen durch veränderte Erzeugungsstandorte, Kraftwerksausfälle und für
7 Regelleistung ein Teil der Transportleistung als Reserve (TRM – Transmission Reliability Margin) freige-
8 halten werden. Der ermittelte NTC liegt damit in den meisten Fällen deutlich unterhalb der zwischen
9 zwei Gebotszonen installierten Transportleistung. Auch liegt er in den meisten Fällen unterhalb der in
10 einem vermascht betriebenen Netz mit geeigneten Zusatzmaßnahmen als gesichert anzusehenden
11 Transportleistung von 70% der installierten Leistung.

12 Folgende funktionale Zusammenhänge bestehen zwischen den einzelnen Größen:

$$13 \text{ NTC} + \text{TRM} = \text{TTC} = \text{BCE} + \text{dEmax},$$

14 NTC: Net Transfer Capacity (das ist für den Stromhandel verfügbar),

15 TRM: Transmission Reliability Margin (Reserve),

16 TTC: Total Transfer Capacity (unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit),

17 BCE: Base Case Exchange (Handel),

18 dEmax: Zusatz-Handel (zur Ermittlung des maximal zulässigen TTC),

19 → NTC ist Summe von Startwert des Handels und Zusatzhandel abzgl. Sicherheitsmarge.

20 C-Funktion

21 Die sogenannte C-Funktion⁵²⁶ berücksichtigt korrespondierende Engpässe zwischen den Netzen von
22 Schweiz, Frankreich, Belgien und Niederlande unter Berücksichtigung der kurzfristigen Windenergie-
23 prognosen. In Starkwindsituationen mit hoher Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen speziell in
24 Nordostdeutschland treten Leistungsflüsse über die Netze der westlichen Nachbarn auf, die zu Vorbe-
25 lastungen der grenzüberschreitenden Leitungen und somit zu geringeren NTC zwischen jedem dieser
26 Netze und Deutschland führen.

27 8.4.3 Freie Mindesthandelskapazität

28 Der Begriff minRAM steht für freie Mindesthandelskapazität, die eine Vorgabe gemäß EU-Verordnung
29 Verordnung (EU) 2019/943⁵²⁷ ist. Er beschreibt einen Anteil der maximal zulässigen Übertragungskapazität,
30 der für Handel freigehalten werden muss. Wie die maximal zulässige Übertragungskapazität von
31 den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt wird, kann aufgrund fehlender Angaben der Übertragungs-
32 netzbetreiber rechnerisch nicht überprüft werden.

33 Die Werte in Tab. 4.5, Sp. (1) und Sp. (2) enthalten per definitionem und wie bei den HGÜs zu erken-
34 nen ist bereits eine Marge von 30% für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse oder interne Stromflüsse
35 und die Möglichkeit zum Austausch von Reserveleistung. Auch Unsicherheiten der Modellierung sollen
36 hierin berücksichtigt werden.

37 Tab. 4.5, Sp. (4) beschreibt, welche Werte der Net Transfer Capacity (NTC) für die initiale Marktsimu-
38 lation berücksichtigt werden. Diese wird für die Systemanalysen für das auf den Untersuchungszeitpunkt
39 (t) folgende Jahr (t+1) durchgeführt. Auf den daraus resultierenden internationalen Kraftwerkseinsatz
40 mit Standorten und Leistungen bauen dann Varianten zur Ermittlung der zulässigen Austauschleistungen
41 unter Berücksichtigung von Engpässen auf.

42 Zu den Gründen, wodurch sich die NTC-Werte für minRAM von 20% und 70% unterscheiden, sind
43 keine expliziten Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber zu finden. Es lassen sich einige Hintergründe
44 für Veränderungen herleiten:

⁵²⁶ [Amprion 2015].

⁵²⁷ Siehe Kap. 2.2.

- 1 • Bei den Gleichstrom-Verbindungen SE-DE und DKE-SE wurden bei minRAM = 20% jeweils 75% der
2 Kapazität für den Handel vorgesehen, 25% blieben für Reserveleistungsaushilfe frei. Mit der Einfüh-
3 rung von minRAM = 70% wurde die jeweilige Übertragungskapazität entsprechend angepasst.
- 4 • Für den Stromaustausch von Deutschland mit Österreich ist in Kap. 4.2 die Erhöhung des NTC-Werts
5 um 1,95 GW durch Einführung des MinRAM-Werts von 70% avisiert. Damit liegt er im Bereich der in
6 Abb. 1.1 ausgewiesenen gesicherten Transportleistung. Der Ausbau grenzüberschreitender Leitungen
7 zwischen Bayern und Österreich um 5,8 GW⁵²⁸ wurde noch nicht berücksichtigt, da die Inbetriebnah-
8 metetermine dafür noch nicht feststehen.
- 9 • Der geringe NTC von 3 GW an der Grenze zwischen Deutschland und den Niederlanden bei minRAM
10 20% verändert sich durch Anwendung von minRAM 70% auf 8,3 GW⁵²⁹, was immer noch leicht un-
11 terhalb der von uns für das Jahr 2020 festgestellten gesicherten Übertragungsleistung von 9,4 GW⁵³⁰
12 liegt.
- 13 • An der Grenze Dänemark-West zu Deutschland verändert sich die Übertragungskapazität von 1,5 GW
14 nicht bei Anwendung anderer minRAM-Werte, da hier nur sehr wenige Stromkreise ohne parallele
15 Strukturen im Umfeld existieren und die (n-1)-sichere Transportleistung bis zur Fertigstellung der
16 neuen 380-kV-Doppelleitung zwischen Handewitt (DE) und Kassø (DK) nicht verändert wurde.

17

⁵²⁸ 5,8 GW = Tab. 1.1, Z. (6), Sp. (3) + Tab. 1.1, Z. (8), Sp. (3).

⁵²⁹ Tab. 4.5, Z. (11a), Sp. (2).

⁵³⁰ Abb. 1.1.

1 Quellen

2 [50Hertz 2017]

3 Statisches Netzmodell von 50Hertz. Stand Dezember 2017. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2017.
4 <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell/> (10.12.2020)

5 [50Hertz 2020]

6 Combined Grid Solution – Kriegers Flak (CGS) verbindet die dänische Region Sjælland und Mecklenburg-Vorpommern in
7 Deutschland. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2020.
8 <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS/> (07.12.2020)

9 [Acer 2020]

10 ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU in the First Semes-
11 ter of 2020. EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER, Ljubljana, 18 December 2020.
12 https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MACZT%20report%20-%20S1%202020.pdf (20.12.2020)

13 [Agora 2019]

14 Finale Entscheidungen zum "Clean Energy for All Europeans"-Paket. Erläuterung des neuen EU-Strommarktdesigns und
15 seine Bedeutung für die deutsche Energiepolitik. Agora, Berlin, 19. Februar 2019.
16 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/VAs_sonstige/EU_Briefing/AGORA_SUER_EU-Strommarkt-VA_19022019_web.pdf (23.11.2020)

17 [Amprion 2015]

18 Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen. Amprion GmbH,
19 Dortmund, Stand 20. Mai 2015.
20 https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Engpassmanagement/Kapazit%C3%A4tsmodelle/150520-Kapazit%C3%A4tsmodell_Amprion.pdf (28.11.2020)

21 [Amprion 2018]

22 Static Grid Model von Amprion. Amprion GmbH, Dortmund, 26. November 2018.
23 <https://www.amprion.net/Energy-Market/Congestion-Management/Static-Grid-Model/> (12.12.2020)

24 [Baumann/Brigola 2020]

25 Baumann W, Brigola A: Saubere Energie für alle Europäer – das gleichnamige EU-Legislativpaket und seine Auswirkungen
26 auf den grenzüberschreitenden Stromverbund und -handel. Unveröffentlichtes Manuskript, Juli 2020.

27 [Baumann/Jarass 2020]

28 Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende – Erforderliche Änderungen beim
29 Netzentwicklungsplan Strom. BoD-Verlag, 2020.
30 <http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1345-ueberdimensionierter-netzausbau-behindert-die-energiewende-erforderliche-aenderungen-beim-netzentwicklungsplan-strom> (13.11.2020)

31 [Bayernwerk 2019]

32 Westphal EL, Köppl S, Kießling A, Mauch W: Flexumer als Gestalter der digitalen Energiezukunft – Eine Begriffseinordnung.
33 Energiewirtschaftliche Tagesfragen – ET, Heft 07-08/2019, S. 68-71.
34 <https://www.bayernwerk.de/content/dam/revu-global/bayernwerk/documents/ueber-bayernwerk/innovation/westphal-artikel-flexumer.pdf> (22.11.2020)
35 siehe auch <https://www.stmwi.bayern.de/energiepolitik/> (10.12.2020)

36 [Bayernwerk 2020]

37 Westphal EL, Jäger A, Kießling A, Wirtz F, Schuster H: Zukunft der bayerischen Energielandschaft. emw, energate, Heft
38 01/2020, Februar 2020, S. 1-5.
39 http://www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2020/02/emw_20-1_08_EI_Zukunft-der-bayerischen-Energielandschaft.pdf
40 (22.11.2020)

41 [Bayernwerk 2020a]

42 Westphal EL, Jäger A, Kießling A, Wirtz F, Schuster H: Wandel der Energielandschaft in Bayern und dessen Einfluss auf die
43 regionale Versorgungssicherheit. Magazin für die Energiewirtschaft – ew, Heft 09/2020, S. 10-13.

44 [BayWiMi 2019a]

45 Bayerisches Aktionsprogramm Energie. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie,
46 München, 27. November 2019.
47 https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2019/2019-11-27_AktionsprogrammEnergie.pdf
48 (10.12.2020)

49 [BDEW 2019]

50 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW,
51 12. Dezember 2019.
52 siehe hierzu auch [Energiebilanzen 2018]
53 Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2018, Stand Dezember 2018.

54 [BDEW 2020]

55 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW,
56 14. September 2020.
57 <https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/> (10.12.2020)

Quellen

- 1 [BFS 2019]
2 Feldbelastung durch Hochspannungsleitungen: Freileitungen & Erdkabel. Bundesamt für Strahlenschutz – BFS, Salzgitter,
3 2019.
4 <https://www.bfs.de/DE/themen/emf/kompetenzzentrum/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen.html> (10.12.2020)
- 5 [BFS 2019a]
6 Elektromagnetische Felder. Grenzwerte für ortsfeste Niederfrequenz- und Gleichstromanlagen. Bundesamt für Strahlenschutz
7 – BFS, Salzgitter, 2019.
8 <https://www.bfs.de/DE/themen/emf/kompetenzzentrum/netzausbau/schutz/grenzwerte.html> (10.12.2020)
- 9 [BMWi 2019]
10 Aktionsplan Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Bundesministerium für
11 Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 28. Dezember 2019.
12 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (19.11.2020)
- 13 [BMWi 2019a]
14 Kosten- oder marktbasierter? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland. Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben
15 `Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch`. Neon Neue Energieökonomik und Consentec. Im Auftrag des
16 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 07. Oktober 2019.
17 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (25.11.2020)
- 18
19 [BMWi 2020]
20 Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 10. Juni 2020.
21 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8
22 (16.11.2020)
- 23 [BMWi 2020a]
24 Schreiben des BMWi-Staatssekretärs A. Feicht an B. Dassler MdB. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi,
25 Berlin, 28. Oktober 2020.
- 26 [BMWi 2020b]
27 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften. Referentenentwurf der Bun-
28 desregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 15.09.2020.
29 [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-bundesbedarfsplange-
30 setz.pdf?__blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-bundesbedarfsplange-setz.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (18.12.2020)
- 31 [BNetzA 2015]
32 Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zu-
33 gleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommu-
34 nikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2015.
35 [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/
36 Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=
37 publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (10.12.2020)
- 38 [BNetzA 2016]
39 Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über
40 die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
41 Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, April 2016.
42 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versor-
43 gungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
44 (12.12.2020)
- 45 [BNetzA 2018]
46 Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021. Bundesnetzagentur für
47 Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 27. April 2018.
48 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/
49 Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
50 (12.12.2020)
- 51 [BNetzA 2018b]
52 Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
53 und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 01. Oktober 2020.
54 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181001_E-Control.html (10.12.2020)
- 55 [BNetzA 2019]
56 Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 7 Strommarkt-Verordnung (EU)
57 2019/943. Vorgelegt von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH am
58 04. Juli 2019, angenommen von der Bundesnetzagentur am 28. November 2019.
59 [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/
60 Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (19.11.2020)
- 61 [BNetzA 2019a]
62 Bericht über die Mindesterzeugung 2019. Berichtszeitraum 2016-2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
63 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Stand: 07. Oktober 2019.
64 [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/
65 Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html) (10.12.2020)

Quellen

- 1 [BNetzA 2019b]
2 Bedarfsermittlung 2019-2030. Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom.
3 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Dezember 2019.
4 [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile)
5 [publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile) (02.12.2020)
- 6 [BNetzA 2019c]
7 Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
8 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, undatiert.
9 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9)
10 [publicationFile&v=9](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9) (06.12.2020)
- 11 [BNetzA 2020]
12 Netz- und Systemsicherheit. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA,
13 Bonn, November 2020.
14 [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html)
15 [Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html) (28.11.2020)
- 16 [BNetzA 2020a]
17 BBPIG, Vorhaben 5: Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
18 Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, November 2020.
19 <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/05/de.html> (18.12.2020)
- 20 [Brakelmann/Jarass 2019]
21 Brakelmann H, Jarass LJ: Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom,
22 Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten. BoD-Verlag, 2019.
23 [http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-](http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten)
24 [hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten](http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1337-erdkabel-fuer-den-netzausbau-hoehchstspannungskabel-drehstrom-und-gleichstrom-minimaltrassen-zuverlaessigkeit-kosten) (13.11.2020)
- 25 [Doderer/Metz 2020]
26 Doderer H, Metz J: Rechtlicher Überblick: Was hat sich 2019 im Energiewenderecht geändert? Zeitschrift für das gesamte
27 Recht der Energiewirtschaft – EnWZ, 2020, S. 216ff.
- 28 [Dunkelflaute 2017]
29 Kalte Dunkelflaute – Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Energy Brain-
30 pool, Berlin, 12. Mai 2017.
31 [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf)
32 [Brainpool.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf) (10.12.2020)
- 33 [Energiebedarf 2018]
34 Rosenkranz A: Der durchschnittliche Energiebedarf im Haus. 02. Juli 2018.
35 <https://heizung.de/heizung/tipps/der-durchschnittliche-energiebedarf-im-haus/> (10.12.2020)
- 36 [Energiedepesche 2019]
37 Ortstermin: Kohleausstieg im Kieler Wärmenetz. Bund der Energieverbraucher, Unkel, Energiedepesche, Heft 03/2019.
- 38 [ETSO 2001]
39 Definitions of Transfer Capacities in Liberalized Electricity Markets. European Transmission System Operators – ETSO.
40 Final Report, April 2001.
41 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf (28.11.2020)
- 42 [ENTSOE 2018]
43 2nd ENTSOE Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. European Network of Transmission System
44 Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels. FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018.
45 <https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>
46 (16.11.2020)
- 47 [ENTSOE 2018a]
48 ENTSOE Bidding Zone Review, Technical Report 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity –
49 ENTSOE, Brussels, 15. October 2018.
50 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2018/BZ_report/20181015_BZ_TR_FINAL.pdf (24.11.2020)
- 51 [ENTSOE 2018b]
52 Ten Year Network Development Plan – TYNDP. TYNDP 2018 Projects Sheets. European Network of Transmission System
53 Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2018.
- 54 [ENTSOE 2019]
55 3rd ENTSOE Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Draft version. European Network of
56 Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 15 October 2019.
57 [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/191023_CBA3_Draft](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/191023_CBA3_Draft%20for%20consultation.pdf)
58 [%20for%20consultation.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/191023_CBA3_Draft%20for%20consultation.pdf) (16.11.2020)
- 59 [ENTSOE 2019a]
60 Winter Outlook 2019/2020, Summer Review 2019. European Network of Transmission System Operators for Electricity –
61 ENTSOE, Brussels, 27 November 2019.
62 [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/Winter%20Outlook%202019-2020_Re-](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/Winter%20Outlook%202019-2020_Report(for%20publication).pdf)
63 [port\(for%20publication\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/Winter%20Outlook%202019-2020_Report(for%20publication).pdf) (20.11.2020)
- 64 Siehe hierzu auch Input Dataset Winter 2019/20:
65 https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/seasonal/Winter-Outlook_2019-2020_data-for-publication.xlsx
66 (20.11.2020)

- 1 [ENTSOE 2020]
2 Ten Year Network Development Plan – TYNDP. TYNDP 2020 Projects Sheets. European Network of Transmission System
3 Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2020.
4 <https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission> (16.11.2020)
- 5 [ENTSOE 2020a]
6 Grid Map. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2020.
7 <https://www.entsoe.eu/data/map/> (28.11.2020)
- 8 [ENTSOE 2020b]
9 Transparency Platform. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 2020.
10 <https://transparency.entsoe.eu/> (28.11.2020)
- 11 [ENTSOE 2020c]
12 TYNDP 2020 Highlights. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels,
13 November 2020.
14 [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/
15 TYNDP2020_Highlights_forconsultation.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Highlights_forconsultation.pdf) (28.11.2020)
- 16 [ENTSOE 2020d]
17 TYNDP Scenario Report. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels,
18 June 2020.
19 https://www.entsoe.eu/tyndp-scenarios/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
20 (18.12.2020)
- 21 [ENTSOE 2020e]
22 ENTSO-E's technical comments on ACER's 'Report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal
23 electricity trade in the EU in the first semester of 2020'. European Network of Transmission System Operators for Electricity
24 – ENTSOE, Brussels, 22. December 2020.
25 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/Technical_comments_CEP70_report.pdf (26.12.2020)
- 26 [ENTSOE 2021b]
27 Stakeholders Engagement Report. Version for ACER opinion. European Network of Transmission System Operators for Elec-
28 tricity – ENTSOE, Brussels, February 2021.
29 https://www.entsoe.eu/tyndp-scenarios/wp-content/uploads/2021/02/TYNDP2020_Stakeholder_Engagement_Feb_2021.pdf (16.02.2021)
- 30 [ENTSOE 2021c]
31 Ten Year Network Development Plan – TYNDP, final. TYNDP 2020 Projects Sheets. European Network of Transmission Sys-
32 tem Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 15. February 2021.
33 <https://tyndp.entsoe.eu/documents/> (16.02.2021)
34 Alle früheren TYNDP-Versionen sind abrufbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/documents>
- 35 [EU 2002]
36 Europäischer Rat (Barcelona), 15. und 16. März 2002, Schlussfolgerungen des Vorsitzes.
37 <https://cordis.europa.eu/programme/id/EMP-BARCELONA-2002C/de> (28.11.2020)
- 38 [EU 2013]
39 Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeu-
40 ropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen
41 (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009.
42 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=DE> (22.11.2020)
- 43 [EU 2015]
44 Zusammenschluss der Strommärkte zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Marktintegration und großflächiger
45 Nutzung erneuerbarer Energien. Factsheet. Europäische Kommission, Brüssel, 25. Februar 2015.
46 [file:///D:/2021/ATW/NEP-EU/EU,%20Stromverbund%20von%20mindestens%2010%20%25%
47 20in%20der%20EU%20bis%202020,%202025.02.2015.html](file:///D:/2021/ATW/NEP-EU/EU,%20Stromverbund%20von%20mindestens%2010%20%25%20in%20der%20EU%20bis%202020,%202025.02.2015.html) (16.11.2020)
- 48 [EU 2016]
49 Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss
50 der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Saubere Energie für alle Europäer, COM(2016) 860 final. Brüssel,
51 30. November 2016.
52 https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF
53 (18.11.2020)
- 54 [EU 2016a]
55 Electricity interconnection targets. European Commission, Brussels, 11 October 2016.
56 https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en?redir=1 (28.11.2020)
- 57 [EU 2017]
58 Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemaus-
59 gleich im Elektrizitätsversorgungssystem.
60 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=DE> (02.12.2020)
- 61 [EU 2017a]
62 Mitteilung über die Stärkung der Europäischen Energienetze. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den
63 Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss sowie den Ausschuss der Regionen, COM(2017) 718 final. Brüssel,
64 23. November 2017.
65 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0718&from=EN> (10.12.2020)

- 1 [EU 2018]
 2 Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über das Governance-System für
 3 die Energieunion und für den Klimaschutz.
 4 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018R1999> (16.11.2020)
- 5 [EU 2019]
 6 Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet.
 7 Commission of the European Union, Brussels, 22 May 2019.
 8 https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en (10.12.2020)
- 9
 10 [EU 2019a]
 11 Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
 12 (Neufassung).
 13 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943> (16.11.2020)
- 14 [EU 2019b]
 15 Delegierte Verordnung (EU) der Kommission 2020/389 vom 31. Oktober 2019 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr.
 16 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem
 17 Interesse.
 18 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0389&from=EN> (16.11.2020)
- 19 [EU 2019c]
 20 Electricity interconnections with neighbouring countries. Second report of the Commission Expert Group on electricity inter-
 21 connection targets. Manuskript abgeschlossen im November 2018. European Commission, Brussels, 19 June 2019.
 22 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2nd_report_ic_with_neighbouring_countries_b5.pdf (29.11.2020)
- 23 [EU 2020]
 24 Technical information on Projects of Common Interest accompanying the Commission Delegated Regulation (EU) 2020/389
 25 final of 31 October 2019 amending Regulation (EU) 347/2013 of the European Parliament and of the Council on guidelines
 26 for trans-European energy infrastructure as regards the Union list of projects of common interest. European Commission,
 27 Brussels, March 2020.
 28 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_4th_pci_list.pdf (16.11.2020)
 29 siehe hierzu auch
 30 First PCI list: Regulation (EU) 1391/2013 of 13 October 2013
 31 Second PCI list: Regulation (EU) 2016/89 of 18 November 2015
 32 Third PCI list: Regulation (EU) 2018/540 of 23 November 2017
 33 Fourth PCI list: Regulation (EU) 2020/389 of 31 October 2019
- 34 [EU 2020a]
 35 Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates vom zur Schaffung des Rahmens für die Verwirk-
 36 lichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz), COM(2020) 80
 37 final. Europäische Kommission, Brüssel, 04. März 2020.
 38 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1588581905912&uri=CELEX:52020PC0080> (22.11.2020)
- 39 [EU 2020b]
 40 Key cross border infrastructure projects. European Commission, Brussels, 17 October 2019, last update 10 November 2020.
 41 https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en
 42 (22.11.2020)
- 43 [EU 2020c]
 44 Schreiben der Europäischen Kommission an Prof. JARASS, 25. September 2020.
- 45 [Gas-Fernleitungsnetz 2017]
 46 Erdgasversorgung in Deutschland. Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick. Stand Februar 2017. Bundesministerium
 47 für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, 2019.
 48 <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> (29.01.2020)
- 49 [Get H2 2019]
 50 Willnauer S: Erneuerbarer Wasserstoff – Potentiale und Limitierungen. Get H2 – Startschuss für eine bundesweite H2-
 51 Infrastruktur. RWE AG, Essen. Niedersächsische Energietage, Hannover, 06. November 2019.
 52 [https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_04_](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_04_Willnauer_Schraeder.pdf)
 53 [Willnauer_Schraeder.pdf](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_04_Willnauer_Schraeder.pdf) (10.12.2020)
- 54 [Gleichstrom 2019a]
 55 Spannungsebene für SuedOstLink entschieden. Gleichstromverbindung wird mit effizienter 525-kV-Technologie errichtet.
 56 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 09. Dezember 2019.
 57 <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/6171/spannungsebene-fuer-suedostlink-entschieden> (09.12.2019)
- 58 [Hochtemperaturleiter 2013]
 59 Netzausbau mit Hochtemperaturleitern. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE (FNN),
 60 Frankfurt am Main, April 2013.
 61 [https://www.vde.com/resource/blob/824646/03e0ee5067f1f93771aef38c8ca6d781/fnn-einsatz-hochtemperaturleiter-in-](https://www.vde.com/resource/blob/824646/03e0ee5067f1f93771aef38c8ca6d781/fnn-einsatz-hochtemperaturleiter-in-foblatt-data.pdf)
 62 [foblatt-data.pdf](https://www.vde.com/resource/blob/824646/03e0ee5067f1f93771aef38c8ca6d781/fnn-einsatz-hochtemperaturleiter-in-foblatt-data.pdf) (18.12.2020)
- 63 [Hofmann 2019]
 64 Hofmann L: Erdkabel: Vorstellung von Konzepten zur Optimierung der Trassenbreite von Kabelanlagen. Institut für
 65 Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
 66 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 10. Oktober 2019.
 67 [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/Widi/Vortrag_Hofmann.pdf?__blob=publica-](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/Widi/Vortrag_Hofmann.pdf?__blob=publicationFile)
 68 [tionFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2019/Widi/Vortrag_Hofmann.pdf?__blob=publicationFile) (12.12.2020)

Quellen

- 1 [Homann 2020]
2 Homann J: Energiewende – Die Entdeckung der Märkte. Handelsblatt, 29. Oktober 2020.
3 [https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/gastkommentar-jochen-homann-energiewende-die-entdeckung-der-
5 maerkte/26567412.html](https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/gastkommentar-jochen-homann-energiewende-die-entdeckung-der-
4 maerkte/26567412.html) (18.12.2020)
- 6 [Hutter 2020]
7 Hutter R: Braucht die Energiewende die Stromtrassen wirklich? Deutschlandfunk, Beitrag vom 28. Januar 2020.
8 [https://www.deutschlandfunkkultur.de/windstrom-fuer-den-sueden-braucht-die-energiewende-die.976.de.html?dram:
10 article_id=468965](https://www.deutschlandfunkkultur.de/windstrom-fuer-den-sueden-braucht-die-energiewende-die.976.de.html?dram:
9 article_id=468965) (10.12.2020)
- 11 [Hybridge 2019]
12 Ronnacker U: Hybridge – Auf dem Weg vom Pilotprojekt zur Wasserstoffinfrastruktur. Ein Projekt von Amprion und Open
13 Grid Europe GmbH. 12. Niedersächsische Energietage, Hannover, 05. November 2019.
14 [https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_05_
16 Ronnacker.pdf](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF2_05_
15 Ronnacker.pdf) (10.12.2020)
- 17 [IHK 2019]
18 Positionspapier zu den Eckpunkten einer norddeutschen Wasserstoff-Strategie. IHK Nord, Hamburg, 05. Juni 2019.
19 [https://www.h2hamburg.de/blueprint/servlet/resource/blob/4532664/52345e98d67d7e5ecb2519dfa5acb7da/positionspapier-
21 wasserstoff-ihk-nord-data.pdf](https://www.h2hamburg.de/blueprint/servlet/resource/blob/4532664/52345e98d67d7e5ecb2519dfa5acb7da/positionspapier-
20 wasserstoff-ihk-nord-data.pdf) (10.12.2020)
- 22 [Jansen/Schmid 2018]
23 Jansen A, Schmid M: Die neue Netzplanung der Swisgrid. Swisgrid AG, Aarau, Schweiz, undatiert, ca. 2018?
24 [https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mavt/energy-science-center-dam/events/zukunft%20stromnetz/
26 SWG_Praesentation_ETHZ_Janssen_Schmid.pdf](https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mavt/energy-science-center-dam/events/zukunft%20stromnetz/
25 SWG_Praesentation_ETHZ_Janssen_Schmid.pdf) (11.12.2020)
- 27 [Jarass 2020]
28 Jarass LJ: Stromproduktion neu denken. Handelsblatt, 10. Juli 2020, S. 10.
29 <http://www.jarass.com/Energie/A/Handelsblatt,10.07.2020.pdf> (05.12.2020)
- 30 [Jarass 2020a]
31 Jarass LJ: Die Energiewende könnte billiger sein. Handelsblatt, 09. Nov. 2020, S. 14.
32 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1358-die-energiewende-koennte-billiger-sein> (23.11.2020)
- 33 [Jarass 2020b]
34 Der Staat fördert die falschen E-Autos. Handelsblatt, 26. Aug. 2020, S. 10.
35 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1352-der-staat-foerdert-die-falschen-e-autos> (09.12.2020)
- 36 [Jarass/Jarass 2017]
37 Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite. BoD-Verlag, 2017.
38 [http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1287-integration-von-erneuerbarem-strom-
40 stromueberschuesse-versus-stromdefizite](http://www.jarass.com/home/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/1287-integration-von-erneuerbarem-strom-
39 stromueberschuesse-versus-stromdefizite) (13.11.2020)
- 41 [Jarass/Obermair 2012]
42 Jarass LJ, Obermair GM: Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, August 2012.
43 [http://www.jarass.com/home/index.php/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzbau-erfor-
45 dert-die-energiewende](http://www.jarass.com/home/index.php/de/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzbau-erfor-
44 dert-die-energiewende) (13.11.2020)
- 45 [Jarass/Obermair/Voigt 2009]
46 Jarass LJ, Obermair GM, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu
47 bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009.
48 [http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3Awindenergie-zuverlaessige-integra-
50 tion-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de](http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3Awindenergie-zuverlaessige-integra-
49 tion-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de) (10.12.2020)
- 51 [Jarass/Siebels 2020]
52 Jarass LJ, Siebels C: Begrenzung der Netzausbaukosten, Zeitschrift für Neues Energierecht – ZNER 05/2020, S. 375-382.
53 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1357-begrenzung-der-netzausbaukosten> (13.11.2020)
- 54 [Jarass/Siebels 2020a]
55 Jarass LJ, Siebels C: SuedOstLink – Sichere Stromversorgung für Bayern? BWK Energie, 10-11/2020, S. 48-51.
56 <http://www.jarass.com/home/de/energie/aufsaeetze/1359-suedostlink-sichere-stromversorgung-fuer-bayern> (28.11.2020)
- 57 [Jarass/Siebels 2020b]
58 Jarass LJ, Siebels C: Mehr Wettbewerb bei der Energiewende. PUBLICUS, Stuttgart, Dezember 2020.
59 http://www.jarass.com/Energie/A/PUBLICUS,_Mehr_Wettbewerb_bei_der_Energiewende,26.11.2020_v2.pdf (05.12.2020)
- 60 [Jarass/Siebels 2020c]
61 Schreiben an ENTSOE vom 31. Dez. 2020 und per Erinnerungsemail am 17. Jan. 2021.
- 62 [Kempf 2019]
63 Kempf C: Je mehr Prosumer, desto besser. Nachdruck aus Solarzeitalter, Heft 2/2014. Zeitschrift für Neues Energierecht –
64 ZNER, Heft 04/2019, S. 303/304.
- 65 [Kistner 2015]
66 Kistner P: Die Planung und Zulassung von Interkonnektoren und Stromleitungen mit grenzüberschreitenden Auswirkungen.
67 Zeitschrift für Umweltrecht – ZUR, 2015, S. 459ff.
68 <https://www.zur.nomos.de/> (25.11.2020)
- 69 [Kleedörfer 2019]
70 Kleedörfer R: Energieversorgung 2019 – HGÜ-Trassen, erneuerbare Energien und Speichertechnologien. Leiter Zentralbe-
71 reich Unternehmensentwicklung / Beteiligungen, Prokurist, N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg. Fachtagung Klimawandel
72 und Umweltrecht, Würzburg, 19. Juli 2019.

- 1 [Klimaschutzprogramm 2019]
2 Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Bundesregierung, Berlin, 20. September 2019.
3 <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975202/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1> (10.12.2020)
4
- 5 [Klimaschutzprogramm 2019a]
6 Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesregierung, Berlin,
7 09. Oktober 2019.
8 <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klimamassnahmen-data.pdf?download=1> (10.12.2020)
9
10 Siehe hierzu auch den Überblick in <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578> (10.12.2020)
11
- 12 [Kohleausstieg 2019]
13 Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und
14 Energie – BMWi, Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, Januar 2019.
15 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile (10.12.2020)
16
- 17 [Leistungsbilanz 2019]
18 Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion
19 GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 23. Januar 2019.
20 <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Leistungsbilanzbericht> (13.11.2020)
21
- 22 [NEP 2012-2022/B]
23 Bestätigung – Netzentwicklungsplan Strom 2012. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Ei-
24 senbahnen – BNetzA, Bonn, 25. November 2012.
25 https://data.netzausbau.de/2022/NEP/NEP2022_Bestaetigung.pdf (10.12.2020)
26
- 27 [NEP 2015-2025/S]
28 Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung.
29 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 19. Dezember 2014.
30 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/szenariorahmen_2025_genehmigung.pdf (10.12.2020)
31
- 32 [NEP 2017-2030, Begutachtung]
33 Rehtanz C et al.: Begleitung Netzentwicklungsplan 2030 (NEMO VI). Gutachten, Dortmund, 15. August 2018.
34 https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V17/NEP/NEMOVI.pdf?__blob=publicationFile (12.12.2020)
35
- 36 [NEP 2019-2030/2]
37 Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH,
38 Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.
39 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf
40 (10.12.2020)
41
- 42 [NEP 2019-2030/B]
43 Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
44 Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 20. Dezember 2019.
45 https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf (10.12.2020)
46
- 47 [NEP 2019-2030/2, KWK-Flexibilisierung]
48 Conrad J, Greif S, Kleinertz B, Pellinger C: Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzbericht. Im Auftrag von 50Hertz
49 Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Hintergrundmaterial des Netzentwicklungs-
50 plans Strom 2019-2030, 2. Entwurf. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. – FfE, München, November 2017.
51 <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/flexibilisierung-der-kraft-waerme-kopplung-zu-kapitel-23-0> (10.12.2020)
52
- 53 [NEP 2019-2030/2, Power-to-X]
54 Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen Übertragungs-
55 netzbetreiber. Im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
56 Hintergrundmaterial des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030, 2. Entwurf. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. –
57 FfE, München, November 2017.
58 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Kurzstudie_Power-to-X_%282017%29_0.pdf
59 (10.12.2020)
60
- 61 [NEP 2019-2030/aT]
62 Bedarfsermittlung 2019-2030. Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom.
63 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbah-
64 nen – BNetzA, Bonn, Dezember 2019.
65 [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publica-
66 tionFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/NEP/NEP2030_AllgemeineThemen.pdf?__blob=publicationFile) (10.12.2020)
- 67 [NEP 2021-2035/S]
68 Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz
69 Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, Januar 2020.
70 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf
71 (10.12.2020)
72
- 73 [NEP 2021-2035/S, Amprion]
74 Kleinekorte K: Aktueller Stand der Netzentwicklungsplanung. Gesprächskreis Netze und Speicher. Amprion GmbH, Dortmund.
75 31. Düsseldorf, 02. Dezember 2019.
76

- 1 [NEP 2019-2030/2, Kostenschätzungen]
2 Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hintergrundmaterial, Kosten-
3 schätzungen. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019.
4 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2019_2_Entwurf_Kostenschaeztungen.pdf (10.12.2020)
5
- 6 [N-ERGIE 2016]
7 Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Prognos und Universität Nürnberg-
8 Erlangen. Im Auftrag der N-ERGIE AG, Nürnberg, 07. Oktober 2016.
9 https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf (23.11.2020)
- 10 [N-ERGIE 2020]
11 Hasler J, Kleedorfer R: Erfolgreiche Energiewende und wirksamer Klimaschutz geht nur mit Stadtwerken, den Kommunen
12 und Bürgern vor Ort. N-ERGIE AG, Nürnberg, 19. Oktober 2020.
13 https://bundesverband-gegen-suedlink.de/wp-content/uploads/2020/10/2020-10-19_BuBedarfsplanG_offener_Brief.pdf
14 (24.11.2020)
- 15 [Neumann 2019]
16 Neumann W: Leserbrief an die ZEIT zu den Beiträgen C. Kemfert – Falsch verkabelt vom 14. August 2019 und J. Homann –
17 So einfach ist es nicht!, 21. August 2019.
- 18 [Nolde/Zander 2019]
19 Nolde A, Zander W: Sanfter Abschied von der Kupferplatte. Zeitung für kommunale Wirtschaft – ZfK, München, 02/2019,
20 S. 15.
21 https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2019/ZfK_Abschied-von-der-Kupferplatte.pdf
22 (10.12.2020)
- 23 [Petry 2014]
24 Petry H: Nachtstromspeicher und große Stromverbraucher – Wirtschaftliche Lastverschiebung statt billiger Stromexport.
25 Magazin für die Energiewirtschaft – ew, Heft 03/2014.
26 <https://www.petry-consulting.net/Nachtspeicherheizung> (22.11.2020)
- 27 [Plötz/Michaelis 2014]
28 Plötz P, Michaelis J: The probability of long phases without wind power and their impact on an energy system with high
29 share of renewable energies. In: ENERDAY 2014 (Hg.): 9th Conference on Energy Economics and Technology. Dresden,
30 11 April 2014.
31 [https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_enerday/ordner_archiv/
32 ordner_enerday2014/ordner_pacp/ordner_fpap/folder-2014-04-22-7870620856/pltz_fullpaper_2014.pdf?lang=de](https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_enerday/ordner_archiv/ordner_enerday2014/ordner_pacp/ordner_fpap/folder-2014-04-22-7870620856/pltz_fullpaper_2014.pdf?lang=de)
33 (22.11.2020)
- 34 [Powernews 2020]
35 E&M Powernews – Der umfassende Online-Informationssdienst für Entscheider in der europäischen Energiewirtschaft.
36 Herrsching, 2020.
37 <https://www.energie-und-management.de/e-und-m-powernews/uebersicht/> (05.12.2020)
- 38 [Power-to-Heat 2017]
39 Müsgens F, Wald S: Power to Heat im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit, technischen Entwicklungen und regulatorischem
40 Umfeld. Erfahrungen und Erkenntnisse des BMBF-geförderten Projekts Innovationsforum "Power-to-Heat", Cottbus, undatiert (2017?).
41 https://www-docs.b-tu.de/fg-energiewirtschaft/public/Veroeffentlichungen/Kurzstudie_P2H.pdf (10.12.2020)
42
- 43 [Schlacke/Knodt 2019]
44 Schlacke S, Knodt M: Das Governance-System für die Europäische Energieunion und für den Klimaschutz. Zeitschrift für
45 Umweltrecht – ZUR, Heft 07-08/2019, S. 404-411.
46 https://www.zur.nomos.de/fileadmin/zur/doc/Aufsatz_ZUR_19_7-8.pdf (16.11.2020)
- 47 [Siebels 2019]
48 Siebels C: Kommentierung der NEP – Strom Bedarfsermittlung 2019-2030 (BNetzA) vom 06. August 2019,
49 NEP 2019-2030, 02. September 2019.
50 <https://www.stromnetzberater.net/Referenzen/> , 191015 Stellungnahme Stromnetzberater.pdf (29.01.2020)
- 51 [SMARD 2020]
52 SMARD Strommarktdaten. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA,
53 Bonn, 2020.
54 <https://www.smard.de/home> (10.12.2020)
55 Zu Strompreisen siehe: [https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726#!?downloadAttributes=
56 %7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22from%22:
57 1514761200000,%22to%22:1546297199999,%22selectedFileType%22:%22CSV%22%7D](https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22from%22:1514761200000,%22to%22:1546297199999,%22selectedFileType%22:%22CSV%22%7D) (10.12.2020)
- 58 [Söder 2019]
59 Interview mit dem bayerischen Ministerpräsidenten Markus Söder, Handelsblatt, 18. September 2019, S. 5.
- 60 [Stagge/Martin/Fricke 2017]
61 Stagge H, Martin F, Fricke W: Der Weg zu 380-kV-Zwischenverkabelungen. TenneT TSO, Bayreuth. Magazin für die
62 Energiewirtschaft – ew, Heft 11/2017, S. 43-45.
- 63 [Stern 2017]
64 Sterner M: Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien. Gutachten im Auftrag der PTX-Allianz,
65 Berlin. Institut für Energiespeicher – IFES, Regensburg, Oktober 2017.
66 <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-energiewirtschaftl-kurzgutachten.pdf> (10.12.2020)

- 1 [Stern/ Stadler 2017]
2 Sterner M, Stadler I (Hrsg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Ausführliche und umfassende Übersicht
3 über alle Speichertechnologien für die Energiewende. 2. Auflage. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 2017.
- 4 [Stromgestehungskosten 2018]
5 Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme, Freiburg, März 2018.
6 https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_
7 [Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_) (12.12.2020)
- 8 [TenneT 2018]
9 Gleichstromverbindungen SuedLink und SuedOstLink: Netzbetreiber starten Ausschreibungen für Erdkabel. TenneT TSO
10 GmbH, Bayreuth, 06. August 2018.
11 <https://www.tennet.eu/de/news/news/gleichstromverbindungen-suedlink-und-suedostlink-netzbetreiber-starten->
12 [ausschreibungen-fuer-erdkabel/](https://www.tennet.eu/de/news/news/gleichstromverbindungen-suedlink-und-suedostlink-netzbetreiber-starten-) (12.12.2020)
- 13 [TenneT 2018a]
14 Ostbayernring – Stromversorgung in Oberfranken und der Oberpfalz. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, August 2018.
15 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/Ostbayernring/18073_Broschuere_
16 [Netzausbau_A4_OBR_V1.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/Ostbayernring/18073_Broschuere_) (18.12.2020)
- 17 [TenneT 2018b]
18 Statisches Netzmodell der TenneT TSO GmbH. Stand 31. Dezember 2018. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 2018.
19 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/Transparency/static_grid_model/Netzmodell2019.csv
20 (01.01.2020)
21 <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/> (10.12.2020)
22 siehe hierzu auch https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Gridmaps/DE/G019_18-120_
23 [GridMap_V2-D-d.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Gridmaps/DE/G019_18-120_) (10.12.2020)
- 24 [TenneT 2018c]
25 Ostbayernring – Ersatzneubau 380/110 kV Höchstspannungsleitung Redwitz – Schwandorf einschließlich Rückbau der Be-
26 standsleitung. Planfeststellungsunterlage, Unterlage 1: Erläuterungsbericht zum Vorhaben mit allgemein verständlicher Zu-
27 sammenfassung gem. § 6 UVPG. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 17. August 2018.
28 https://www.regierung.oberfranken.bayern.de/imperia/md/content/regofr/umwelt/energie/planfeststellung/obrc/01_01_
29 [erlaeuterungsbericht.pdf](https://www.regierung.oberfranken.bayern.de/imperia/md/content/regofr/umwelt/energie/planfeststellung/obrc/01_01_) (18.12.2020)
- 30 [TenneT 2019]
31 Manon van Beek, Vorstandsvorsitzende TenneT Holding B.V. Interview mit dem Handelsblatt. Handelsblatt,
32 04. Februar 2019, S. 20.
- 33 [TenneT 2019a]
34 Niederländische Regierung will TenneT privatisieren. PV-Magazin, 16. September 2019.
35 <https://www.pv-magazine.de/2019/09/16/niederlaendische-regierung-will-tennet-privatisieren> (10.12.2020)
- 36 [TenneT 2020]
37 SuedOstLink – Sichere Stromversorgung für Bayern, Projektbroschüre. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, Januar 2020.
38 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/SuedOstLink/TenneT_im_Dialog/Mediathek/
39 [SuedOstLink_Projektbrosch%C3%BCre.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/SuedOstLink/TenneT_im_Dialog/Mediathek/) (03.12.2020)
- 40 [TenneT 2020a]
41 SuedOstLink im Überblick. Projektbeschreibung. Das Erdkabel für eine sichere Stromversorgung Bayerns. TenneT TSO
42 GmbH, Bayreuth, 2020.
43 <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedostlink/projektbeschreibung/> (03.12.2020)
- 44 [Thüga 2019]
45 Die Idee ist entfesselt. Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen durch den Stadtwerkeverbund Thüga.
46 Neue Energie, Heft 08/2019.
- 47 [TransnetBW 2018]
48 Statisches Netzmodell von TransnetBW. Stand 31. August 2019. TransnetBW GmbH, Stuttgart, 2019.
49 <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/engpass> (10.12.2020)
- 50 [UBA 2013]
51 Peter S: Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken,
52 dezentralen Strukturen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes – UBA, Dessau-Roßlau, September 2013.
53 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_
54 [einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_) (10.12.2020)
- 55 [Übertragungsnetz 2018]
56 Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO
57 GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2018.
58 https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/%C3%9CNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli%202018.pdf?
59 [ver=2018-10-26-150403-247](https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/%C3%9CNB-Planungsgrunds%C3%A4tze_Juli%202018.pdf?) (13.12.2020)
- 60 [Übertragungsnetz 2020]
61 Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO
62 GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2020.
63 https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/UENB-PIGRS_Juli%202020.pdf?ver=2020-07-31-123245-990
64 (09.12.2020)
- 65 [Übertragungsverluste 2020]
66 Übertragungsverluste, Wikipedia, 2020.
67 <https://de.wikipedia.org/wiki/%C3%9Cbertragungsverlust> (24.11.2020)

Quellen

- 1 [VDE 2017]
2 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze (E VDE-AR-N-4121). Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.
3 – VDE, Frankfurt, 22. Juni 2017.
4 [https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/planungsgrundsätze-hochspannung-vde-](https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/planungsgrundsätze-hochspannung-vde-ar-n-4121)
5 [ar-n-4121](https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/planungsgrundsätze-hochspannung-vde-ar-n-4121) (24.11.2020)
- 6 [VDE 2020]
7 Übersichtsplan "Deutsches Höchstspannungsnetz". Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE,
8 Frankfurt, Stand 01. Januar 2020.
9 <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoechstspannungsnetz> (25.11.2020)
- 10 [VDE 2019]
11 Zellulares Energiesystem. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. – VDE, Frankfurt, Mai 2019.
- 12 [Wasserelektrolyse 2019]
13 Schmiedel G: Key technologies for a hydrogen-based energy system. 12. Niedersächsische Energietage,
14 Hannover, 05. November 2019.
15 [https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04_Schmiedel.pdf)
16 [_Schmiedel.pdf](https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF3_04_Schmiedel.pdf) (12.12.2020)
- 17 [Wasserstoffnetz 2020]
18 Wasserstoffnetz nimmt Gestalt an, Handelsblatt, 28. Januar 2020, S. 10.
- 19 [Wasserstoff-Offshore 2019]
20 Offshore-Wasserstoff-Produktion mit 400 MW in neuer Dimension. TRACTEBEL ENGIE, 01. Oktober 2019.
21 <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2019/offshore-wasserstoff-produktion-mit-400-mw-in-neuer-dimension>
22 (12.12.2020)
- 23 [Wasserstoff-Offshore 2019a]
24 Dänemarks Regierung will eine künstliche Insel mit 10 GW Hochsee-Windparks bauen, deren Strom in grünes Gas umge-
25 wandelt werden soll. SPIEGEL Online, 12. Dezember 2019.
26 [https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-](https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-1300931.html)
27 [1300931.html](https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energie-insel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-1300931.html) (12.12.2020)
- 28 [Wasserstoffstrategie 2019]
29 Norddeutsche Wasserstoffstrategie. Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen,
30 Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. 07. November 2019.
31 <https://www.hamburg.de/contentblob/13179812/f553df70f865564198412ee42fc8ee4b/data/wasserstoff-strategie.pdf>
32 (10.12.2020)
- 33 [Windheizung 2019]
34 Weinhold N: Windheizung – mit überschüssigem Windstrom heizen. Erneuerbare Energien, 12. Mai 2019.
35 <https://www.erneuerbareenergien.de/windheizung-mit-ueberschuessigem-windstrom-heizen> (12.12.2020)
- 36 [Zander 2019]
37 Zander W: Spitzenglättung – der sanfte Abschied von der Kupferplatte. Neue Regeln für das Zusammenspiel von Netz
38 und Markt. Seminar der Energieagentur NRW, Aufbau von Ladeinfrastruktur – Herausforderungen für Netzbetreiber.
39 26. März 2019.
40 Siehe hierzu auch [Nolde/Zander 2019].

41

1 Gutachter

2 Prof. Dr. Lorenz J. JARASS

3 Prof. Dr. L.J. JARASS ist Dipl. Kaufmann (Universität Regensburg) und M.S. (Stanford University, School
4 of Engineering, USA). Er hat über die Integration der Windenergie in die Stromversorgung promoviert
5 und arbeitet seit mehr als 30 Jahren im Bereich erneuerbare Energien und Stromnetze. Dabei hat er
6 mittlerweile 11 Bücher und über 95 Aufsätze im Energiebereich veröffentlicht, vielfach abrufbar unter
7 www.JARASS.com, Energie. Im Rahmen seiner intensiven Beratungstätigkeit für Regierungen, Netzbe-
8 treiber und Kommunen war er mehrfach Gutachter beim Deutschen Bundestag und beim Bundesver-
9 waltungsgericht.

10 Einschlägige Buchveröffentlichungen in den letzten Jahren:

- 11 • Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende (zusammen mit RA W. BAUMANN),
12 2020⁵³¹.
- 13 • Erdkabel für den Netzausbau – Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen,
14 Zuverlässigkeit, Kosten (zusammen mit Prof. Dr.-Ing. habil. H. BRAKELMANN), 2019⁵³².
- 15 • Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite (zusammen mit Dipl.
16 Volkswirtin A. JARASS), 2016⁵³³.
- 17 • Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? (zusammen mit Prof. Dr. G.M. OBERMAIR), 2012⁵³⁴.

18 Dipl.-Ing. Carsten SIEBELS

19 Dipl.-Ing. C. SIEBELS war über 30 Jahre bei integrierten Energieversorgungsunternehmen und Übertra-
20 gungsnetzbetreibern mit der Planung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen befasst und arbeitet mitt-
21 lerweise freiberuflich im Bereich der Netzplanung (siehe <https://stromnetzberater.net>). Er hat u.a. fol-
22 gende Kompetenzen:

- 23 • Jahrzehntelange Erfahrung in der Planung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen unter Nutzung von
24 Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnungen sowie mit der Modellierung von Belastungsfällen für
25 Netze der öffentlichen Stromversorgung.
- 26 • Vertiefte und langjährige Erfahrung mit witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb.
- 27 • Intensive Beschäftigung mit dem Gedanken des (n-0)-sicheren Netzbetriebs.
- 28 • U.a. Mitarbeit an den Planungsgrundsätzen 2018 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, an frühe-
29 ren Versionen des Netzentwicklungsplans Strom⁵³⁵ und des Leistungsbilanzberichts der deutschen
30 Übertragungsnetzbetreiber.⁵³⁶

31 Aktuelle Veröffentlichungen:

- 32 • Begrenzung der Netzausbaukosten (zusammen mit Prof. Dr. L.J. JARASS), ZNER 05/2020.⁵³⁷
- 33 • SuedOstLink: Sichere Stromversorgung für Bayern? (zusammen mit Prof. Dr. L.J. JARASS), BWK 10-
34 11/2020.⁵³⁸

35 ATW GmbH, Wiesbaden

36 Die ATW GmbH hat seit 1977 eine Vielzahl von Projekten bearbeitet für Industrie, nationale Regierungen
37 und internationale Institutionen (EU, OECD, Weltbank). In den letzten Jahren hat die ATW GmbH, Wies-
38 baden, u.a. verschiedene größere Arbeiten im Energie- und Netzbereich sowie zu windenergiebedingten
39 Netzausbaumaßnahmen durchgeführt im Auftrag von Bundes- und Landesministerien, Energieversor-
40 gungsunternehmen sowie von Städten und Gemeinden.

⁵³¹ [Baumann/Jarass 2020].

⁵³² [Brakelmann/Jarass 2019].

⁵³³ [Jarass/Jarass 2017].

⁵³⁴ [Jarass/Obermair 2012].

⁵³⁵ [Leistungsbilanz 2019].

⁵³⁶ [Übertragungsnetz 2018].

⁵³⁷ [Jarass/Siebels 2020].

⁵³⁸ [Jarass/Siebels 2020a].