

Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035

26. Juni 2020

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

Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: Szenariorahmen2021-2035@BNetzA.de

Genehmigung

Az.: 8573-2-1/20-06-26/Szenariorahmen 2021-2035

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Heidestraße 2, 10557 Berlin

Übertragungsnetzbetreiber zu 1)

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

Übertragungsnetzbetreiber zu 2)

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

Übertragungsnetzbetreiber zu 3)

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart

Übertragungsnetzbetreiber zu 4)

im Folgenden: die Übertragungsnetzbetreiber

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

am 26.06.2020

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2021-2035 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zugrunde zu legen:

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch ¹⁾	524,3 ³⁾	603,4	621,5	651,5	653,2
Bruttostromverbrauch ²⁾	570,9 ³⁾	639,8	656,9	686,9	688,6
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8 ³⁾	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	< 0,1 ³⁾	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5 ³⁾	4,0	5,0	8,0	7,0
Marktmodellierung					
CO ₂ -Vorgabe [Mio. t CO ₂]		120	120	120	60

1) Inklusiv der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

2) rein informatorisch: Der Bruttostromverbrauch ist – anders als der Nettostromverbrauch – nicht Bestandteil des unter Ziffer 1 genehmigten Stromverbrauchs.

3) Referenz 2018

2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung, die wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung insgesamt und aufgeschlüsselt nach Energieträgern zu ermitteln. Dabei ist zu prüfen, ob das Ziel des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) eingehalten wird, die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab dem Jahr 2025 auf 120 Terrawattstunden zu erhöhen. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind für die Zieljahre 2035 und 2040 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zu veröffentlichen.

3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, ob das Ziel des Klimaschutzprogrammes 2030 hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis 2030 eingehalten wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind für die Zieljahre 2035 und 2040 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zu veröffentlichen.

4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, die auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung erzeugten CO₂-Emissionen zu ermitteln. Dabei soll der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2035 maximal 120 Millionen Tonnen CO₂ und im Jahr 2040 maximal 60 Millionen CO₂ Tonnen emittieren. Sofern diese CO₂-Zielwerte nicht eingehalten werden, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, der Marktsimulation die Nebenbedingung vorzugeben, den nationalen CO₂-Preis zur Einhaltung dieser CO₂-Zielwerte zu erhöhen und entsprechend anzuwenden. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind für die Zieljahre 2035 und 2040 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zu veröffentlichen.

5. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung, die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2030 um 55 % und bis 2050 um 80-95 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 50 %

Die Ergebnisse und deren Herleitung sind für die Zieljahre 2035 und 2040 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zu veröffentlichen.

6. Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2021-2035 verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen. Die Reduzierung der Einspeisung („Spitzenkappung“) darf je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen. Für die an unterlagerten Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen soll eine aus Sicht der unterlagerten Verteilnetze kostenoptimale Reduzierung der Einspeisung erfolgen. Für die am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen ist ebenfalls eine Reduzierung von jeweils bis zu 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge anzuwenden.

7. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 die durch optimale Nutzung des Bestandsnetzes und weiterer Flexibilitätsoptionen gegebenen Potenziale zur Verringerung des Netzausbaubedarfs darzustellen und diese im Sinne eines minimalen Netzausbaubedarfs zu nutzen.

8. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 neue und innovative technische Ansätze für den Einsatz von Netzbetriebsmitteln sowie die Netzbetriebsführung darzustellen und deren Eignung zur Erhöhung der Transportkapazität zu bewerten. Das schließt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein. Sollten solche Ansätze technisch und wirtschaftlich geeignet sein, sind sie für die Zieljahre 2035 und 2040 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 aufzunehmen. Sofern für die Nutzbarmachung solcher Ansätze zunächst Pilotanwendungen erforderlich sind, sind diese im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 aufzunehmen.

9. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, in der Marktmodellierung einen „Flow-Based-Market-Coupling“-Ansatz zu verwenden. Dabei müssen in allen Szenarien des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2021-2035 diejenigen Interkonnektoren berücksichtigt werden, die bereits Teil des Bundesbedarfsplangesetzes (vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)) oder Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sind oder im Netzentwicklungsplan 2019-2030 bestätigt wurden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind weiterhin verpflichtet, mindestens für die im Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 vom 10. Januar 2020 genannten Interkonnektoren, die noch nicht gesetzlich festgelegt oder noch nicht im Netzentwicklungsplan 2019-2030 bestätigt wurden, eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse inklusive der Herleitung der Ergebnisse mittels der CBA 2.0 (Cost-Benefit-Analysis 2.0 des Ten-Year Network Development Plan) vorzulegen.

10. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des Zubaus der Erneuerbaren Energien eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 darstellt.

11. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des nationalen Strombedarfs eine angemessene Herangehensweise für die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführende Marktmodellierung zur Ermittlung des Transportbedarfs im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 darstellt.

12. Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Sensitivätsbetrachtung hinsichtlich der Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf den deutschen Netzausbaubedarf in Szenario C 2035 angemessen ist.

II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

GENEHMIGUNG	3
Inhaltsverzeichnis	7
I SACHVERHALT	10
A Vorlage des Szenariorahmens	10
B Öffentlichkeitsbeteiligung	11
C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber	12
II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE	13
A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung	13
B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung	13
1 Gemeinsamer Szenariorahmen.....	13
2 Entwicklungspfade (Szenarien).....	13
3 Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen	16
3.1 Grundcharakteristik.....	16
3.2 Inhaltliche Erstellung der einzelnen Annahmen	18
3.3 Festlegungen zur CO ₂ -Emissionsobergrenze	19
3.3.1 Mengenmäßige Bestimmung der CO ₂ -Emissionsobergrenze	19
3.3.2 Methodik zur Einhaltung der CO ₂ -Emissionsobergrenze	20
3.4 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung.....	22
3.4.1 Regenerative Erzeugung.....	22
3.4.1.1 Zubau regenerativer Erzeugung.....	22
3.4.1.2 Rückbau regenerativer Erzeugung	23
3.4.2 Konventionelle Erzeugung.....	27
3.4.2.1 Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen	27
3.4.2.2 Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken.....	28
3.4.2.3 Betriebsdauer von Kuppelgaskraftwerken.....	29
3.4.2.4 Kraftwerke in Planung.....	30
3.4.2.5 Stilllegung von Kraftwerken	31
3.4.2.6 Reservekapazitäten.....	32
3.4.3 Kraft-Wärme-Kopplung.....	33
3.4.4 Verbrauchsnahe Erzeugung.....	37
3.5 Sektorenkopplung	39
3.5.1 Elektrofahrzeuge.....	41
3.5.2 Wärmepumpen	42
3.5.3 Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen	44
3.5.4 Power-to-Gas	46
3.6 Flexibilitätsoptionen und Speicher	50
3.6.1 Klassische Stromanwendungen: DSM (Demand Side Management)	51
3.6.2 Flexibilisierung von E-Mobilität.....	52
3.6.3 Flexibilisierung von Wärmepumpen.....	52
3.6.4 KWK-Flexibilisierung.....	52
3.6.5 Flexibilisierung von Biomasseanlagen.....	52
3.6.6 Speicher	53

4	Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung	54
4.1	Nettostromverbrauch.....	54
4.2	Jahreshöchstlast	61
4.3	Erzeugung.....	62
4.3.1	Referenzwerte für das Jahr 2019	62
4.3.1.1	Regenerative Erzeugung.....	62
4.3.1.2	Konventionelle Erzeugung.....	63
4.3.2	Must-Run Bedingungen und Flexibilisierungen der konventionellen Kraftwerke.....	64
4.3.3	Produktionskosten	66
4.3.4	Szenario A 2035	67
4.3.4.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung	67
4.3.4.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	69
4.3.5	Szenario B 2035	72
4.3.5.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung	72
4.3.5.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	74
4.3.6	Szenario C 2035	76
4.3.6.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung	76
4.3.6.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	79
4.3.7	Szenario B 2040	81
4.3.7.1	Annahmen zur regenerativen Erzeugung	81
4.3.7.2	Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	84
5	Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung	86
5.1	Einhaltung der CO ₂ -Ziele.....	86
5.2	Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch	87
5.2.1	Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien	87
5.2.2	Volllaststunden der regenerativen Erzeuger.....	88
5.2.3	Ermittlung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch.....	90
5.3	Einhaltung der weiteren Ziele.....	90
6	Europäischer Rahmen.....	91
6.1	Begleitschreiben an Länder, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind	91
6.1.1	Schweden.....	91
6.1.2	Schweiz.....	92
6.2	Zuordnung der Szenarien zu den europäischen Szenarien	92
6.3	Bestimmung der Handelskapazitäten	95
6.4	Bewertung von Interkonnektoren zur Bereitstellung der Handelskapazitäten	97
7	Methodik zur Spitzenkappung.....	99
C	Regionalisierung.....	101
1	Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee	101
2	Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore	103
2.1	Abfrage der Verteilernetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore	106
2.2	Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore	108
2.2.1	Auswertung der Raumordnungsabfrage.....	109
2.2.2	Abgleich mit den Daten aus dem Raumordnungsplan-Monitor	113
2.3	Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore.....	115
2.4	Berücksichtigung 10 H Regelung und Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore..	116
3	Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs.....	117
D	Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel oder Netzbetriebsführung.....	120
E	Betrachtungen zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung.....	121
F	Begründung der Nebenbestimmungen	127
1	Kraft-Wärme-Kopplung.....	127
2	EE-Anteil am Bruttostromverbrauch.....	127

3	Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch	127
G	Sensitivität North Sea Wind Power Hub.....	129
H	Hinweise zu den Gebühren	130
I	Hinweise zu den Fristen	130
J	Rechtsmittelbelehrung.....	131
	Anlagen.....	132
	Verzeichnisse.....	163
	Abbildungsverzeichnis	163
	Tabellenverzeichnis.....	163
	Anlagenverzeichnis.....	165
	Impressum.....	166

I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 für den Netzentwicklungsplan 2021-2035. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 S.1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2021-2035 am 26.06.2020 genehmigt und den Übertragungsnetzbetreibern zugestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2020 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2021-2035 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwurf). Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 26.04.2021 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2021-2035 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwurf).

A Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur gemäß § 12a Abs. 2 S. 1 EnWG am 10.01.2020 den Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2021-2035 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 17.01.2020 auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) bekannt.

In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur neben einer allgemeinen Einführung und Vorstellung der Ausrichtung der Szenarien durch die Übertragungsnetzbetreiber um Kommentare und Meinungsäußerungen zu konkreten Fragestellungen. Diese beinhalteten Aspekte zur konventionelle Erzeugung, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, Sektorenkopplung und Stromverbrauch, Speicherkapazitäten und Flexibilitäten, integrierte Netzentwicklungsplanung, europäischer Rahmen sowie Sensitivitäten. Die Erfahrungen aus den letzten Konsultationsprozessen haben gezeigt, dass solche konkreten Fragestellungen der Konsultation eine Struktur gaben und sich auch positiv auf die Teilnahmebereitschaft auswirkten. Dabei wurden die Fragen in dem Begleitdokument in der Regel ergebnisoffen aufgeworfen und nur in Ausnahmefällen eine vorläufige Position der Bundesnetzagentur angedeutet. Die Bundesnetzagentur gab der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 14.02.2020 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationszeitraums veranstaltete die Bundesnetzagentur am 05.02.2020 in Berlin und am 06.02.2020 in Nürnberg zwei Dialogveranstaltungen, in deren Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

B Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Konsultation des Szenariorahmens 2021-2035 war abermals geprägt von vielfältigen Erwartungshaltungen an das Verfahren und an die Energiewende insgesamt. Vordringlicher Zweck der Öffentlichkeitsbeteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die innerhalb des Szenariorahmens und des Entscheidungsspielraums der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind. Ein erheblicher Anteil der eingegangenen Stellungnahmen beschäftigte sich in sehr grundsätzlicher Art und Weise mit dem gesamten Energieversorgungssystem einschließlich dessen Finanzierung und den planungsrechtlichen Grundsätzen der Stromnetzplanung (Raumordnung, Planfeststellung). Letztgenannte Beiträge sind nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmens nicht entscheidungsbedeutsam, gleichwohl aber ausgesprochen wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus.

Nicht zur Aufgabe des Szenariorahmens und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren gehört es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies ist Sache der Politik und bedürfte einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Szenariorahmens aber anstoßen oder auch begleiten. Das Ziel der Öffentlichkeitsbeteiligung ist es also, durch Nutzung verschiedenster Mittel und Formate zu einer sachlichen Aufklärung und damit zu einer objektiven und konstruktiven Diskussion nicht nur des Netzausbaus allein, sondern der Energiewende insgesamt beizutragen.

Um allerdings den förmlichen Verwaltungsakt der Genehmigung des Szenariorahmens nicht zu überfrachten, hat sich die Bundesnetzagentur erstmalig entschieden, die Argumente der Konsultationsteilnehmer in einem gesonderten Auswertungsdokument strukturierter und lesefreundlicher darzustellen (z. B. durch Zitate, Statistiken). Diese Vorgehensweise nimmt damit den ausdrücklichen Wunsch vieler Konsultationsteilnehmer aus den letzten Prozessen und auch der Stakeholder aus den Bereichen der Politik, Verbände, Bürgerinitiativen und der Presse auf.

Nach § 12a Abs. 3 Satz 1 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Dass eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung aus Gründen der Übersichtlichkeit in dem hier vorliegenden Dokument ausgelagert ist, berührt diese zentrale gesetzliche Berücksichtigungspflicht der Bundesnetzagentur nicht. Folglich werden alle für den Szenariorahmen 2021-2035 relevanten spezifischen Hinweise aus der Öffentlichkeitsbeteiligung in den Entscheidungsgründen des Genehmigungsdokuments weiterhin ausführlich dargestellt und geprüft.

C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber

Mit E-Mail vom 19.06.2020 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 mit Frist bis zum 24.06.2020 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 24.06.2020 wahr.

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist die derzeitige Definition eines Offshore-Hybrid-Interkonnektors für die Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht ausreichend, da ein gewisser Interpretationsspielraum bestehe. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen sich u.a. die Frage, in welchem Land die Offshore-Windparks aus ausländischen Ausschließlichen Wirtschaftszonen liegen sollen, auch da dies die zu verwendenden Windeinspeisezeitreihen bestimme.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass bei der Ermittlung des Ausbaupfades für die Ostsee berücksichtigt werden sollte, dass der Szenariorahmen und der Flächenentwicklungsplan verschiedene Zeithorizonte betrachten. Im Flächenentwicklungsplan finde lediglich eine Betrachtung bis zum Jahr 2030 statt, hingegen liege dem Szenariorahmen das Jahr 2035 und im Langfristszenario sogar das Jahr 2040 zugrunde. Im Szenariorahmen sollten nicht einfach die Annahmen des Flächenentwicklungsplans fortgeführt werden, sondern entsprechende weiterführende Annahmen zur Entwicklung der Offshore-Windenergie in der Ostsee getroffen werden. 50Hertz ist darüber hinaus davon überzeugt, dass von einer weiteren Entwicklung der Offshore Windenergie in der Ostsee, insbesondere in den Gebieten O-5, O-6 sowie O-2, auszugehen sei und dies ein wichtiger Beitrag zur Energiewende über 2030 hinaus sei.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass trotz der berücksichtigten Elektrifizierung der Nettostromverbrauch im Vergleich zum Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber gesenkt wurde. Außerdem sei die Spreizung des Nettostromverbrauchs zwischen den Szenarien reduziert worden. Dies hätten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der unterschiedlichen Pfade zur Dekarbonisierung anders bewertet. Aus Sicht der TransnetBW hätten die aktuell vorliegenden Annahmen des Stromverbrauchs Schwächen in der regionalen Verteilung der Großverbraucher - was auch wichtig sei für die integrierte Netzplanung mit den Verteilnetzbetreibern: So lägen zum Zeitpunkt der Abgabe des Entwurfs des Szenariorahmens nur punktuell hinreichend belastbare Informationen über Laststeigerungen vor.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisieren die Vorgabe der Bundesnetzagentur, das Szenario Distributed Energy (DE) aus dem TYNDP 2020 von ENTSO-E statt das von den ihnen vorgeschlagene Szenario National Trends (NT) Szenario zu verwenden, da dieses Szenariodesign nicht mit den prognostizierten EE-Ausbauzahlen in Deutschland zusammen passe.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen, dass alle vorgeschlagenen Interkonnektoren im Rahmen des Netzentwicklungsplans Berücksichtigung finden sollen. Allerdings wird der Ansatz, die von der Bundesnetzagentur genannten Interkonnektoren nicht im Ausgangsnetz zu berücksichtigen, skeptisch gesehen. Durch die Nicht-Berücksichtigung dieser Ausbauprojekte im Referenznetz werde der europäische Stromhandel stärker eingeschränkt als dies voraussichtlich zukünftig der Fall sein werde. Dadurch ändere sich das Marktgeschehen und die Auslastungen des Netzes.

II Entscheidungsgründe

Rechtsgrundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 ist § 12a Abs. 3 EnWG.

A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG, die Zuständigkeit der Abteilung Energieregulierung aus § 59 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 EnWG. Nach Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens 2021-2035 gem. § 12a Abs. 2 Satz 1 EnWG beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit gem. § 12a Abs. 2 Satz 2 EnWG. Sie machte den Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung gem. § 12a Abs. 3 Satz 1 EnWG.

B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

Der genehmigte Szenariorahmen 2021-2035 erfüllt die folgenden tatbestandlichen Voraussetzungen des § 12a Abs. 1 EnWG:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erarbeiten alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen (dazu 1), der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre (dazu 2) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen (dazu 3) im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (dazu 5) abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre darstellen (dazu 2). Für den Szenariorahmen legen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom (dazu 4) sowie dessen Austausch mit anderen Ländern (dazu 6) sowie zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 (dazu 7) zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur (dazu 6).

1 Gemeinsamer Szenariorahmen

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG haben den Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 gemeinsam erarbeitet.

2 Entwicklungspfade (Szenarien)

Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt. Da der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG der Bundesnetzagentur in 2021 vorzulegen ist, stellen drei Entwick-

lungspfade das Zieljahr 2035 – Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 – und ein Entwicklungspfad das Zieljahr 2040 – Szenario B 2040 – dar. Gemäß § 12a EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber mindestens drei Szenarien mit einem Zeithorizont von 10-15 Jahre und mindestens ein Szenario mit einem Zeithorizont von 15-20 Jahre erstellen. Sie schöpfen damit nahezu den maximalen Prognosehorizont von 10-15 für die Kurzfristszenarien bzw. 15-20 Jahren für das Langfristszenario aus. Dadurch ist eine Anpassung des nationalen Planungshorizonts an den aktuellen europäischen Planungszeiträumen des Scenario Reports und des Ten Year Network Development Plans gewährleistet, die sich im Kern auf die Jahre 2030 und 2040 beziehen (für das Zieljahr 2035 wird eine lineare Interpolation zwischen 2030 und 2040 durchgeführt).

Über die soeben dargestellten Szenarien hinaus schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine zusätzliche Sensitivitätsberechnung vor, nach der im Szenario C 2035 die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden (siehe Kapitel II G).

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen für diesen Prozess eine neue Szenariengestaltung vor. Die folgende Grafik veranschaulicht dies:

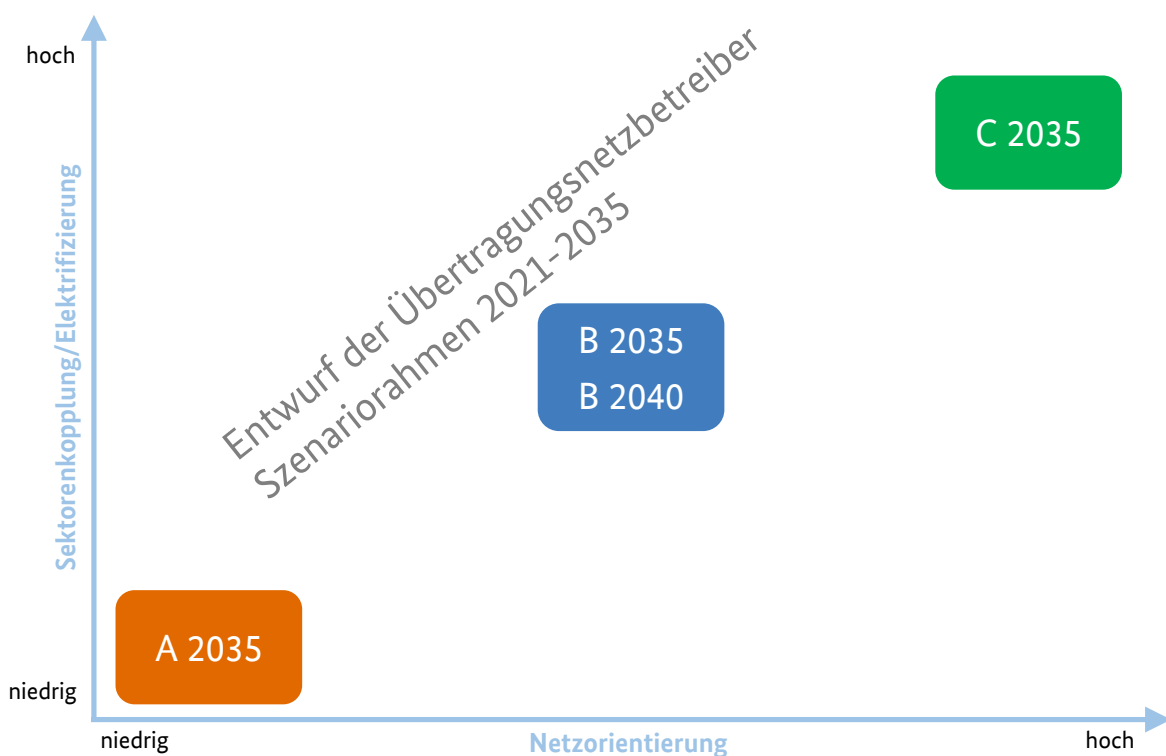


Abbildung 1: Einordnung der Szenarien: Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber

Die Sektorkopplung verbindet u.a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie oder Stahlerzeugung). Sie dient nicht etwa einer vollständigen Elektrifizierung aller Wirtschaftsbereiche, sondern der möglichst weitgehenden Dekarbonisierung in 2050, indem die Erneuerbaren Energien über den Stromsektor hinaus auch in anderen CO₂-produzierenden Sektoren fossile Energieträger substituieren.

Die Sektorenkopplung bzw. Elektrifizierung wird von den Übertragungsnetzbetreibern in unterschiedlicher Ausprägung modelliert. Hierunter fallen insbesondere:

- Höhe der konventionellen Stromanwendungen
- Berücksichtigung von neuen Großverbrauchern zur Digitalisierung bzw. Dekarbonisierung
- Anzahl elektrisch betriebener PKW und LKW
- Anzahl der Wärmepumpen in privaten Haushalten
- Anzahl der Power-to-Gas-Anlagen

Mit dem neuen Begriff der Netzorientierung vermeiden die Übertragungsnetzbetreiber den missverständlichen Begriff der Netzdienlichkeit. Bei Netzorientierung geht es nicht um ein Verhalten, das mit dem Ziel der Entlastung des Netzes erfolgt, sondern um ein Verhalten, das Rücksicht auf die Belange des Netzes nimmt. Die Netzorientierung trägt u.a. dazu bei, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden. Ein netzorientiertes Verhalten oder eine netzorientierte Allokation von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen sind keine Dienstleistungen zugunsten des Netzes, die einer Vergütung zugänglich wären. *Netzdienliche* Anlagen dienen dagegen über ihre Verortung oder ihr Einsatzverhalten ausschließlich dem Netz, sie vermeiden oder vermindern Engpässe oder erbringen Systemdienstleistungen anderer Art und können grundsätzlich über eine kostenbasierte oder ausschreibungsbasierte Vergütung bezahlt werden.

Die Netzorientierung wird von den Übertragungsnetzbetreibern in unterschiedlicher Ausprägung modelliert. Hierunter fallen insbesondere:

- Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen
- Regionalisierung von PV-Anlagen
- Regionalisierung und Einsatzverhalten von Power-to-Gas-Anlagen
- Einsatzverhalten von Wärmepumpen in privaten Haushalten
- Ladeverhalten von E-Autos

Folglich kann unter dem Begriff Netzorientierung sowohl eine netzorientierte Regionalisierung von Erzeugern oder Verbrauchern als auch deren netzorientiertes Einsatzverhalten verstanden werden.

Die Bundesnetzagentur billigt die Szenariengestaltung der Übertragungsnetzbetreiber, nach der alle Szenarien die Energiewende mit unterschiedlicher Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung beschrieben werden. Andere Kombinationen wie z. B. hohe Sektorenkopplung mit niedriger Netzorientierung werden von vielen Konsultationsteilnehmern eher negativ bewertet angesehen. So widerspreche ein solch netzausbautreibendes „Worst-Case“-Szenario dem Grundsatz des „no regret“-Ansatzes, nach der nur Netzausbauprojekte in den Netzentwicklungsplan zu übernehmen seien, die in jeder der wahrscheinlichen Entwicklungen gebaut werden müssen. Nur eine robuste Netzplanung, die im Szenariorahmen Strom eine Kompensation von netzausbautreibenden Annahmen durch netzausmindernde Annahmen zulasse, trage der Skepsis der in weiten Teilen vom Netzausbau betroffenen Bevölkerung ausreichend Rechnung. Andererseits kann man der Meinung sein, die Sektorenkopplung als Ausweitung der Dekarbonisierung mittels der Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom werde nur erfolgreich sein, wenn dabei die Belange und Bedürfnisse der zu koppelnden Sektoren Priorität haben. Die Bereitschaft der Industrie, ihre Produktionsprozesse an der Stromerzeugung

auszurichten und ihre Standorte an die Erzeugungsstandorte der Erneuerbaren anzupassen, ist begrenzt. Für die Sektoren Wärme und Verkehr dürfte mit Abstufungen ähnliches gelten. Damit geht eine hohe Sektorenkopplung gerade mit einer niedrigen Netzorientierung einher. Die Bundesnetzagentur ist in Ansehung der geschilderten Konsultationsäußerungen gleichwohl dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber gefolgt, weil angesichts der fehlenden Bereitschaft ein solches für jede Entwicklung robustes Netz zu akzeptieren, ein so gestaltetes Szenario nur eine Art „Fingerübung“ wäre. Außerdem müsste in der Konsequenz dieses Ansatzes dann auch ein Szenario mit minimaler Sektorenkopplung aber höchst netzorientierten Verhalten der gekoppelten Sektoren zu modellieren sein. Das hätte aber voraussichtlich zu einem deutlich unterdimensionierten Netzausbau geführt.

Die einzelnen Szenarien A 2035, B 2035/2040 und C 2035 stehen in einem Stufenverhältnis von niedriger zu hoher Ausprägung der Treiber der jeweiligen Dimensionen, die auf den Koordinatenachsen angeordnet sind.

Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen gemäß des Klimaschutzplanes 2050 zu reduzieren, wird in allen Szenarien vollständig erreicht. Sollte die sich modellendogen ergebende Reduzierung nicht ausreichen, geschieht dies hilfsweise mittels der Vorgabe eines nationalen CO₂-Preises oder in Szenario B 2040 durch Verringerung des Emissionsfaktors von Gaskraftwerken.

In allen Szenarien des Szenariorahmens 2021-2035 wird erneut eine Spitzenkappung bei Wind Onshore- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Regionalisierungen der Prognosen des Zubaus der Erneuerbaren Energien und des nationalen Strombedarfs werden im Grundsatz als geeignet bestätigt.

3 Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

Die genehmigten Szenarien müssen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen abdecken.

3.1 Grundcharakteristik

Ein Szenario ist als wahrscheinlich zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist und somit das zu entwickelnde Stromnetz in der Zukunft den Anforderungen dieses Szenarios mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss.

Bei der Ermittlung der Szenarien ist grundsätzlich von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen, da die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2035 bzw. 2040 ebenso schwierig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können aber Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und bspw. der Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft so groß ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss. In diesem Zusammenhang ist das gesellschaftspolitische Ziel des vollständigen Kohleausstiegs bis spätestens 2038 zu nennen. Dieses Ziel der Bundesregierung ist im gegenwärtigen Entwurf des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVVG) implementiert. Es ist ein zentraler Bestandteil der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und somit auch Grundlage der vorliegenden Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035.

Ergänzend dazu soll der Szenariorahmen 2021-2035 nach § 12a EnWG zugleich die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen in Bezug auf die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Die vorgegebene Ausgestaltung der Szenarien wird diesen Anforderung gerecht.

Die gegenwärtige energiepolitische Situation ist geprägt von einem unterschiedlich starken Wachstum der Erneuerbaren Energien, von der Zunahme beabsichtigter Stilllegungen konventioneller Kraftwerke, von einer Zurückhaltung bei Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke und dem Ziel der Bundesregierung, die gesteckten Klimaschutzziele zu erreichen.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die Bundesregierung durch das neue Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) auch zukünftig den Klimaschutzziele eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur gebietet dieses Bekenntnis zum Klimaschutz, allen Szenarien im Szenariorahmen 2021-2035 vorzugeben, die Ziele des KSG zwingend zu erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen gab, für eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele sogar über die Ziele des KSG hinauszugehen.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich im Szenariorahmen 2021-2035 zunächst am Ziel des Klimaschutzprogrammes 2030, 65 % des zukünftigen Bruttostromverbrauchs in 2030 durch die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien abzudecken. Eine ähnlich klare Zielvorgabe existiert nicht für das Jahr 2035.

Eine Top-Down Rückrechnung aus einer Zielvorgabe für 2050 scheidet bereits daran, dass hier eine Bandbreite von EE-Zielen zwischen 80 % und 100% in 2050 begründbar wäre. Der Gesetzgeber hatte sich im EEG 2017 trotz der zwischenzeitlichen Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens für ein 80 % EE-Ziel in 2050 entschieden. Die nachfolgenden CO₂-Ziele aus dem Klimaschutzgesetz und den Klimaschutzplänen der Bundesregierung wären damit nicht erreichbar. Gleichzeitig vermeiden die letztgenannten Regelwerke eine Festlegung auf ein Ziel von 100 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch, was die Bundesnetzagentur zur Kenntnis zu nehmen hat.

Eine Bottom up Fortschreibung der Bruttozubaumengen um weitere fünf Jahre ergibt ebenfalls kein klares Bild. Die tatsächlich aktuellen Zubaumengen an erneuerbarer Erzeugung reichen für die Erfüllung der gesetzlichen Zielvorgaben in keiner Weise aus. Eine lineare Fortschreibung der EE-Zubaumengen in 2035 bzw. 2040, die beim heutigen Ausgangsniveau für die Erreichung des 65 % EE-Zieles in 2030 erforderlich wären und in den meisten Konsultationsbeiträgen gefordert wurde, wäre extrem ambitioniert. Das liegt zum einen daran, dass der Zubau eines des wichtigsten Erneuerbaren Energieträgers, Wind OnShore, in den letzten Jahren sehr ins Stocken geraten ist und man deshalb einen notwendigen Aufholeffekt bis 2030 auf die Folgejahre bis 2035 bzw. 2040 übertragen müsste. Außerdem würde die nach 2030 als stark zunehmend prognostizierte Sektorenkopplung eine nochmalige Steigerung der Zubauraten erneuerbarer Erzeugung erfordern, um den linearen Anstiegspfad von ca. 38 % EE-Anteil in 2019 auf über 65 % EE-Anteil in 2030 bis 2035 bzw. 2040 fortzusetzen. Schon jetzt gehen die 2035er Szenarien weit über die konkreten Ausbaupfade des aktuell noch gültigen § 4 EEG 2017 hinaus.

Zwar ist davon auszugehen, dass die Ausbaupfade und die Ausschreibungsmengen der Erneuerbaren Energien in einer in Kürze anstehenden EGG-Novellierung (EEG 2021) nach oben angepasst werden. Dennoch haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf ein S-Kurven-Konzept für die EE-Zielwerte zu Grunde gelegt. Die Bundesnetzagentur erkennt das damit verbundene Bemühen, eine wahrscheinlichsnahe Ent-

wicklung zu prognostizieren, ausdrücklich an. Dennoch hat die Bundesnetzagentur darauf verzichtet, konkrete Zielwerte für die zu erreichenden EE-Anteile am Bruttostromverbrauch für 2035 festzulegen. Durch die steigende Sektorkopplung übernimmt der Stromsektor auch zunehmende Teile der Zielvorgaben für die Zielerreichung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Das schmälert aber gleichzeitig den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch. Hier das richtige Verhältnis zwischen den Zielwerten für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch einerseits und am Bruttoendenergieverbrauch andererseits zu definieren, bleibt Sache des Gesetzgebers und nicht der Bundesnetzagentur als gesetzessvollziehende Behörde.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung wurden in den 2035er Szenarien ergänzend Effizienzsteigerungen angenommen, die sich in einer signifikanten Reduktion des Stromverbrauchs von 2,5% bis 7,5% (außerhalb der Sektorenkopplung) im Vergleich zum Verbrauchsniveau des Jahres 2018 niederschlagen. Dass Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine größere Rolle spielen werden, geht deutlich aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, dem nationalen Klimaschutzplan 2050 und dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung hervor.

3.2 Inhaltliche Erstellung der einzelnen Annahmen

Die in den jeweiligen Szenarien zu erstellenden Annahmen stehen teilweise in gegenseitigen Abhängigkeiten, sodass eine Beliebigkeit der Kombinationen ausgeschlossen ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Zusammenhänge zwischen den jeweiligen Annahmen. Durch die wechselseitige Beeinflussung einzelner Parameter ist aufgrund der Anpassung eines einzelnen Wertes eine Änderung in anderen Bereichen gegebenenfalls notwendig, um die Annahmen konsistent zu halten. Abbildung 2 kann dabei nicht alle Parameter und Abhängigkeiten exakt aufzeigen, sondern dient nur der Veranschaulichung des Prozesses.

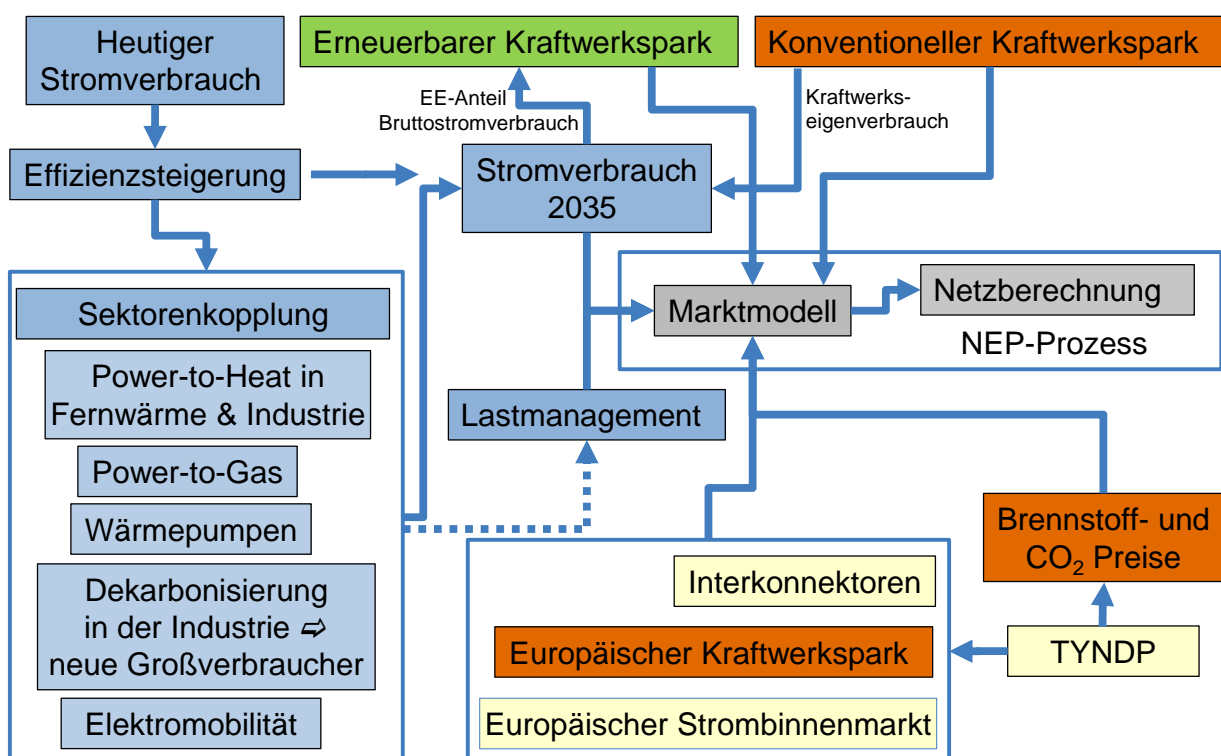


Abbildung 2: Darstellung der Abhängigkeiten auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur genehmigten Annahmen

Einen zentralen Punkt der Prognosen bildet der Stromverbrauch in den Szenarien (Stromverbrauch 2035). Die Wichtigkeit lässt sich aus Abbildung 2 herleiten: Zum einen hat die Höhe des Stromverbrauchs einen Einfluss auf eines der wichtigsten energiepolitischen Ziele, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Zum anderen wird der Stromverbrauch in 2035 selber durch zahlreiche Faktoren beeinflusst. Zu Beginn muss die Entwicklung des heutigen Stromverbrauchs mit seinen klassischen Technologien betrachtet werden. Es werden in allen Szenarien umfangreiche Effizienzsteigerungen unterstellt, welche den „klassischen“ Stromverbrauch reduzieren.

Dem gegenüber stehen neue Sektorkopplungstechnologien und Dekarbonisierungsbestrebungen, welche den neuen Verbrauch außerhalb des klassischen Stromverbrauchs bedingen. Jede dort genannte Technologie muss dabei ebenfalls genau parametrisiert werden, um aussagekräftige und wahrscheinliche Prognosen erstellen zu können. Auch für diese neuen Technologien wird unterstellt, dass im Zieljahr 2035 eine effiziente Nutzung der Energie stattfindet.

Die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark haben durch den Kraftwerkseigenverbrauch einen Einfluss auf den Stromverbrauch. Dieser wird in dem betrachteten Zieljahr 2035 durch stark verringerte bzw. komplett abgeschaltete Kohle- und Atomkraftwerke deutlich abnehmen.

Für das Marktmodell im Netzentwicklungsplan muss der endgültige Stromverbrauch stündlich aufgelöst vorliegen. Während der Lastverlaufsprognose werden im Szenariorahmen prognostizierte und parametrisierte Lastmanagementpotentiale der neuen Technologien berücksichtigt.

Ebenfalls Eingang in das Marktmodell findet der mit dem Stromverbrauch korrespondierende konventionelle- und erneuerbare Kraftwerkspark. Weitere Eingangsparameter ergeben sich aus dem europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP. Zur Darstellung des europäischen Strombinnenmarkts werden die zu berücksichtigenden Interkonnektoren und der europäische Kraftwerkspark benötigt. Weiterhin haben Brennstoff und CO₂-Preise einen großen Einfluss auf das Ergebnis der Marktmodellierung. Hierbei werden diese Daten konsistent zum europäischen TYNDP-Prozess angenommen (vgl. Kapitel II B 4.3.3).

3.3 Festlegungen zur CO₂-Emissionsobergrenze

In allen Szenarien wird ein Einhalten der CO₂-Emissionsobergrenzen unterstellt. Für die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans müssen vorrangig zwei Festlegungen getroffen werden. Zum einen muss die mengenmäßige Obergrenze in den Szenarien festgelegt werden, dies entspricht dem CO₂-Ausstoß in Mio. t im jeweiligen Zieljahr. Zum anderen muss festgelegt werden, auf welche Weise sichergestellt wird, dass diese Obergrenze auch tatsächlich eingehalten wird.

3.3.1 Mengenmäßige Bestimmung der CO₂-Emissionsobergrenze

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass im Szenariorahmen eine reine Zieljahr Betrachtung erfolgt. Auch wenn im Folgenden Annahmen beschrieben werden, um einen Wert für ein Zieljahr zu berechnen, bedeutet das nicht, dass damit eine Prognose über den tatsächlichen Verlauf der Emissionsreduzierung durchgeführt wird. Es wird keine Budgetbetrachtung des CO₂-Ausstoßes über mehrere Jahre hinweg durchgeführt. Die Berechnungen dienen nur als Hilfsstütze, um Obergrenzen für die Szenarien zu ermitteln. Dadurch kann auch nur schwer überprüft werden, ob die Szenarien das Pariser Klimaschutzabkommen einhalten, eine Budgetbetrachtung über alle Jahre wäre dazu zwingend erforderlich. Dies ist auch ein wesentlicher in der Konsultation geäußerter Kritikpunkt.

Die Bestimmung dieser Obergrenzen kann dabei erstmals auf ein konkretes Gesetz zurückgreifen, das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), welches am 12.12.2019 in Kraft trat. In diesem Gesetz werden die bereits im Klimaschutzplan 2050 formulierten sektorspezifischen CO₂-Minderungsziele festgeschrieben. Aus der im Klimaschutzplan 2050 dargestellten Bandbreite für jeden Sektor wurden die strengen Grenzen dieser Bandbreite als konkreter Wert je Sektor festgeschrieben. Erstmals wird auch das Ziel einer völligen Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel genannt.

Die im Netzentwicklungsprozess modellierten Kraftwerke sind dabei zum Großteil dem Sektor „Energiewirtschaft“ mit einer 62-prozentigen Minderung bis 2030 gegenüber 1990 zuzuordnen. Ein kleiner Teil der Kraftwerke ist dem Sektor „Industrie“ mit einer 51-prozentigen Minderung bis 2030 gegenüber 1990 zuzuordnen. Insgesamt ergibt sich für die Kraftwerke des Netzentwicklungsplans eine notwendige Reduzierung der Emissionen um ca. 60 % bis 2030 gegenüber 1990 zur Einhaltung des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Zur Ermittlung der Emissionen wird dabei ein vom Umweltbundesamt entwickeltes „Anlagenkonzept“ genutzt. Dabei werden die gesamten Emissionen der modellierten Kraftwerke inkl. der Emissionen zur gekoppelten Wärmeerzeugung betrachtet.

Der Wert für das Jahr 2030 wird ermittelt, indem der durch das Anlagenkonzept festgelegte Wert für das Jahr 1990 (455,5 Mio. t CO₂) um ca. 60 % reduziert. Für 2030 ergeben sich somit Emissionen in Höhe von 180 Mio. t CO₂. Vom Referenzwert des Jahres 2016 in Höhe von 347,8 Mio. t CO₂ wird nun ein linearer Reduzierungspfad zur Erreichung des Ziels im Jahre 2030 angenommen. Zur Ermittlung der Emissionen in den Zieljahren 2035 und 2040 wird anschließend eine Fortschreibung dieser linearen Reduzierung vorgenommen, womit im Jahr 2035 eine Emissionsobergrenze von 120 Mio. t CO₂ und im Jahr 2040 von 60 Mio. t CO₂ errechnet wird. Dies ergibt eine geringfügige Verschärfung im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, die sich dadurch ergibt, dass der aktualisierte Referenzwert für das Jahr 2016 als Grundlage genutzt wird. Eine Fortschreibung dieser jährlichen Reduzierung würde bereits um das Jahr 2045 zu völliger Treibhausgasneutralität der im Netzentwicklungsplan betrachteten Kraftwerke führen.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine weitere teils drastische Senkung der CO₂-Obergrenze in den Szenarien. Vielfach wird dabei argumentiert, dass die Annahmen im Szenariorahmen nicht geeignet wären, um die Klimaschutzziele des Abkommens von Paris einzuhalten. Über die Frage, wie die Ziele des Pariser Abkommens in nationale Ziele zu übersetzen sind, durch welche Maßnahmen und zu welchem Zeitpunkt die Ziele zu erreichen sind, wird nicht nur in der Konsultation zum Szenariorahmen eine intensive Debatte geführt. Die Bundesnetzagentur ist nicht die Instanz, welche diese klimapolitische Debatte entscheidet. Dem Gesetzgeber des EEG2017 und des Bundes-Klimaschutzgesetzes waren diese Diskussionen ebenfalls bekannt. Da der Gesetzgeber sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz in dieser Frage klar geäußert hat, ist es nicht die Aufgabe der Bundesnetzagentur als gesetzesausführende Behörde die noch sehr aktuellen Wertungen des Gesetzgebers durch eigene Bewertungen zu ersetzen. Die Bundesnetzagentur sieht daher aktuell trotz zahlreicher Forderungen von Konsultationsteilnehmer durch die klare gesetzliche Vorgabe keine davon abweichende Prognosemöglichkeit.

3.3.2 Methodik zur Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze

Grundsätzlich wurden die Szenarien so erstellt, dass eine modellendogene Einhaltung der Emissionsobergrenze möglich erscheint. Beispielsweise ist der Kohleausstieg nur in Szenario A 2035 noch nicht vollständig vollzogen. Daher werden die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, im ersten Schritt eine Marktmodellierung

durchzuführen in welcher zur Begrenzung der Emissionen konventioneller Kraftwerke nur der im Kapitel II B 4.3.3 beschriebene CO₂-Preis zum Einsatz kommt. Wenn der sich so ergebende CO₂-Ausstoß des Kraftwerksparks die im vorherigen Kapitel beschriebene CO₂-Emissionsobergrenze einhält sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Die modellendogen entstehenden Emissionen müssen von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Netzentwicklungsplans transparent dargestellt werden.

Sollte die Emissionsobergrenze nicht modellendogen eingehalten werden, sind verschiedene Maßnahmen denkbar, um die Einhaltung durch Änderung von Parametern der Marktmodellierung sicherzustellen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben vorgeschlagen, analog zum Vorgehen im letzten Netzentwicklungsprozess, eine iterative Erhöhung des nationalen CO₂-Preises vorzunehmen, bis die Emissionsobergrenze eingehalten wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur hat sich diese Vorgehensweise bewährt und scheint auch weiterhin geeignet, den CO₂-Ausstoß sinnvoll zu begrenzen. Auch in der Konsultation finden sich keine gegenteiligen Hinweise, sodass die Bundesnetzagentur diese Vorgehensweise als geeignet bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben darüber hinaus vorgeschlagen, in Szenario B 2040 eine Reduzierung der Emissionsfaktoren von Gaskraftwerken um 20 % anzunehmen. Dies wird damit begründet, dass bei einer angestrebten Treibhausgasneutralität bis 2050 auch die verbleibenden nicht erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ihre Emissionen reduzieren müssen. Ohne diese Reduzierung reichen zukünftig auch die im Vergleich mit anderen konventionellen Energieträgern geringeren Emissionsfaktoren von Erdgaskraftwerken nicht mehr aus, um die Emissionsobergrenze einzuhalten. Die Erreichung dieser Reduzierung ist auf mehrere Wege möglich und könnte beispielsweise durch die Beimischung von grünem Wasserstoff, der Nutzung von Biogas oder durch die Nutzung von CCS-Technologien zur Speicherung von Kohlendioxid erreicht werden.

Grundsätzlich erscheint die Annahme denklogisch, dass im Zuge der fortschreitenden Dekarbonisierung Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionsfaktoren konventioneller Energieträger genutzt werden. Erdgas bietet sich dabei in besonderem Maße an, da Erdgaskraftwerke als Brückentechnologie voraussichtlich vergleichsweise lange eingesetzt werden und die Reduzierung der Emissionsfaktoren durch die Nutzung von Biogas oder die Wasserstoffbeimischung auch ohne umfangreiche bauliche Veränderungen der Kraftwerke möglich ist. Es ist somit denkbar, dass die Emissionsfaktoren auch ohne den Einsatz umstrittener Technologien mit unklarer zukünftiger Nutzungsmöglichkeit wie CCS reduziert werden.

Die pauschale Annahme eines reduzierten Emissionsfaktors hat die Bundesnetzagentur jedoch nicht überzeugt. Anstelle der Erhöhung des nationalen CO₂-Preises ist in Szenario B 2040 eine iterative Minderung des Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken anzunehmen. Diese Vorgabe beruht auf folgender Abwägung: In Szenario B 2040 ist durch das am weitesten fortgeschrittene Zieljahr bereits eine ambitionierte CO₂-Obergrenze, aber ebenso der geringste konventionelle Kraftwerkspark vorhanden (fast ausschließlich Gaskraftwerke). Die heute zu beobachtende Konkurrenz der verschiedenen konventionellen Brennstoffe und die daraus entstehenden Verschiebungen in der Merit-Order bei einem sich ändernden CO₂-Preis sind folglich nur noch sehr geringfügig möglich. Bei einer weiteren Erhöhung des nationalen CO₂-Preises kann also kein Brennstoffwechsel mehr erfolgen, da Erdgas der einzige „konventionelle“ und darüber hinaus bereits emissionsärmste Brennstoff ist. Somit besteht augenblicklich die Gefahr von „Carbon-Leakage“, also der Verschiebung von konventioneller Erzeugung ins Ausland. Dabei würde bilanziell zwar die inländische CO₂-Obergrenze eingehalten, eine Einsparung im gesamten europäischen Verbundnetz erfolgt jedoch nicht. Daher kann durch die Annahme einer Reduzierung der Emissionsfaktoren die Erzeugung - jedenfalls in der Modellierung - im Inland verbleiben und die CO₂-Obergrenze trotzdem eingehalten werden. Die Ergebnisse dieser

Modellierung, insbesondere die zur Einhaltung notwendige Reduzierung des Emissionsfaktors, muss von den Übertragungsnetzbetreibern transparent im Netzentwicklungsplan dargelegt werden.

Zur Berechnung des CO₂-Ausstoßes der Kraftwerke werden von den Übertragungsnetzbetreibern Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger angenommen. Als Quelle der Emissionsfaktoren dient die Berichterstattung im Rahmen des Nationalen Treibhausgasinventarberichts des Umweltbundesamtes („Tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO₂: Energie & Industrieprozesse“ vom 14.04.2020). Geringfügige Abweichungen zu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben sich durch die Nutzung einer aktuelleren Veröffentlichung im Rahmen des Treibhausgasinventarberichts 2020. Folgende Emissionsfaktoren der verschiedenen Primärenergieträger sind für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans anzunehmen. Die Emissionsfaktoren für Erdgas können in Szenario B 2040 gegebenenfalls reduziert werden.

Primärenergieträger	Spezifische CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ /TJ]
Braunkohle	109,2
Steinkohle	93,1
Erdgas	55,7
Kokereigas	40,9
Gicht- und Konvertergas	259,6
Mineralölprodukte	79,9
Abfall (abzgl. 50 % biogener Anteil)	45,8

Tabelle 1: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

3.4 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung

3.4.1 Regenerative Erzeugung

3.4.1.1 Zubau regenerativer Erzeugung

Die Grundlage der Annahmen zur regenerativen Erzeugung bildet das Ziel der Bundesregierung, für die zukünftige Stromversorgung einen Anteil von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen. Dieses Ziel wurde erstmals im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 12.03.2018 formuliert und im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung erneut bestätigt. Nach den immer noch gültigen Zielformulierungen des EEG 2017 würde dieses Ziel erst deutlich später erreicht. Das EEG 2017 sieht für das Jahr 2035 eine Bandbreite der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 55 – 60 % vor. Das für das Jahr 2030 ausgerufene Ziel von 65 % Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch würde nach diesen Zielformulierungen erst deutlich nach dem Jahr 2035 erreicht. Durch diese Ausführungen wird ersichtlich, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Erreichung des vorgezogenen Ausbauziels deutlich beschleunigt werden muss. Als Langfriststützwert für das Jahr 2050 gibt das EEG 2017 einen Erneuerbaren Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch als unteren Grenzwert vor. Im kürzlich beschlossenen Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) wird die Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristig zu verfolgendes Ziel genannt, weshalb seitens der Übertragungsnetzbetreiber zu recht ein über das 80 % Ziel hinausgehender EE-Ausbau für 2050 in den Szenarien unterstellt wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf ein S-Kurven-Konzept vorgeschlagen. Dieses Konzept folgt der Annahme, dass dem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien langfristig technische und wirtschaftliche Restriktionen aufgelegt werden. In der Konsultation wurde dieses Konzept kritisch aufgenommen. Insbesondere wurde angemerkt, dass ein Abschwung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bei anhaltendem technischen Fortschritt und fortschreitender Dekarbonisierung eher unwahrscheinlich sei. Die Bundesnetzagentur kann die dahinterstehende Motivation der Übertragungsnetzbetreiber nachvollziehen. Zu bedenken ist allerdings auch, dass für die letzten fehlenden Prozente eines Infrastrukturzieles regelmäßig der maximale Aufwand anfällt. Die aus einer Treibhausgasneutralität abzuleitende Forderung nach einem EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von 100 % hat der Gesetzgeber womöglich aus genau diesem Grunde bisher vermieden.

Wie oben unter Kapitel II B 3.1 ausgeführt hat die Bundesnetzagentur darauf verzichtet, jenseits der gesetzlichen Bestimmungen ein bisher nicht vorhandenes EE-Ziel für 2035 zu definieren. Konsequenterweise wird als Grundlage des Ausbaupfades in der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 kein expliziter Verlauf des EE-Anteils (linear, S-Kurve, etc.) nach 2030 prognostiziert. Die zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 nötigen jährlichen Ausbaupfade der einzelnen Erneuerbaren Energieträger werden lediglich als Grundlage verwendet. Die sich hieraus ergebenden Bruttoausbaumengen der einzelnen Erneuerbaren Energieträger werden zur Ermittlung der Mantelzahlen in den Szenarien bis zu den Zieljahren 2035 und 2040 fortgeschrieben. Auch die in den Kapiteln II B 4.3.4.1, II B 4.3.5.1, II B 4.3.6.1 und II B 4.3.7.1 dargestellten Ausbaumengen ergeben sich aus diesen Überlegungen.

Zur Einordnung der im vorliegenden Szenariorahmen 2021-2035 angenommen bundesweiten Mantelzahlen in den Jahren 2035 und 2040 kann eine lineare Interpolation des EE-Anteils von 65 % in 2030 und 95 % in 2050 dienen, die aber ausdrücklich keine Prognose des EE-Ausbaus ist, sondern lediglich eine Bezugsgröße bzw. einen Referenzwert zu dem von der Bundesnetzagentur angenommenen EE-Anteil darstellt. Die sich aus den bundesweiten Mantelzahlen ergebenden EE-Anteile in den 2035er Szenarien treffen recht genau einen solchen linearen Pfad, der EE-Anteil im Jahr 2040 dagegen unterschreitet ihn. Diese Entwicklung bis 2040 kann durch mehrere Faktoren erklärt werden. Zum einen steigt der der nach der Methodik in Kapitel II B 3.4.1.2 ermittelte Rückbau ab dem Jahr 2035 stark an. Dies hängt damit zusammen, dass aufgrund der angenommenen Betriebsdauern der Erneuerbaren Energieträger PV und Wind Onshore der Rückbau einiger ausbaustarker Jahre zwischen 2035 und 2040 erfolgen wird. Der gleichbleibende Bruttozubau wird durch diesen Rückbau stärker abgesenkt als es vor 2035 der Fall ist. Zum anderen steigt der Stromverbrauch durch die in den Szenarien angenommene starke Sektorenkopplung ab 2035 weiter stark an. Die notwendige Dekarbonisierung anderer Sektoren wird vielfach durch eine Elektrifizierung erreicht, welche auf Kosten eines höheren Stromverbrauchs und damit geringerer EE-Anteile am Stromverbrauch einhergeht. Die im B 2040 Szenario angenommenen 10 GW Wasserstoffelektrolyseurleistung sind ein Beispiel dieser fortschreitenden Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung auf Kosten einer Erhöhung des Stromverbrauchs und dadurch sinkender EE-Anteile.

3.4.1.2 Rückbau regenerativer Erzeugung

In der Konsultation fanden sich Beiträge die einen Rückbau von regenerativer Erzeugung generell ablehnten. Es ist zu vermuten, dass dies aus dem Irrtum entstanden ist, dass mit Rückbau ein angenommener Rückgang der gesamten installierten Leistung von erneuerbaren Energieträgern verbunden wurde. Tatsächlich bezeichnet der Rückbau nur die Außerbetriebnahme einzelner EE-Anlagen nach Erreichen ihrer Betriebsdauer. Es ist dabei durchaus denkbar, dass diese Anlagen am selben Standort ersetzt werden (Repowering). Dies wird in der Regionalisierung explizit berücksichtigt. Ein vollständiger Verzicht auf die Berücksichtigung eines Anlagen-

rückbaus ist jedoch nicht realitätsnah, da die Anlagen einer technischen Alterung unterliegen, die mit steigender Betriebsdauer auch steigende Instandhaltung bedingt und somit ab einem gewissen Alter der Weiterbetrieb der EE-Anlage unwirtschaftlich ist.

Die Bedeutung des Rückbaus von regenerativen Erzeugungsanlagen die das Ende ihrer Betriebsdauer erreichen wird stark zunehmen. Das Ende der Betriebsdauer kann dabei sowohl technische als auch wirtschaftliche Gründe haben. Auch Repowering kann den Rückbau beeinflussen, da Anlagenstandorte, an denen Repowering möglich ist, gegebenenfalls früher ersetzt werden, als Anlagenstandorte an denen kein Repowering möglich ist. Die Fragestellungen bezüglich des Anlagenrückbaus rücken verstärkt in den Fokus der Öffentlichkeit und ist auch in mehreren Stellungnahmen in der Konsultation thematisiert. Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass ab dem Jahre 2021 die ersten Anlagen das Ende ihres 20-jährigen Förderzeitraums durch das EEG erreichen. Bis zu den im Szenariorahmen betrachteten Zieljahren kommt hinzu, dass einige der bisher zubaustärksten Jahre (z. B. Zubau von 8,2 GW Photovoltaik im Jahr 2012) ebenfalls das Ende ihres Förderzeitraums erreichen werden. Viele Fragen zum Weiterbetrieb und Rückbau von regenerativen Erzeugungsanlagen befinden sich daher erst in der Klärung. Auch die Möglichkeiten zum Recycling oder der Weiterverwendung von Anlagenteilen werden aktuell intensiv untersucht. Um realistische Annahmen zu den installierten Leistungen in den Szenarien zu treffen, muss der Szenariorahmen bereits jetzt Festlegungen treffen, wie ein Rückbau möglichst realistisch dargestellt werden kann. Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wird der Rückbau zwar thematisiert, die konkrete Spezifizierung des Anlagenrückbaus wird, im Gegensatz zum vorherigen Szenariorahmen, allerdings nicht mehr explizit dargestellt. Die Bundesnetzagentur hat deswegen im Begleitdokument zur Konsultation der Öffentlichkeit konkret nach der Berücksichtigung des Anlagenrückbaus gefragt.

Um die Bandbreite des Rückbaus adäquat darzustellen, wurde im vorherigen Szenariorahmen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Ermittlung des jährlichen Rückbaus angewandt. Zum Einsatz kam dabei die Weibull-Verteilung. Die Weibull-Verteilung ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, mit der häufig die Betriebsdauer oder Ausfallhäufigkeit technischer Systeme beschrieben wird. Je nach Wahl der Parameter stellt sich die Funktion anders dar, womit in diesem Fall die Betriebsdauer und die Häufigkeit von Früh- oder Spätausfällen eingestellt werden kann. Die Funktion wird über zwei Parameter eingestellt. Zum einen muss ein Skalenparameter $1/\lambda$ gewählt werden. Der Skalenparameter stellt indirekt die durchschnittliche Betriebsdauer der Anlagen dar. Je größer der Skalenparameter gewählt wird, desto länger ist die Betriebsdauer der Anlagen. Zum anderen muss der Formparameter k gewählt werden, welcher die Glättung der Funktion über den Zeitverlauf bestimmt. Dadurch wird die Häufigkeit von Früh- oder Spätausfällen festgelegt. Die Bundesnetzagentur sieht die Nutzung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung des jährlichen Rückbaus weiterhin als adäquat an.

Die Prognose des Rückbaus von Windenergieanlagen ist mit einer relativ großen Unsicherheit behaftet. Durch die mechanische Komplexität, die notwendigen Genehmigungen und die sehr unterschiedliche Verfügbarkeit sowie Änderungen in der Ausweisung von Flächen ist eine große Spreizung der Betriebsdauer einzelner Anlagen zu erwarten. Die grundlegende Herangehensweise an den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach Förderungsende lässt sich in zwei Kategorien einteilen. Zum einen in Windenergieanlagen, welche durch Repowering ersetzt werden. Dabei ist anzunehmen, dass kein längerer Weiterbetrieb der Anlagen erfolgt. Zum anderen in Anlagen, an denen Repowering nicht erfolgt. Das Ausbleiben von Repowering kann dabei sowohl aus finanziellen Gründen, baurechtlichen Bestimmungen oder dem Nichtzuschlag bei Ausschreibungen erfolgen. Wenn kein Repowering erfolgt, ist zu erwarten, dass solange ein Weiterbetrieb der Windenergieanlage erfolgt, bis die technische oder wirtschaftliche Betriebsdauer der Anlage erreicht wird. Die wirtschaftliche

Betriebsdauer kann dabei mit dem Auslaufen der Förderung enden oder darüber hinaus gehen. Dasselbe gilt für die technische Betriebsdauer der Anlage.

Allerdings bleibt es weiterhin schwer zu prognostizieren, wie lange sich der Weiterbetrieb aus wirtschaftlicher Perspektive lohnt. Der „anzulegende Wert“, wie der nach dem EEG gewährte Vergütungsanspruch heißt, dürfte teilweise deutlich über den zu erwartenden Erlösen bei den Marktpreisen gelegen haben. Nach Ablauf der 20 Jahre Förderungshöchstdauer müssen mit Hilfe des Marktpreises die üblichen Kosten für Betrieb und Wartung, sowie die mit höherem Alter üblicherweise steigenden Instandhaltungskosten, finanziert werden. Andererseits sind die Anlagen und die gesetzlich oder per Ausschreibung ermittelte Förderung so kalkuliert, dass die Kapitalkosten der Anlage nach 20 Jahren vollständig refinanziert sind. An der Börse muss daher kein „Deckungsbeitrag“ für den Kapitalbedarf der Anlage mehr erwirtschaftet werden. Die Anlagen werden daher auch mit deutlich unter dem heutigen Preisniveau liegenden Börsenpreisen noch rentabel zu betreiben sein. Unsicherheit über das wirtschaftliche Gesamtkonstrukt entsteht in dem Augenblick, in dem eine größere Instandhaltungsinvestition notwendig wird, die einen neuen, nicht mehr zu vernachlässigenden Kapitaleinsatz erfordert.

Neben den wirtschaftlichen Faktoren müssen auch alle nötigen Genehmigungen für einen Weiterbetrieb der Anlagen über die angesetzte Nutzungsdauer hinaus eingeholt werden. Aus diesen Gründen wird die Betriebsdauer für Windenergieanlagen mit 22 Jahren konservativ ausgelegt. Folgende Parameter werden zur Ermittlung der jährlichen Rückbauzahlen genutzt.

Weibull-Parameter	Szenario A 2035	Szenario B 2035/2040	Szenario C 2040
Skalenparameter $1/\lambda$	23	23	23
Formparameter k	11	11	11
Durchschnittliche Betriebsdauer	22	22	22

Tabelle 2: Betriebsdauer von Windenergieanlagen an Land

Durch die im Gegensatz zu Windenergieanlagen geringere (mechanische) Komplexität des Aufbaus ist ein Weiterbetrieb von PV-Anlagen unkritischer als der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen. Besonders bei privaten Aufdachanlagen ist es nicht unwahrscheinlich, dass die Anlagen zwecks Eigenbedarfsdeckung bis zum Erreichen ihrer technischen Betriebsdauer weiterbetrieben werden.

Jedoch gibt es auch bei PV-Anlagen Faktoren, welche die Betriebsdauer begrenzen. Neben den einzuhaltenden Bilanzierungsvorschriften, dem daraus entstehenden Aufwand und den PV-Modulen selbst ist in diesem Zusammenhang besonders der Wechselrichter, welcher für den Netzanschluss zwingend benötigt wird, zu nennen. Daher scheint die Annahme einer zeitlich begrenzten Betriebsdauer auch für PV-Anlagen als angemessen. In den vorliegenden Zieljahren 2035 und 2040 nimmt der Rückbau von Photovoltaikanlagen eine große Bedeutung ein, da unter anderem die Jahre 2010-2012 mit jeweils über 5 GW Bruttozubau pro Jahr sehr stark ausgeprägt waren. Auch für Photovoltaikanlagen scheint die Nutzung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Ermittlung des Rückbaus adäquat. Durch die bereits beschriebenen Gründe wird dabei mit 25 Jahren eine längere Betriebsdauer angenommen als für Windenergieanlagen an Land.

Weibull-Parameter	Szenario A 2035	Szenario B 2035/2040	Szenario C 2040
Skalenparameter $1/\lambda$	26	26	26
Formparameter k	11	11	11
Durchschnittliche Betriebsdauer	25	25	25

Tabelle 3: Betriebsdauer von Photovoltaikanlagen

Für Windenergieanlagen auf See wurde in den vorherigen Prozessen kein Rückbau angenommen. Aufgrund der in diesem Szenariorahmen betrachteten Zieljahre 2035 und 2040 scheint es jedoch auch hier angebracht, dazu Überlegungen anzustellen. Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Technologien später erfolgte Technologiehochlauf sowie die Genehmigungsdauer von 25 Jahren führen jedoch dazu, dass in den betrachteten Zieljahren noch kein Rückbau in signifikanter Höhe zu erwarten ist. Des Weiteren ist die Nachnutzung von ausgewiesenen Flächen zwar nicht konkret festgelegt, dass WindSeeG bietet jedoch Anhaltspunkte dafür, dass aktuell für Wind Offshore genutzte Flächen auch bei einem Rückbau einzelner Windparks wieder für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu erwarten, dass diese Flächen bereits mit einer Anbindungsleitung angeschlossen sind. Die Lebensdauer von Unterseekabeln liegt deutlich über der Betriebsdauer eines Windparks und Leerstand auf diesen Leitungen bereits nach 25 Jahren wäre volkswirtschaftlich nicht optimal. Aus diesen Gründen wird der Rückbau von Offshore-Windparks nicht explizit betrachtet. Sollten einzelne Windparks bereits früher zurückgebaut werden, wird angenommen, dass ein leistungsgleicher Ersatzneubau auf diesen Flächen erfolgt und sich somit nichts an der Regionalisierung, der Auslastung von Anbindungsleitungen oder weiteren Parametern ändert.

Der Rückbau von Biomasseanlagen bis zum Jahr 2035/2040 ist ebenfalls eine wichtige Stellgröße. Die installierte Leistung der Biomasseanlagen ist zwar im Vergleich zu den Energieträgern Wind Onshore und Photovoltaik gering, durch die hohen Volllaststunden tragen diese Anlagen dennoch einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Ebenso können Biomasseanlagen im Gegensatz zur Nutzung von Wind- oder Strahlungsenergie flexibler eingesetzt werden, da die Stromerzeugung nicht in direktem zeitlichem Zusammenhang mit dem Energieträger Biomasse steht. Die Flexibilisierung der Biomasse wird in Kapitel II B 3.6.5 genauer thematisiert.

Es ist nicht zu erwarten, dass Biomasseanlagen über die Förderdauer nach dem EEG hinaus weiterbetrieben werden. Neben den Wartungs- und Instandhaltungskosten müssen Biomasseanlagen auch die Verbrauchskosten für die Biomasse erlösen. Bei den nach Prognose der Bundesnetzagentur zu erwartenden Marktpreisen und den dann prognostizierten Brennstoff- und Pachtkosten erscheint es der Bundesnetzagentur zweifelhaft, ob sich die Biomasseanlagen wirtschaftlich betreiben lassen. Offen und damit eher spekulativ ist eine Entwicklung, ob bei bestimmten fermentierbaren Stoffen, insbesondere bei Gülle, aus sonstigen umweltfachlichen Gesichtspunkten eine bestimmte Verwertung analog den Altholz- oder Schwarzlauge-Vorgaben eingeführt wird. Im Sinn der hier eingenommenen eher vorsichtigen Position geht die Bundesnetzagentur davon, dass Biomasseanlagen bei Erreichen einer Förderungshöchstdauer von 20 Jahren vom Markt gehen. Gleichzeitig ist es möglich, dass der angenommene Neubau von Biomasseanlagen aus Bestandsanlagen besteht, die sich nach EEG 2017 ebenfalls an den Ausschreibungen beteiligen können, wenn der Förderanspruch zum Zeitpunkt der Ausschreibung höchstens acht Jahre beträgt.

Eine Ausnahme gilt in diesem Zusammenhang für diese Biomasseanlagen, welche einem Verwertungsauftrag von Altholz und Schwarzlauge nachkommen. Die Förderung der energetischen Verwertung wurde zwar mit

der letzten EEG-Novelle beendet, es besteht jedoch weiterhin eine abfallrechtliche Verwertungspflicht nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz. Folglich ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung in Altholzkraftwerken auch nach Auslaufen der EEG-Förderung größtenteils erhalten bleibt. Eine Ausnahme bildet dabei der Import von Altholz, da zu erwarten ist, dass der Import ohne Förderung durch das EEG größtenteils beendet wird. Die Stromerzeugung aus Schwarzlauge wird ebenfalls aufgrund der thermischen Verwertungspflicht als konstant angenommen. Insgesamt ergeben sich ca. 0,8 GW Biomasseanlagen, welche nach der angenommenen Lebensdauer bis zum Jahr 2035 aus dem Markt ausscheiden würden, aber aufgrund des Verwertungsauftrages weiterhin als in Betrieb angenommen werden.

Für den Energieträger Wasserkraft wird kein Rückbau angenommen. Dies gilt ebenso für die sonstigen Erneuerbaren Energien, unter welchen Geothermie, Klärgas sowie hälftig die Leistung von Abfallkraftwerken angenommen wird.

3.4.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung basiert auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, sowie geplanten Kraftwerksprojekten und der Bundesnetzagentur bekannten Stilllegungsanzeigen. Der Stand der Kraftwerksliste ist der 21.11.2019 für Kraftwerke im Bestand mit Aktualisierung relevanter Daten vom März 2020. Die Daten für Zu- und Rückbauten haben den Stand vom 06.02.2020. Für Kraftwerke < 10 MW ist der Stand Mai 2019.

In der Kraftwerksliste wird zwischen den Kategorien „in Betrieb“, „in Bau“, „in Planung“, „saisonale Konservierung“ und „vorläufig stillgelegt“ unterschieden. Endgültig stillgelegte Kraftwerke werden in der Kraftwerksliste nicht aufgeführt. Die Annahme einzelner Kraftwerke in den verschiedenen Szenarien erfolgt bei „in Betrieb“ befindlichen Kraftwerken auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer und bei in Planung befindlichen Kraftwerken auf Basis unterschiedlicher Kriterien (vgl. Kapitel II B 3.4.2.4). „In Bau“ befindliche Kraftwerke, deren voraussichtliches Inbetriebnahmedatum vor 2035 bzw. 2040 liegt, werden in den Szenarien als „in Betrieb“ angenommen. Dies gilt nicht für Kohlekraftwerke, für die andere Annahmen aufgrund des Entwurfs des KVBG (vgl. Kapitel II B 3.4.2.2) gelten.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in der angehängten Kraftwerksliste des Szenariorahmens die im grenznahen Ausland liegenden Pumpspeicherkraftwerke, die in der Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber liegen und in das deutsche Stromnetz einspeisen. Diese Kraftwerke sind unmittelbar vom Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland betroffen und können gegenwärtig auch im Fall eines Netzengpasses von den Übertragungsnetzbetreibern für den Redispatch herangezogen werden.

3.4.2.1 Betriebsdauer der Kraftwerke im Allgemeinen

Im Vorgängerprozess wurden in den Szenarien unterschiedliche technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern von 35, 40 und 45 Jahren angenommen. Im aktuellen Szenariorahmen wird erstmalig eine pauschale technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von 45 Jahren in allen Szenarien für alle Brennstoffe angenommen, für die keine politischen Vorgaben bezüglich der Betriebsdauer (Atom- und Kohlekraftwerke) bestehen. Die Wahl der vergleichsweise langen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer wird damit begründet, dass sich wegen des Kernenergie- und Kohleausstiegs die regelbaren Kraftwerkskapazitäten deutlich reduzieren und sich daher die wirtschaftliche Situation der verbleibenden Bestandskraftwerke positiv entwickelt.

Prinzipiell wird mit der Wahl einer pauschalen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für Bestandskraftwerke die in den Vorgängerprozessen gewählte Vorgehensweise zur Modellierung des Kraftwerksrückbaus erneut angewandt. Hierzu ist anzumerken, dass die Bundesnetzagentur die Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer dahingehend teilt, dass die Bestimmung der Betriebsdauer von Kraftwerken sehr komplex ist. Nicht in jedem Fall werden Kraftwerke nach dem Ende der ursprünglich geplanten technischen Betriebsdauer stillgelegt. Die technische Betriebsdauer der Kraftwerke kann auf der einen Seite durch Retrofit verlängert werden. Auf der anderen Seite können erschwerte wirtschaftliche Bedingungen zur frühzeitigen Stilllegung von Kraftwerken führen.

Allerdings lassen sich die exakten Auswirkungen der sich ändernden Marktgegebenheiten auf die wirtschaftliche Situation einzelner Kraftwerke nicht ausreichend konkret abschätzen. Eine individualisierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Kraftwerksblöcke erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin als nicht sachgerecht. Der tatsächliche zukünftige Kraftwerksbetrieb ist von zahlreichen Faktoren, wie z. B. strategischen Unternehmensentscheidungen, abhängig. Derartige betriebswirtschaftliche Faktoren können in der eher abstrakten Marktsimulation nicht ausreichend abgebildet werden, sodass aus den Marktsimulationen heraus keine belastbaren kraftwerksscharfen Stilllegungsentscheidungen abgeleitet werden können. Zur Vermeidung einer vermeintlichen Scheingenauigkeit erachtet die Bundesnetzagentur den gewählten pauschalen Ansatz zur Bestimmung des Kraftwerksrückbaus als sachgerechter. Auch in den Stellungnahmen der Konsultation konnte keine überzeugende Methodik einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Kraftwerke dargelegt werden.

3.4.2.2 Betriebsdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken

Die Annahmen zu Kohlekraftwerkskapazitäten werden maßgeblich vom Entwurf des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVVG) bestimmt.

Die Kohlekraftwerkskapazitäten für das Szenario A 2035 werden basierend auf dem Entwurf des KVVG ermittelt. Gemäß Anlage 2 des Entwurfs werden die dort genannten Braunkohlekraftwerksblöcke berücksichtigt, wenn sie bis zum 31.12.2035 entsprechend der festgelegten Stilllegungsdaten noch am Markt agieren. Laut Entwurf des KVVG sinkt das Zielniveau der Kohlekraftwerkskapazitäten über die Zeit von 2030 bis 2038 jeweils jährlich um gleich große Mengen Nettonennleistung. Für das Jahr 2030 nennt der Entwurf eine gemeinschaftliche Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazität von 17 GW. Gemäß linearer Interpolation verbleiben in 2035 8,5 GW Kohlekraftwerkskapazitäten am Markt.

Laut Anlage 2 des Kohleausstiegsgesetzes sind in 2035 noch insgesamt 7,8 GW am Markt agierende Braunkohlekraftwerkskapazitäten vorgesehen, d. h. es verbleibt nach dem soeben dargestellten Ausstiegspfad noch eine Leistung von ca. 700 MW für Steinkohlekapazitäten. Von diesen 700 MW darf aber ein weiterer Teil gemäß gesetzlicher Reduktionsanordnung zum 01.04.2035 keine Kohle mehr verfeuern. Damit unterschreiten die rein rechnerisch verbleibenden Steinkohlekapazitäten im Laufe des Jahres 2035 die Größe eines neueren Steinkohleblocks. Die Bundesnetzagentur sieht damit zumindest für die Planung der Stromübertragungsnetze keine Notwendigkeit, Steinkohlekraftwerkskapazitäten in der Form noch verbliebener und für die Marktmodellierung konkret zu benennender Steinkohleblöcke zu berücksichtigen. Die Steinkohlekraftwerkskapazitäten werden daher für das Szenario A 2035 mit 0 GW angesetzt. Dieses Vorgehen hat den großen Vorteil, dass im Rahmen der vorliegenden Genehmigung Szenariorahmen 2021-2035 keine blockscharfen Annahmen zu Steinkohlekraftwerkskapazitäten mehr getätigt werden müssen. Somit werden auch keine Ergebnisse der im

Gesetz vorgesehen Ausschreibungen zur Ermittlung der stillzulegenden Steinkohlekraftwerksblöcke von der Bundesnetzagentur „vorweggenommen“.

In den Szenarien B 2035 und C 2035 wird von einem vollzogenen Kohleausstieg ausgegangen und die Kohlekraftwerkskapazitäten daher auf 0 GW gesetzt. Hierfür gibt es zwei Gründe: Erstens sieht der Gesetzesentwurf vor, dass die Bundesregierung ab dem Jahr 2026 regelmäßig (alle 3 Jahre) prüft, ob der Kohleausstieg schon bis Ende 2035 realisiert werden kann. Der Endtermin der Kohleverstromung 2038 ist also als spätester möglicher Zeitpunkt zu betrachten. In den Szenarien B 2035 und C 2035 wird unterstellt, dass der Kohleausstieg schon bis zum Jahr 2035 gelingt. Der durch zusätzliche CO₂-Bepreisungsinstrumente erzeugte Preisdruck auf die Kohlekraftwerke dürfte diese Tendenz unterstützen. Vor allem aber ist es für die langfristige Stromnetzmodellierung nicht sinnvoll, eine Annahme beizubehalten, die hohe Auswirkungen auf die im Zieljahr anzustellende Marktmodellierung hätte, bei der aber eine wesentliche Prämisse bereits nach drei weiteren Jahren entfällt. Es wäre dann nicht sichergestellt, ob das für 2035 zu modellierende aber mit 40 Jahren Abschreibungsdauer anzusetzende Netz noch für die Transportaufgaben ab 2038 ausreichend dimensioniert ist.

Die Abbildung eines vollzogenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in 2035 dient daher lediglich als Annahme für die Stromnetzberechnung. Diese Annahme ersetzt nicht die im Entwurf des KVBG vorgesehene Prüfung, ob die Kohleverstromung tatsächlich schon in 2035 beendet werden kann und nimmt auch nicht bereits deren Ergebnisse vorweg.

In der Konsultation zum Szenariorahmen und in der täglichen Diskussion mit „Trassengegnern“ wird immer wieder behauptet, der Netzausbau sei durch die Kohlekraftwerke induziert. Die jetzt gewählten Szenarien für das Jahr 2035 ohne Kohleerzeugung werden diese Diskussion beenden und transparent zeigen, welcher Netzausbau ohne die Kohleverstromung dauerhaft notwendig ist.

Darüber hinaus macht wie bereits angesprochen die Planung einer Netzinfrastruktur, die anschließend für viele Jahrzehnte genutzt werden soll, unter Zugrundelegung von Annahmen, die sich bekanntermaßen und verbindlich gesetzlich fixiert schon drei Jahre nach Fertigstellung ändern werden, wenig Sinn. Auch im ersten Szenariorahmen im Jahr 2012 mit dem Zieljahr 2022 wurde der Atomausstieg als schon in 2022 vollzogen unterstellt, obwohl einige Anlagen bekanntermaßen in 2022 noch laufen werden.

3.4.2.3 Betriebsdauer von Kuppelgaskraftwerken

Kuppelgaskraftwerke nutzen Kuppelgase als Brennstoff. Als Kuppelgase bezeichnet man alle Prozessgase, die bei der Stahl- oder Kokserzeugung entstehen. Die Kuppelgaskraftwerke der Stahlindustrie werden aufgrund eines Verwertungsgebotes betrieben, da Kuppelgase aufgrund immissionsrechtlicher Gründe nicht abgefackelt werden dürfen. Daher besteht die Verwertungsaufgabe für diese Kuppelgase unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. Der Betrieb von Kuppelgaskraftwerken ist also an die Stahlerzeugung gekoppelt. Es wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig Stahl in Deutschland produziert wird, weshalb der Betrieb der Kuppelgaskraftwerke nicht von der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer limitiert wird. An solchen Stahlproduktionsstandorten, an denen eine CO₂ freie Elektrifizierung der Stahlherstellung unterstellt wird (vgl. Kapitel II B 4.1), werden Kuppelgaskraftwerke zurückgebaut oder deren Volllaststunden erheblich reduziert. Ein Rückbau wird dann angenommen, wenn dies vom Betreiber des Kraftwerks für den Fall einer Elektrifizierung der Stahlerzeugung geplant ist. Wird vom Betreiber keine konkrete Aussage über einen Rückbau im Falle einer Elektrifizierung getroffen, werden die Betriebsstunden der Kuppelgaskraftwerke deutlich reduziert.

3.4.2.4 Kraftwerke in Planung

Die Annahme einzelner in Planung befindlicher Kraftwerke basiert auf konkreten Kraftwerksmeldungen und erfolgt auf Basis unterschiedlicher Kriterien (vgl. Kapitel II B 4.3.4.2, II B 4.3.5.2, II B 4.3.6.2 und II B 4.3.7.2).

In keinem Szenario werden in Planung befindliche Braun- oder Steinkohlekraftwerke angenommen. Diese Entscheidung ist in erster Linie auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung zurückzuführen. Das dort erklärte Ziel der Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist nicht mit dem Neubau von CO₂ intensiven Kohlekraftwerken vereinbar. Weiterhin sieht der Entwurf des KVBG ein Neubauverbot für Kohlekraftwerke vor, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes noch nicht genehmigt sind.

Für den Zubau in Planung befindlicher Gaskraftwerke wird die Methodik aus dem Vorgängerprozess beibehalten. Dabei werden Neubau-Gaskraftwerksprojekte, die der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring gemeldet werden, dahingehend bewertet, ob sie bis 2035 oder 2040 am Strommarkt agieren oder nicht. Die Methodik der Bewertung, welche dieser Projekte als realisiert angenommen werden, basiert auf einer integrierten und abgestimmten Planung mit dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, der am 5.12.2019 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde (siehe Kapitel II E). Für die Berücksichtigung der in Planung befindlichen Gaskraftwerke, für welche ein Anschluss an das Gas-Fernleitungsnetz vorgesehen ist, ist das Vorliegen von Anträgen nach §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend. Die vorliegende Antragslage nach den §§ 38, 39 GasNZV wird von den Fernleitungsnetzbetreibern durch zusätzliche Kriterien ergänzt. Für eine detaillierte Darstellung dieser Kriterien wird auf den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber vom 17.6.2019, S. 12 f., verwiesen. Der Szenariorahmen Strom 2021-2035 schließt sich der Bewertung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 an, wobei aktualisierte Daten zu in Planung befindlichen Gaskraftwerken berücksichtigt werden, die im Rahmen des Monitoring der Bundesnetzagentur gemeldet wurden. Eine Ausnahme wird bei solchen in Planung befindlichen Gaskraftwerken gemacht, die als besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Diese werden im Szenariorahmen Strom 2021-2035 nicht berücksichtigt, da sie für die Wiederherstellung der Netzsicherheit nach einem tatsächlich erfolgten Ausfall von Netzbetriebsmitteln vorgesehen und auch ausschließlich für diesen Zweck von der EU-Kommission und nur für zehn Jahre, also nur bis zum Jahre 2033 genehmigt sind. Darüber hinaus soll der Netzentwicklungsplan ein Stromübertragungsnetz ergeben, das den regelmäßigen Transportbedarf im Normalbetrieb gewährleisten kann. Er ist weder dazu gedacht, ein absolut engpassfreies Netz zu generieren noch werden die für Notfallsituationen erforderlichen Betriebsmittel bereits in der für den Normalfall gedachten Planung als eingesetzt unterstellt. Denn dann stünden sie in einem tatsächlichen Notfall nicht mehr kapazitätserhöhend zur Verfügung. Besondere netztechnische Betriebsmittel werden daher im Zieljahr 2035/2040 nicht berücksichtigt. Im Hinblick auf eine integrierte und abgestimmte Netzplanung werden diese Anlagen im Gasnetzentwicklungsplan natürlich sehr wohl berücksichtigt. Denn die Gasversorgung dieser Anlagen muss sichergestellt sein, damit sie ihre Notfallfunktion für das Stromnetz erfüllen können.

Neben solchen in Planung befindlichen Gaskraftwerken, für die ein Anschluss an das Gas-Fernleitungsnetz vorgesehen ist, gibt es noch solche Gaskraftwerksprojekte, deren Anschluss an das Gas-Verteilnetz vorgesehen ist. Diese Kraftwerke werden im Rahmen des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 nicht einzeln aufgeführt, da sie über die sog. Interne Bestellung des jeweiligen Gasverteilernetzbetreibers in den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 Eingang finden. Für den Szenariorahmen Strom 2021-2035 müssen sie jedoch einzeln in der angehängten Kraftwerksliste aufgeführt werden, weshalb eine Einschätzung darüber vorgenommen werden muss, ob diese Kraftwerksprojekte im Zieljahr 2035/2040 als realisiert angenommen

werden oder nicht. Um eine größtmögliche Kohärenz mit den Kriterien für die Kraftwerksprojekte mit geplantem Anschluss an das Gasfernleitungsnetz herzustellen, wurden die entsprechenden Kraftwerksprojekte einzeln bewertet, indem der jeweilige Planungsstand beim zuständigen Gasnetzbetreiber abgefragt wurde. Wenn das Projekt dem Gasnetzbetreiber bekannt war und eine konkrete Anfrage beim Gasnetzbetreiber nach der notwendigen Leistung vorlag, wurde das Gaskraftwerksprojekt berücksichtigt. Für wenige dieser Kraftwerke liegen zwar konkrete Planungen und Verträge zu Gasanschlusskapazitäten beim Gas-Verteilernetzbetreiber vor, jedoch liegen keine Planwerte für die elektrische Leistung vor (auch nach Abfrage des Kraftwerksbetreibers). In diesem Fall wird das Kraftwerk nicht im Szenariorahmen Strom 2021-2035 berücksichtigt.

In allen Szenarien des Szenariorahmen 2021-2035 werden folglich solche in Planung befindlichen Gaskraftwerke berücksichtigt, die entweder auf Basis des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 berücksichtigt oder deren Realisierung nach Rückfrage beim Gas-Verteilernetzbetreiber als wahrscheinlich eingestuft wird.

3.4.2.5 Stilllegung von Kraftwerken

Neben den Stilllegungen aufgrund der angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ist die Bundesnetzagentur zudem allen aktuellen Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken nach § 13a EnWG nachgegangen. Werden die zur Stilllegung beantragten Kraftwerke sowohl seitens der Übertragungsnetzbetreiber als auch seitens der Bundesnetzagentur als nicht systemrelevant eingestuft, ist eine endgültige Stilllegung zulässig.

Als systemrelevant eingestufte Kraftwerke können vom Kraftwerksbetreiber nicht ohne weiteres vom Netz genommen werden, da deren dauerhafte Stilllegung die Sicherheit oder die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährden würde. Da die Netzentwicklungsplanung jedoch das Ziel hat, ein Übertragungsnetz zu entwickeln, welches gerade ohne diese heute als systemrelevant ausgewiesenen Kraftwerke sicher betrieben werden kann, dürfen Kraftwerke, die der Kraftwerksbetreiber derzeit nur auf Grund ihrer Systemrelevanz am Netz hält, für alle Szenarien nicht berücksichtigt werden.

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur unterscheidet weiterhin zwischen endgültiger Stilllegung mit und ohne Stilllegungsanzeige. Dabei werden für die Annahmen der Stilllegungen in den Szenarien nur solche Stilllegungen mit Stilllegungsanzeige berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur ist darüber hinaus den Anzeigen auf vorläufige Stilllegung nachgegangen. Vorläufig stillgelegte Kraftwerke können kurz- bis mittelfristig wieder für die Stromproduktion betriebsbereit gemacht werden. Daher finden vorläufig stillgelegte Kraftwerke oder solche Kraftwerke, für die eine vorläufige Stilllegung geplant ist, grundsätzlich Eingang in die Szenarien.

Weiterhin werden saisonal konservierte Kraftwerke grundsätzlich berücksichtigt. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke, die in der kalten Jahreshälfte in Betrieb sind und in der warmen Jahreshälfte konserviert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese „Sommerkonservierung“ im Rahmen der Marktmodellierung abbilden. Hierbei werden die Kraftwerke vom 1. April bis zum 30. September als konserviert angenommen und stehen dem Strommarkt nicht zur Verfügung. Den Rest des Jahres stehen sie dem Strommarkt zur Verfügung. Sowohl vorläufig stillgelegte als auch saisonal konservierte Kraftwerke finden Eingang in die Kraftwerksliste und werden in den Daten der Bundesnetzagentur ausgewiesen.

3.4.2.6 Reservekapazitäten

Zur Sicherung der Stromversorgung in kritischen Extremsituationen gibt es verschiedene gesetzliche Regelungen, die Kraftwerksleistung für solche Fälle vorhalten. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang die Sicherheitsbereitschaft, die Netzreserve und die Kapazitätsreserve. Im folgenden Kapitel wird erklärt, ob und wie diese Reserven im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

Die Sicherheitsbereitschaft, in welcher ausschließlich Braunkohlekraftwerke geführt werden, ist vor dem Jahr 2035 bereits vollständig ausgelaufen und erübrigt somit einer Prognoseentscheidung. Die in der Sicherheitsbereitschaft geführten Braunkohlekraftwerke werden in allen Szenarien als endgültig stillgelegt betrachtet.

Die Kraftwerke der Netzreserve werden im Szenariorahmen 2021-2035 nicht berücksichtigt. Die Szenarien dienen als Grundlage des Netzentwicklungsplans 2021-2035, mit welchem ein Netzausbaubedarf definiert wird, der sicherstellt, dass die Stromnetze den Transportbedarf der Energiemengen jederzeit befriedigen können. Eine Netzreserve versichert aber gegen den Fall, in dem das Netz diesen Transportbedarf (z. B. im Falle von unzureichender oder verlangsamter Netzzertüchtigung) nicht gewährleisten kann. Kraftwerke der Netzreserve sichern demnach die Fähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber ab, Redispatch-Maßnahmen zur Entlastung des Stromnetzes vornehmen zu können. Da es die Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, im Grundsatz ein Netz zu planen, das ohne umfangreiche Redispatch-Maßnahmen sicher funktioniert, macht eine Einbeziehung der Redispatch-Absicherung in Form von Netzreservekraftwerken keinen Sinn. Die Annahme einer konkreten Netzreserve würde somit die Aufgabe des Netzentwicklungsplans konterkarieren und wird im Szenariorahmen 2021-2035 folgerichtig nicht berücksichtigt.

Die Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG wird demgegenüber im Szenariorahmen 2021-2035 berücksichtigt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die gesetzliche Regelung, nach der bis zu fünf Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast als Reserveleistung gebunden werden kann, bis zu den betrachteten Zieljahren 2035 und 2040 Bestand hat, sofern ein entsprechender Bedarf im Rahmen des Berichts zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Abs. 2 EnWG festgestellt wurde. Die für die betroffenen Jahre erforderlichen beihilferechtlichen Genehmigungen und Nachweise zur Notwendigkeit der Vorhaltung gemäß EU-VO 2019/943, insb. Art. 21, werden als vorhanden angenommen. Im ersten Erbringungszeitraum der Kapazitätsreserve vom 1. Oktober 2020 bis 30. September 2022 werden zwar tatsächlich nur 1.056 MW vorgehalten. Dieser Zeitraum ist jedoch für die Zieljahre der Netzentwicklungsplanung irrelevant. Für die Folgezeiträume inklusive der Zieljahre 2035/2040 wird erwartet, dass die im Rahmen der Kapazitätsreserve ausgeschriebene Leistung gänzlich beschafft werden kann.

Die Kapazitätsreserve wird in Ausnahmefällen eingesetzt, wenn es am Strommarkt nicht zu einer Deckung der Nachfrage kommt. Kraftwerke, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen nicht regulär am Strommarkt teilnehmen. Die Kapazitätsreserve soll aus Erzeugungseinheiten, Speichern oder Lasten bestehen, welche per Ausschreibungsverfahren kontrahiert werden. Erzeugungsanlagen dürfen nach ihrer Bindung in der Kapazitätsreserve nicht mehr an den regulären Strommarkt zurückkehren.

Für die zukünftige Entwicklung der Kapazitätsreserven ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur vertretbar, die Regelungsinhalte der Kapazitätsreserveverordnung auch für den Zeitraum bis 2040 fortzuschreiben. Insbesondere hinsichtlich der zukünftig erforderlichen Menge liegen der Bundesnetzagentur keine eindeutigen Kenntnisse oder Studien vor, die eine Quantifizierung des Reservebedarfs für die Jahre 2035 und 2040 ermöglicht.

Sollte es trotz Ausschöpfung aller Maßnahmen des Lastmanagements wider Erwarten zu einer Unterdeckung des Strommarktes mit elektrischer Energie kommen, wird die Kapazitätsreserve aktiviert. In diesem Fall müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Kapazitätsreserve entsprechend des offenen Bedarfs am Strommarkt mit Kraftwerken ausstatten, die den Kriterien der Kapazitätsreserveverordnung genügen und die nach Ablauf einer Betriebsdauer von 45 Jahren als letztes aus dem Markt ausscheiden oder die gemäß des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) als letzte Steinkohlekraftwerke vor 2035 stillgelegt werden. Zur Vereinheitlichung der als Kapazitätsreserve ausgezeichneten Kraftwerke über alle Szenarien wird die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von 45 Jahren von der Bundesnetzagentur als maßgebende Größe festgelegt. Durch diese Festlegung wird sichergestellt, dass diejenigen Kraftwerke, die gegebenenfalls für die Kapazitätsreserve gekennzeichnet werden, in allen Szenarien gleich sind. Steinkohlekraftwerke können auch bei einer zuvor geringeren Betriebsdauer an der Kapazitätsreserve teilnehmen, weil das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) ihre Stilllegung anordnet, bevor sie eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von 45 Jahren erreicht haben.

Sollte die Leistung der Kapazitätsreserve, welche gemäß § 13e Abs. 5 EnWG bis zu 5 % der durchschnittlichen Jahreshöchstlast betragen kann, zur Deckung der verbleibenden Stromnachfrage nicht ausreichen, werden gemäß dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber lastnahe und netzneutrale Reserven unterstellt. Durch eine lastnahe und netzneutrale Allokation stellen die Übertragungsnetzbetreiber sicher, dass durch derartige Sondersituationen kein zusätzlicher Netzausbaubedarf generiert wird. Die lastnahen Reserven werden als Gasturbinen mit deren typischen CO₂-Emissionen modelliert. Die Annahme lastnaher und netzneutraler Reserven ist eine reine modellseitige Absicherung, damit das Marktmodell im Falle einer energetischen Unterdeckung zu einer Lösung kommen kann. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ausweisen, ob, wie oft und in welcher Höhe solche lastnahen und netzneutralen Reserven aktiviert werden. Aus einer möglichen Aktivierung der lastnahen und netzneutralen Reserven kann keine Aussage für ein zukünftiges Marktversagen abgeleitet werden. Hierzu ist eine separate Analyse der Versorgungssicherheit notwendig, die von teilweise verschiedenen Randbedingungen ausgeht.

Die Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt und im Stromnetz werden künftig durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) neu strukturiert. Nach aktuellem Entwurfsstand des KVBG wird die Bundesnetzagentur die Aufgabe des Monitorings der Versorgungssicherheit erhalten und in dieses Monitoring nicht nur eine Analyse und Prognose der zur Lastdeckung erforderlichen Erzeugungskapazitäten integrieren, sondern auch eine netztechnische Betrachtung der dazu erforderlichen Transportkapazitäten. Sollte sich daraus wider Erwarten ein Netzausbaubedarf ergeben, wird dies selbstverständlich auch auf den Netzentwicklungsplan einen Einfluss haben. Gegenwärtig stellt sich die Frage nicht, das die aktuellen Versorgungssicherheitsanalysen des BMWi und die Mid term adequacy forecast von ENTSO-E keine Versorgungssicherheitsgefährdungen festgestellt haben. Zusätzlich zum regelmäßigen Monitoring der Versorgungssicherheit soll parallel zur Stilllegung der Kohlekraftwerke auch eine begleitende Netzanalyse durch die Bundesnetzagentur erfolgen, um sicherzustellen, dass auch im Laufe des Kohleausstiegs keine Risiken für die Systemicherheit entstehen. Eine Vorwegnahme dieser Untersuchungen durch den Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan, die sich dann zwangsläufig auf ein ganz anderes, unpassendes Zieljahr beziehen würde, ist nicht angezeigt.

3.4.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Begriff Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschreibt die Nutzung eines Brennstoffs zur kombinierten Erzeugung von Strom und Nutzwärme.

Bei der entkoppelten Produktion von Strom wird beispielsweise ein Brennstoff verbrannt, um Wasser zu verdampfen, mit dem dann unter hohem Druck eine Turbine angetrieben wird, die wiederum über einen Generator Strom erzeugt. Am Ende des Prozesses verbleibt ein abgekühlter Dampf, der wieder zu Wasser kondensiert werden muss. Die in diesem Dampf noch verbleibende Energie geht für die Strom- oder Wärmeerzeugung verloren.

Der Vorteil der KWK-Technologie basiert auf dem Effekt, dass die bei der Produktion von Strom entstehende Wärme zu nutzen und den so gekoppelten Prozess insgesamt effizienter zu gestalten, als die alleinige Produktion von Strom im oben beschriebenen entkoppelten Prozessen. In einem KWK-Kraftwerk wird die nach dem Antrieb der Turbine im Dampf verbleibende Wärme nicht kondensiert, sondern zur Warmwassererzeugung genutzt. Die im Dampf enthaltene Energie geht also nicht verloren, sondern kann dem Wärmemarkt zur Verfügung gestellt werden. Eine separate Erzeugung dieser Wärme durch die Verbrennung von Gas in einem Heizkraftwerk wird so überflüssig. Sofern im Rahmen der Wärmebereitstellung höhere Temperaturen benötigt werden, kann in einer KWK-Anlage ein Teil des sehr heißen Dampfes noch vor der Turbine ausgekoppelt werden und zur Wärmeproduktion bereitgestellt werden. So wird zwar die Effizienz der Stromerzeugung verringert, jedoch kann die Wärmeproduktion deutlich erhöht werden. Insbesondere ist so in einem bestimmten Bereich eine flexible Steuerung der Anlage bezüglich des Verhältnisses der Strom- und Wärmeerzeugung möglich.

In der Gesamtbilanz der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion wird die Energie des eingesetzten Brennstoffes in der Regel besser genutzt, als bei der entkoppelten Erzeugung. In Verbindung mit dem verhältnismäßig CO₂-armen Brennstoff Erdgas leistet KWK so einen Beitrag zum Erreichen der kurz- und mittelfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung. Daher findet die KWK-Technologie entsprechend Eingang in allen Szenarien des Szenariorahmens 2021-2035. Analog zum vorherigen Szenariorahmen wird in diesem Prozess auch eine CO₂-Emissionsobergrenze vorgegeben, welche die durch Nutzwärme verursachten Emissionen der KWK-Kraftwerke beinhaltet (vgl. Kapitel II B 3.3.1). Dadurch wird der sektorübergreifende gute CO₂-Wirkungsgrad der KWK-Anlagen berücksichtigt.

Im Szenariorahmen 2021-2035 werden heute in Betrieb befindliche Kraftwerke annahmegemäß für die Zieljahre zurückgebaut. Dies gilt auch für KWK-fähige Kraftwerke. Während die elektrische Energieerzeugung dieser KWK-fähigen Kraftwerke durch die Einspeisung erneuerbarer Erzeuger ersetzt wird, gilt dies nicht zwangsläufig für die Wärmeerzeugung. Diese muss auch nach Rückbau eines KWK-fähigen Kraftwerks gewährleistet bleiben. Daher werden im Szenariorahmen 2021-2035 ausschließlich erdgasbefeuerte KWK-Ersatzneubauten für aus dem Markt scheidende KWK-fähige Kraftwerke standortscharf angenommen.

Ein Ersatzneubau erfolgt grundsätzlich nicht für KWK-fähige Kraftwerke, für die eine Stilllegungsanzeige bei der Bundesnetzagentur vorliegt. Hierbei handelt es sich um konkrete Meldungen der Kraftwerksbetreiber, die im Falle eines Rückbaus auf die Wärmeauskopplung der zur Stilllegung angezeigten Anlage verzichten können oder einen konkreteren Ersatzneubau geplant haben, der im Szenariorahmen berücksichtigt wird. Weiterhin wird für erdgasbefeuerte KWK-fähige Kraftwerke eine unendliche technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer unterstellt (vgl. Kapitel II B 3.4.2.1). Bei KWK-fähigen Braunkohlekraftwerken wird kein Erdgas-KWK-Ersatzneubau unterstellt, da Braunkohlekraftwerke in der Regel weitab von Wohngebieten liegen und die ausgekoppelte Wärme nicht als Fernwärme genutzt wird. Die Wärmesenken der KWK-fähigen Braunkohlekraftwerke stehen außerdem oftmals im direkten Zusammenhang mit der Braunkohleförderung (z.B. Braunkohletrocknung oder Herstellung von Veredelungsprodukten aus der Braunkohle). Der Anteil der aus KWK-

fähigen Braunkohlekraftwerken ausgekoppelten Wärme an der gesamten in KWK-fähigen Kraftwerken ausgekoppelten Wärme beträgt für 2018 etwa 10 %, weshalb eine umfassende Umrüstung von Braunkohle- auf Erdgas-KWK nicht unterstellt wird.

Wird ein erdgasbefeuerter KWK-fähiger Ersatzneubau angenommen, erfolgt die Dimensionierung der elektrischen Leistung basierend auf einem Anteil der elektrischen Leistung der rückgebauten KWK-fähigen Bestandsanlage. In Szenario A 2035 werden 25 % der elektrischen Leistung der KWK-fähigen rückgebauten Bestandsanlage im Ersatzneubau angenommen, in den Szenarien B 2035 sowie B 2040 werden 50 % und im Szenario C 2035 werden 75 % angenommen. Eine andere, überzeugendere Methodik wurde von den Konsultationsteilnehmern nicht vorgeschlagen. Mit dieser Methode werden in Szenario A 2035 4,35 GW neue KWK-fähige Erdgaskraftwerke zugebaut, in Szenario B 2035 8,69 GW und in Szenario C 2035 13,04 GW.

Dieses Vorgehen wird mit der noch großen Unsicherheit begründet, welches derzeit bezüglich des Umrüstungspotenzials auf Erdgas-KWK besteht. Die Strategien der Unternehmen, zukünftig Wärme bereitzustellen, sind sehr unterschiedlich bzw. noch im Entwicklungsstadium. Grundsätzlich kann Wärme aus verschiedenen Quellen bereitgestellt werden. Hierzu gehören auch Erneuerbare Technologien wie Solar- oder Geothermie oder Biomasse. Weiterhin ist die Erzeugung von Wärme im Sinne der Sektorenkopplung durch Elektrodenheizkessel oder Großwärmepumpen möglich. Konventionelle Möglichkeiten sind der Betrieb eines erdgasbefeueren Heizkraftwerkes, welches lediglich Wärme erzeugt, was in der Regel höchst effizient ist, oder eines erdgasbefeueren KWK-fähigen Kraftwerks, welches neben der Wärme auch Strom erzeugt. Weiterhin ist seitens der Gasinfrastruktur noch zu prüfen, in welchem Umfang KWK-fähige Bestandskraftwerke auf Erdgas umgerüstet werden können. Auf Grund dieser hohen Unsicherheiten wird die oben genannte breite Spreizung des Anteils der elektrischen Leistung über die Szenarien durchgeführt. Diese Spreizung korreliert mit den Annahmen zu den Kohlekraftwerkskapazitäten. In Szenario A 2035 kommt es zu einer verhaltenen Umrüstung, weshalb der Kohleausstieg nicht schon bis 2035 vollzogen werden kann. In den Szenarien B 2035 und C 2035 ist die Umrüstung ausreichend, um schon 2035 die Kohleverstromung zu beenden.

Für die Ermittlung der Must-Run-Bedingungen (vgl. Kapitel II B 4.3.2) und der Modellierung des Betriebsverhaltens von Elektrodenheizkesseln und Großwärmepumpen (vgl. Kapitel II B 3.5.3) muss ebenfalls die thermische Leistung des erdgasbefeueren KWK-Ersatzneubaus dimensioniert werden. Diese wird nicht von der Bundesnetzagentur vorgegeben, sondern durch die Übertragungsnetzbetreiber dimensioniert. Hierzu führen die Übertragungsnetzbetreiber eine Wärmemarktsimulation durch. In dieser werden alle in einem Szenario berücksichtigten KWK-fähigen Kraftwerke einem regionalen Wärmenetz zugeordnet. Weiterhin werden dem Wärmenetz Erneuerbare Erzeuger sowie Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel zugeordnet (vgl. Kapitel II B 3.5.3). Im Rahmen der Wärmenetzsimulation werden dann die thermischen Leistungen der erdgasbefeueren KWK-fähigen Ersatzneubauten derart dimensioniert, dass die im lokalen Wärmenetz vorliegende Wärmelast unter Berücksichtigung aller im Netz einspeisenden Wärmequellen gedeckt werden kann. Hierzu ist es den Übertragungsnetzbetreibern gestattet, solche KWK-fähigen Kraftwerke, die in dasselbe Wärmenetz einspeisen, zum Zwecke der Wärmenetzmodellierung zusammenzufassen. Hierdurch wird die Komplexität und damit der zeitliche Aufwand der Wärmenetzmodellierung erheblich verringert.

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind weiterhin Angaben zu KWK-Anlagen mit geringer Leistung (< 10 MW) zu finden. Diese werden nicht blockscharf, sondern nach Energieträgern summiert ausgewiesen. In den Genehmigungen der Szenariorahmen Strom der letzten Jahre wurde in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen erdgasbefeueren Kleinkraftwerken mit einer installierten Leistung < 10 MW unterstellt.

Ähnlich wie in der Bestätigung des Szenariorahmens 2019-2030 wird dieser Zuwachs ausgehend vom Bestand Ende 2018 von etwa 5,4 GW (davon näherungsweise 3,6 GW KWK-fähige Erdgaskraftwerke und 1,3 GW mit anderen Brennstoffen befeuerte KWK-fähige Kraftwerke) mit etwa 300 MW pro Jahr beziffert. Dieser Zubau von 300 MW wird bis 2025 fortgeführt und ab diesem Zeitpunkt um 20 MW pro Jahr reduziert, so dass ab dem Jahr 2040 keine KWK-fähigen erdgasbefeuerten Kleinkraftwerke mehr zugebaut werden. Dieser degressive Zubau wird damit begründet, da es durch den Zubau von Gaskraftwerken zunehmend schwieriger wird, die immer anspruchsvolleren CO₂-Ziele zu erreichen. Mit dieser Methode wird bis 2025 ein Zubau von 2100 MW angenommen, bis 2035 ein Zubau von weiteren 1900 MW und bis 2040 ein Zubau von nochmals 200 MW. Für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 ergibt sich so ein Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken mit einer installierten Leistung < 10 MW in Höhe von insgesamt 4,0 GW, und in Szenario B 2040 von 4,2 GW.

Dieser Zuwachs wurde von den Übertragungsnetzbetreibern aus den Zuwachsraten der neu installierten, nach KWKG förderfähigen Kleinanlagen (Liste nach BAFA) zwischen 2009 und 2018 ermittelt. Nach Prüfung der BAFA-Daten schließt sich die Bundesnetzagentur den Folgerungen der Übertragungsnetzbetreiber an. Da es sich bei diesen Zubauten nicht um konkret geplante Kraftwerke handelt, sind sie auch nicht in der Zubauliste des Monitoring der Bundesnetzagentur enthalten. Der zukünftige Zubau der KWK-fähigen Kraftwerke < 10 MW basiert daher auch auf der historischen Entwicklung der BAFA-Daten und nicht auf konkret gemeldeten Planungsständen. Folglich werden diese Kraftwerke nicht blockscharf in der angehängten Kraftwerksliste aufgeführt, sondern im Block mit der entsprechenden summierten Leistung als Erdgaskraftwerke < 10 MW geführt. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese KWK-fähigen Erdgaskraftwerke < 10 MW vor der Marktmodellierung regionalisieren, wobei als Zubaukriterium der regionale Wärmebedarf ausschlaggebend ist. Diese Vorgehensweise wurde auch von den Konsultationsteilnehmern, die zu dieser Frage Stellung genommen haben, ausdrücklich befürwortet.

In Tabelle 4 sind die installierten Leistungen KWK-fähiger Kraftwerke je Energieträger in den einzelnen Szenarien abgebildet. Insgesamt sind im Szenario A 2035 40,3 GW KWK-fähige Kraftwerke angenommen. In Szenario B 2035 beträgt die installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke 39,5 GW und in Szenario C 2035 sind 43,9 GW KWK-fähige Kraftwerke vorhanden. Im Langfristszenario B 2040 sind es 39,8 GW.

Energieträger [GW]	2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Braunkohle	15,7	5,1	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöl	1,3	1,0	1,0	1,0	0,9
Erdgas	19,5	30,1	34,4	38,8	34,7
Sonstige Energieträger	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9
Kuppelprodukte der Stahl- und Kokserzeugung	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8
Abfall	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Summe	57,6	40,3	39,5	43,9	39,8

Tabelle 4: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern

Die angenommene KWK-Leistung verteilt sich in den Szenarien unterschiedlich auf die Leistungsklassen der Kraftwerke. Tabelle 5 veranschaulicht die Beiträge der verschiedenen Leistungsklassen zur KWK-Erzeugung in den einzelnen Szenarien.

Leistungsklasse [GW]	2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
<10	5,2	9,2	9,2	9,1	9,4
10>=x<100	10,8	10,1	10,2	10,2	10,2
100>=x<1000	41,6	21,0	20,1	24,6	20,2
>=1000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	57,6	40,3	39,5	43,9	39,8

Tabelle 5: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen

3.4.4 Verbrauchsnahe Erzeugung

Sehr viele Konsultationsteilnehmer fordern, nur Szenarien zu untersuchen, bei denen der Netzausbaubedarf mittels dezentraler Stromerzeugung minimiert werde. In diesem Zusammenhang wird häufig ein „zellulärer“ Ansatz propagiert, nach dem sich Angebot und Nachfrage nach Strom innerhalb eines lokal eingeschränkten Gebiets vollständig ausgleichen.

Die Bundesnetzagentur hat bereits in den letzten Genehmigungen des Szenariorahmens die in mehreren Studien angeblich propagierte Aussage des Vorzugs der ausschließlichen dezentralen Energieerzeugung mehrfach als zukünftig unwahrscheinliche Entwicklung beurteilt (siehe Szenariorahmen 2025, Entscheidung vom 19.12.2014, S. 74 f., Szenariorahmen 2017-2030, Entscheidung vom 30.06.2016, S. 97 ff.). Die Studie „Impacts of restricted transmission grid expansion in a perspective in Germany“ von ECOFYS untersuchte lediglich eine Regionalisierung des Ausbaus von EE-Anlagen als Reaktion auf einen verzögerten oder unterbliebenen Netzausbau. Untersuchungsgegenstand der Studie „Kostentoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ von den Gutachtern Consentec sowie Fraunhofer IWES war die Frage, an welchen Standorten in Zukunft *Erneuerbare* Energien ausgebaut werden sollten, um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu minimieren. Nennenswerte Effekt auf den Netzausbaubedarf würden der Studie zur Folge nur dann erzielt, wenn sowohl bei der erneuerbaren als auch der konventionellen Erzeugung eine gezielte politische Steuerung der Standortentscheidung von Anlagenbetreibern erfolge. Zu einer solchen gezielten Steuerung ist in der aktuellen politischen Debatte keine Bereitschaft. Denn sie würde eine grundsätzliche Abkehr vom gegenwärtig auf Marktsignalen basierten Ansatz voraussetzen und sie würde eine Akzeptanz für die Ansiedlung zentral geplanter dezentraler Erzeugung in den davon betroffenen Regionen und Bundesländern voraussetzen. Bei unklaren volkswirtschaftlichen Vorteilen des Ansatzes. Derartiges ist nicht im Bereich wahrscheinlicher Entwicklungen zu verorten.

Die Studie „Der Zelluläre Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“ von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) untersuchte ebenfalls nicht, wie das bestehende Energiesystem durch Aus- und Zubau für die zukünftigen Aufgaben zu ertüchtigen sei, sondern vielmehr, einen absehbaren Energiebedarf mit einem neuen Energiesystem (sog. „Grüne-Wiese-Ansatz“) zu decken. Die Studie unterstellte dabei eine massive Reduktion des Endenergiebedarfs (von 2400 TWh auf 1335 TWh) in Verbindung mit einem massiven Anstieg des Strombedarfs mit bis zu 800 TWh. Die erforderliche installierte Leistung

an Erneuerbaren Energien zur Deckung wurde mit bis zu 516 GW beziffert. Auch ein solcher Ansatz gehört jedenfalls für die Zieljahre 2035 und 2040 nicht mehr zum Bereich der wahrscheinlichen Entwicklungen.

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass zum Themenkomplex „Dezentralität und Netzausbau“ eine Vielzahl von Studien unterschiedlichster Prämissen, Zielstellungen und Modellierungsansätzen existiert. Da diese Vielfalt ohne einheitlichen Bewertungsrahmen eine sachliche Diskussion erschwert, misst die Bundesnetzagentur der Meta-Studie „Dezentralität, Regionalität und Stromnetze“ des Öko-Institutes im Auftrag der „Renewable Grids Initiative (RGI)“ besondere Bedeutung zu, die zehn existierende Publikationen (Publikationsliste siehe Anlage 3) mit insgesamt 28 Szenarien sowohl qualitativ als auch quantitativ auf den Begriff Dezentralität analysiert und vergleicht.

Zunächst untersucht die Metastudie, was Dezentralität im allgemeinen Sprachgebrauch der einzelnen Studien bedeutet. Die Metastudie arbeitet letztlich nachfolgendes Spektrum heraus.

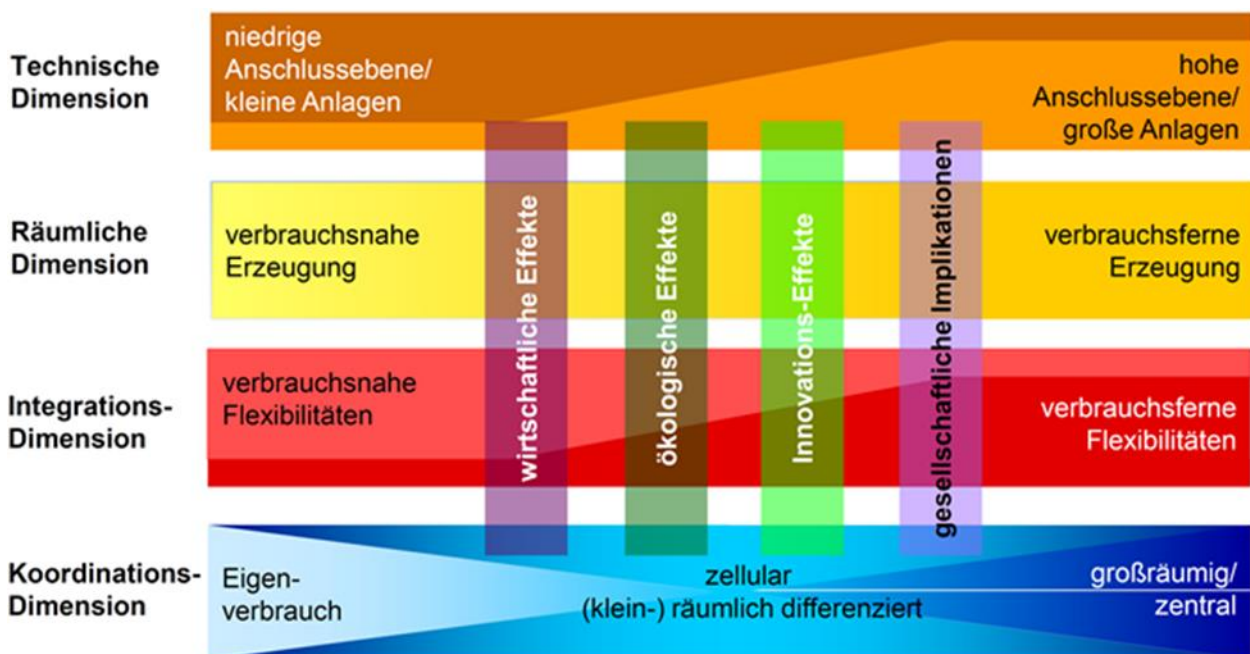


Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen von Dezentralität und Zentralität (Quelle: Öko-Institut)

Dabei kommt die Metastudie zu drei zentralen Aussagen:

- Das zukünftige Stromsystem wird sowohl dezentrale als auch zentrale Elemente enthalten müssen, womit eine Verbindung dieser Elemente unumgänglich ist.
- Notwendige Voraussetzungen für die Umgestaltung des Systems sind technische Machbarkeit, ökonomische Tragfähigkeit, Erreichung ökologischer Ziele, Passfähigkeit zum geltenden regulativen Rahmen, Akzeptanz.
- Die Abwägung aller Aspekte soll in transparenten und fairen politischen Prozessen erfolgen.

Wichtigstes Bewertungs- bzw. Vergleichskriterium ist letztlich die Darstellung der Potenzialausnutzung der EE-Erzeugung, sowie des Verbrauchs unter Berücksichtigung nicht nur technisch-ökonomischer Faktoren,

sondern insbesondere auch von Implikationen akzeptanzseitiger Flächenpotenzialbegrenzungen. Dabei wird festgestellt, dass

- sich der Verbrauch großräumig auf Industrieregionen und Ballungsräume konzentriert
- das Potenzial für Windkrafterzeugung im Norden sowie in mitteldeutschen Landkreisen am größten ist

Die wesentlichen Schlussfolgerungen der Metastudie hinsichtlich der Implikationen von Dezentralität auf den Netzausbau lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Selbst bei Betrachtung von lediglich theoretisch verfügbaren EE-Erzeugungspotenzialen und der Unterstellung von perfekten Speichermöglichkeiten ist eine rein regional begrenzte Strombilanzierung nicht möglich. Dies ist auf höheren Aggregationsebenen erkennbar. So müsste selbst bei sehr großen Zuschnitten ein signifikanter überregionaler Stromaustausch stattfinden. Gerade bei kleinräumiger, zellulärer Aggregation kommt dem Stromaustauschbedarf sogar eine noch größere Rolle zu.
- Rein zellulare Konzepte auf Landkreisebene lassen sich ohne Nutzung von Netzinfrastruktur nur durch eine sehr breite Nutzung von anderen Flexibilitätsoptionen umsetzen, welche wiederum höhere Kosten und Emissionen (Gaskraftwerke) sowie zusätzliche Landinanspruchnahme mit sich bringen.
- Alle Szenarien, die einen geringeren Netzausbau als Ergebnis haben, zeichnen sich durch einen besonders starken Ausbau der Onshore-Windenergie im Süden aus (teilweise das Sechsfache der im Netzentwicklungsplan 2019-2030 angenommenen Wind Onshore Werte).

Bedeutsam bleibt also weiterhin die Erkenntnis, dass verbrauchsnahe Erzeugung einhergeht mit enormem Flächenverbrauch und zwar in den meisten Fällen in unmittelbarer Nähe zu städtischen Gebieten, da hier die Verbrauchszentren verortet sind. Hier ist erst einmal zu bewerten, ob eine derartige Inanspruchnahme großer Flächen für den Ausbau Erneuerbarer Energien oder auch konventioneller Kraftwerke als vermeintlicher Ersatz zum Bau einzelner Leitungen in Frage kommt. Angesichts der aktuellen Entwicklungen in den einzelnen Bundesländern, die den Wind Onshore Ausbau verlangsamen (z. B. restriktive Abstandregelungen zu Siedlungen, Ausbaumoratorien, durch Gerichtsurteile aufgehobene Regionalpläne) sieht die Bundesnetzagentur zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine ausreichende Akzeptanz für eine vollständige dezentrale EE-Erzeugung.

3.5 Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung beschreibt einen Prozess, der die drei großen Sektoren, Strom, Wärme und Verkehr zukünftig immer stärker miteinander verknüpfen wird. In allen drei Sektoren wird Primärenergie eingesetzt, um das Bedürfnis der Verbraucher nach elektrischer Energie, Wärme oder Mobilität zu befriedigen. Diese Energie wurde in der Vergangenheit durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe – meist in Form von Kohle, Gas, Öl, Benzin oder Diesel – bereitgestellt, womit stets die Emission von CO₂ verbunden war.

In den letzten Jahren ermöglichte die stetige Integration der Erneuerbaren Energien in den Energiesektor die Möglichkeit einer CO₂-freieren Energiegewinnung. Bei Betrachtung der Anteile, die die Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch haben, wird jedoch deutlich, dass die Versorgung der einzelnen Sektoren aus erneuerbaren Energiequellen unterschiedlich stark erfolgt. Während der Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor in 2019 42,1 % erreicht, liegt der Anteil im Wärmesektor bei 14,5 % und im Verkehrssektor bei ca. 5,6 %. Dabei gilt es zu beachten, dass der Wärmesektor mit etwa 1.220 TWh in 2019 den größten Energiebedarf aufwies, gefolgt vom Verkehrssektor mit etwa 659 TWh und dem Stromsektor mit etwa 580 TWh.

Der Stromsektor weist den höchsten Anteil an Erneuerbaren Energien auf, da erneuerbare Energiequellen – ob Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Wasserkraftwerke oder Biomasseanlagen – in aller Regel direkt elektrische Energie liefern. Zur Deckung des Wärme- oder Mobilitätsbedarfs direkt aus Erneuerbaren Quellen müssen Solarthermie, Biogas oder andere biologische Kraftstoffe, wie Biodiesel, Pflanzenöl, Bioethanol oder Biomechan genutzt werden. Wird hingegen ein Elektroauto genutzt oder die Wärme mit einer Wärmepumpe erzeugt, kann dies nur mit Strom erfolgen, weshalb deren elektrische Verbräuche im Stromsektor bilanziert werden.

Auch die indirekte Nutzung des Stroms ist möglich. So kann mit Hilfe von Strom mittels Elektrolyse Wasserstoff hergestellt werden, der als wichtiger Grundstoff für die Industrie bisher hauptsächlich aus Erdgas gewonnen wird. In einem weiteren Prozessschritt kann dieser Wasserstoff methanisiert werden, wodurch er als synthetisches Gas genutzt werden kann. Auch die Produktion von anderen synthetischen Treibstoffen ist mit Hilfe von Strom möglich. Diese Produkte können dann in allen drei Sektoren genutzt werden, wobei der Grundstoff „Strom“ im Stromsektor erzeugt wird.

Die oben dargestellten Prozesse werden als Sektorenkopplung bezeichnet. In Anbetracht der Gesamtverbrauchszahlen der einzelnen Sektoren wird deutlich, dass ohne die Sektorenkopplung die von der Bundesregierung als Ziel formulierte Dekarbonisierung in allen Sektoren kaum umzusetzen ist. Es wird nicht ausreichen, wenn unter dem Begriff der Sektorenkopplung lediglich die Nutzung von vergleichsweise selten verfügbarem EE-„Überschussstrom“ zur Speicherung oder Elektrolyse als Alternative zur Abregelung Erneuerbarer Energien verstanden wird. Es ist auch nicht ausreichend, wenn die Sektoren Wärme und Verkehr nur bei günstigen Strompreisen gekoppelt werden und bei ungünstigen Preisen oder Netzengpässen auf eine fossile Alternative gesetzt wird. Wenn das Ziel einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung erreicht werden soll, muss der Stromsektor dazu in der Lage sein, die Bedürfnisse von Wärmekunden, der Transportbranche und der Industrie zu befriedigen und sich nach deren Bedürfnissen und Prioritäten zu richten. Innovationen im Bereich der neuen Stromanwendungen können hier bei der Flexibilisierung der Bedürfnisse helfen. Prinzipiell entbindet dies den Stromsektor jedoch nicht davon, sich am Verhalten seiner neuen (Wärme- und Mobilitäts-) Kunden auszurichten.

Die Bundesnetzagentur vertritt nicht den Standpunkt einer All-Electric-Society Zukunft. Ob der Wärmesektor, der Verkehrssektor und die industrielle Produktion ihre CO₂-Reduzierungen zukünftig ausschließlich durch eine Umstellung auf den Primärenergieträger Strom erreichen, kann hier offenbleiben. Entscheidungserheblich ist hier allein die Feststellung, dass es die hohe Wahrscheinlichkeit einer vermehrten Nutzung des Energieträgers Strom gibt und diese Nutzung sich wie in allen am Markt orientierten Wirtschaftszweigen primär an den Anforderungen der anderen Sektoren orientieren wird.

Die Technologien, um das Vorhaben Sektorenkopplung umzusetzen, sind in weiten Bereichen bereits vorhanden. Die Bundesregierung hat daher – zuletzt im Klimaschutzplan 2030 vom November 2019 – die Sektorenkopplung als gesellschaftliches Ziel formuliert. Es ist daher davon auszugehen, dass die Technologien der Sektorenkopplung zukünftig noch stärker in den Fokus der politischen Debatte geraten werden.

Da die Geschwindigkeit der zukünftigen Umsetzung der Sektorenkopplung ungewiss ist, sieht der Szenariorahmen unterschiedliche schnelle Entwicklungen in den einzelnen Szenarien voraus. Dies äußert sich insbesondere in der unterschiedlich starken Durchdringung des Energiemarktes mit innovativen Technologien der Sektorenkopplung. Die verschiedenen Entwicklungspfade und die sich daraus für das Stromnetz ergebenden neuen Herausforderungen bezüglich benötigter Leistung und Jahresenergie der einzelnen Sektoren, werden

in eigenen Kapiteln beschrieben: Elektrofahrzeuge in Kapitel II B 3.5.1, Wärmepumpen in Kapitel II B 3.5.2, Power-to-Heat in Kapitel II B 3.5.3 und Power-to-Gas in Kapitel II B 3.5.4.

3.5.1 Elektrofahrzeuge

Unter Elektrofahrzeugen werden im Szenariorahmen Annahmen zu E-PKW, E-Nutzfahrzeugen und E-Schwerlastverkehr zusammengefasst. Als E-PKW wird ein PKW <3,5t zur Nutzung im privaten und gewerblichen Individualverkehr mit batterieelektrischem Antrieb bezeichnet. Unter E-Nutzfahrzeugen werden batterieelektrisch betriebene gewerblich genutzte Nutzfahrzeuge und Busse >3,5t zusammengefasst. Der E-Schwerlastverkehr bezeichnet elektrifizierte Sattelzugmaschinen, welche ihre Hauptfahrleistung auf mittels Oberleitungen elektrifizierten Autobahnabschnitten erbringen. Abseits der Autobahn verfügen diese Fahrzeuge über eine alternative Antriebsmöglichkeit bspw. durch eine kleinere Batterie oder die Unterstützung durch einen Verbrennungsmotor. Diese Fahrzeuge werden auch als Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) bezeichnet.

Mit Wasserstoff oder anderen strombasierten Kraftstoffen(E-Fuels) betriebene Fahrzeuge werden im Szenariorahmen nicht dediziert betrachtet. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es keine wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge in den Szenarien gibt. Da sie keine Auswirkungen auf die Modellierung des Strommarktes haben, werden sie im Szenariorahmen aber nicht detailliert betrachtet. Es wird angenommen, dass strombasierte Kraftstoffe zum allergrößten Teil importiert werden. Inländisch erzeugter Wasserstoff kann zwar auch im Verkehrssektor genutzt werden, aufgrund einer in den Szenarien angenommenen Hauptverwendung in der Industrie nimmt er im Verkehr jedoch nur eine untergeordnete Rolle ein und wird nicht detailliert ausgewiesen. Prinzipiell ist es jedoch möglich, dass die in den Szenarien beschriebenen Power-to-Gas-Kapazitäten auch für die Wasserstoffmobilität inländisch produzierten Wasserstoff bereitstellen.

Im Klimaschutzprogramm 2030 hat die Bundesregierung Ziele für die Elektrifizierung des Verkehrssektors festgelegt. Demnach sollen bis 2030 insgesamt 7 – 10 Mio. Elektrofahrzeuge zugelassen sein. Nach dem Masterplan Ladeinfrastruktur sollen außerdem 1 Mio. Ladepunkte bis zum Jahr 2030 errichtet werden. Bezüglich des schweren Straßengüterverkehrs soll bis 2030 etwa ein Drittel der Fahrleistung elektrisch oder auf Basis strombasierter Kraftstoffe (E-Fuels) erfolgen.

Das Ziel der Bundesregierung im schweren Straßengüterverkehr bezieht sich auf die Gesamtfahrleistung aller E-Schwerfahrzeuge und nicht auf eine konkrete Anzahl an Fahrzeugen. Zur Ermittlung des Stromverbrauchs werden basierend auf Daten des Kraftfahrtbundesamtes heutige Fahrleistung und Lastkilometer des schweren Güterverkehrs ermittelt und gemäß den Vorgaben des Klimaschutzplans elektrifiziert. Dabei wird für 2035 in den Szenarien eine verschieden starke Elektrifizierung des schweren Güterverkehrs angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass auch E-Nutzfahrzeuge entsprechend des Ziels des schweren Güterverkehrs elektrifiziert werden. Dabei wird angenommen, dass strombasierte Kraftstoffe sich ähnlich wie die Direktelektrifizierung verbreiten. In Szenario A 2035 werden so 16 % direktelektrifiziert und 16 % mit E-Fuels betrieben, in Szenario B 2035 werden 20 % direktelektrifiziert und 20 % mit E-Fuels betrieben, in Szenario C 2035 werden 25 % direktelektrifiziert und 25 % mit E-Fuels betrieben und in Szenario B 2040 werden 25 % direktelektrifiziert und 25 % mit E-Fuels betrieben. Das Ziel der Bundesregierung, ein Drittel der Fahrleistung bis 2030 zu elektrifizieren, wird damit in Szenario A 2035 mit 5 Jahren Verspätung erreicht. Der Wert für Szenario C 2035 wird durch eine Interpolation des Zieles für 2030 und der Annahme einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis 2050 ermittelt. Für Szenario B 2035 wird eine Entwicklung zwischen den beiden anderen Szenarien angenommen.

Neben den Annahmen zu Elektrifizierung werden im Szenariorahmen auch Annahmen zu den Verbräuchen und durchschnittlichen Fahrleistungen der einzelnen Kategorien erstellt. Weiterhin wird angenommen, dass E-PKW vollständig batterieelektrisch fahren. E-Nutzfahrzeuge sind im Mittel als Hybridfahrzeuge ausgeführt, die mit 75 % elektrischer Fahrleistung und 25 % nicht elektrischer Fahrleistung betrieben werden. Hierrunter zählen z.B. hybride ÖPNV-Busse als auch hybride Lastkraftwagen unterschiedlicher Tonnage. Für den E-Schwerlastverkehr wird ebenfalls eine hybride Technologie angenommen, wobei die Fahrleistung hier zu 50 % mit elektrischer Oberleitung und zu 50 % nicht elektrisch realisiert wird. Die Annahmen orientieren sich dabei an Statistiken des Kraftfahrt-Bundesamt sowie diversen Studien zum Thema (Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw (i.A. BMVI), DENA Leitstudie Integrierte Energiewende, Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität). Folgende Tabelle zeigt die Konfiguration der Elektrofahrzeuge in den Szenarien.

	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Anzahl [Mio.]				
E-PKW	8,3	11,2	14,0	13,0
E-Nutzfahrzeuge	0,7	0,8	1,0	1,0
E-Schwerlast	0,07	0,08	0,1	0,1
Verbrauch [kWh/100km]				
E-PKW		18		
E-Nutzfahrzeuge		60		
E-Schwerlast		120		
jährliche Fahrleistung [km]				
E-PKW		14.000		
E-Nutzfahrzeuge		22.000		
E-Schwerlast		100.000		
Stromverbrauch [TWh]				
E-PKW	21,0	28,1	35,2	32,6
E-Nutzfahrzeuge	6,7	8,3	10,4	10,4
E-Schwerlast	4,0	5,0	6,2	6,2
Summe Stromverbrauch [TWh]				
	31,6	41,4	51,8	49,3

Tabelle 6: Elektromobilität in den Szenarien

Die Flexibilisierung des Ladeverhaltens von Elektroautos wird in Kapitel II B 3.6.2 genauer beschrieben.

3.5.2 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden schon heute als eine Alternative für fossile – also mit Gas oder Öl - betriebene Heizungsanlagen verwendet. Zukünftig werden Wärmepumpen fossile Heizungsanlagen immer stärker verdrängen, wodurch es zu einer Dekarbonisierung der Heizwärmebereitstellung kommen wird. Für den Szenariorahmen muss für jedes Szenario die Anzahl von Wärmepumpen im Zieljahr sowie der elektrische Energiebedarf und die Leistung einer Wärmepumpe ermittelt werden.

Die Anzahl der im Zieljahr 2035/2040 installierter Wärmepumpen wird mit einem Bottom-Up Ansatz ermittelt. Ausgehend von der Wohnungsmarktprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) werden jährliche Neubauzahlen für Ein- und Mehrfamilienhäuser ermittelt. Es wird davon ausgegangen, dass in den Szenarien verschieden viele Neubauten mit Wärmepumpen ausgerüstet werden. Weiterhin werden in den Szenarien unterschiedlich hohe Sanierungsraten für den derzeitigen Gebäudebestand angenommen, von denen unterschiedlich viele sanierte Bauten mit Wärmepumpen ausgerüstet werden.

	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Neubau				
jährlicher Neubau Einfamilienhäuser [Anzahl]		126.667		
jährlicher Neubau Mehrfamilienhäuser [Anzahl]		100.667		
Anteil der Neubauten mit Wärmepumpen [%]	50	70	90	70
Sanierung				
Sanierungsrate des Gebäudebestands [% p.a.]	0,8	1,5	2,0	1,5
..davon mit Wärmepumpe [%]	10	20	25	20

Tabelle 7: Entwicklung des Gebäudebestands in den Szenarien

Die deutlich höheren Zubauzahlen von Wärmepumpen in Neubauten basiert auf der Annahme, dass Neubauten in wesentlich höherem Maße energieeffizient sind, als sanierte Bauten. Selbst nach Sanierung ist für viele Gebäude die Installation einer Wärmepumpe nicht wirtschaftlich, da der spezifische Wärmebedarf trotz Sanierung zu hoch ist. Prognosen zum Aufkommen von Wärmepumpen in Neubauten und sanierten Bauten zeichnen sich durch eine hohe Ungewissheit aus. Derzeit werden etwa 50 % der Neubauten mit einer Wärmepumpe ausgerüstet. Wird das Wachstum dieses Anteils der letzten Jahre extrapoliert, erreicht es 2035 90 %. Laut der Prognose des Branchenverbandes Wärmepumpen erreicht der Anteil an Installationen von Wärmepumpen in sanierten Gebäuden in 2035 etwa 22 % -23 %.

Die angenommene durchschnittliche Heizlast eines Gebäudes beträgt 40 Watt/m². Die Heizlast ist ein Maß der Energieeffizienz eines Gebäudes. Je niedriger diese ist, desto weniger Energie wird zum Beheizen eines m² Wohnfläche benötigt und desto besser ist die Energieeffizienz des Gebäudes. In der „Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden“ (EnEV) werden Effizienzstandards definiert, welche z.B. für die Förderung von Neubauten und Gebäudesanierungen relevant sind. Die EnEV 2002 definiert einen Wert für energieeffiziente Gebäude von 40-60 Watt/m², die EnEV 2009 einen effizienteren Wert von 30-35 Watt/m². Bei Neubauten ist es wahrscheinlich, dass einer dieser beiden Zielwerte der EnEV erreicht wird. Ältere Wohnobjekte, die einen Großteil des Bestandes darstellen, können nicht in jedem Fall wirtschaftlich auf diese Standards saniert werden, weshalb sich selbst nach Sanierung eine höhere Heizlast ergeben kann. Weiterhin werden für die durchschnittliche Wohnfläche eines Ein- oder Mehrfamilienhauses 116 m² angenommen und es wird ein Drei-Personen-Haushalt je Wohneinheit unterstellt.

Ebenfalls werden technische Parameter der Wärmepumpe festgelegt, welche größtenteils auf Planungshandbüchern für Heizungsanlagen und Wärmepumpen basieren. Es werden thermische Volllaststunden der Hei-

zungsanlage (2000 h) und für die Warmwasserbereitstellung (600 h) angesetzt. Es wird eine Luft-Luft-Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3 (abgeführte Jahresenergiemenge/zugeführte Jahresenergiemenge) und einer Leistungszahl von 2,3 (abgeführte Leistung/zugeführte Leistung) angenommen. Für die technische Dimensionierung der Wärmepumpenleistung wird eine minimale Außentemperatur von -12 Grad Celsius und eine Vorlauftemperatur (Warmwasser+Heizung) von 50 Grad Celsius gewählt. Weiterhin wird berücksichtigt, dass die Wärmepumpe täglich für 6 Stunden vom Verteilernetzbetreiber abgestellt werden kann, was einen netzorientierten Einsatz der Wärmepumpe ermöglicht (sog. Sperrzeit, welche durch das Vorhalten von Warmwasser in einem Speicher überbrückt wird).

Für den Szenariorahmen 2021-2035 wird die elektrische Leistung einer Wärmepumpe mit 3 kW_{el} angesetzt.

Die Annahmen orientieren sich dabei an diversen Studien zum Thema (u.a. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (ISE), Wohnungsmarktprognose des BBSR, Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes (GZB), DENA Leitstudie Integrierte Energiewende, Wärmepumpen Effizienz (ISE), Planungshandbuch Wärmepumpen (Vissmann), Lerneinheit Wärmepumpe (HMUKLV)). Tabelle 8 zeigt das Ergebnis der oben getroffenen Annahmen für die einzelnen Szenarien:

Wärmepumpen	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Anzahl [Mio.]	3,0	5,0	7,0	6,5
Leistung [GW]	9,0	15,0	21,0	19,5
Jahresverbrauch [TWh]	9,6	16,0	22,4	20,8

Tabelle 8: Wärmepumpen in den Szenarien

Für die Modellierung der regionalen Lastgänge erfolgt eine Regionalisierung der Wärmepumpen auf die einzelnen Landkreise. Das maßbegliche Regionalisierungskriterium ist hierbei der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern des Landkreises an der bundesdeutschen Gesamtzahl.

3.5.3 Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen

Derzeit werden in Deutschland etwa 130 TWh Wärmenergie in KWK-fähigen Kraftwerken für die Fern- und Prozesswärme erzeugt. Diese Kraftwerke werden überwiegend mit Kohle oder Erdgas befeuert, weshalb die Wärmeproduktion mit CO₂ Emissionen verbunden ist. Bereits heute gibt es erste Projekte, bei denen diese Wärmeproduktion elektrifiziert wird, indem industrielle Großwärmepumpen oder Elektrodenheizkessel eingesetzt werden. Während Großwärmepumpen vermehrt in der Fernwärmeversorgung eingesetzt werden, kommen Elektrodenheizkessel primär im industriellen Bereich zum Einsatz, da mit ihnen höhere Temperaturniveaus erreicht werden.

Im Folgenden wird das Aufkommen von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel sowie deren jährlicher Strombedarf hergeleitet. Hierbei handelt es sich um eine Abschätzung, der viele variable Parameter berücksichtigt, z.B. die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs in Fern- und Prozesswärme, die Entwicklung der Einspeisung Erneuerbarer Erzeuger in diese Wärmenetze, die Wärmebereitstellung von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln sowie deren technische Parameter. Letztendlich ergibt sich der Strombedarf erst nach einer Wärmenetzsimulation sowie der nachfolgenden Marktmodellierung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Dabei wird das Einsatzverhalten von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel wärmebedarfs- und preisgetrieben in einem Wärmenetz zusammen mit KWK-Kraftwerken, Heizwerken,

Erneuerbaren Erzeugern und Wärmespeichern modelliert. Hierbei kann es zu Abweichungen des Strombedarfs von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel kommen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind jedoch dazu angehalten, diese Abweichungen möglichst klein zu halten.

Bei der Dimensionierung des Aufkommens von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln für den Szenariorahmen 2021-2035 wird berücksichtigt, dass zukünftig sowohl Verbraucherverdichtungen (Erhöhung der Bevölkerungsdichte/Wohnraumdichte im fernwärmeversorgten Gebiet) als auch Effizienzsteigerungen im Wärmesektor (Sanierung des Gebäudebestands und effizienter Neubau) eintreten werden:

In Szenario A 2035 gleichen sich die Effekte von Effizienzsteigerungen und Verbraucherverdichtung aus, weshalb es zu keiner Steigerung oder Reduzierung des Fern- und Prozesswärmebedarfs kommt. In Szenario B 2035 sowie C 2035 übersteigen die Effekte der Effizienzsteigerungen die Effekte der Verbraucherverdichtung. In Szenario B 2035 kommt es also zu einer Verminderung des gesamten Fern- und Prozesswärmebedarfs von 5 % und in Szenario C 2035 von 10 %. In Szenario C 2040 wird von einer Verminderung von 7,5 % ausgegangen.

Weiterhin wird berücksichtigt, dass Erneuerbare Erzeuger, wie Solar- und Geothermie sowie Biomasseanlagen in die Fern- und Prozesswärmegewinnung integriert werden. Diese Erneuerbaren Erzeuger stehen ausschließlich dem Wärmeerzeugungsprozess zur Verfügung und finden mangels Stromerzeugung keine direkte Berücksichtigung im Szenariorahmen (genauso wie PV-Dachsolarkollektoren, die als Solarthermie ausschließlich der Wärmeerzeugung dienen). In Szenario A 2035 wird angenommen, dass 15 % der Fernwärme und 5 % der Prozesswärme durch Erneuerbare Erzeuger bereitgestellt werden. In Szenario B 2035 sind es 20 % in der Fern- und 10 % in der Prozesswärme. In Szenario C 2035 und Szenario B 2040 sind es 25 % in der Fern- und 15 % in der Prozesswärme.

In Szenario A 2035 werden 20 % der Fernwärme und 15 % der Prozesswärme von Großwärmepumpen bereitgestellt. Elektrodenheizkessel stellen 0,5 % der Fernwärme und 2 % der Prozesswärme bereit. In Szenario B 2035 werden 30 % der Fernwärme und 20 % der Prozesswärme von Großwärmepumpen bereitgestellt. Elektrodenheizkessel stellen 1 % der Fernwärme und 3 % der Prozesswärme bereit. In Szenario C 2035 werden 40 % der Fernwärme und 25 % der Prozesswärme von Großwärmepumpen bereitgestellt. Elektrodenheizkessel stellen 2 % der Fernwärme und 4 % der Prozesswärme bereit. In Szenario B 2040 werden 35 % der Fernwärme und 22,5 % der Prozesswärme von Großwärmepumpen bereitgestellt. Elektrodenheizkessel stellen 1,5 % der Fernwärme und 3,5 % der Prozesswärme bereit. In der Fernwärme werden auf Grund der vergleichsweise niedrigeren Temperaturniveaus mehr Großwärmepumpen als in der Prozesswärme eingesetzt. Umgekehrt kommen in der Prozesswärme wegen des benötigten höheren Temperaturniveaus vergleichsweise mehr Elektrodenheizkessel zum Einsatz, als in der Fernwärme.

In Studien werden unterschiedliche thermische Volllaststunden für Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel angenommen. Diese gehen von unterschiedlichen Betriebskonzepten aus. Basierend auf der Annahme, dass Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel neben der EE-Erzeugung die dominierende Technologie sind und teilweise ohne KWK-Anlagen in einem Wärmenetz betrieben werden, werden für Großwärmepumpen über 5000 h thermische Volllaststunden erreicht. Werden Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel in Kombination mit einer strommarktgeführten KWK-Anlage betrieben, werden zwischen 2400 h bis 3500 h thermische Volllaststunden erreicht. Im Szenariorahmen wird vom zweiten kombinierten Einsatz von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln sowie KWK-Anlagen ausgegangen und für Wärmepumpen 3000 h thermische Volllaststunden angesetzt. Für Elektrodenheizkessel werden in beiden

Fällen zwischen 1000 h bis 1500 h thermische Volllaststunden angesetzt, da diese nur zur Spitzenlastabdeckung oder zur Erbringung von Regelleistung genutzt werden. Für Elektrodenheizkessel werden für den Szenariorahmen 1000 h thermische Volllaststunden unterstellt.

Weiterhin werden eine Jahresarbeitszahl (Definition siehe Kapitel II B 3.5.2 der Großwärmepumpen von 3 und eine Leistungszahl (Definition siehe Kapitel II B 3.5.2) von 2,3 festgelegt. Diese Festlegung gilt für alle angenommenen Großwärmepumpen, obwohl es hier in der Praxis sehr große Schwankungen gibt. Die Leistungszahl ist insbesondere davon abhängig, welche Temperaturdifferenz zwischen Ausgangstemperatur und Zieltemperatur liegt. Soll die Großwärmepumpe z.B. die relativ geringe Lufttemperatur auf eine hohe Prozesstemperatur heben, so wird die Leistungszahl sehr klein. Wird in einem Prozesskreislauf noch relativ warme Abwärme auf Prozesstemperatur gebracht, ist die Temperaturdifferenz kleiner und die Leistungszahl damit größer. Die Jahresarbeitszahl wird in der Praxis auf die maximale Temperaturdifferenz ausgelegt, die von der Großwärmepumpe „gehoben“ werden soll. Für den Szenariorahmen wird von einer eher hohen Temperaturdifferenz ausgegangen, weshalb eine Leistungszahl von 2,3 angesetzt wird. Die Jahresarbeitszahl wird basierend auf Literaturrecherche mit 3 angenommen. Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis der von der Wärmepumpe bereitgestellten Wärme zum hierzu benötigten Strombedarf der Wärmepumpe innerhalb eines Jahres.

Basierend auf diesen Zahlen ergeben sich für den Szenariorahmen 2021-2035 die in Tabelle 9 gezeigten Werte (Quellen u.a. Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung (i.A. BMWi), Flexibilisierung der KWK (FfE), Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes (GZB)):

	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Großwärmepumpen [GW]	3,0	4,0	5,0	4,5
Elektrodenheizkessel [GW]	1,0	2,0	3,0	2,5
Jahresverbrauch [TWh]	8,2	10,8	12,9	11,6

Tabelle 9: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln

Die Regionalisierung erfolgt in Abhängigkeit der von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Wärmenetzsimulation. Hierbei werden Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel basierend auf dem Wärmebedarf lokaler Fern- und Prozesswärmenetze sowie dem Vorhandensein anderer Wärmeerzeuger, insbesondere KWK-fähigen Kraftwerken, verteilt. Dabei dienen Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel insbesondere der Flexibilisierung der KWK-fähigen Kraftwerke. Deren Einsatzverhalten richtet sich somit maßgeblich nach dem Strompreis.

3.5.4 Power-to-Gas

Unter Power-to-Gas werden Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff und Methan verstanden. Wasserstoff wird heute überwiegend als Grundstoff in der chemischen Industrie genutzt und mittels einer Dampfreformation aus Erdgas gewonnen, wobei CO₂ freigesetzt wird. Methan wird heute in Form von Erdgas zum größten Teil importiert und unter anderem zur Herstellung von industrieller Prozesswärme oder der Bereitstellung von Heizwärme verbrannt. Bei der Verbrennung wird ebenfalls CO₂ frei.

Zukünftig wird Wasserstoff vermehrt durch die Elektrolyse von Wasser und grünem Strom CO₂ frei hergestellt werden. Dieser grüne Wasserstoff kann u.a. wie schon heute in der chemischen Industrie eingesetzt werden oder auch für Mobilität oder die CO₂ freie Herstellung von Stahl genutzt werden. Die denkbaren und poli-

tisch gewollten Einsatzbereiche sind der am 10. Juni vom Bundeskabinett beschlossenen und veröffentlichten Nationalen Wasserstoffstrategie zu entnehmen.

Daneben kann der grüne Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt methanisiert werden, indem ihm CO₂ zugeführt wird. Bei der Verbrennung dieses synthetisch hergestellten Methans wird zwar immer noch CO₂ frei, welches aber vorher dem Kreislauf entnommen wurde. Die Emission ist damit klimaneutral.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten bereits im letzten Szenariorahmen Strom 2019-2030 Annahmen bezüglich der Wasserstofftechnologien Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan getroffen. Diese Annahmen beruhten auf einer Studie der FfE aus dem Jahr 2017. Die Bundesnetzagentur bestätigte damals eine installierte Leistung für 2030 im Rahmen von 1 bis 3 GW für PtG-Anlagen.

Diese Annahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber im neuen Szenariorahmen Strom 2021-2035 deutlich erhöht, wobei sie eine Bandbreite von Wasserstoff-Elektrolysekapazitäten von 2,5 GW in Szenario A 2035, 5,0 GW in Szenario B 2035 und 7,5 GW in Szenario C 2035 annehmen. In allen Szenarien wurde eine zusätzliche Kapazität von 0,5 GW von Wasserstoff-Elektrolysekapazitäten mit anschließender Methanisierung angenommen. Diese bundesweiten Zubauraten entsprachen in den Szenarien A 2035 und B 2035 den bisherigen Wasserstoffzielen der Bundesregierung für 2030, während für das Szenario C bis 2035 ein zusätzlicher Zubau angenommen wurde.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur drängt es sich auf, diese Annahmen an den aktuellen Beschlüssen des Bundeskabinetts zur Nationalen Wasserstoffstrategie vom 10. Juni 2020 zu spiegeln. Demnach sollen in Deutschland bis 2030 bis zu 5,0 GW Elektrolysekapazitäten errichtet werden. Weitere 5,0 GW sollen nach Möglichkeit bereits bis 2035, spätestens aber bis zum Jahr 2040 entstehen, womit eine Gesamtleistung der Wasserstoffelektrolyseure von 10,0 GW erreicht wird. Die Möglichkeit einer vollständigen Realisierung von 10,0 GW bis zum Jahr 2035 wird im Szenariorahmen nicht unterstellt. In Szenario C 2035 wird allerdings mit einer angenommenen Leistung von 8,0 GW von einer signifikanten Überschreitung der Mindestmenge von 5,0 GW ausgegangen. Dies ist konsistent mit der grundlegenden Ausrichtung des Szenario C 2035, in welchem die Sektorenkopplung am stärksten ausgeprägt ist. Für die Szenarien B 2035/2040 wird unterstellt, dass die zusätzlichen 5,0 GW erst bis zum Jahr 2040 errichtet werden. Dementsprechend wird für das Szenario B 2035 eine installierte Leistung in Höhe von 5,0 GW und für das Szenario B 2040 in Höhe von 10,0 GW prognostiziert. In Szenario A 2035 wird aufgrund der grundlegenden Ausrichtung der geringsten Sektorenkopplung eine Verzögerung des Ausbaus der Wasserstofftechnologie angenommen und eine installierte Elektrolyseurleistung von 3,0 GW unterstellt.

Bei einer integrierten Betrachtung von Strom- und Gasnetzen kann es allerdings richtig sein, über die für die Stromnetzplanung wichtigen Werte der ans deutsche Stromnetz angeschlossenen Elektrolyseleistung für die gasnetzseitige bzw. wasserstoffnetzseitige Prognose von höheren Mantelzahlen auszugehen. Denn neben den in Deutschland zu erwartenden PtG-Anlagen wird für den stofflichen Transport auch die Einbeziehung von importierten Wasserstoffmengen relevant.

Je nach Auslastung und Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen könnten nach Ansicht der Bundesregierung in 2030 etwa 14 TWh Wasserstoff bei 5 GW Gesamtleistung im Inland produziert werden. Aktuell wird in Deutschland jährlich jedoch bereits Wasserstoff im Umfang von ca. 70 TWh in der Industrie genutzt, der zu großen Teilen auf Basis fossiler Energieträger erzeugt wird. Sollte die sehr energieintensive Stahlproduktion, wie geplant, von der Hochofenroute auf das Wasserstoffbasierte Verfahren der Direktreduktionsmetallurgie

umgestellt werden, würde dies einen sehr großen zusätzlichen Wasserstoffverbrauch zur Folge haben. In der Wasserstoffstrategie geht man Schätzungen zufolge davon aus, dass für die Transformation der heimischen Stahlproduktion hin zu einer treibhausgasneutralen Produktion bis 2050 über 80 TWh Wasserstoff benötigt werden. Weitere Einsatzfelder mit erheblichem Potenzial für Wasserstoff wären der Mobilitätssektor sowie die Umstellung des Heizwärmemarktes von Öl oder Erdgas auf Wasserstoff.

Folglich ist es aus heutiger Sicht nicht wahrscheinlich, dass die für die Energiewende benötigten großen Mengen an grünem Wasserstoff hauptsächlich in Deutschland produziert werden, da die zur Erzeugung von grünem Strom verfügbaren Erzeugungskapazitäten begrenzt sind. Aus diesem Grund werden große Anteile des Wasserstoffbedarfs importiert werden müssen. Hierzu werden derzeit internationale Kooperationen angestrebt, deren Ziel der Aufbau einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur ist. Umso dringlicher stellt sich die Frage, wie diese Wasserstoffmengen zu den Nutzern transportiert werden und wie der dafür bereit zu stellende Ordnungsrahmen auszugestaltet ist.

Weiterhin wird eine zusätzliche Power-to-Methan Leistung von 0,5 GW in jedem Szenario angenommen. Diese ist als Wasserstoffelektrolyse mit direkt nachfolgender Methanisierung zu verstehen. Das Leistungspotenzial von Power-to-Methan wird als vergleichsweise gering eingeschätzt. Dies liegt daran, dass Methan (Erdgas) zukünftig teilweise von Wasserstoff als Energieträger verdrängt wird. Weiterhin sind die Kosten für synthetisches Methan im Vergleich zu Erdgas sehr hoch, weshalb sich die Produktion nur in wenigen Stunden des Jahres rentiert, wenn die Strompreise niedrig oder negativ sind.

Für den Szenariorahmen ist in erster Linie der Stromverbrauch der Elektrolyseure und der Methanisierungsanlagen relevant, welche abhängig von den Volllaststunden der Anlagen sind. Grundsätzlich ist es für Elektrolyseure vorteilhaft, eine möglichst hohe Auslastung von ca. 7.000 Volllaststunden p.a. zu erreichen, damit die Anlage möglichst schnell rentabel wird. Allerdings würde bei einem solchen Einsatzverhalten nicht nur grüner Strom, sondern auch Graustrom zur Elektrolyse genutzt. Weiterhin kann die Elektrolyseanlage bei einer Vollausslastung nicht flexibel auf Strompreise reagieren. Daher wird angenommen, dass Elektrolyseanlagen über Wasserstoffspeicher verfügen, die eine Reaktion auf günstige Strompreise, die meist bei hoher EE-Einspeisung vorliegen, möglich machen. Durch dieses Betriebskonzept sinken die Volllaststunden. Bei der Berücksichtigung von Speichern im Betriebskonzept werden die Anlagen daher mit einer größeren elektrischen Leistung dimensioniert, um in günstigen Situationen möglichst viel Wasserstoff herzustellen, der dann gespeichert werden kann. Auf diese Weise ist eine kontinuierliche Versorgung der Wasserstoffkunden möglich. Für den Szenariorahmen wird ein solches Betriebskonzept mit 3.500 Volllaststunden unterstellt.

Der Einsatz von Methanisierungsanlagen wird durch zwei Faktoren beschränkt. Erstens benötigen sie zur Methanisierung von Wasserstoff eine CO₂ Quelle. Zur klimaneutralen Bereitstellung des CO₂ bieten sich besonders Biomasseanlagen an, da das dort entstehende CO₂ durch die Biomasse aus der Atmosphäre entnommen wurde. Diese CO₂-Quelle ist jedoch sowohl in der Menge als auch zeitlich begrenzt. Zweitens steht synthetisches Methan in direkter Konkurrenz zu vergleichsweise günstigem Erdgas, weshalb die Methanisierung praktisch nur bei sehr günstigen oder negativen Strompreisen rentabel ist. Im Szenariorahmen werden daher 1.500 Volllaststunden für Power-to-Methan Anlagen angesetzt.

Unter den gewählten Annahmen ergeben sich so die in Tabelle 10 dargestellten Leistungen und Stromverbräuche für Power-to-Gas:

Power-to-Gas	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Installierte Leistung [GW]				
Power-to-Wasserstoff	3,0	5,0	8,0	10,0
Power-to-Methan	0,5	0,5	0,5	0,5
Volllaststunden [h]				
Power-to-Wasserstoff	3.500	3.500	3.500	3.500
Power-to-Methan	1.500	1.500	1.500	1.500
Jahresverbrauch [TWh]				
Power-to-Wasserstoff	10,5	17,5	28,0	35,0
Power-to-Methan	0,75	0,75	0,75	0,75
Summe	11,25	18,25	35,75	35,75

Tabelle 10: Installierte Leistung, Volllaststunden und Stromverbrauch von Power-to-Gas Anlagen

Bei der Regionalisierung der Wasserstoffelektrolyseleistung gingen die Übertragungsnetzbetreiber bisher davon aus, dass sich Power-to-Wasserstoff Anlagen in der Nähe der industriellen Verbrauchszentren von Wasserstoff ansiedeln würden.

Diese soeben beschriebenen Grundsätze sind im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens von den Übertragungsnetzbetreibern modifiziert worden. Zwar wird in Szenarien A 2035 und B 2035 weiterhin die angenommene Elektrolyseleistung bedarfsorientiert an Industriestandorten mit hohem Wasserstoffbedarf verortet. In Szenario C 2035 werden aber 3,0 GW der angenommenen Elektrolyseleistung von den Übertragungsnetzbetreibern nicht nach dem Bedarf der Industrie verortet, sondern in nördlichen Regionen Deutschlands mit hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien und damit übertragungsnetzfreundlich regionalisiert.

Bei der Regionalisierung von Elektrolyseanlagen ist folgendes zu berücksichtigen: Einerseits werden bei der Wasserstoffelektrolyse Wasser und Strom in Wasserstoff (ca. 70 % der Energie), Sauerstoff und Wärme (ca. 30 % der Energie) umgewandelt. Wenn Elektrolyseanlagen in der Nähe von industriellen Verbrauchern angesiedelt werden, ist es möglich die bei der Elektrolyse entstehende Wärme und den Sauerstoff wieder dem Produktionsprozess zuzuführen. Hierdurch wird die Energieausbeute verbessert und damit der Wirkungsgrad erhöht. Dieser Faktor spielt vor allem in Süd- und Mitteldeutschland eine Rolle und wird in der bisherigen Regionalisierungsmethode der Übertragungsnetzbetreiber bereits vollumfänglich berücksichtigt. Im Sinne der energiewirtschaftlichen Effizienz und des Klimaschutzes ist dieser Ansatz zu begrüßen, selbst wenn er tendenziell ein höheres Maß an Netzausbau zur Folge haben könnte. Andererseits wird auch eine Speicherung des Wasserstoffs möglich und notwendig sein. Hierzu bieten sich insbesondere unterirdische Kavernen an, die für die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden können. Diese Kavernen sind in ausreichender Zahl (nur) in Norddeutschland vorhanden. Eine Regionalisierung in nördlichen Regionen Deutschlands trägt auch dem Umstand höherer Einspeisung von Erneuerbaren Energien (Wind Onshore/Offshore) Rechnung. Diese Aspekte für Norddeutschland spielen in dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber bisher eher eine untergeordnete Rolle.

Bei einer Regionalisierung nach dem Industrieaufkommen mit hohem Wasserstoffbedarf würde der Hauptteil der Elektrolyseleistung also in Süd- und Mitteldeutschland verortet. Eine Regionalisierung nach der Nähe zur den EE-Erzeugungsanlagen und dem Speicherpotenzial würde hingegen eine Verortung in Norddeutschland

bedingen. Im Sinne einer integrierten Netzplanung setzt eine solche nördliche stromseitige Allokation der Elektrolyseure allerdings eine funktionsfähige Wasserstofftransportinfrastruktur voraus, die eine Speicherung des Wasserstoffs im Norden und einen Transport zu den Verbrauchsschwerpunkten in Mittel- und Süddeutschland ermöglicht. Diese kann durch Umstellung von Teilen des Erdgasnetzes in Wasserstoffleitungen und/oder durch entsprechenden Neubau realisiert werden.

Eine Verortung der Wasserstoffelektrolyseleistung zu 2/3 im nördlichen Teil Deutschlands und zu 1/3 im südlichen Teil, kann insofern im Sinne einer integrierten Netzplanung zu vernünftigen Ergebnissen führen. Diese Methode hat den Vorteil, dass der im Norden verortete Teil aufgrund der Nähe zu den EE-Erzeugungsanlagen das Stromübertragungsnetz nicht übermäßig stark belastet, wodurch kein unnötig hoher Netzausbaubedarf forciert wird (sog. Netzorientierung). Der zwangsläufig aus dem geringeren Stromnetzausbau resultierende zusätzliche Wasserstoffnetzausbau könnte insbesondere im Nordwesten, Westen und Südwesten Deutschlands durch die Umstellung von Gas-Leitungen bewerkstelligt werden, die für die Erdgasversorgung nicht mehr benötigt werden. Hier deuten sich im Verhältnis zu einem Neubau relativ kostengünstige Weiternutzungsmöglichkeiten vorhandener Infrastrukturen an. Sollte hingegen hauptsächlich ein Neubau von Wasserstoffleitungen zur Befriedigung der industriellen Wasserstoffnachfrage in den industriellen Ballungszentren erforderlich werden, behält sich die Bundesnetzagentur eine Neuurteilung der Regionalisierungsannahmen vor. Denn in diesem Fall entfielen sowohl der angenommene Vorteil einzusparender Infrastrukturkosten als auch die vielerorts unterstellten Akzeptanzvorteile.

Für Power-to-Methan Anlagen wird die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Regionalisierung genehmigt. Diese sieht vor, dass Power-to-Methan Anlagen nach dem Aufkommen von Biogasanlagen, die als CO₂ Quelle dienen, zu verorten sind. Da diese überwiegend in der nördlichen Hälfte Deutschlands liegen, kommt es auch hier nicht zu einer übermäßigen Zusatzbelastung des Stromübertragungsnetzes.

3.6 Flexibilitätsoptionen und Speicher

Durch den zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien und ihrer volatilen Einspeisung ist eine Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zukünftig von großer Bedeutung. Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wird daher in allen Szenarien von einer deutlichen Steigerung der Flexibilisierung ausgegangen. Hierzu gehören beispielsweise eine Flexibilisierung der konventionellen Erzeugungsanlagen mit einer verstärkten Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung, der vermehrte Einsatz von Demand-Side-Management sowie ein intelligenter und flexibler Einsatz neuer Stromanwendungen, insbesondere der Power-to-X-Technologien. Eine weitere Herausforderung der Energiewende stellt die verlustarme Speicherung von Strom dar.

Neben der Verringerung des CO₂-Ausstoßes, eröffnet die Sektorenkopplung dem Stromsektor neue Flexibilitätsoptionen. Daher wird in den Szenarien nicht nur eine unterschiedlich starke Durchdringung einzelner Technologien unterstellt. Es wird auch die technische Innovation, unter dem Aspekt des Lastmanagements der neuen Stromanwendungen, differenziert. So macht es einen großen Unterschied für die Belastung der Stromnetze, ob ein Großteil der Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen wird oder ob es möglich ist, den Ladevorgang der Fahrzeuge auf mehrere Stunden zu verteilen und damit die Gleichzeitigkeit der Stromentnahme zu verringern. Auch Wärmepumpen können in einem gewissen Bereich mit Hilfe von Wärmespeichern den Strombedarf von der Wärmebereitstellung entkoppeln und einer starken momentanen Belastung des Netzes entgegenwirken.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, sämtliche ihnen zur Verfügung stehenden Potenziale der soeben genannten Flexibilitätsoptionen im Sinne eines minimalen Netzausbaubedarfs vollständig auszunutzen.

3.6.1 Klassische Stromanwendungen: DSM (Demand Side Management)

Beim DSM wird zwischen zwei Varianten unterschieden. Der Lastabschaltung und der Lastverlagerung. Bei der Lastabschaltung wird der Stromverbrauch reduziert und der Bezug nicht auf einen anderen Zeitpunkt verlagert. Es handelt sich hierbei nicht um einen Lastabwurf in einer Notsituation, sondern um ein vertraglich geregeltes Instrument zur Laststeuerung das sowohl zur Entlastung der Stromlieferanten als auch zur Entlastung des Netzes eingesetzt werden kann.

Bei der Lastverlagerung wird die Last hingegen auf einen anderen Zeitpunkt verschoben. Der Stromverbrauch bleibt gleich, die Lasten werden durch dieses Instrument geglättet. Auch hier kann die Flexibilität genutzt werden, um sich an die unterschiedliche Stromproduktion und das daraus resultierende unterschiedliche Preisniveau anzupassen oder um Netzkosten oder Netzentgelte einzusparen.

In beiden Fällen fallen die netzdienlichen und die marktgetriebenen Anlässe typischerweise zeitlich auseinander. Ökonomisch spricht vieles dafür, dass der marktliche Effekt der werthaltigere Ansatz ist.

In der Modellierung werden beide Varianten mit einem Preis (Euro/ MW je Stunde) versehen. Ist dieser Preis geringer als die Kosten der Stromproduktion für ein zusätzliches MW in dieser Stunde, wird das DSM angewendet.

Konkrete Zahlen zu Lastmanagement sind in nur wenigen Studien zu finden. Es wird zwar ein gewisses Potenzial im Haushaltsbereich genannt. Dieses Potenzial ist aber auf Grund erheblicher Eingriffe in die private Lebensführung (z.B. Wäsche waschen/trocknen in der Nacht, Verlagerung von elektronischen Freizeitaktivitäten in die Nacht) kaum zu heben. Daher besteht ein nahezu studienweiter Konsens, dass Lastmanagement primär im industriellen und teilweise auch im gewerblichen Bereich realisiert werden wird. In der DENA Leitstudie wird für Lastmanagement eine Bandbreite von 4,0 GW bis 6,7 GW angenommen. Im Rahmen der Konsultation wird von unterschiedlichen Stakeholdern gefordert, ein hohes Maß an Lastmanagement anzunehmen, weshalb der Szenariorahmen bei den Annahmen zu Lastmanagement weit gespreizt wird. Der Einsatz des Lastmanagements bei klassischen Stromanwendungen wird wie bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes über eine kostenminimierende Modellierung in der Marktsimulation abgebildet. Wichtige Größen für die Berechnung der Lastmanagementpotenziale klassischer Stromanwendungen sind dabei die zur Abschaltung verfügbare Leistung, die Kosten und die maximal abrufbare Energiemenge sowie, bei der Berechnung des Lastverschiebungspotenzials, die maximal mögliche Verschiebedauer.

Für die Marktmodellierung sind die Leistungen gemäß Tabelle 11 zu verwenden. Die angegebenen Werte stellen Maximalwerte dar, die bei der Modellierung höchstmöglich genutzt werden sollen.

Lastmanagement in Industrie und GHD	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Leistung	4,0 GW	5,0 GW	8,0 GW	7,0 GW

Tabelle 11: Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien

Die Energiemengen, die sich durch Lastabschaltung und Lastverschiebung ergeben, sind Ergebnis der Marktmodellierung.

3.6.2 Flexibilisierung von E-Mobilität

Für die E-Mobilität werden in den verschiedenen Szenarien zwischen 9 und 15 Mio. Fahrzeuge (ohne E-Schwerlast) angenommen. Grundlegend wird zwischen verteilnetzorientiertem, verschiebbarem Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz und nicht verschiebbarem Schnellladen im öffentlichen Raum unterschieden (entlang den Autobahnen). Das Schnellladen bietet kein Flexibilitätspotential, der Ladevorgang muss schnell gehen, da eine unmittelbare Weiterfahrt gewährleistet sein soll. Bei dem Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz ist das Fahrzeug hingegen mehrere Stunden an die Ladesäule angeschlossen und es gibt ein Potential den Ladevorgang über diesen Zeitraum zu verschieben. Eine solche Flexibilität erfordert neben der technischen Umsetzung einer entsprechenden Ladesäulen-Infrastruktur, die entsprechende Gestaltung der Rechtsprechung und gegebenenfalls wirtschaftliche Anreize. Mit steigender Sektorenkopplung und Netzorientierung steigt der Anteil der lastmanagementfähigen Fahrzeuge für das verschiebbare Laden. In Szenario A 2035 wird angenommen, dass 50 % der Fahrzeuge flexibel geladen werden können. In Szenario B 2035 sind es 75 % und in Szenario C 2035 gilt die Annahme, dass eine Infrastruktur vorhanden ist, die dies allen Fahrzeugen ermöglicht. Zudem wird in Szenario B 2040 angenommen, dass 90 % der Fahrzeuge flexibel geladen werden können.

3.6.3 Flexibilisierung von Wärmepumpen

Zur Abschätzung des Stromverbrauchs durch Haushaltswärmepumpen wird angenommen, dass durch Anreize bei Neubauten und bei Sanierungen je nach Szenario bis 2035 deutschlandweit 3 bis 7 Mio. Haushaltswärmepumpen installiert sind. Zudem wird in allen Szenarien eine verteilnetzorientiert nutzbare Sperrzeit von maximal 6 Stunden pro Tag unterstellt. Diese Sperrzeit ist heute schon gängige Praxis und wird für den Szenariorahmen 2021-2035 in allen Szenarien übernommen. Damit diese Flexibilität gewährleistet werden kann, muss die Heizleistung der Wärmepumpen auf Grund der Sperrzeiten erhöht und ein Speicher für Warmwasser installiert werden.

3.6.4 KWK-Flexibilisierung

KWK Anlagen werden durch den Einsatz von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln sowie Wärmespeichern flexibilisiert. Dies ermöglicht eine strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlage. Bei hohen Strompreisen, wird mit der KWK -Anlage Strom für den Markt und Wärme produziert. Bei niedrigen Strompreisen wird Strom aus dem Netz bezogen und die Großwärmepumpen (für niedriges bis mittleres Temperaturniveau) bzw. Elektrodenheizkessel für Lastspitzen oder Industrieprozesse (hohes Temperaturniveau) eingesetzt. Außerdem kann bei niedrigen Strompreisen der Wärmespeicher gefüllt werden.

3.6.5 Flexibilisierung von Biomasseanlagen

Es wird angenommen, dass mit steigender Biomasseleistung in den Szenarien die Volllaststunden der Biomasseanlagen in ähnlichem Maße sinken. Zwar gehört die Biomasse zu den wenigen Erzeugungsanlagen, die nahezu eine Bandlast produzieren, wie den aktuellen Marktdaten auf der Transparenzplattform SMARD täglich entnommen werden kann. Um die vermeintlichen Flexibilitätspotentiale der Biomasse als einzige nicht dargebotsabhängige Form der erneuerbaren Energieerzeugung zu nutzen, bedarf es aber massiver Änderungen des Förderungsregimes durch die Bundesregierung. Es muss daher unterstellt werden, dass die Biomasse in zukünftigen Entscheidungen der Bundesregierung zu weiterer Flexibilisierung gezwungen wird. Diese Annahme ist womöglich aus dem gegenwärtigen Stand des Gesetzgebungsverfahrens zur Novellierung des EEG

(EEG 2021) ableitbar, nach dem sich die zunehmende Flexibilisierung von Biomasseanlagen in verringerten Volllaststunden widerspiegelt.

In Szenario A 2035 werden 3.900 h, in Szenario B 2035 3.800 h und in Szenario C 2035 3.700 h Volllaststunden für Biomasseanlagen angenommen. Dies folgt der Überlegung, dass die nutzbare Biomasse durch Anbauflächen und Nutzungskonkurrenz begrenzt ist, weshalb von einer ähnlichen Stromerzeugung in allen Szenarien ausgegangen wird. Bei steigender Flexibilisierung wird jedoch je nach Szenario eine größere „Überbauung“ der Biomasseanlagen angenommen. Dabei wird der elektrische Teil der Biomasseanlage größer dimensioniert, während die Biomassezufuhr gleichbleibt. So kann die Biomasseanlage bei Preisspitzen eine höhere Leistung einspeisen und besser auf absehbare knappheitsbedingte Strompreisspitzen im Markt reagieren.

Es ist offenkundig, dass die mit der Flexibilisierung verbundene niedrigere Zahl der Volllaststunden einer der wesentlichen Gründe ist, warum die Anteile der erneuerbaren Erzeugung am Bruttostromverbrauch im vorliegenden Szenariorahmen deutlich hinter den von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen Anteilen zurückbleiben. Im Hinblick auf eine gesamtheitliche Betrachtung der Energiewende erscheint der Ansatz gleichwohl vertretbar. Die Bundesnetzagentur behält sich eine Korrektur der Annahmen vor für den Fall, dass die erforderliche deutliche Korrektur des Förderungsregimes für Biomasse ausbleibt oder sich in der Praxis als nicht wirksam erweist.

3.6.6 Speicher

Wie von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens beschrieben geht auch die Bundesnetzagentur davon aus, dass am Markt agierende Großbatteriespeicher zukünftig überwiegend am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden und sich dadurch der abzudeckende Regelleistungsbedarf reduziert. Die Bundesnetzagentur orientiert sich an ihrer letzten Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 und nimmt in allen Szenarien eine etwas höhere Kapazität von 3,4 GW an.

Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Verbreitung von dezentralen Speichern (z.B. Batteriespeicher im Hausbereich) im Wesentlichen von der Wirtschaftlichkeit durch einen gekoppelten Betrieb mit PV-Anlagen bei privaten Haushalten getrieben wird. Daher ist der Fokus auf die Nutzung dezentraler Speicher zur Maximierung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte gerichtet. In allen Szenarien wird angenommen, dass 20 % der installierten Leistung der PV-Gebäudeanlagen als installierte Leistung dezentraler PV-Batteriespeicher zur Verfügung steht. Es wird angenommen, dass das Einsatzverhalten der PV-Batteriespeicher jeweils den Strombezug der privaten Haushalte aus dem öffentlichen Netz minimiert. Zur Ermittlung der Leistung der PV-Aufdächanlagen wurde angenommen dass in Szenario A 2035 sich jeweils 50 % der PV-Leistung (vgl. Tabelle 12) auf PV-Freiflächen und PV-Aufdächanlagen verteilen. In Szenario B 2035 und B 2040 wird eine Verteilung von 60 % zu 40 % zu Gunsten der PV-Aufdächanlagen angenommen und in Szenario C 2035 werden 70 % der gesamten PV Leistung den PV-Aufdächanlagen und 30 % den Freiflächen zugeordnet. Diese pauschalen Annahmen berücksichtigen sowohl die Nachrüstung von alten PV-Anlagen als auch die zunehmende Installation von Speichern in Verbindung mit neu in Betrieb genommenen PV-Aufdächanlagen. Es gilt zu beachten, dass sich die Anteile der PV-Freiflächen und PV-Aufdächanlagen auf Grund der Regionalisierung der Übertragungsnetzbetreiber geringfügig ändern können.

Wie bereits im letzten Szenariorahmen 2019-2030 nimmt die Bundesnetzagentur zusätzlich zu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber eine Zwischenkategorie für gewerbliche Speicher zwischen 30 kW und 150 kW an. Ähnlich wie bei den Großspeichern verwendet die Bundesnetzagentur auch hier als Ausgangswert

den Wert aus dem Szenario B 2035 des letzten Szenariorahmens 2019–2030. Über die Szenarien verteilt wird für 2035 eine Kapazität von 280 MWh bis 700 MWh angenommen.

Batteriespeicher		Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kleiner 30 kW (private PV-Speicher)	Anzahl	1.574.286	2.019.429	2.402.000	2.132.571
	Kapazität	11,0 GWh (Ø 7,0 kWh)	14,1 GWh (Ø 7,0 kWh)	16,8 GWh (Ø 7,0 kWh)	14,9 (Ø 7,0 kWh)
	Leistung	11,0 GW (Ø 7,0 kW)	14,1 GW (Ø 7,0 kW)	16,8 GW (Ø 7,0 kW)	14,9 (Ø 7,0 kW)
30 bis 150 kW (gewerbliche Anwendungen)	Anzahl	4.000	9.000	10.000	11.000
	Kapazität	280 MWh (Ø 70 kWh)	630 MWh (Ø 70 kWh)	700 MWh (Ø 70 kWh)	770 MWh (Ø 70 kWh)
	Leistung	160 MW (Ø 40 kW)	360 MW (Ø 40 kW)	400 MW (Ø 40 kW)	440 MW (Ø 40 kW)
Ab 150 kW (Regelleistungsmarkt)	Anzahl	1.700	1.700	1.700	1.700
	Kapazität	8,5 GWh (Ø 5 MWh)	8,5 GWh (Ø 5 MWh)	8,5 GWh (Ø 5 MWh)	8,5 GWh (Ø 5 MWh)
	Leistung	3,4 GW (Ø 2 MW)	3,4 GW (Ø 2 MW)	3,4 GW (Ø 2 MW)	3,4 GW (Ø 2 MW)

Tabelle 12: Anzahl, Kapazität und Leistung von Batteriespeichern in den einzelnen Szenarien

4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung

4.1 Nettostromverbrauch

Die Bundesnetzagentur definiert den Nettostromverbrauch als die von den Verbrauchern in Deutschland genutzte elektrische Arbeit inklusive der durch den Transport bedingten Netzverluste im Verteilnetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisieren im Rahmen der Anhörung, dass die Bundesnetzagentur im Gegensatz zu ihnen in der Bilanz des Nettostromverbrauchs die Verteilnetzverluste mit dazuzähle, was im Allgemeinen nicht der Definition des Nettostromverbrauchs entspreche. Die Bundesnetzagentur ist sich bewusst, dass in der allgemeinen Definition des Nettostromverbrauchs die Verteilernetzverluste nicht inkludiert sind, sondern lediglich der Endverbrauch der Netzkunden. In der Genehmigung des Szenariorahmens führt die Bundesnetzagentur deshalb auch aus, dass der Nettostromverbrauch für die Übertragungsnetzberechnung anders zu definieren ist und daher von der allgemeingültigen Definition abweicht. Aus der Perspektive des Übertragungsnetzes verhalten sich die unterlagerten Verteilernetze wie ein Verbraucher, den es zu versorgen gilt. Dabei ist es nicht relevant, ob die Nachfrage von einem Endverbraucher oder durch die Verluste des Verteilernetzes erzeugt wird. Für die Übertragungsnetzberechnung müssen daher auch netzknottenscharf die Verteilernetzverluste berücksichtigt werden, weshalb die Verteilernetzverluste im Rahmen des Szenariorahmens in den Nettostromverbrauch inkludiert werden.

Nicht hinzugerechnet wird der Kraftwerkseigenverbrauch. Denn Kraftwerke zählen nicht zu den eigentlichen Nachfragern von Energie. Vielmehr wird in den Kraftwerken Energie eingesetzt, um elektrische Anlagen zu betreiben, was es erst ermöglicht, die eigentliche Nachfrage an Energie zu bedienen. Weiterhin ist die Höhe

des Kraftwerkseigenverbrauchs abhängig von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke. Diese ergeben sich jedoch erst im Rahmen der Marktsimulation.

Ähnlich verhält es sich mit den Pumpspeicherkraftwerken, deren Betrieb ebenfalls nicht zum Nettostromverbrauch hinzugerechnet wird. Pumpspeicherkraftwerke agieren auf dem Markt sowohl als Verbraucher (Pumpbetrieb) als auch als Erzeuger (Turbinenbetrieb). Auch die genauen Einsatzzeiten der Pumpspeicherkraftwerke ergeben sich erst im Rahmen der Marktsimulation.

Die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz werden bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs ebenfalls nicht berücksichtigt, da sie – anders als die Verluste im Verteilnetz – eine Folge des Energietransports über das Übertragungsnetz sind. Anders ausgedrückt ergeben sich die Verluste im Übertragungsnetz erst aus den im Anschluss an die Marktmodellierung folgenden Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Sie sind somit keine im Szenariorahmen genehmigte Eingangsgröße, sondern ein Ergebnis der Netzberechnungen auf Übertragungsnetzebene. Die Netzverluste im Übertragungsnetz bleiben bei der Bestimmung des Nettostromverbrauchs im Szenariorahmen außen vor und hängen vom Lastfluss der Netzberechnung in den einzelnen Szenarien ab.

Analog zum Vorgängerprozess des Szenariorahmens 2030-2035 ermittelt die Bundesnetzagentur den Referenzwert des Nettostromverbrauchs für das Jahr 2018 auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur. Derzeit liegt als aktuelle Datengrundlage der Monitoringbericht 2019 (Stand 13.01.2020) vor, in dem das Verbrauchsniveau des Jahres 2018 dargestellt wird.

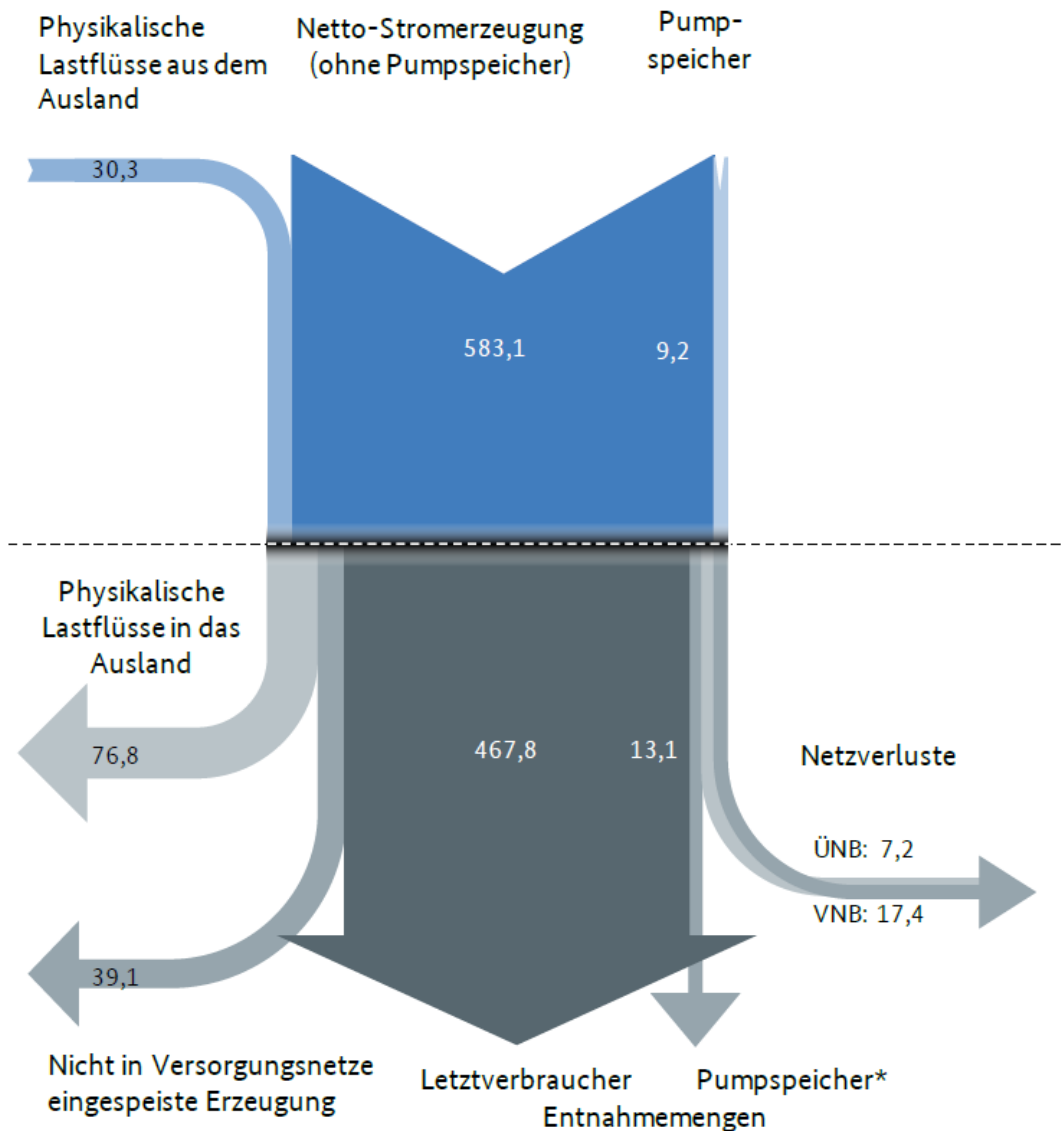
In dem Monitoringbericht 2019 wird für das Jahr 2018 ein Letztverbrauch von 467,8 TWh ausgewiesen. Diese Arbeitsentnahmemenge umfasst die Entnahmemenge aller privaten und industriellen Verbraucher, die aus Netzen der allgemeinen Versorgung bedient werden. Hinzuzurechnen ist die Energiemenge von 39,1 TWh, die in Netze eingespeist wird, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen ($506,9 \text{ TWh} = 467,8 \text{ TWh} + 39,1 \text{ TWh}$). Von diesem Wert muss für die folgende Berechnung des Nettostromverbrauchs noch der in 2018 anfallende Strombedarf der Sektorenkopplungstechnologien von 3,4 TWh abgezogen werden, damit es zu keiner bilanziellen Doppelzählung dieses Strombedarfs in den Zieljahren kommt. Bei diesem Wert des heutigen Bedarfs von 3,4 TWh handelt es sich um einen Schätzwert basierend auf öffentlich verfügbaren Quellen. Der Referenzwert des klassischen Nettostromverbrauchs in 2018 (ohne den Strombedarf von Technologien der Sektorenkopplung) ergibt sich so als Gesamtsumme von 503,5 TWh ($503,5 \text{ TWh} = 506,9 \text{ TWh} - 3,4 \text{ TWh}$).

Der für die Übertragungsnetzberechnung relevante Referenzwert des Nettostromverbrauchs inklusive der Verteilnetzverluste in 2018 ergibt sich wie folgt: Zum klassischen Nettostromverbrauch von 503,5 TWh werden die Verluste im Verteilnetz in 2018 von 17,4 TWh hinzugerechnet, da für die Übertragungsnetzberechnung die Verluste des Verteilernetzes wie ein normaler Verbraucher wirken und in der Stromübertragungsnetzberechnung berücksichtigt werden müssen. Der Referenzwert des Nettostromverbrauchs inklusive Verteilernetzverluste in 2018 ergibt sich so zu einer Gesamtsumme von 524,4 TWh ($524,4 \text{ TWh} = 507 \text{ TWh} + 17,4 \text{ TWh}$).

Abbildung 4 zeigt schematisch die Darstellung von Aufkommen und Verbrauch der elektrischen Energiemenge des Jahres 2018 (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2019 vom 13.01.2020, S. 35). Die dort auf der Verwendungsseite dargestellte Entnahmemenge von Pumpspeicherkraftwerken von 13,1 TWh und die Übertragungsnetzverluste von 7,2 TWh sind nicht zu berücksichtigen. Der Strombedarf der Technologien der Sektorenkopplung ist im Letztverbrauch enthalten und nicht im Detail ausgewiesen. Da es sich beim Nettostrom-

verbrauch um einen nationalen Wert handelt und dieser von der Verwendungsseite her ermittelt wird, bleiben auch die in der Abbildung dargestellten Im- und Exporte unberücksichtigt.

Elektrizität: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2018 in TWh



*Die Menge versteht sich hier als Entnahme der Pumpspeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der zum Pumpvorgang benötigt wurde.

Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2018

Für den Szenariorahmen 2021-2035 werden drei Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs angenommen. Diese unterscheiden sich in der Prognose einer unterschiedlich starken Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und Wärmesektor (sog. Sektorenkopplung), welche maßgeblich von den neuen Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-X) getrieben werden. Das Szenario B 2040 geht von denselben Rahmenbedingungen aus wie das Szenario B 2035, jedoch mit einer zeitlichen Fortschreibung von fünf Jahren. In allen Szenarien werden Effizienzsteigerungen angenommen. Die Steigerung der Energieeffizienz soll in erster Linie durch Fortschritte bei der Energieeinsparung sowie einer Erhöhung der Wirkungsgrade

bekannter Stromanwendungen erzielt werden. In der Energieeffizienzstrategie 2050 des Bundeswirtschaftsministeriums werden Maßnahmen vorgestellt, mit denen die Energieeffizienz verbessert werden soll. Es ist davon auszugehen, dass diese und noch folgende Maßnahmen zu einer Reduktion des Stromverbrauchs führen werden.

Laut den Energiedaten des Bundeswirtschaftsministeriums sind zwischen 2008 und 2018 insgesamt 2,3 % Effizienzgewinne beim Nettostromverbrauch erzielt worden. Sofern man von Ende 2018 (Referenzdatum für den Verbrauch) auf das Ende 2035 extrapoliert, ergeben sich für diese 17 Jahre 3,91 % Effizienzgewinne (0,23 % * 17 Jahre). Für die Annahmen in den Szenarien wird diese lineare Entwicklung aufgespreizt, um die Unsicherheit der zukünftigen Effizienzsteigerung abzubilden. In Szenario A 2035 werden 2,5 % Effizienzsteigerungen gegenüber 2018 angenommen, in Szenario B 2035 5,0 %, in Szenario C 2035 7,5 % und in Szenario B 2040 6,0 %.

Den Effizienzeinsparungen stehen mit der Sektorenkopplung einhergehende verbrauchsteigernde Effekte gegenüber. Zukünftig sollen bisher auf fossilen Brennstoffen basierende Anwendungen elektrifiziert werden, womit sich die genutzte elektrische Energie erhöhen wird. Im Folgenden werden die verbrauchsteigernden Treiber der Sektorenkopplung in vier Teilbereiche gegliedert, für die in jedem Szenario ein zusätzlicher elektrischer Energiebedarf angesetzt wird. Diese vier Teilbereiche sind: Elektromobilität (vgl. Kapitel II B 3.5.1), Wärmepumpen im Haushaltssektor (vgl. Kapitel II B 3.5.2), Power-to-Heat in Fern- und Prozesswärme (vgl. Kapitel II B 3.5.3) und Power-to-Gas (vgl. Kapitel II B 3.5.4).

Ausführliche Betrachtungen zu den vier beschriebenen Technologien der Sektorenkopplung, einschließlich der Herleitung des prognostizierten zusätzlichen elektrischen Energieverbrauchs, finden sich in den jeweiligen Kapiteln.

Die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert (z. B. Kaufprämie zur Förderung der Elektromobilität). Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen, vor allem bei Neubauten im Haushaltssektor, eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Auch ist davon auszugehen, dass in der Fern- und Prozesswärme zukünftig vermehrt Power-to-Heat Verfahren zur Wärmegewinnung genutzt werden. In diesem Zusammenhang werden bisher fossil betriebene KWK-fähige Kraftwerke durch eine Kombination von Großwärmepumpen mit modernen erdgasbefeuerte KWK-fähigen Anlagen sowie Wärmeeinspeisung durch Solar- und Geothermie und Biomasse ersetzt. Dabei wird unterstellt, dass zwar die elektrische Leistung der konventionellen KWK-fähigen Kraftwerke zukünftig auf Grund des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien nicht mehr vollständig benötigt wird, deren Wärmebedarf jedoch zum Großteil vorerst weiter bestehen bleiben wird. Dabei bieten moderne KWK-fähige Erdgasanlagen mit integrierten Power-to-Heat Technologien eine flexible Breitstellung von Wärme an. Großtechnische Wärmeprozesse werden zukünftig auch im Bereich der industriellen Prozesswärme elektrifiziert. Dabei ist ein Ersatz von bisher fossil betriebenen Heizwerken und Gaskesseln durch klassische Elektrodenheizkesseln und die Durchdringung des Marktes mit innovativen Technologien wie industriellen Großwärmepumpen zu erwarten. Letztere können z. B. dazu genutzt werden, um die im Produktionsprozess entstehende Abwärme unter Nutzung von elektrischer Energie wieder auf Prozesstemperatur „hochzupumpen“. Auch Power-to-Gas-Technologien werden in Zukunft auf dem Energiemarkt zu finden sein, wobei deren Verbreitung erheblich von den unterstellten Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und möglichen politischen Förderprogrammen abhängen wird.

Weiterhin wird erstmalig der Strombedarf neuer geplanter Stromgroßverbraucher berücksichtigt. Hierbei handelt es sich z.B. um konkret benannte Projekte aus Industrie und Gewerbe mit einer Anschlussleistung größer 5 MW, die in erster Linie der Dekarbonisierung und Digitalisierung dienen (z.B. Rechenzentren, Projekte zur CO₂-freien Stahlerzeugung oder zur strombasierten Wärmeerzeugung für chemische Prozesse). Diese Projekte wurden durch eine Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei ihren unterlagerten Verteilernetzbetreibern ermittelt. Die Projekte wurden von den Übertragungsnetzbetreibern validiert und in den Szenarien in Abhängigkeit der Datenlage mit einer unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt. In Szenario A 2035 bedingt dies einen zusätzlichen Stromverbrauch von 34,8 TWh, in Szenario B 2035 von 40,2 TWh und in Szenario C 2035 von 53,8 TWh. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur geprüft und als sachgerecht eingestuft und im weiteren bei der Ermittlung des Stromverbrauchs in den Zieljahren 2035/2040 berücksichtigt. In der Konsultation wurde vorgeschlagen, diese Bottom-up Methodik durch eine Top-Down Methodik zu ersetzen, um eine gleichmäßigere Verteilung des Stromverbrauchs über Deutschland zu erreichen, als es bei der Bottom-up Methodik der Fall ist. Die Bundesnetzagentur entscheidet sich jedenfalls im gegenwärtigen Szenariorahmen für die Berücksichtigung der konkret angemeldeten Projekte. Die vorliegenden Top-Down Ansätze sind methodisch mit derselben Unsicherheit behaftet wie eine Projektabfrage. Die Bundesnetzagentur sieht sowohl bei den Bottom-up- als auch bei den Top-Down Ansätzen noch Weiterentwicklungspotential. Sie sieht aber gegenwärtig keinen Anlass, den Kapazitätsbedarf der benannten Projekte durch eine bundesweite Vergleichsmäßigung zu nivellieren und damit den Netzausbau so zu dimensionieren, dass er womöglich konkrete Bedarfe bei der Sektorenkopplung nicht bedienen kann. Wenn sich in den künftigen Planungsprozessen für das Zieljahr 2035 neue Projekte ergeben, werden in der aktuellen Abfrage unterrepräsentierte Regionen wieder stärker berücksichtigt.

Aus Sicht mehrerer Konsultationsteilnehmer erscheint es sinnvoll, dass nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch die Bundesnetzagentur große neue Stromverbraucher direkt bei den Verteilernetzbetreibern abfragt, um eine höhere Rücklaufquote in diesem Bereich zu erhalten. Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung und beabsichtigt bei zukünftigen Verteilernetzbetreiberabfragen für den Szenariorahmen Strom einen Schwerpunkt auf diese Thematik zu legen.

Im Rahmen der Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber sieht TransnetBW Schwächen in der regionalen Verteilung der Großverbraucher - was auch wichtig für die integrierte Netzplanung mit den Verteilernetzbetreibern sei. So hätten zum Zeitpunkt der Abgabe des Entwurfs des Szenariorahmens nur punktuell hinreichend belastbare Informationen über Laststeigerungen vorgelegen. Es habe sich im Nachgang, in Konsultationsbeiträgen sowie Gesprächen mit Netzkunden ergeben, dass viele Kunden ihren Bedarf noch nicht in einem Anschlussbegehren konkretisieren können, sehr wohl aber davon ausgehen, dass sie in naher Zukunft einen deutlich höheren Bedarf haben werden. Es sei daher nach Einschätzung von TransnetBW zu erwarten, dass der Lastzuwachs durch die Großverbraucher regional deutlich stärker ausfallen wird - insbesondere auch im 110kV-Netz.

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Abfrage der regionalen Verteilung von Großverbrauchern wichtig für die Übertragungsnetzplanung und hier insbesondere für die Integration der Verteilernetzebene ist. Deshalb hat die Bundesnetzagentur die erstmalige Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Großverbraucher bei den Verteilernetzbetreibern auch begrüßt. Der gemeinsame Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber - auch von TransnetBW - hinsichtlich des Aufkommens und der regionalen Verteilung der Großverbraucher in den einzelnen Szenarien wurde von der Bundesnetzagentur geprüft, für sachgerecht erachtet und deshalb auch vollständig in der Genehmigung des Szenari-

orahmens übernommen. Die Bundesnetzagentur ist sich allerdings auch der Problematik bewusst, dass der Zwei-Jahres-Turnus der Übertragungsnetzplanung einen gewissen zeitlichen Verzug hinsichtlich der Berücksichtigung von Veränderungen in den Eingangsdaten, hier beim Aufkommen der Großverbraucher, mit sich bringt. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt im Zuge des nächsten Szenariorahmen eine eigene Abfrage der Verteilernetzbetreiber zum zukünftigen Aufkommen von Großverbrauchern durchzuführen und geht davon aus, dass sich die Sensibilität für die Wichtigkeit dieser Abfrage bei allen Verteilernetzbetreibern erhöht und so eine noch bessere Qualität und Vollständigkeit der Rückmeldungen erreicht wird.

Szenario A 2035 beschreibt eine vergleichsweise schwache Ausprägung der Sektorenkopplung. Sowohl die Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung als auch die technologische Innovation der Sektorenkopplung sind hier am geringsten ausgeprägt. Durch den Einsatz von etwa neun Million Elektrofahrzeugen und 70.000 elektrifizierten Sattelzügen entsteht ein Mehrverbrauch von 31,6 TWh. Auf den Bereich der Wärmepumpen im Haushaltssektor entfallen 9,6 TWh, die für den Einsatz von 3,0 Millionen Wärmepumpen benötigt werden. Für die Elektrifizierung in der Fern- und Prozesswärme wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 8,2 TWh angenommen. Die in Betrieb angenommenen Power-to-Gas Anwendungen führen zu einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie von 11,3 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario A 2035 durch die Sektorenkopplung und Industriemehrverbrauch zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 95,5 TWh.

In Szenario B 2035 kommt es zu einer stärkeren Sektorenkopplung als in Szenario A 2035. Es wird eine moderate Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung unterstellt. Durch den Einsatz von etwa 12,0 Million Elektrofahrzeugen und 80.000 elektrifizierten Sattelzügen entsteht ein Mehrverbrauch von 41,4 TWh. Auf den Bereich der Wärmepumpen im Haushaltssektor entfallen 16,0 TWh, die für den Einsatz von 5,0 Millionen Wärmepumpen benötigt werden. Für die Elektrifizierung in der Fern- und Prozesswärme wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 10,8 TWh angenommen. Die in Betrieb angenommenen Power-to-Gas Anwendungen führen zu einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie von 18,3 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario B 2035 durch die Sektorenkopplung und Industriemehrverbrauch zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 126,7 TWh.

Das Szenario C 2035 geht von der am stärksten ausgeprägten Sektorenkopplung aus. Sowohl die angenommene Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung als auch das Maß der technologischen Innovation befinden sich am oberen Rand der wahrscheinlichen Entwicklung. Durch den Einsatz von etwa 15,0 Million Elektrofahrzeugen und 100.000 elektrifizierten Sattelzügen entsteht ein Mehrverbrauch von 51,8 TWh. Auf den Bereich der Wärmepumpen im Haushaltssektor entfallen 22,4 TWh, die für den Einsatz von 7,0 Millionen Wärmepumpen benötigt werden. Für die Elektrifizierung in der Fern- und Prozesswärme wird in Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 12,9 TWh angenommen. Die in Betrieb angenommenen Power-to-Gas Anwendungen führen zu einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie von 28,8 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario C 2035 durch die Sektorenkopplung und Industriemehrverbrauch zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 169,7 TWh.

Im Langfristszenario B 2040 wird die Durchdringung des Energiemarktes mit Anwendungen der Sektorenkopplung und die technologische Entwicklung des Szenario B 2035 um fünf Jahre fortgeschrieben. Der Einsatz von 14,0 Millionen Elektroautos und 100.000 elektrifizierten Sattelzügen führt zu einem Mehrverbrauch von 49,3 TWh durch den Verkehrssektor. Der Einsatz von 6,5 Millionen Wärmepumpen im Haushaltssektor führt zu einem Stromverbrauch von 20,8 TWh. Für die Elektrifizierung in der Fern- und Prozesswärme wird in

Summe ein zusätzlicher Stromverbrauch von 11,6 TWh angenommen. Die in Betrieb angenommenen Power-to-Gas Anwendungen führen zu einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie von 35,8 TWh. Insgesamt kommt es in Szenario B 2040 durch die Sektorenkopplung und Industriemehrverbrauch zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 163,5 TWh.

Der Nettostromverbrauch inklusive der Verluste im Verteilernetz, der Sektorenkopplung, geplanter Stromgroßverbraucher und der Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen ergibt sich demnach wie folgt: Vom Referenzwert des Nettostromverbrauchs des Jahres 2018 (unter Berücksichtigung des Korrekturterms für Technologien der Sektorenkopplung) sind die für das jeweilige Szenario angenommenen Effizienzeinsparungen abzuziehen. Hinzuaddiert werden der zusätzliche Stromverbrauch durch die einzelnen Technologien der Sektorenkopplung sowie der zusätzliche Strombedarf geplanter Stromgroßverbraucher. Letztlich sind für die Ermittlung des Lastgangs des Übertragungsnetzes die Verteilernetzverluste zu addieren. Für Szenario A 2035 ergibt sich ein Nettostromverbrauch von 603,4 TWh, für Szenario B 2035 von 621,5 TWh, für Szenario C 2035 ein Nettostromverbrauch von 651,5 TWh und für Szenario B 2040 ein Nettostromverbrauch von 653,2 TWh. Die Zusammensetzung dieser Werte kann in Tabelle 13 nachvollzogen werden.

Energiemengen [TWh]	2018	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Nettostromverbrauch 2018 (abz. Korrekturterm Sektorenkopplung)	503,5	503,5	503,5	503,5	503,5
Effizienzsteigerung	-	13,0	26,0	39,1	31,3
Elektromobilität	0,3	31,6	41,4	51,8	49,3
Wärmepumpen (Haushalte)	2,5	9,6	16,0	22,4	20,8
PtH in Fern- und Prozesswärme	0,3	8,2	10,8	12,9	11,6
Power-to-Gas	0,3	11,3	18,3	28,8	35,8
Industriemehrverbrauch	-	34,8	40,2	53,8	46,1
Nettostromverbrauch	506,9	586,0	604,1	634,1	635,8
Verteilernetzverluste	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Nettostromverbrauch inkl. Sektorenkopplung, Effizienz und Verteilernetzverluste	524,3	603,4	621,5	651,5	653,2

Tabelle 13: Bestimmung des zukünftigen Nettostromverbrauchs

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Nettostromverbrauch in den einzelnen Szenarien:

- Erhöhung des Nettostromverbrauchs von 582,0 TWh auf 603,4 TWh in Szenario A 2035
- Erhöhung des Nettostromverbrauchs von 614,0 TWh auf 621,5 TWh in Szenario B 2035
- Senkung des Nettostromverbrauchs von 673,0 TWh auf 651,5 TWh in Szenario C 2035
- Erhöhung des Nettostromverbrauchs von 644,0 TWh auf 653,2 TWh in Szenario B 2040

Die Übertragungsnetzbetreiber beanstanden im Rahmen ihrer Anhörung, dass trotz der berücksichtigten Elektrifizierung der Nettostromverbrauch von der Bundesnetzagentur im Vergleich zum Vorschlag der Über-

tragungsnetzbetreiber gesenkt wurde. Außerdem sei die Spreizung des Nettostromverbrauchs zwischen den Szenarien reduziert worden. Dies hatten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der unterschiedlichen Pfade zur Dekarbonisierung anders bewertet.

Die Bundesnetzagentur merkt an, dass die Höhe Nettostromverbrauch insbesondere von den neuen Stromanwendungen im Rahmen der Sektorenkopplung beeinflusst wird und Ergebnis der Annahmen zum Aufkommen und der technischen Konfiguration dieser neuen Stromanwendungen ist. Die Annahmen zum Aufkommen der neuen Stromanwendungen in den einzelnen Szenarien erachtet die Bundesnetzagentur als ausreichend gespreizt und geht davon aus, dass mit den Annahmen eine wahrscheinliche Entwicklung der neuen Stromanwendungen abgedeckt wird. Das hierbei der resultierende Nettostromverbrauch im Vergleich zu den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber in deren Entwurf des Szenariorahmens geringer ausfällt und über die Szenarien weniger gespreizt ist, ist von der Bundesnetzagentur nicht intendiert, sondern Folge der Annahmen zu den neuen Stromanwendungen. Zur Abbildung einer wahrscheinlichen Entwicklung ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur weniger die Höhe und Spreizung des Nettostromverbrauchs, sondern vielmehr die Höhe und Spreizung des Aufkommens der neuen Stromanwendungen relevant.

4.2 Jahreshöchstlast

Aus der Aggregation aller sektoralen Stromnachfrageprofile ergibt sich je Szenario der zeitliche Verlauf der Gesamtstromnachfrage und die nationale Jahreshöchstlast, d. h. der maximal während eines Jahres auftretende Strombezug. Die in den Szenarien angenommenen Effizienzsteigerungen und Lastmanagementprozesse haben einen senkenden Einfluss auf die Jahreshöchstlast. Dagegen wirkt die angenommene Elektrifizierung, d. h. die zunehmende Nutzung von Strom als Ersatz für andere Energieträger, erhöhend auf die Jahreshöchstlast. Insbesondere Haushaltswärmepumpen, die vor allem in Kälteperioden mit ohnehin hoher Last einen erhöhten Strombedarf haben, haben tendenziell einen großen Einfluss auf die Jahreshöchstlast. Gleiches gilt für neue Stromgroßverbraucher wie Rechenzentren, die im Jahresverlauf einen konstant hohen Strombedarf aufweisen. Die Stromnachfrage der Elektromobilität beträgt vermutlich nur einen Bruchteil der aggregierten Leistung von Elektrofahrzeugen. Für großskalige Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen wird ein weitgehend strommarkorientierter Betrieb angenommen, der dazu führt, dass Knappheitssituationen durch diese Anlagen nicht weiter verschärft werden sollten. Insgesamt ist in allen Szenarien eine deutliche Steigerung der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten. Bereits im Netzentwicklungsplan 2019-2030 konnte eine signifikante Steigung der Spitzenlast auf bis zu 100 GW beobachtet werden. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend aufgrund der weiter voranschreitenden Sektorenkopplung bis 2035 verstärkt.

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 kann seitens der Bundesnetzagentur und Seitens der Übertragungsnetzbetreiber noch keine Aussage über die Höhe der Jahreshöchstlast gemacht werden, da sich diese erst nach der Modellierung des Einsatzverhaltens der Elektromobilität, der Wärmepumpen, der Power-to-Heat und Power-to-Gas Anlagen ergibt. Zwar liegt für das Szenario B 2035 des Netzentwicklungsplans 2019-2030 ein Wert für die Jahreshöchstlast vor, jedoch basiert dieser auf deutlich anderen Annahmen zum Stromverbrauch und zur Durchdringung des Marktes mit Technologien der Sektorenkopplung. Eine Anpassung der Jahreshöchstlast basierend auf der Veränderung des Stromverbrauchs ist auf Grund des situativ nur unzureichend bestimmbar Verhalten der neuen Stromanwendungen nicht sachgerecht. Auch ist es schwierig, eine Jahreshöchstlast abzuschätzen, ohne das marktgetriebene Verhalten der neuen Stromanwendungen zu simulieren. Die Übertragungsnetzbetreiber führen nach der Genehmigung des Szenariorahmens eine Stromverbrauchssimulation durch. Ausgehend vom Stromverbrauch des Referenzjahres 2018 wird für alle 8.760 Stunden des Zieljahrs der einzelnen Szenarien das Einsatzverhalten der neuen Stromanwendungen der Sektorenkopplung simuliert. Ergebnis ist ein stundenscharfes Stromverbrauchsprofil

für jedes Szenario. Hierbei kann aus der Stunde mit dem höchsten Stromverbrauch die Jahreshöchstlast ermittelt werden. Die Jahreshöchstlast ist also keine Eingangsgröße der Stromverbrauchssimulation, sondern ein Ergebnis derselben. Deshalb wird die Jahreshöchstlast den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen 2021-2035, ebenso wie im letzten Szenariorahmen 2019-2030, auch nicht als fester Wert vorgegeben.

Es ist im Weiteren davon auszugehen, dass die Verteilernetzbetreiber mit der zukünftig verstärkten Integration von neuen Stromanwendungen in ihre Stromnetze flexible Tarifkomponenten forcieren werden. Diese flexiblen Tarifkomponenten begünstigen ein Nutzungsverhalten, das netzverträglich ist oder bei dem Verteilernetzbetreiber Steuerungsbefugnisse zugestanden werden. Dies wird notwendig sein, um einem überdimensionierten Ausbau besonders auf Ebene der Verteilernetze entgegenzuwirken und den Anstieg der Jahreshöchstlast zu beschränken. Die Bundesnetzagentur legt daher zwar keinen festen Wert für die Jahreshöchstlast fest, jedoch haben die Übertragungsnetzbetreiber die Jahreshöchstlast für jedes Szenario basierend auf der Stromverbrauchssimulation zu ermitteln und die Ergebnisse im Entwurf des Netzentwicklungsplans darzustellen. Dabei haben sie alle zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen jenseits des Marktverhaltens im Sinne einer minimalen Jahreshöchstlast zu nutzen. Die eingesetzten Flexibilitätsoptionen sind neben dem Ergebnis der Jahreshöchstlast transparent im Entwurf des Netzentwicklungsplans darzustellen.

4.3 Erzeugung

4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2019

Die Referenzwerte für das Jahr 2019 sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung. Sie dienen lediglich als Ausgangswert zur Bestimmung der installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungsleistung in den Zieljahren 2035 und 2040. Im Gegensatz zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, indem die Werte für das Jahr 2018 (31.12.2018) als Referenz genutzt wurden, werden in der Genehmigung die Werte zum Jahr 2019 (31.12.2019) angegeben.

4.3.1.1 Regenerative Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmen Werte für 2018 (31.12.2018) [GW]	Genehmigung des Szenariorahmen Werte für 2019 (31.12.2019) [GW]
Wind Onshore	52,2	53,3
Wind Offshore	6,0	7,5
Photovoltaik	44,1	49,0
Biomasse	7,4	8,3
Wasserkraft	5,2	4,8
sonstige reg. Erzeugung	1,4	1,3

Tabelle 14: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2018/2019

Die in Tabelle 14 dargestellten Referenzwerte für regenerative Erzeugung ergeben sich aus verschiedenen Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur. Die Referenzwerte wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens im Hinblick auf alle Energieträger geändert. Die Referenzwerte für die Genehmigung können zum großen Teil erstmalig aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (MaStR) entnommen werden (Stand: 14.05.2020). Aus dem MaStR ergeben sich dabei die Referenzwerte für die Energieträger Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse.

Die Auswertungen der Wasserkraft und sonstiger regenerativer Erzeugung wird aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur entnommen. Unter Wasserkraft werden in der Genehmigung des Szenariorahmens Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke verstanden. Pumpspeicherkraftwerke (auch mit teilweise vorhandenem natürlichen Zufluss) werden mit ihrer gesamten Leistung in den Referenzwerten zur konventionellen Erzeugung bilanziert. Ebenfalls berücksichtigt werden Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, die die aus dem grenznahen Ausland überwiegend in das deutsche Netz einspeisen und sich in der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber befinden. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen hat sich diese Leistung durch geänderte Zuordnungen im Rahmen der Engpassbewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze geändert. Diese Änderung ergibt sich somit nicht durch eine Abschaltung von Wasserkraftwerken, sondern nur durch eine Änderung der Bilanzierung. Die Verringerung der Leistung im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich dadurch, dass die beiden Kraftwerke mit den BNA Nummern BNA0777 und BNA0974, die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber als Speicherwasserkraftwerke deklariert wurden, in der Genehmigung als Pumpspeicherkraftwerke aufgeführt werden.

Für die installierte sonstige regenerative Erzeugungsleistung beträgt der Referenzwert 1,3 GW. Davon umfasst sind Deponiegas-, Klärgas-, und Geothermiekraftwerke sowie hälftig Abfallkraftwerke. Zwar werden Abfallkraftwerke in der angehängten Kraftwerksliste mit ausschließlich konventionellen Kraftwerken geführt. Aufgrund der Annahme, dass 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Neben den Referenzwerten werden zur Bestimmung des zukünftigen Anlagenrückbaus auch historische Zubaudaten benötigt. Diese werden dabei aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, der Veröffentlichung EEG in Zahlen der Bundesnetzagentur sowie den „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) entnommen.

4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens Werte für 2018 (31.12.2018) [GW]	Genehmigung des Szenariorahmens Werte für 2019 (06.02.2020) [GW]
Kernenergie	9,5	8,1
Braunkohle	18,9	20,9
Steinkohle	21,8	22,6
Erdgas	25,4	30,0
Öl	2,6	4,4
Pumpspeicher	9,3	9,8
Sonstige konv. Erzeugung	4,2	4,3

Tabelle 15: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2018/2019

Die in der Tabelle 15 abgebildete konventionelle Erzeugungsleistung ergibt sich aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 21.11.2019. Für den Szenariorahmen relevante Aktualisierungen wurden bis zum 06.02.2020 berücksichtigt. Die Tabelle beinhaltet die Kraftwerksleistung der in Deutschland „in Betrieb“, „gesetzlich an Stilllegung gehinderten“ und „vorläufig stillgelegten“, „saisonal konservierte“ sowie z. B. in Reparatur befindlichen Kraftwerke. Auch die Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft werden in der Tabelle aufgeführt.

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber geändert. Die Abweichungen bei allen Energieträgern entstehen hauptsächlich aufgrund der Erfassungssystematik. Die Übertragungsnetzbetreiber erfassen lediglich Kraftwerke, die zum Stichtag am Strommarkt agierten. Die Bundesnetzagentur listet alle Kraftwerkskapazitäten auf, unabhängig davon ob die Kraftwerke zum Stichtag in das Stromnetz einspeisen. Dies gilt z.B. für Kraftwerke der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, der Netzreserve oder vorläufig stillgelegter Kraftwerke. Weitere kleinere Abweichungen ergeben sich bei der Zuordnung von Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern befeuert werden können. Hier gibt es teilweise abweichende Bilanzierungsmethoden. Ein weiterer Grund liegt in der Wahl des 06.02.2020 als Stichtag, im Gegensatz zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, in dem der 31.12.2018 als Stichtag gewählt wurde.

Die Abweichung bei der installierten Leistung von Atomkraftwerken hängt mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg am 31.12.2019 zusammen. Die Diskrepanz bei Braunkohlekraftwerken ist hauptsächlich auf die Bilanzierung von Braunkohlekraftwerken zurückzuführen, die sich in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft befinden. Diese werden bei der Bundesnetzagentur in der Tabelle erfasst, bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht. Die Diskrepanz bei Steinkohlekraftwerken, Ölkraftwerken und Erdgaskraftwerken ist darauf zurückzuführen, dass die Bundesnetzagentur auch vorläufig stillgelegte Kraftwerke und solche, die gesetzlich an der Stilllegung gehindert sind, in der Tabelle erfasst, die Übertragungsnetzbetreiber hingegen nicht. Die Abweichung bei Pumpspeicherkraftwerken liegt daran, dass die in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geführte Pumpspeicherkraftwerk mit der BNA-Nummer BNA0777 mit 247 MW und mit der BNA-Nummer BNA0974 mit 198 MW bei den Übertragungsnetzbetreibern als Speicherwasserkraftwerk deklariert werden.

Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten Kraftwerksliste geführt. Bilanzuell wird die Hälfte der Leistung sowie die Hälfte der erzeugten Energiemenge den Erneuerbaren Energien zugerechnet, da angenommen wird, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist. Aufgeführt wird die Leistung von Abfallkraftwerken unter „sonstige konventionelle Erzeugung“.

Mit Stand Februar 2020 nehmen nicht alle in Deutschland befindlichen Kraftwerke am Energy Only Markt teil. Von der konventionellen Erzeugungsleistung von insgesamt 100,98 GW, die in der Kraftwerksliste geführt werden, nehmen Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 89,26 GW am Energy Only Markt teil. Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 11,72 GW agieren derzeit nicht am Energy Only Markt. Zu den Kraftwerken außerhalb des Energy Only Markt gehören gesetzlich an der endgültigen Stilllegung gehinderte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,98 GW, vorläufig stillgelegte Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,04 GW und solche Kraftwerke die gesetzlich an der vorläufigen Stilllegung gehindert wurden mit einer Gesamtleistung von 2,97 GW. Weiterhin wurden bis Ende 2019 acht Braunkohleblöcke mit insgesamt 2,73 GW in die Sicherheitsbereitschaft überführt, die ebenfalls nicht mehr am Energy Only Markt agieren.

4.3.2 Must-Run Bedingungen und Flexibilisierungen der konventionellen Kraftwerke

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Belieferungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme beziehungsweise Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- und Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Belieferungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, haben die Übertragungsnetzbetreiber bestimmte Mindesteinsatzbedingungen von Kraftwerken (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese Mindesteinsatzbedin-

gungen (konventioneller Sockel) sind von den Mindesterzeugungsleistungen von Anlagen zu unterscheiden, die technisch bedingt sind und nicht unter einem bestimmten Anteil der Anlagennennleistung liegen können. Die Mindesteinsatzbedingungen (konventioneller Sockel) haben einen unmittelbaren Einfluss auf den simulierten Kraftwerkseinsatz. Dazu haben die Übertragungsnetzbetreiber die zu modellierenden Kraftwerksblöcke zunächst einer von fünf Kraftwerkskategorie zugeordnet.

In der ersten Kategorie „strommarktbasierter Erzeugungsanlagen“ sind Anlagen enthalten, welche in der Marktmodellierung in allen Szenarien rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Marktmodellierung vernachlässigt.

In der zweiten Kategorie „Kraft-Wärme-Kopplung“ sind Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung enthalten, welche neben der Stromerzeugung auch zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen. Hierbei findet im Modell eine Zuordnung der Anlagen zu Wärmeregionen statt. Jeder Wärmeregion wird dabei eine durch diese Anlagen zu deckende Wärmelastganglinie hinterlegt. Innerhalb dieser Kraftwerkskategorie wird ferner zwischen nicht-wärmegeführten und wärmegeführten Anlagen unterschieden. Nicht-wärmegeführte Anlagen werden strommarktgetrieben eingesetzt, eine Wärmeauskopplung findet im Rahmen der Restriktionen der strommarktbasierter Fahrweise statt. Wärmegeführte KWK-Anlagen reagieren in erster Linie temperaturgeführt auf den Bedarf ihrer Wärmeregion. Die Stromproduktion findet grundsätzlich im Rahmen der Restriktionen der wärmegeführten Produktion statt.

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel II B 3.5.3 wird jedoch davon ausgegangen, dass in Fernwärmenetzen neben KWK-Anlagen stets weitere Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen. Dies können beispielsweise Großwärmepumpen sowie mit Erdgas, Holzpellets oder Strom betriebene Heizkessel sein. Wärmespeicher (zum Teil auch zur langfristigen Speicherung) sorgen für eine hohe Flexibilität von Erneuerbaren Wärmeerzeugern. Insgesamt führt dieser Technologiemix dazu, dass sich der Betrieb von KWK-Anlagen in öffentlichen Fernwärmenetzen in allen Szenarien stark oder sogar vollständig am Strommarkt orientieren kann.

In der dritten Kategorie sind Erzeugungsanlagen enthalten, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Industrieunternehmen oder in deren Auftrag betrieben werden. Durch die lokale Eigenstromproduktion können Entgelte und Umlagen eingespart werden, was den Betrieb der Anlagen gegenüber Kraftwerken der öffentlichen Versorgung subventioniert und attraktiv macht. Darüber hinaus werden diese Anlagen häufig auch zur Bereitstellung von Wärme für industrielle Prozesse genutzt. Beides führt dazu, dass sich der Einsatz dieser Kraftwerke heute nur selten am Strommarkt orientiert. Aufgrund der oben beschriebenen Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Wärmeerzeugung sowie der zunehmenden Zahl an Stunden mit sehr geringen Strompreisen wird jedoch auch für Industriekraftwerke in allen Szenarien angenommen, dass sich deren Betriebsverhalten zum größten Teil am Strommarkt orientiert und sie zu Stunden negativer Strompreise nicht in das öffentliche Stromnetz einspeisen.

Die vierte Kategorie bilden Abfall- und Kuppelgaskraftwerke. Diese Kraftwerke verwerten Abfallprodukte, für welche keine andere Verwendung vorgesehen ist. In begrenztem Maße lassen sich Abfall und Kuppelgase jedoch lagern oder speichern, weswegen zwar in allen Szenarien ein kontinuierlicher Betrieb, darüber hinaus jedoch eine Flexibilität der Stromerzeugung unterstellt wird.

Die fünfte Kategorie bilden KWK-fähige Kleinkraftwerke < 10 MW. Für diese wird für alle Szenarien davon ausgegangen, dass nur ein Teil dieser Anlagen strommarktorientiert betrieben wird. Diese Anlagen werden

häufig zur Eigenstrom- und Wärmeversorgung eingesetzt und sind daher oft nicht darauf ausgelegt, überhaupt Preissignale zu empfangen.

4.3.3 Produktionskosten

Die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatskosten sind wichtige Informationen, die für eine transparente, nachvollziehbare und gut begründete Marktmodellierung unerlässlich sind. Die auf Basis des Szenariorahmens 2021-2035 erfolgende Marktmodellierung ist ihrerseits Basis des Transportbedarfs, den das Netz bewältigen können muss und auf den hin es geplant wird.

In den vergangenen Prozessen wurden die Brennstoffpreise auf Grundlage des World Energy Outlooks (WEO) der International Energy Agency (IEA) festgelegt. In diesem Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, anstelle des WEO die Daten aus dem Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zu nutzen. Der TYNDP findet bereits zur Bestimmung des ausländischen Kraftwerksparks im Szenariorahmen Verwendung. Diese Tatsache nutzen die Übertragungsnetzbetreiber auch zur Begründung dieser Änderung: Durch die Nutzung des TYNDP sowohl für die installierten Kapazitäten als auch die Brennstoffpreise ergäben sich insgesamt konsistentere Szenarien. Außerdem führen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass die CO₂-, Öl-, und Steinkohlepreise im TYNDP deutlich höher lägen als im WEO, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken durch die Nutzung der TYNDP-Daten sinkt, was insgesamt zu einer umweltverträglicheren und CO₂ mindernden Erzeugung führt. Die Bundesnetzagentur folgt dieser Argumentation ebenso wie die Mehrheit der sich dazu äussernden Konsultationsteilnehmer und sieht die Nutzung der Preisprognosen des TYNDP als sachgerecht an.

Die Preisprognosen zu den einzelnen TYNDP Szenarien unterscheiden sich dabei nur in der Höhe des CO₂-Preises. Die Preise für die Brennstoffe sind zwischen den Szenarien konstant. Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wurde vorgeschlagen, die Preisprognosen des Szenarios „National Trends“ als Grundlage des Netzentwicklungsplans zu nutzen. Auf die Auswahl des geeigneten europäischen Szenarios wird in Kapitel II B 6.2 detailliert eingegangen. An dieser Stelle kann vorweggenommen werden, dass für die Genehmigung das Szenario „Distributed Energy“ das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Szenario „National Trends“ ersetzt. Um die Konsistenz zu gewährleisten, werden daher auch die höheren CO₂-Preise dieses Szenarios bestätigt. Die TYNDP Szenarien werden unter anderem für die Zieljahre 2030 und 2040 erstellt. Das Jahr 2035 ist nicht Teil der Prognosen, weshalb Werte für dieses Jahr interpoliert werden müssen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene lineare Interpolation scheint geeignet einen Zielwert zu ermitteln. Die für die Marktmodellierung zu nutzenden Brennstoffpreise werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

		Szenario A 2035 Szenario B 2035 Szenario C 2035		
	Einheit	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2030	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2035 interpoliert:	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2040
CO ₂ -Zertifikatspreise	[€/t]	53,0	76,5	100,0
Rohöl	[€/MWh]	73,8	76,9	79,9
Erdgas	[€/MWh]	24,9	25,6	26,3
Steinkohle	[€/MWh]	15,5	20,2	24,9
Braunkohle	[€/MWh]	4,0	4,0	4,0
Kernenergie	[€/MWh]	1,7	1,7	1,7

Tabelle 16: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

4.3.4 Szenario A 2035

4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario A 2035 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2035 an den Vorgaben des Klimaschutzprogramms 2030 vom Oktober 2019, wobei der Zubau für fünf Jahre fortgeschrieben wird. Aufgrund eines geringer angenommenen Bruttostromverbrauchs verbunden mit einem geringeren Anteil der erneuerbaren Energien, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario A 2035 von allen Szenarien als am geringsten dar, kann dabei jedoch immer noch als ambitioniert bezeichnet werden.

Die in § 4 EEG 2017 beschriebenen Ausbaupfade werden dabei überschritten. Die Überschreitung der Ausbaupfade nach EEG 2017 ist erforderlich, um trotz steigendem Stromverbrauchs durch die Annahme einer Sektorenkopplung einen ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 81,5 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 53,3 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus in Höhe von 3,8 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Hierbei wird sowohl unterstellt, dass sich die vergleichsweise geringe Beteiligung an Ausschreibungen kurzfristig erhöht, als auch, dass die Ausschreibungsmenge insgesamt mittelfristig erhöht wird. Dazu muss die Politik zeitnah Maßnahmen ergreifen, um die Akzeptanzprobleme von Windenergieanlagen an Land zu verringern. Auch die Flächenverfügbarkeit und die Einschränkungen durch Abstandsregelungen o.ä. müssen sich unter der Annahme ambitionierter Zubaumengen verbessern. Durch den angenommenen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.4.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 1,8 GW.

Für Wind Offshore ist ein Wert von 28 GW anzunehmen.

Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien eine Entwicklung der installierten Leistung der voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von 10,8 GW im Jahr 2025 auf 20 GW im Jahr 2030. Dies unterstellt eine vollständige gesetzliche Implementierung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020. Würde wiederum ein solcher Ausbaupfad in der Zeit nach 2030 kontinuierlich fortgeschrieben, erreichte man einen theoretischen Ausbaubestand von 29,2 GW im Jahr 2035. Ob die noch nicht erschlossenen Gebiete in Nord- und Ostsee ein entsprechendes Potenzial tatsächlich aufweisen, muss im Rahmen der Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans bzw. einer Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ermittelt werden. Der Flächenentwicklungsplan 2019 stellt zwar informativ ein Langfristpotenzial von lediglich 26,2 GW dar, jedoch erscheint entsprechend der Konzeption der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ein höheres, langfristiges Potenzial denkbar.

Das Szenario A 2035 stellt jedoch gegenüber dem Szenario B2035 auf einen moderat langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie ab. Es wird insoweit ein um ein Jahr verlangsamter Ausbau in den Jahren 2031 bis 2035 gegenüber dem Szenario B 2035 unterstellt.

Die installierte Leistung in Höhe von 110,2 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 49,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 5,0 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Die Wichtigkeit der Photovoltaik nimmt dabei analog zu den Annahmen des Klimaschutzprogramm 2030 im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 zu. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen. Zur Erreichung dieser Ausbaumengen wird angenommen, dass der 52 GW-Deckel für Photovoltaikanlagen kurzfristig aufgehoben wird und somit keinen Einfluss auf den Ausbaupfad hat. Für das Zieljahr wird die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber übernommen, dass 50 % der Kapazität durch Freiflächenanlagen und 50 % durch Aufdachanlagen bereitgestellt wird. Wie in Kapitel II B 3.4.1.2 erläutert, werden in diesem Szenariorahmen ebenfalls Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher auf einen Nettozubau von 3,8 GW pro Jahr.

Die installierte Leistung in Höhe von 6,8 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 8,3 GW zuzüglich eines Nettorückbaus in Höhe von durchschnittlich 0,09 GW bis zum Jahr 2035. Dieser Nettorückbau, der trotz eines Bruttozubaues in Höhe von 0,29 GW entsteht, kann als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklungen verstanden werden. Die Annahmen des Klimaschutzprogramms 2030 werden dabei in diesem Szenario nicht erreicht. Dies folgt der Argumentation, dass die Biomasse in Zukunft weiterhin nur durch eine Förderung durch das EEG wirtschaftlich betrieben werden kann und eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Ausbaumengen in zukünftigen Novellierungen des EEG besteht. Der angenommene Bruttozubau liegt höher als im aktuellen EEG 2017 und erfordert daher eine Anpassung des Ausbaupfades. Durch hohe Rückbauzahlen aufgrund der in Kapitel II B 3.4.1.2 beschriebenen Lebensdauer von 20 Jahren wird der Bruttozubau überdies stark verringert.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 4,8 GW, zusätzlich eines angenommenen Zubaus durch Mo-

dernisierung und Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen in Höhe von 0,8 GW. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzaufgaben durch diese Modernisierung eingehalten werden können und die Leistung trotzdem weiter gesteigert werden kann. Weiterhin wird angenommen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 hat sich der Anteil dieser grenznahen Kraftwerke durch eine Neuordnung der Regelzonenzugehörigkeit verringert.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Leistung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige regenerative
Referenz 2019	53,3	7,5	49,0	8,3	4,8	1,3
Ø Bruttozubau p.a.	3,78	1,28	5,03	0,29	0,05	0,0
Ø Nettozubau p.a.	1,76	1,28	3,83	- 0,09	0,05	0,0
Nettozubau bis 2035	28,2	20,5	61,2	- 1,5	0,8	0,0
Bestand 2035	81,5	28,0	110,2	6,8	5,6	1,3

Tabelle 17: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2035

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen in Szenario A 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 84,0 GW auf 81,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wind Offshore von 27,1 GW auf 28,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 112,0 GW auf 110,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 5,6 GW auf 6,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,2 GW auf 5,6 GW

4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario A 2035 entsprechend Tabelle 18 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2035
Braunkohle	-
Steinkohle	-
Erdgas	45 Jahre
Erdgas-KWK	unbegrenzt
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Kuppelgas	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 18: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2035

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird keine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer festgelegt. Die Laufzeiten der Braun- und Steinkohlekraftwerke richten sich nach den Annahmen in Kapitel II B 3.4.2.2 basierend auf dem Entwurf des KVVG. Für Kraftwerke, die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden, wird ebenfalls eine Betriebsdauer von 45 Jahren unterstellt. KWK-fähige Erdgaskraftwerke werden mit einer unbegrenzten Betriebsdauer angenommen. Grund hierfür ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von regelbaren Kraftwerken aufgrund des erheblichen Rückbaus von Kern- und Kohlekraftwerken. Zusätzlich übernehmen KWK-fähige Erdgaskraftwerke eine Wärmeversorgungsaufgabe, die nach einem Rückbau alternativ gewährleistet werden müsste. Die Annahme eines Rückbaus und eines Ersatzes durch ein neues KWK-fähiges Erdkraftwerk mit kleinerer elektrischer Leistung (wie bei anderen Energieträgern durchgeführt vgl. Kapitel II B 3.4.3), ist unwahrscheinlich. Wahrscheinlicher ist es, dass die Bestandsanlage ertüchtigt wird und betriebsbereit bleibt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern, Kuppelgaskraftwerken und Abfallkraftwerken wird ebenfalls als unbegrenzt angenommen. Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist in Szenario A 2035 im Vergleich zu den anderen Szenarien am höchsten, was an der noch nicht vollständigen Beendigung der Kohleverstromung liegt. Obwohl einige Konsultationsteilnehmer forderten, dass alle Szenarien einen vollständigen Kohleausstieg voraussetzten sollten, befürwortete ein Großteil der Stellungnehmer die Berücksichtigung eines nicht vollständigen Kohleausstiegs in mindestens einem Szenario.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 19 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2035
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2020-2030
Mineralöl	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 19: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2035

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2020-2030 angenommen. In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden mit Antrag oder Zusage nach § 9 KraftNAV als Zubau angenommen. Für Abfallkraftwerke, Kuppelgaskraftwerke, Mineralölkraftwerke und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden alle in Planung befindlichen Kraftwerke als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 20. In der Kategorie „Sonstige“ werden Sonstige Energieträger, Kuppelgaskraftwerke sowie 50 % der Abfallkraftwerksleistung summiert. Die anderen 50 % werden der Erneuerbaren Erzeugung zugerechnet.

Entwicklung [GW]	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2018	8,1	20,9	22,6	30,0	4,4	9,8	4,3
+ In Bau	0,0	0,0	1,1	1,0	0,0	0,0	0,1
+ In Planung	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,4	0,2
+ KWK-Ersatzneubau	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0
+ KWK < 10 MW	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0
- rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2035	8,1	13,1	23,7	6,3	3,1	0,0	0,8
= Bestand 2035	0,0	7,8	0,0	38,1	1,3	10,2	3,8

Tabelle 20: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2035

Die Annahmen zu den installierten Kohlekraftwerkskapazitäten orientieren sich am Entwurf des KVBG, insbesondere an der Anlage 2. Die Annahmen zu Kohlekraftwerkskapazitäten dienen als Grundlage für die Stromnetzplanung. Es handelt sich um keine Vorwegnahme der Ergebnisse noch durchzuführender Ausschreibungen. Weiterhin sieht der Entwurf des KVBG zur Bestimmung des Ausstiegspfades weitere Berechnungen zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität vor. Eine exakte Abbildung des noch zu bestimmenden finalen Ausstiegspfades im Szenariorahmen ist daher zu diesem Zeitpunkt nicht möglich.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Braunkohle von 2,9 GW auf 7,8 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 3,2 GW auf 0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 33,8 GW auf 38,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,8 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,0 GW auf 3,8 GW

4.3.5 Szenario B 2035

4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B 2035 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in ihrer Gesamtsumme auch in Szenario B 2035 an den Vorgaben des Klimaschutzprogramms 2030 vom Oktober 2019, wobei der Zubau für fünf Jahre ambitioniert fortgeschrieben wird. Aufgrund eines angenommenen mittleren Bruttostromverbrauchs verbunden mit einem mittleren Anteil der erneuerbaren Energien, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario B 2035 als Mittelwert dar, kann aber trotzdem als ambitioniert bezeichnet werden.

Die in § 4 EEG 2017 beschriebenen Ausbaupfade werden dabei überschritten. Die Überschreitung der Ausbaupfade nach EEG 2017 ist erforderlich, um trotz des steigenden Stromverbrauchs durch die Annahme einer Sektorenkopplung einen ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 86,8 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 53,3 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus in Höhe von 4,1 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Hierbei wird sowohl unterstellt, dass sich die vergleichsweise geringe Beteiligung an Ausschreibungen kurzfristig erhöht, als auch, dass die Ausschreibungsmenge insgesamt mittelfristig erhöht wird. Dazu muss die Politik zeitnah Maßnahmen ergreifen, um die Akzeptanzprobleme von Windenergieanlagen an Land zu verringern. Auch die Flächenverfügbarkeit und die Einschränkungen durch Abstandsregelungen o.ä. müssen sich unter der Annahme ambitionierter Zubaumengen verbessern. Durch den angenommenen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.4.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 2,1 GW.

Für Wind Offshore ist ein Wert von 30 GW anzunehmen.

Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien eine Entwicklung der installierten Leistung der voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von 10,8 GW im Jahr 2025 auf 20 GW im Jahr 2030. Dies unterstellt eine vollständige gesetzliche Implementierung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020. Würde wiederum ein solcher Ausbaupfad in der Zeit nach 2030 kontinuierlich fortgeschrieben, erreichte man einen theoretischen Ausbaubestand von 29,2 GW im Jahr 2035. Da die Anbindungssysteme für die deutsche AWZ der Nordsee jedoch ab dem Jahr 2029 eine Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW aufweisen, scheint zur Vermeidung von Leerständen auf dem letzten Anbindungssystem ein Abstellen auf 30 GW sinnvoll. Dies entspräche auch einem Ausbau von einem Anbindungssystem pro Jahr in der deutsche AWZ der Nordsee.

Ob die noch nicht erschlossenen Gebiete in Nord- und Ostsee ein entsprechendes Potenzial tatsächlich aufweisen, muss im Rahmen der Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans bzw. einer Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ermittelt werden. Der Flächenentwicklungsplan 2019 stellt zwar informatorisch ein Langfristpotenzial von lediglich 26,2 GW dar, jedoch erscheint

entsprechend der Konzeption der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ein höheres, langfristiges Potenzial denkbar.

Die installierte Leistung in Höhe von 117,8 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 49,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 5,5 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Die Wichtigkeit der Photovoltaik nimmt dabei analog zu den Annahmen des Klimaschutzprogramm 2030 im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 zu. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen. Zur Erreichung dieser Ausbaumengen wird angenommen, dass der 52 GW-Deckel für Photovoltaikanlagen kurzfristig aufgehoben wird und keinen Einfluss auf den Ausbaupfad der Photovoltaik hat. Für das Zieljahr wird die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber übernommen, dass 40 % der Kapazität durch Freiflächenanlagen und 60 % durch Aufdachanlagen bereitgestellt wird. Im Vergleich zu Szenario A 2035 verschiebt sich das Verhältnis in Richtung Aufdachanlagen. Dies ist konsistent mit den weiteren Annahmen des Szenarios und erhöht ebenso die Leistung von PV-Batteriespeichern, welche anteilig zu Aufdachanlagen angenommen werden (siehe Kapitel II B 3.6.6). Wie in Kapitel II B 3.4.1.2 erläutert, werden in diesem Szenariorahmen ebenfalls Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher auf einen Nettozubau von 4,3 GW pro Jahr.

Die installierte Leistung in Höhe von 7,5 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 8,3 GW zuzüglich eines Nettorückbaus in Höhe von durchschnittlich 0,05 GW bis zum Jahr 2035. Dieser Nettorückbau, der trotz eines Bruttozubaues in Höhe von 0,34 GW entsteht, kann als mittlerer Wert in der Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen verstanden werden. Die Annahmen des Klimaschutzprogramms 2030 werden dabei in diesem Szenario nicht vollständig erreicht. Dies folgt der Argumentation, dass die Biomasse in Zukunft weiterhin nur durch eine Förderung durch das EEG wirtschaftlich betrieben werden kann und eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Ausbaumengen in zukünftigen Novellierungen des EEG besteht. Der angenommene Bruttozubau liegt höher als im aktuellen EEG 2017 und erfordert daher eine Anpassung des Ausbaupfades. Durch hohe Rückbauzahlen aufgrund der in Kapitel II B 3.4.1.2 beschriebenen Lebensdauer von 20 Jahren wird der Bruttozubau überdies stark verringert.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 4,8 GW, zusätzlich eines angenommenen Zubaus durch Modernisierung und Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen in Höhe von 0,8 GW. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzaufgaben durch diese Modernisierung eingehalten werden können und die Leistung trotzdem weiter gesteigert werden kann. Weiterhin wird angenommen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 hat sich der Anteil dieser grenznahen Kraftwerke durch eine Neuordnung der Regelzonenzugehörigkeit verringert.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird.

Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Leistung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige regenerative
Referenz 2019	53,3	7,5	49,0	8,3	4,8	1,3
Ø Bruttozubau p.a.	4,11	1,41	5,51	0,34	0,05	0,0
Ø Nettozubau p.a.	2,09	1,41	4,30	- 0,05	0,05	0,0
Nettozubau bis 2035	33,5	22,5	68,8	- 0,8	0,8	0,0
Bestand 2035	86,8	30,0	117,8	7,5	5,6	1,3

Tabelle 21: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen in Szenario B 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 90,0 GW auf 86,8 GW
- Keine Änderung der Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 119,0 GW auf 117,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 6,5 GW auf 7,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,2 GW auf 5,6 GW

4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario B 2035 entsprechend Tabelle 22 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2035
Braunkohle	-
Steinkohle	-
Erdgas	45 Jahre
Erdgas-KWK	unbegrenzt
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Kuppelgas	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 22: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird keine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer festgelegt. Die Laufzeiten der Braun- und Steinkohlekraftwerke richten sich nach den Annahmen in Kapitel II B 3.4.2.2 basierend auf dem Entwurf des KVBG. Für Kraftwerke, die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden, wird ebenfalls eine Betriebsdauer von 45 Jahren unterstellt. KWK-fähige Erdgaskraftwerke werden mit einer unbegrenzten Betriebsdauer angenommen. Als Begründung hierfür wird angeführt, dass sich die Wirtschaftlichkeit von regelbaren Kraftwerken aufgrund des erheblichen Rückbaus von Kern- und Kohlekraftwerken verbessern wird. Zusätzlich übernehmen KWK-fähige Erdgaskraftwerke eine Wärmeversorgungsaufgabe, die nach einem Rückbau alternativ gewährleistet werden müsste. Die Annahme eines Rückbaus und eines Ersatzes durch ein neues KWK-fähiges Erdkraftwerk mit kleinerer elektrischer Leistung (wie bei anderen Energieträgern durchgeführt vgl. Kapitel II B 3.4.3), ist unwahrscheinlich. Wahrscheinlicher ist es, dass die Bestandsanlage ertüchtigt wird und betriebsbereit bleibt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern, Kuppelgaskraftwerken und Abfallkraftwerken wird ebenfalls als unbegrenzt angenommen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 23 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2035
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2020-2030
Mineralöl	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 23: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2020-2030 angenommen. In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden mit Antrag oder Zusage nach § 9 KraftNAV als Zubau angenommen. Für Abfallkraftwerke, Kuppelgaskraftwerke, Mineralölkraftwerke und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden alle in Planung befindlichen Kraftwerke als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 24. In der Kategorie „Sonstige“ werden Sonstige Energieträger, Kuppelgaskraftwerke sowie 50 % der Abfallkraftwerksleistung summiert. Die anderen 50 % werden der Erneuerbaren Erzeugung zugerechnet.

Entwicklung [GW]	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2018	8,1	20,9	22,6	30,0	4,4	9,8	4,3
+ In Bau	0,0	0,0	1,1	1,0	0,0	0,0	0,1
+ In Planung	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,4	0,2
+ KWK-Ersatzneubau	0,0	0,0	0,0	8,7	0,0	0,0	0,0
+ KWK < 10 MW	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0
- rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2035	8,1	20,9	23,7	6,3	3,1	0,0	0,8
= Bestand 2035	0,0	0,0	0,0	42,4	1,3	10,2	3,8

Tabelle 24: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035

Die Annahmen zu den installierten Kohlekraftwerkskapazitäten setzen eine vollzogene Beendigung der Kohleverstromung bis 2035 voraus. Die Annahmen dienen als Grundlage für die Stromnetzplanung. Es handelt sich um keine Vorwegnahme noch durchzuführender Ausschreibungsergebnisse. Weiterhin sind zur Bestimmung des Ausstiegspfad weitere Berechnungen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität durchzuführen. Eine exakte Abbildung des noch zu bestimmenden finalen Ausstiegspfad im Szenariorahmen ist daher zu diesem Zeitpunkt nicht möglich.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 34,2 GW auf 42,4 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,8 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,0 GW auf 3,8 GW

4.3.6 Szenario C 2035

4.3.6.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario C 2035 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in ihrer Gesamtsumme auch in Szenario C 2035 an den Vorgaben des Klimaschutzprogramms 2030 vom Oktober 2019, wobei der Zubau für fünf Jahre stark ambitioniert fortgeschrieben wird. Aufgrund eines angenommenen hohen Bruttostromverbrauchs verbunden mit einem hohen Anteil der erneuerbaren Energien, stellt sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in Szenario C 2035 als Maximalwert dar, und kann dabei als sehr ambitioniert bezeichnet werden.

Die in § 4 EEG 2017 beschriebenen Ausbaupfade werden dabei überschritten. Die Überschreitung der Ausbaupfade nach EEG 2017 ist erforderlich, um trotz steigenden Stromverbrauchs durch die Annahme einer Sektorenkopplung einen ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien einzuhalten.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 90,9 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 53,3 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 4,4 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Hierbei wird sowohl unterstellt, dass sich die vergleichsweise geringe Beteiligung an Ausschreibungen kurzfristig erhöht, als auch, dass die Ausschreibungsmenge insgesamt mittelfristig stark erhöht wird. Dazu muss die Politik zeitnah Maßnahmen ergreifen, um die Akzeptanzprobleme von Windenergieanlagen an Land zu verringern. Auch die Flächenverfügbarkeit und die Einschränkungen durch Abstandsregelungen o.ä. müssen sich unter der Annahme sehr ambitionierter Zubaumengen verbessern. Durch den angenommenen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.4.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 2,4 GW.

Für Wind Offshore ist ein Wert von 32 GW installierter Leistung an Offshore-Windenergie aus der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer sowie 2 GW aus ausländischen Ausschließlichen Wirtschaftszonen anzunehmen.

Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien eine Entwicklung der installierten Leistung der voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von 10,8 GW im Jahr 2025 auf 20 GW im Jahr 2030. Dies unterstellt eine vollständige gesetzliche Implementierung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020. Würde wiederum ein solcher Ausbaupfad in der Zeit nach 2030 kontinuierlich fortgeschrieben, erreichte man einen theoretischen Ausbaubestand von 29,2 GW im Jahr 2035. Ob die noch nicht erschlossenen Gebiete in Nord- und Ostsee ein entsprechendes Potenzial tatsächlich aufweisen, muss im Rahmen der Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans bzw. einer Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ermittelt werden. Der Flächenentwicklungsplan 2019 stellt zwar informatorisch ein Langfristpotenzial von lediglich 26,2 GW dar, jedoch erscheint entsprechend der Konzeption der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ein höheres, langfristiges Potenzial unter bestimmten Annahmen denkbar.

Das Szenario C 2035 stellt jedoch gegenüber dem Szenario B2035 auf einen moderat schnelleren Ausbau der Offshore-Windenergie ab. Es wird insoweit ein um ein Jahr beschleunigter Ausbau in den Jahren 2031 bis 2035 gegenüber dem Szenario B 2035 unterstellt.

Außerdem wird unterstellt, dass zusätzlich ausländische Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von bis zu 2 GW in das deutsche Netz eingebunden werden. Dies setzt wiederum voraus, dass gesetzliche Regelungen implementiert werden, die eine ausreichende Investitionssicherheit für Offshore-Windparks schaffen. Durch die Annahme von 2 GW aus ausländischen Offshore-Windparks wird antizipiert, dass entsprechende gesetzliche Regelungen bis 2035 umgesetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Ihrer Anhörung vorgetragen, dass die derzeitige Definition eines Offshore-Hybrid-Interkonnektors für die Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht ausreiche, da ein gewisser Interpretationsspielraum bestehe. Es stelle sich u.a. die Frage in welchem Land die Offshore-Windparks aus ausländischen Ausschließlichen Wirtschaftszonen liegen sollen, auch da dies die zu verwendenden Windeinspeisezeitreihen bestimme.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann derzeit noch nicht auf bestimmte Vorhaben abgestellt werden. Insoweit bietet es sich jedoch an, für den Netzentwicklungsplan 2021-2035 zu unterstellen, dass die entsprechen-

den Offshore-Windparks in den unmittelbaren EU-Anrainerstaaten der Nordsee (Niederlande, Dänemark) errichtet werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 120,1 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 49,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 5,7 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2035 fortgeführt. Die Wichtigkeit der Photovoltaik nimmt dabei analog zu den Annahmen des Klimaschutzprogramm 2030 im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 zu. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen. Zur Erreichung dieser Ausbaumengen wird angenommen, dass der 52 GW-Deckel für Photovoltaikanlagen kurzfristig aufgehoben wird und keinen Einfluss auf den Ausbaupfad der Photovoltaik hat. Für das Zieljahr wird die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber übernommen, dass 30 % der Kapazität durch Freiflächenanlagen und 70 % durch Aufdachanlagen bereitgestellt wird. Im Vergleich zu Szenario B 2035 verschiebt sich das Verhältnis weiter in Richtung Aufdachanlagen. Dies ist konsistent mit den weiteren Annahmen des Szenarios und erhöht ebenso die Leistung von PV-Batteriespeichern, welche anteilig zu Aufdachanlagen angenommen werden (siehe Kapitel II B 3.6.6). Wie in Kapitel II B 3.4.1.2 erläutert, werden in diesem Szenariorahmen ebenfalls Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher auf einen Nettozubau von 4,4 GW pro Jahr.

Die installierte Leistung in Höhe von 8,7 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 8,3 GW zuzüglich eines Nettozubaues in Höhe von durchschnittlich 0,02 GW bis zum Jahr 2035. Dieser Nettozubau, der durch einen Bruttozubaues in Höhe von 0,41 GW entsteht, kann als in der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen als Maximalwert verstanden werden. Die Annahmen des Klimaschutzprogramms 2030 werden dabei in diesem Szenario geringfügig überschritten. Im Vergleich zu den Szenarien A 2035 und B 2035 wird in Szenario C 2035 angenommen, dass zukünftig ein ambitionierter Zubau der Biomasse gefördert wird. Der angenommene Bruttozubau liegt höher als im aktuellen EEG 2017 und erfordert daher eine Anpassung des Ausbaupfades. Durch hohe Rückbauzahlen aufgrund der in Kapitel II B 3.4.1.2 beschriebenen Lebensdauer von 20 Jahren wird der Bruttozubau überdies stark verringert.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 4,8 GW, zusätzlich eines angenommenen Zubaus durch Modernisierung und Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen in Höhe von 0,8 GW. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzaufgaben durch diese Modernisierung eingehalten werden können und die Leistung trotzdem weiter gesteigert werden kann. Weiterhin wird angenommen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 hat sich der Anteil dieser grenznahen Kraftwerke durch eine Neuordnung der Regelzonenzugehörigkeit verringert.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälft-

tig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten konventionellen Kraftwerksliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Leistung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige regenerative
Referenz 2019	53,3	7,5	49,0	8,3	4,8	1,3
Ø Bruttozubau p.a.	4,37	1,66	5,65	0,41	0,05	0,0
Ø Nettozubau p.a.	2,35	1,66	4,44	0,02	0,05	0,0
Nettozubau bis 2035	37,6	26,5	71,1	0,4	0,8	0,0
Bestand 2035	90,9	34,0	120,1	8,7	5,6	1,3

Tabelle 25: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2035

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen in Szenario C 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 98,0 GW auf 90,9 GW
- Senkung der installierten Leistung Wind Offshore von 35,0 GW auf 34,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 128,0 GW auf 120,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 8,4 GW auf 8,7 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,2 GW auf 5,6 GW

4.3.6.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario C 2035 entsprechend Tabelle 26 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2035
Braunkohle	-
Steinkohle	-
Erdgas	45 Jahre
Erdgas-KWK	unbegrenzt
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Kuppelgas	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 26: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2035

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird keine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer festgelegt. Die Laufzeiten der Braun- und Steinkohlekraftwerke richten sich nach den Annahmen in Kapitel II B 3.4.2.2 basierend auf dem Entwurf des KVBG. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird ebenfalls eine Betriebsdauer von 45 Jahren unterstellt. KWK-fähige Erdgaskraftwerke werden mit einer unbegrenzten Betriebsdauer angenommen. Als Begründung hierfür wird angeführt, dass sich die Wirtschaftlichkeit von regelbaren Kraftwerken aufgrund des erheblichen Rückbaus von Kern- und Kohlekraftwerken verbessern wird. Zusätzlich übernehmen KWK-fähige Erdgaskraftwerke eine Wärmeversorgungsaufgabe, die nach einem Rückbau alternativ gewährleistet werden müsste. Die Annahme eines Rückbaus und eines Ersatzes durch ein neues KWK-fähiges Erdkraftwerk mit kleinerer elektrischer Leistung (wie bei anderen Energieträgern durchgeführt vgl. Kapitel II B 3.4.3), ist unwahrscheinlich. Wahrscheinlicher ist es, dass die Bestandsanlage ertüchtigt wird und betriebsbereit bleibt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern Kuppelgaskraftwerken und Abfallkraftwerken wird ebenfalls als unbegrenzt angenommen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 27 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2035
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2020-2030
Mineralöl	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 27: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2035

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2020-2030 angenommen. In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden mit Antrag oder Zusage nach § 9 KraftNAV als Zubau angenommen. Für Abfallkraftwerke, Kuppelgaskraftwerke, Mineralölkraftwerke und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden alle in Planung befindlichen Kraftwerke als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 28. In der Kategorie „Sonstige“ werden Sonstige Energieträger, Kuppelgaskraftwerke sowie 50 % der Abfallkraftwerksleistung summiert. Die anderen 50 % werden der Erneuerbaren Erzeugung zugerechnet.

Entwicklung [GW]	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2018	8,1	20,9	22,6	30,0	4,4	9,8	4,3
+ In Bau	0,0	0,0	1,1	1,0	0,0	0,0	0,1
+ In Planung	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,4	0,2
+ KWK-Ersatzneubau	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	0,0	0,0
+ KWK < 10 MW	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0
- rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2035	8,1	20,9	23,7	6,3	3,1	0,0	0,8
= Bestand 2035	0,0	0,0	0,0	46,7	1,3	10,2	3,8

Tabelle 28: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2035

Die Annahmen zu den installierten Kohlekraftwerkskapazitäten setzen eine vollzogene Beendigung der Kohleverstromung bis 2035 voraus. Die Annahmen dienen als Grundlage für die Stromnetzplanung. Es handelt sich um keine Vorwegnahme noch durchzuführender Ausschreibungsergebnisse. Weiterhin sind zur Bestimmung des Ausstiegspfad weitere Berechnungen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität durchzuführen. Eine exakte Abbildung des noch zu bestimmenden finalen Ausstiegspfad im Szenariorahmen ist daher zu diesem Zeitpunkt nicht möglich.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 34,2 GW auf 46,7 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,8 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,0 GW auf 3,8 GW

4.3.7 Szenario B 2040

4.3.7.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B 2040 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Zubauten der regenerativen Erzeugung von der Bundesnetzagentur modifiziert genehmigt.

Die Annahmen zu installierten regenerativen Erzeugungsleistungen orientieren sich in Szenario B 2040 an dem Ausbaupfad des Szenarios B 2035, wobei die Annahmen zum Bruttozubau für weitere fünf Jahre fortgeschrieben werden. Durch den unterschiedlichen Rückbau in den Jahren kann sich der Nettozubau aber durchaus von den Annahmen des Szenario B 2035 unterscheiden.

Für Wind Onshore wird eine installierte Leistung in Höhe von 88,8 GW angenommen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 53,3 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaus in Höhe von 4,1 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorenkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird

dieser Ausbau zum Zieljahr 2040 fortgeführt. Hierbei wird sowohl unterstellt, dass sich die vergleichsweise geringe Beteiligung an Ausschreibungen kurzfristig erhöht, als auch, dass die Ausschreibungsmenge insgesamt mittelfristig stark erhöht wird. Dazu muss die Politik zeitnah Maßnahmen ergreifen, um die Akzeptanzprobleme von Windenergieanlagen an Land zu verringern. Auch die Flächenverfügbarkeit und die Einschränkungen durch Abstandsregelungen o.ä. müssen sich unter der Annahme sehr ambitionierter Zubaumengen verbessern. Durch den angenommenen Rückbau auf Grundlage der Weibull-Verteilung (siehe Kapitel II B 3.4.1.2) ergibt sich für die Prognose ein durchschnittlicher Nettozubau in Höhe von 1,7 GW.

Für Wind Offshore ist gemäß Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020 ein Wert von 40 GW für 2040 anzunehmen. Ausgangspunkt ist wie in allen Szenarien eine Entwicklung der installierten Leistung der voraussichtlich realisierten Windparkprojekte in Höhe von 10,8 GW im Jahr 2025 auf 20 GW im Jahr 2030. Dies unterstellt eine vollständige gesetzliche Implementierung des Kabinettsbeschlusses zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020. Würde wiederum ein solcher Ausbaupfad in der Zeit nach 2030 kontinuierlich fortgeschrieben, erreichte man einen theoretischen Ausbaubestand von 38,4 GW im Jahr 2040. Da die Anbindungssysteme für die deutsche AWZ der Nordsee jedoch ab dem Jahr 2029 eine Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW aufweisen, scheint zur Vermeidung von Leerständen auf dem letzten Anbindungssystem ein Abstellen auf 40 GW sinnvoll. Dies entspräche auch einem Ausbau von einem Anbindungssystem pro Jahr.

Ob die noch nicht erschlossenen Gebiete in Nord- und Ostsee ein entsprechendes Potenzial tatsächlich aufweisen, muss im Rahmen der Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans bzw. einer Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ermittelt werden. Der Flächenentwicklungsplan 2019 stellt zwar informatorisch ein Langfristpotenzial von lediglich 26,2 GW dar, jedoch erscheint entsprechend der Konzeption der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee ein höheres, langfristiges Potenzial denkbar.

Die installierte Leistung in Höhe von 125,8 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 49,0 GW zuzüglich eines durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaues in Höhe von 5,6 GW. Ein Zubau in dieser Höhe entsteht vor dem Hintergrund des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung und ist zur Erreichung des 65 % Ziels in 2030 bei dem angenommenen Niveau der Sektorkopplung notwendig. Gemäß der in Kapitel II B 3.4.1.1 beschriebenen Methodik wird dieser Ausbau zum Zieljahr 2040 fortgeführt. Die Wichtigkeit der Photovoltaik nimmt dabei analog zu den Annahmen des Klimaschutzprogramm 2030 im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 zu. Dieser Zubau beinhaltet die von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Sonderausschreibungen. Zur Erreichung dieser Ausbaumengen wird angenommen, dass der 52 GW-Deckel für Photovoltaikanlagen kurzfristig aufgehoben wird und keinen Einfluss auf den Ausbaupfad der Photovoltaik hat. Für das Zieljahr wird die Annahme der Übertragungsnetzbetreiber übernommen, dass 50 % der Kapazität durch Freiflächenanlagen und 50 % durch Aufdachanlagen bereitgestellt wird. Im Vergleich zu Szenario B 2035 verschiebt sich das Verhältnis geringfügig in Richtung Freiflächenanlagen. Wie in Kapitel II B 3.4.1.2 erläutert, werden in diesem Szenariorahmen ebenfalls Rückbauannahmen für PV-Anlagen getroffen. Der Bruttozubau verringert sich daher auf einen Nettozubau von 3,7 GW pro Jahr.

Die installierte Leistung in Höhe von 8,2 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 8,3 GW zuzüglich eines Nettorückbaus in Höhe von durchschnittlich 0,01 GW bis zum Jahr 2040. Dieser Nettorückbau, der trotz eines Bruttozubaues in Höhe von 0,36 GW entsteht, kann als in der Band-

breite wahrscheinlicher Entwicklungen als Maximalwert verstanden werden. Die Annahmen des Klimaschutzprogramms 2030 werden dabei in diesem Szenario nicht vollständig erreicht. Dies folgt der Argumentation, dass die Biomasse in Zukunft weiterhin nur durch eine Förderung durch das EEG wirtschaftlich betrieben werden kann und eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Ausbaumengen in zukünftigen Novellierungen des EEG besteht. Der angenommene Bruttozubau liegt höher als im aktuellen EEG 2017 und erfordert daher eine Anpassung des Ausbaupfades. Durch hohe Rückbauzahlen aufgrund der in Kapitel II B 3.4.1.2 beschriebenen Lebensdauer von 20 Jahren wird der Bruttozubau überdies stark verringert.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 5,6 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 4,8 GW, zusätzlich eines angenommenen Zubaus durch Modernisierung und Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen in Höhe von 0,8 GW. Es wird angenommen, dass gegebenenfalls verschärfte Umwelt- und Naturschutzaufgaben durch diese Modernisierung eingehalten werden können und die Leistung trotzdem weiter gesteigert werden kann. Weiterhin wird angenommen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Zusätzlich zu den geographisch in Deutschland installierten Leistungen werden Wasserkraftwerke einbezogen, die an der Grenze zu Deutschland stehen, in die Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und einen direkten Anschluss an das deutsche Stromnetz haben. Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 hat sich der Anteil dieser grenznahen Kraftwerke durch eine Neuordnung der Regelzonenzugehörigkeit verringert.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,3 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2019 in Höhe von 1,3 GW, wobei kein Zu- oder Rückbau bis 2030 angenommen wird. Unter sonstiger regenerativer Erzeugung wird die Leistung von Deponiegas-, Klärgas-, Geothermie- und hälftig von Abfallkraftwerken geführt. Abfallkraftwerke werden weiterhin mit ihrer kompletten Erzeugungsleistung in der angehängten konventionellen Kraftwerkliste geführt. Aufgrund der Annahme, dass ca. 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

Leistung [GW]	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige regenerative
Referenz 2019	53,3	7,5	49,0	8,3	4,8	1,3
Ø Bruttozubau p.a.	4,11	1,55	5,56	0,36	0,04	0,0
Ø Nettozubau p.a.	1,69	1,55	3,66	- 0,01	0,04	0,0
Nettozubau bis 2040	35,5	32,5	76,8	- 0,1	0,8	0,0
Bestand 2040	88,8	40,0	125,8	8,2	5,6	1,3

Tabelle 29: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2040

Zusammenfassend ergeben sich folgende Änderungen in Szenario B 2040 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 95,0 GW auf 88,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 138,0 GW auf 125,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 6,2 GW auf 8,2 GW

- Erhöhung der installierten Leistung Wasserkraft von 5,2 GW auf 5,6 GW

4.3.7.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario B 2040 entsprechend Tabelle 30 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2040
Braunkohle	-
Steinkohle	-
Erdgas	45 Jahre
Erdgas-KWK	unbegrenzt
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Kuppelgas	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

Tabelle 30: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2040

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird keine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer festgelegt, da die Beendigung der Kohleverstromung laut Entwurf des KVBG schon bis spätestens 2038 vollzogen sein soll. Für Kraftwerke die mit Erdgas, Mineralöl oder sonstigen Brennstoffen betrieben werden wird ebenfalls eine Betriebsdauer von 45 Jahren unterstellt. KWK-fähige Erdgaskraftwerke werden mit einer unbegrenzten Betriebsdauer angenommen. Als Begründung hierfür wird angeführt, dass sich die Wirtschaftlichkeit von regelbaren Kraftwerken aufgrund des erheblichen Rückbaus von Kern- und Kohlekraftwerken verbessern wird. Zusätzlich übernehmen KWK-fähige Erdgaskraftwerke eine Wärmeversorgungsaufgabe, die nach einem Rückbau alternativ gewährleistet werden müsste. Die Annahme eines Rückbaus und eines Ersatzes durch ein neues KWK-fähiges Erdkraftwerk mit kleinerer elektrischer Leistung (wie bei anderen Energieträgern durchgeführt vgl. Kapitel II B 3.4.3), ist unwahrscheinlich. Wahrscheinlicher ist es, dass die Bestandsanlage ertüchtigt wird und betriebsbereit bleibt. Die Betriebsdauer von Pumpspeichern Kuppelgaskraftwerken und Abfallkraftwerken wird ebenfalls als unbegrenzt angenommen.

Die Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken werden entsprechend Tabelle 31 angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B 2040
Braunkohle	Kein Zubau
Steinkohle	Kein Zubau
Erdgas	Entsprechend Szenariorahmen Gas 2020-2030
Mineralöl	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Pumpspeicher	Zubau wenn Antrag/Zusage nach § 9 KraftNAV vorhanden
Abfall	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke
Sonstige	Zubau aller in Planung befindlicher Kraftwerke

Tabelle 31: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2040

Für in Planung befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke wird kein Zubau angenommen. Es wird ein Zubau bei in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken gemäß Szenariorahmen Gas 2020-2030 angenommen. In Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerke werden mit Antrag oder Zusage nach § 9 KraftNAV als Zubau angenommen. Für Abfallkraftwerke, Kuppelgaskraftwerke, Mineralölkraftwerke und Kraftwerke der Kategorie „Sonstige“ werden alle in Planung befindlichen Kraftwerke als Zubau angenommen.

Unter Anwendung der in Kapitel II B 3.4.2 angenommenen Entwicklung der konventionellen Erzeugung und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der angehängten Kraftwerksliste Tabelle 32. In der Kategorie „Sonstige“ werden Sonstige Energieträger, Kuppelgaskraftwerke sowie 50 % der Abfallkraftwerksleistung summiert. Die anderen 50 % werden der Erneuerbaren Erzeugung zugerechnet.

Entwicklung [GW]	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige
Referenzwert 2018	8,1	20,9	22,6	30,0	4,4	9,8	4,3
+ In Bau	0,0	0,0	1,1	1,0	0,0	0,0	0,1
+ In Planung	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,4	0,2
+ KWK-Ersatzneubau	0,0	0,0	0,0	8,7	0,0	0,0	0,0
+ KWK < 10 MW	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0
- rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2040	8,1	20,9	23,7	6,5	3,3	0,0	0,9
= Bestand 2040	0,0	0,0	0,0	42,4	1,1	10,2	3,7

Tabelle 32: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2040

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2040 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 34,2 GW auf 42,4 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 9,8 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konventionelle Erzeugung von 4,0 GW auf 3,7 GW

5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Sämtliche genehmigten Szenarien erfüllen – soweit eine Aussage hierzu methodisch bereits möglich ist – zum größten Teil die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.

Folgende energiepolitische Ziele werden im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 berücksichtigt:

- Reduktion der Gesamtemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 55 % und Reduktion des Sektors Energiewirtschaft bis 2030 auf 175 Mio. t CO₂ (entspricht einer Reduzierung um 62 % bis 2030 gegenüber 1990) und eine Reduktion des Sektors Industrie bis 2030 auf 140 Mio. t CO₂ (entspricht einer Reduzierung um 51 % bis 2030 gegenüber 1990) nach Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis 2030 nach Klimaschutzprogramm 2030
- Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038, wenn möglich jedoch bereits bis 2035 nach dem Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019 und dem Kabinettsbeschluss des Entwurfs des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) vom 29.01.2020
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 50 % nach der Energieeffizienzstrategie 2050 der Bundesregierung
- Steigerung der Offshore-Windleistung auf 20 GW im Jahr 2030 und 40 GW im Jahr 2040 gemäß Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020
- Erhöhung der Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh bis 2025 nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022 nach Atomgesetz (AtG)

Ohne die Ergebnisse der Marktsimulation und der Netzberechnung zu kennen, die auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 beruhen, kann aber nur eine erste Einschätzung getroffen werden, ob die Szenarien die angeführten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreichen.

5.1 Einhaltung der CO₂-Ziele

Auf Grund der CO₂-Emissionsobergrenze, die von der Bundesnetzagentur in allen Szenarien als unbedingt einzuhaltende Nebenbestimmung vorgegeben wird, ist sicher davon auszugehen, dass alle Szenarien die Emissionsobergrenzen einhalten werden. Die Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze soll dabei notfalls durch die Erhöhung des nationalen CO₂-Preis bzw. in Szenario B 2040 durch die Reduzierung der Emissionsfaktoren von Erdgas sichergestellt werden. Die Ermittlung der Obergrenze wird in Kapitel II B 3.3.1 detailliert beschrieben.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden im Fall der Notwendigkeit einer verpflichtenden Nebenbestimmung dazu aufgefordert, die Emissionen vor einem solchen Eingriff in die Marktmodellierung und die zur Einhaltung notwendige Erhöhung des nationalen CO₂-Preises bzw. die notwendige Reduzierung der Emissionsfaktoren transparent im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 darzulegen.

5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch

5.2.1 Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien

Der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch liegt in den Szenarien mit Zieljahr 2035 zwischen 70,4 % und 74,1 % und im Zieljahr 2040 bei 77,3 %.

Die grundsätzliche Herangehensweise zur Herleitung dieses Wertes ist in Kapitel II B 3.4.1.1 detailliert dargestellt. Die Prognose des Bruttostromverbrauchs ist dabei lediglich als Basis für die Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien ausschlaggebend und nicht mit dem ermittelten Bruttostromverbrauch zu verwechseln, welcher sich letztlich erst verlässlich nach der Marktsimulation und der Netzberechnung ergibt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass einzelne Komponenten des Bruttostromverbrauchs erst das Ergebnis der Marktsimulation und der Netzberechnung sind und folglich zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 noch nicht bekannt sind. Wie in Kapitel II B 4.1 dargestellt, sind z. B. die Übertragungsnetzverluste als Folge des Energietransports das Ergebnis der Netzberechnung und können folglich in der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 nur abgeschätzt werden. Ähnlich verhält es sich mit der von Pumpspeicherkraftwerken genutzten Energie und dem Kraftwerkseigenverbrauch, die sich erst nach der Simulation des Kraftwerkeinsatzes in der Marktmodellierung ergeben.

Zur Abschätzung des Referenzwertes des Bruttostromverbrauchs in 2018 bezieht sich die Bundesnetzagentur auf die Daten des Monitoringberichts 2019 der Bundesnetzagentur. Für die Angaben zum Kraftwerkseigenverbrauch wurden eigene Berechnungen auf Grundlage des Monitoringberichts 2019 erstellt. Tabelle 33 zeigt, wie sich der Referenzwert des Bruttostromverbrauchs näherungsweise bestimmen lässt.

Verbrauchstyp	Energieverbrauch [TWh]
Nettostromverbrauch 2018	524,3
+ Übertragungsnetzverluste	7,2
+ Pumpspeicherentnahme	13,1
+ Kraftwerkseigenverbrauch	29,7
= Bruttostromverbrauch 2018	570,9

Tabelle 33: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2018

Ausgangsgröße zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in 2018 ist der in Kapitel II B 4.1 berechnete Nettostromverbrauch von 524,3 TWh in 2018. Hinzu kommen Energieverluste des Übertragungsnetzes von 7,2 TWh und die Energiemenge von 13,1 TWh zum Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Ferner ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 29,7 TWh zu berücksichtigen. Aufsummiert ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 570,9 TWh für das Jahr 2018.

Die Prognose des Bruttostromverbrauchs für die einzelnen Szenarien erfolgt methodisch analog zur Ermittlung des Referenzwertes, jedoch werden für die Übertragungsnetzverluste, die Pumpspeicherarbeit und den Kraftwerkseigenverbrauch andere Datengrundlagen genutzt. Die dem Netz für Pumpspeicherkraftwerke entnommene Energie und der Kraftwerkseigenverbrauch sind Ergebnisse der Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2021-2035, welche zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens jedoch nicht vorliegen. Die Verluste im Übertragungsnetz sind Ergebnis der Netzberechnung im Rahmen des Netzentwicklungsplan 2021-2035, die wiederum auf der Marktmodellierung aufsetzt und daher zum Zeitpunkt der Genehmi-

gung des Szenariorahmens ebenfalls nicht vorliegen. Daher wird die zum Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken benötigte Energie den Ergebnissen der Marktsimulation aus dem zweiten Entwurf des letzten Netzentwicklungsplans 2019-2030 für das Langfristszenario B 2035 entnommen. Auch für die Verluste im Übertragungsnetz werden die Ergebnisse der Netzberechnung aus dem letzten Netzentwicklungsplan 2019-2030 genutzt (basierend auf Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber, die im Entwurf des Szenariorahmens dargestellt sind). Bei der Nutzung der Daten aus vergangenen Netzentwicklungsplänen wird davon ausgegangen, dass die Werte der Pumpspeicherarbeit und der Übertragungsnetzverluste voraussichtlich näher an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 liegen, als die historischen Werte aus dem Monitoringbericht für das Jahr 2019.

Durch den Wegfall eines Großteils der Erzeugung aus Kohlekraftwerken in Szenario A 2035 und den Kohleausstieg in den Szenarien B 2035/2040 und C 2035 scheinen für die Schätzung des Kraftwerkseigenverbrauchs weder historische Daten noch die Daten aus vergangenen Netzentwicklungsprozessen geeignet. Der Kraftwerkseigenverbrauch von Kohlekraftwerken liegt mit Werten zwischen 5 % bis 10 % weit über dem Wert für Gaskraftwerke mit ca. 1 %. Für die Szenarien B 2035/2040 und C 2040 wurde daher unter Berücksichtigung des Kraftwerksparks in den Szenarien ein Kraftwerkseigenverbrauch von 2,0 TWh festgelegt was einer Eigenverbrauchsquote von ca. 1-2 % entspricht. Dieser Wert wurde für das Szenario A 2035 moderat auf 3,0 TWh erhöht, da der Kohleausstieg in diesem Szenario noch nicht vollständig vollzogen ist.

Grundsätzlich gilt, dass die soeben beschriebenen Annahmen zur Bestimmung eines Bruttostromverbrauchs in den Szenarien nur eine Hilfsgröße darstellen. Der Bruttostromverbrauch dient im Szenariorahmen nur dazu, den Anteil der erneuerbaren Energien und somit die Kompatibilität mit den Zielen der Bundesregierung zu ermitteln. Er ist nicht Teil der Genehmigung und wird den Übertragungsnetzbetreiber nicht als Eingangsgröße vorgegeben. Vielmehr ergibt sich der Bruttostromverbrauch als modellendogene Ausgangsgröße der Markt- und Netzmodellierung. Die soeben beschriebenen und in nachfolgender Tabelle 34 dargestellten Werte können somit von Werten im Netzentwicklungsplan abweichen. Die Ausgangswerte des Nettostromverbrauchs werden in Kapitel II B 4.1 detailliert beschrieben.

Stromverbrauch [TWh]	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Nettostromverbrauch	603,4	621,5	651,5	653,2
+ Übertragungsnetzverluste	20,3	20,3	20,3	20,3
+ Pumpspeicherentnahme	13,1	13,1	13,1	13,1
+ Kraftwerkseigenverbrauch	3,0	2,0	2,0	2,0
= Bruttostromverbrauch	639,8	656,9	686,9	688,6

Tabelle 34: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien

5.2.2 Volllaststunden der regenerativen Erzeuger

Für die Prognose der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich in allen Szenarien die nachfolgenden Volllastbetriebsstunden zu Grunde gelegt:

Energieträger	Volllaststunden [h/a]
Windenergie Onshore	2.300
Windenergie Offshore	4.000
Photovoltaik	950
Biomasse in Szenario A 2035	3.900
Biomasse in Szenario B 2035/2040	3.800
Biomasse in Szenario C 2035	3.700
Laufwasser	4.400
Abfallkraftwerke (biogener Anteil)	6.000
Sonstige regenerative Erzeugung	4.000

Tabelle 35: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Energien

Auch an dieser Stelle muss erneut darauf hingewiesen werden, dass die in Tabelle 35 dargestellten Volllaststunden nur ein Hilfskonstrukt zur Bestimmung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch darstellen. In den anschließenden Modellierungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird der tatsächliche Einsatz anhand einer standortscharfen Regionalisierung der Energieträger und eines Wetterjahres in stündlicher Auflösung bestimmt. Durch die Pauschalität der Annahmen erscheint es auch nicht angebracht, bereits jetzt eine Aufteilung der Volllaststunden in Regionen vorzunehmen, wie in einigen Konsultationsbeiträgen gefordert.

Im Vergleich zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 wird auf eine zusätzliche Aufteilung der Volllaststunden je nach Inbetriebnahmejahr der Einheit verzichtet. Durch das fortschreitende Zieljahr 2035/2040 werden viele ältere Anlagen mit geringeren Volllaststunden nicht mehr in Betrieb sein weshalb eine weitere Aufteilung nicht nötig erscheint.

Für Windenergie Onshore wurden die Annahmen im Vergleich zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber verringert und auf dem Niveau des Szenariorahmens 2019-2030 belassen. Dies folgt der Argumentation, dass neue und modernere (Schwachwind-)Anlagen zwar höhere Volllaststunden erzeugen können, dass Potential aber durch die verstärkte Nutzung nicht idealer Flächen begrenzt ist. Auch im Lichte der aktuellen Diskussion über Abstandsregeln und die Akzeptanzprobleme von Windenergieanlagen in der Bevölkerung ist es denkbar, dass die Nabenhöhen nicht immer einem technischen Ideal folgen, sondern anderweitig begrenzt werden. Die Bundesnetzagentur sieht die Gefahr, dass die Volllaststunden dabei zu hoch eingeschätzt werden.

Die Reduzierung der Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen wird aus dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Die Kombination aus aktuell beobachteten geringeren Werten und der Annahme eines technischen Fortschritts scheinen der Bundesnetzagentur schlüssig.

Für Wasserkraft wird die Volllaststundenanzahl auf 4.400 erhöht. Diese Änderung wird aus zwei Gründen vorgenommen. Zum einen ist der Referenzwert für Wasserkraft im Szenariorahmen durch eine Änderung der Zuordnung von Speicherwasserkraftwerken verringert. Diese nicht mehr Deutschland zugeordneten Speicherwasserkraftwerke haben tendenziell geringere Volllaststunden als Laufwasserkraftwerke. Zum anderen wird in den Szenarien von einer Modernisierung und Effizienzsteigerung der Wasserkraftanlagen ausgegangen. Diese Effizienzsteigerung spiegelt sich ebenfalls in den erhöhten Volllaststunden wieder.

Die Volllaststunden der Biomasse wurden durch eine angenommene Flexibilisierung reduziert. Auf diese Änderung wird in Kapitel II B 3.6.5 genauer eingegangen.

5.2.3 Ermittlung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch

Unter Berücksichtigung des in den Kapiteln II B 4.3.4.1, II B 4.3.5.1, II B 4.3.6.1 und II B 4.3.7.1 dargestellten Erneuerbaren Energien Kraftwerksparks, der in Tabelle 35 dargestellten Volllaststunden, der Spitzenkappung sowie des in Tabelle 34 prognostizierten Bruttostromverbrauchs, werden die in nachfolgender Tabelle dargestellten Anteile der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreicht.

In allen Szenarien ist die wegen der Spitzenkappung (vgl. Kapitel 0) nicht eingespeiste Energiemenge bereits pauschal abgezogen. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung führt zu niedrigeren EE-Anteilen am Bruttostromverbrauch, da die nicht eingespeiste EE-Energiemenge abgezogen wird.

	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	70,4 %	72,9 %	74,1 %	77,3 %

Tabelle 36: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien

5.3 Einhaltung der weiteren Ziele

Für das Erreichen des Ziels der Senkung des Primärenergieverbrauchs kann ohne das Ergebnis der Marktsimulation keine abschließende Aussage getroffen werden. Auf Grund der Erfahrungen aus den letzten Netzentwicklungsplänen gibt die Bundesnetzagentur für die meisten Szenarien eine optimistische Einschätzung ab. Es ist wahrscheinlich, dass das von der Bundesregierung formulierte Ziel zur Senkung des Primärenergieverbrauchs in keinem Szenario eindeutig verfehlt wird.

Die Steigerung der Offshore Windleistung auf 20 GW bis 2030 und auf 40 GW bis 2040 wird in allen Szenarien erreicht. Alle Szenarien für die Zieljahre 2035 und 2040 folgen einem Ausbaupfad, welcher das Ziel von 20 GW in 2030 bzw. 40 GW in 2040 berücksichtigt. Dies ergibt sich aus dem Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020.

Der Kohleausstieg wird in zwei der drei Szenarien für das Zieljahr 2035 als bereits vollzogen angenommen. Dies folgt dem von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und dem Kabinettsbeschluss des Entwurfs des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) vom 29.01.2020 zur Überprüfung ausgegebenen früheren Ausstiegstermin. In Szenario A 2035 wird angenommen, dass der Kohleausstieg zum späteren Zeitpunkt im Jahr 2038 stattfindet. Die Ziele der des Kohleverstromungsbeendigung werden daher in allen Szenarien eingehalten.

Die Einhaltung des Ziels einer Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Höhe von 120 TWh kann im Szenariorahmen 2021-2035 nur bedingt festgestellt werden. Für die Szenarien werden jeweils unterschiedliche installierte KWK-Leistungen prognostiziert. Der Einsatz dieser Anlagen hängt sowohl von den Bedingungen der benötigten Wärmeerzeugung als auch vom marktgetriebenen Einsatz ab. Erst nach Durchführung der Marktmodellierung lässt sich die tatsächlich erzeugte Strommenge dieser Anlagen ausweisen. Die Bundesnetzagentur ist sich der bereits in vergangenen Prozessen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgebrachten Schwierigkeit einer Überprüfung bewusst. Gleichwohl sind alle Szenarien des Szenariorahmens 2031-2035 auf die Zielerreichung hin zu überprüfen und – sofern nicht exakt bestimmbar – von den Übertragungsnetzbe-

treibern begründet abzuschätzen, ob die Ziele erreicht werden. Durch die angenommene Leistung installierter KWK-Anlagen ist eine Erreichung des KWK-Ziels durchaus plausibel.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in der Anhörung darauf hin, dass oben genannte KWK-Ziele der Bundesregierung durch die Orientierung der Fahrweise der KWK-Anlagen am Strommarkt nicht garantiert werden könnten. Eine starke Orientierung der KWK-Anlagen am Strommarkt mit der Option der Unterschreitung von Must-Run-Vorgaben führe tendenziell zu einem geringeren Einsatz der KWK-Anlagen. Die Übertragungsnetzbetreiber verstehen die Vorgaben in Satz zwei der Genehmigung dahingehend, dass am Ende des Prozesses geprüft wird, wie hoch die Erzeugung aus KWK-Anlagen war und gegebenenfalls die Lücke zur Zielvorgabe des KWK-Gesetzes aufgezeigt wird.

Die Bundesnetzagentur teilt dieses Verständnis der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere vor dem Hintergrund, dass zukünftig eine Orientierung der Fahrweise der KWK-Anlagen am Strommarkt jenseits von Must-Run Bedingungen erstrebenswert ist. Zukünftig führt der Einsatz von Wärmespeichern zu einer erheblichen Flexibilisierung der Fahrweise von KWK-Anlagen, wodurch eine bessere Residuallastfolge resultiert. Eine exakte Bilanzierung des KWK-Stroms wird hierdurch zumindest in der Simulation erschwert, was gegebenenfalls zu einer Unterschreitung der KWK-Ziele der Bundesregierung führen kann.

6 Europäischer Rahmen

Neben den oben beschriebenen Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und den Verbrauch auf nationaler Ebene sind auch Annahmen für die umliegenden europäischen Länder zwecks Marktmodellierung und Netzberechnungen zu treffen. Die Annahmen für die Erzeugung und den Verbrauch in den europäischen Ländern beeinflussen maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen nachfolgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaustausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum maßgeblich für die innerdeutsche Netzbelastung und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zum Energiebinnenmarkt Europas, der den Wettbewerb stärkt, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger und CO₂ armer Energie zu fördern. Dabei spielen die Handelsaktivitäten auf dem Binnenmarkt zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle. Deutschland ist in diesem Zusammenhang eines der wichtigsten Transitländer in Europa, d. h. der nationale Stromnetzausbau dient auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speicher, deutlich erhöht werden.

6.1 Begleitschreiben an Länder, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind

Während der Konsultation hat die Bundesnetzagentur explizit diejenigen Regulierungsbehörden der Länder angeschrieben, die über Interkonnektoren mit Deutschland verbunden sind bzw. voraussichtlich bis zum Jahr 2035 mit Deutschland verbunden sein werden. Die Anrainerstaaten wurden zu ihrer Einschätzung des Entwurfs des Szenariorahmens 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber befragt. Antworten erhielt die Bundesnetzagentur von den Regulierungsbehörden aus Schweden und der Schweiz.

6.1.1 Schweden

Die Schwedische Regulierungsbehörde Energimarknadsinspektionen (EI) gibt an, dass sie keine grundsätzlichen Bedenken gegenüber der Vorgehensweise und den getroffenen Annahmen im Szenariorahmen hat. Im

speziellen werden jedoch Vorbehalte gegen die Annahme von netzorientiertem Verbraucherverhalten in den Szenarien vorgebracht. Nach Meinung von EI werde ohne konkrete Anreize kein netzorientiertes Verhalten entstehen und eine Prognose dieses Verhaltens benötige daher bereits ausgestaltete Anreize und ein konkretes Einführungsdatum. Bezüglich der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke wird die Annahme eines Szenarios, indem der Kohleausstieg nicht vollständig vollzogen ist, von EI unterstützt. Im letzten Punkt unterstützt EI die Annahme, dass das im Szenariorahmen angenommene Flexibilitätspotential in Regionen unterteilt werden sollte. Regionen, in denen bereits Potential für zusätzliche Flexibilisierung vorhanden ist, werden dieses Potential auch eher ausschöpfen.

6.1.2 Schweiz

Aus Sicht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) sind besonders die Auswirkungen des Netzentwicklungsprozesses auf den grenzüberschreitenden Stromaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz von besonderem Interesse. Es erscheint der ElCom prüfenswert, inwiefern die Nutzung der Speicherkapazitäten im Alpenraum in den Szenarien mitberücksichtigt werden könnten und wie sich daraus ergebende beidseitige Synergien bestmöglich Nutzen ließen.

6.2 Zuordnung der Szenarien zu den europäischen Szenarien

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben am 30.10.2019 den Scenario Report 2020 zum TYNDP 2020 veröffentlicht. Dieser soll als Grundlage für den nächsten Ten-Year Network Development Plan 2020 (TYNDP 2020) dienen. Die erstellten Szenarien sollen erneut gemeinsam für die europäische Strom- und Gasnetzplanung genutzt werden.

Im Scenario Report 2020 sind drei verschiedene Szenarien mit jeweils drei Zieljahren (2030, 2040 und 2050) dargestellt. Zusätzlich werden zwei Kurzfristszenarien mit den Zieljahren 2025 aufgestellt. Wie in nachfolgender Grafik dargestellt, werden die Szenarien nach dem Level der Dekarbonisierung auf der einen Achse und der Dezentralität bzw. Zentralität auf der anderen Achse aufgeteilt.

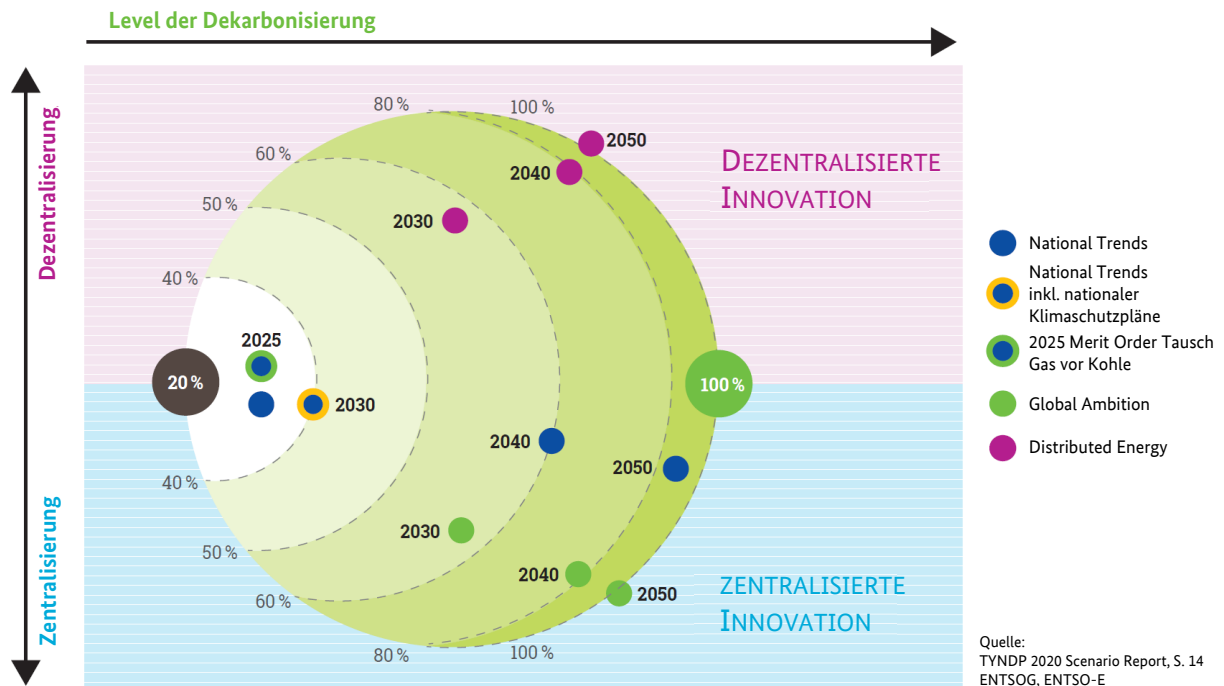


Abbildung 5: Ausrichtung der europäischen Szenarien

Folgende Szenarien sind im Scenario Report enthalten:

Das Szenario „National Trends“ ist das einzige Bottom-Up Szenario und basiert auf den Datenmeldungen der jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber. Vom Ambitionsniveau der Dekarbonisierung liegt das Szenario deutlich hinter den beiden anderen Top-Down Szenarien. Überdies tendiert es eher in Richtung Zentralisierung. Die Klimaschutzpläne der jeweiligen Länder für das Zieljahr 2030 werden berücksichtigt.

Das Szenario „Distributed Energy“ mit deutlich höherem Niveau der Dekarbonisierung gegenüber National Trends wurde als Top-Down Szenario erstellt. Die Dezentralisierung durch große Leistungen von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern ist charakterisierend für dieses Szenario.

Das Szenario „Global Ambition“ wurde ebenfalls als Top-Down Szenario mit hohem Ambitionsniveau bei der Dekarbonisierung erstellt. Dabei setzt es in großem Maße auf die Nutzung von grünen Gasen und Brennstoffen zur Dekarbonisierung. Damit betriebene Kraftwerke bilden die charakterisierende Zentralisierung ab.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Entwurf vorgeschlagen, analog zur Vorgehensweise im letzten Szenariorahmen 2019-2030, allen nationalen Szenarien nur ein europäisches Szenario zur Modellierung des Auslandes zu Grunde zu legen. Durch die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der nationalen Szenarien an ein einziges europäisches Szenario wird folglich in jedem Szenario ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen verwendet. Der Einfluss des europäischen Auslandes bleibt somit über die Szenarien tendenziell konstanter, da sich der Kraftwerkspark und die installierten Erneuerbaren Energien Leistungen nicht ändern. Der tatsächliche Einsatz der Kraftwerke im europäischen Ausland kann sich allerdings auch nach der neuen Methodik anders darstellen, da dieser als Ergebnis der Marktmodellierung von verschiedenen Faktoren abhängt. Trotzdem können unterschiedliche Ergebnisse der einzelnen Szenarien eher auf die Bandbreite der nationalen Annahmen zurückgeführt werden als es bei der

Zuordnung verschiedener Europäischer Szenarien der Fall wäre. Eine Verzerrung der nationalen Ergebnisse wird soweit wie möglich vermindert.

In der Konsultation wurde die Zuordnung eines einzelnen europäischen Szenarios überwiegend positiv aufgenommen. Den Vorteil des konstanteren Einflusses des Auslands wurde auch in den Beiträgen als vorteilhaft angesehen. Die Nutzung eines einzelnen Szenarios wird daher für die Nutzung im Netzentwicklungsplan genehmigt.

Ein überwältigender Teil der Konsultationsteilnehmer sprach sich jedoch gegen die Nutzung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarios „National Trends“ aus. Als Szenario mit den geringsten Dekarbonisierungsbestrebungen sei es nicht geeignet, das Ausland adäquat darzustellen. Auch der von der EU-Kommission vorgebrachte Green Deal wurde als Argument gegen das „National Trends“ Szenario angeführt. Es sei anzunehmen, dass daraus ambitionierte Vorgaben zur Dekarbonisierung entstehen würden, welche sich aktuell noch nicht ausreichend in den nationalen Klimaschutzplänen wiederfinden. Als Alternatives Szenario wurde dabei in der Konsultation ausschließlich das Szenario „Distributed Energy“ vorgebracht. Die dezentrale Ausgestaltung dieses Szenarios wurde als positiv angenommen. Die Bundesnetzagentur folgt dieser Argumentation und genehmigt die Nutzung des europäischen Szenarios „Distributed Energy“ als Grundlage aller Szenarien.

Im Gegensatz zum letzten Netzentwicklungsprozess stimmen die Zieljahre des europäischen TYNDP-Prozesses und des nationalen Szenariorahmens nicht überein. Das in diesem Szenariorahmen fokussierte Zieljahr 2035 ist nicht Teil der im TYNDP untersuchten Zieljahre. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene lineare Interpolation scheint geeignet aus den beiden untersuchten Zieljahren 2030 und 2040 für das im Szenariorahmen untersuchte Zieljahr 2035 Werte zu ermitteln.

Die Übertragungsnetzbetreiber kritisieren im Rahmen der Anhörung die Vorgabe der Verwendung des europäischen Szenarios „Distributed Energy“ durch die Bundesnetzagentur. Dieses Szenario habe einige Auswirkungen für den konventionellen und erneuerbaren europäischen Kraftwerkspark, die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht mit dem angenommenen Szenariodesign in Deutschland zusammenpassen würden.

Um das CO₂-Ziel des Stromsektors im „Distributed Energy“ Szenario zu erreichen, sei ein Optimierungsmodell zur optimalen Verteilung der EE-Erzeugung innerhalb Europas zum Einsatz gekommen. Dabei wurden sehr hohe Potenziale für erneuerbare Energien auf Länderebene abgefragt, die zu teils sehr hohen Abweichungen gegenüber den derzeitigen Erwartungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber kämen. Ferner widerspreche das „Distributed Energy“ Szenario der aktuellen Genehmigung der Bundesnetzagentur, dass die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Nachbarländern im Basisnetz nicht um die zu prüfenden Interkonnektoren erhöht werden solle. Außerdem führe die Verwendung des „Distributed Energy“ Szenario zu konträre Annahmen insbesondere bei PV, Wind Onshore und Wind Offshore, die zu Inkonsistenz zwischen den Entwicklungen in Deutschland und der EU führen könnten.

Die Bundesnetzagentur stimmen den Übertragungsnetzbetreiber zu, dass das Szenario „Distributed Energy“ die für Deutschland angenommene Entwicklung nicht ideal widerspiegelt. Dies ist jedoch mindestens ebenso für das Szenario „National Trends“ festzustellen. Während die installierten Kapazitäten für Wind Onshore und Photovoltaik im Szenario Distributed Energy tendenziell über den in der Genehmigung angenommenen Werten liegen, sind diese Werte im Szenario National Trends tendenziell darunter. Durch die aktuelle politische Entwicklung, wie beispielsweise den „Green Deal“ der EU-Kommission, scheint es der Bundesnetzagentur

jedoch zielführender, ein Szenario zu wählen, dass die nationalen Vorgaben der jeweiligen Länder im Hinblick auf die Dekarbonisierung übererfüllt, als ein konservativeres Szenario zu wählen. Der Unterschied der Annahmen des Szenarios „Distributed Energy“ zu den in der Genehmigung getroffenen Annahmen scheint der Bundesnetzagentur darüber hinaus nicht groß genug, um von einer schwerwiegenden Inkonsistenz zwischen Deutschland und dem EU-Ausland zu sprechen.

Auch an dieser Stelle sei nochmalig darauf hingewiesen, dass das Szenario National Trends in der Konsultation mit überwältigender Mehrheit abgelehnt wurde. Schon auf den Informationsveranstaltungen der Bundesnetzagentur zur Konsultation des Szenariorahmens in Berlin und Nürnberg war die Berücksichtigung des Szenarios „National Trends“ ein häufig geäußelter Kritikpunkt. Diese Kritik wurde in den schriftlichen Konsultationsbeiträgen vielfach wiederholt. Als Alternative wurde dabei in der Konsultation ausschließlich das Szenario „Distributed Energy“ genannt.

Die mögliche Alternative, den nationalen Szenarien verschiedene europäische Szenarien zuzuordnen (bspw. „National Trends“ in Szenario A 2035 und B 2035/2040, sowie „Distributed Energy“ in Szenario C 2035), wurde von der Bundesnetzagentur bewusst nicht gewählt. Wie auch im letzten Netzentwicklungsprozess sieht die Bundesnetzagentur die Erkennbarkeit von Auswirkungen der nationalen Änderungen zwischen den Szenarien als wichtig an.

6.3 Bestimmung der Handelskapazitäten

Der europäische Handel zwischen den Marktgebieten ist eine wesentliche Komponente bei der Netzausbau- planung. Da der gehandelte Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden muss, wird durch das Handlungsergebnis beeinflusst, wie sich die Leistungsflüsse im Netz einstellen. Innerhalb der Marktsimulation muss deshalb eine geeignete Methode zur Abbildung des Stromhandels verwendet werden. Einerseits sollte, dem Gedanken eines freizügigen Energiebinnenmarkts folgend, der Handel zwischen den Marktgebieten möglichst wenig beschränkt werden. Andererseits können die Netze nur in begrenztem Maße Strom transportieren, was die Notwendigkeit begründet, den Handel entsprechend der Übertragungsfähigkeit der Netze zu beschränken. Diese Beschränkung kann entweder durch sog. „Net Transfer Capacities“ (NTCs) oder durch einen sog. „Flow-Based Market Coupling“ (FBMC) erfolgen.

Beim NTC Verfahren wird eine Übertragungskapazität für den gerichteten Austausch zwischen zwei Marktgebieten vorgegeben und über den gesamten betrachteten Zeitraum (ein Jahr) konstant gehalten. In der auf den Szenariorahmen folgenden Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen den Marktgebieten die vorgegeben NTC-Kapazitäten zu keinem Zeitpunkt übersteigen.

Im letzten Netzentwicklungsplan 2019-2030 kam erstmals das FBMC an allen Grenzen Deutschlands zur Anwendung. Der Ansatz hat sich seitdem in der Modellierung weiter durchgesetzt, sodass seine Verwendung auch im Netzentwicklungsplan 2021-2035 angemessen erscheint.

Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Eine solche leitungsscharfe Vorgabe der Handelskapazitäten erhöht die Anforderung

rungen an die nachfolgende Marktmodellierung. So muss ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Leistungsfluss auf einer Leitung auswirkt. Dieser Zusammenhang wird als Sensitivität der Leitung bezeichnet.

Für die Sensitivitätsermittlung einer Leitung müssen in jedem Fall zwei Parameter bekannt sein:

- Welche Kraftwerke ändern ihre Leistung durch den Stromhandel („Generation-Shift-Key“)?

Durch den Handel zwischen zwei Marktgebieten wird die Nachfrage in einem Marktgebiet nicht durch eigene, sondern durch Kraftwerke im benachbarten Marktgebiet gedeckt. Welche Kraftwerke ihre Leistung verändern geben die sog. „Generation-Shift-Keys“ an. Grundsätzlich sind die „Generation-Shift-Keys“ abhängig davon, welche Kraftwerke ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Diese Tatsache sollte bei der Modellierung des FBMC berücksichtigt werden.

- Wie wirkt sich die Leistungsänderung der Kraftwerke auf den Leistungsfluss auf der Leitung aus („Power Transfer Distribution Factor“)?

Die sog. „Power Transfer Distribution Factors“ geben an wie viel von der Änderung der Kraftwerksleistung auf einer Leitung „ankommt“. Sie sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Wie auch von den Übertragungsnetzbetreibern angemerkt, ist die Netztopologie das Ergebnis des Netzentwicklungsplan Prozesses und daher vor der Marktsimulation nicht sicher bekannt. Vereinfacht kann daher als Ausgangsnetz das Netz mit den Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)), des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) oder der Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2019-2030 zur Ermittlung der „Power Transfer Distribution Factors“ herangezogen werden.

Das FBMC muss das (n-1)-Kriterium berücksichtigen. Dies ist möglich, indem bestimmt wird, wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung durch den Ausfall einer zweiten Leitung verändert. Diese Größe wird auch „Line Outage Distribution Factor“ genannt. Sie kann zusätzlich bei der Berechnung der Sensitivitäten berücksichtigt werden. Die dann resultierenden Sensitivitäten geben an, wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung unter der Annahme des Ausfalls einer zweiten Leitung, aufgrund des handelsseitigen Stromaustauschs zwischen zwei Marktgebieten, verändert.

Auf Grundlage der Sensitivitäten kann in jeder Stunde die Auswirkung aller handelsseitigen Austausche auf eine bestimmte Leitung berücksichtigt werden. Dadurch ist es möglich, den durch Handel resultierenden Leistungsfluss je Leitung zu berechnen und zu begrenzen. Das Ergebnis des FBMC sind stündlich variierende Werte für die handelsseitig ausgetauschten Strommengen zwischen den Marktgebieten. Grundsätzlich ermöglicht das FBMC-Verfahren durch seine höhere Genauigkeit eine bessere handelsseitige Nutzung bestehender Netzelemente als das klassische NTC-Verfahren.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass das FBMC in Zukunft an fast allen deutschen Grenzen Anwendung findet. Aktuell wird es bereits in der sog. CWE-Region („Central Western Europe“) angewandt. Daher erscheint es angemessen, das FBMC mindestens zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten als Methode zu verwenden, um die handelsseitigen Stromaustausche im Netzentwicklungsplan besser zu modellieren und damit einen bedarfsgerechten Netzausbau zu ermitteln. Zwischen Marktgebieten die keine direkten Anrainerstaaten von Deutschland sind, ist die Verwendung des FBMC nur eingeschränkt sinnvoll, da sowohl für die

Ermittlung der „Generation Shift Keys“ als auch die Ermittlung der „Power Transfer Distribution Factors“ nicht immer hinreichend genau möglich sind. In diesen Fällen ist die Verwendung des NTC-Verfahrens ausreichend.

Im Rahmen der Anhörung stimmen die Übertragungsnetzbetreiber dem von der Bundesnetzagentur beschriebenen Vorgehen zur Modellierung der Handelskapazitäten im Wesentlichen zu. Auf den für FBMC als kritische Zweige berücksichtigten Leitungen sollte jedoch entsprechend der Vorgaben des „Clean Energy for All European Package“ nicht exakt 70%, sondern mindestens 70% der thermischen Kapazität zur Verfügung gestellt werden und diese Kapazität sollte nicht alleine durch das FBMC-Verfahren, sondern durch den gesamten Handel genutzt werden können. Die Bundesnetzagentur stimmt den Übertragungsnetzbetreibern, wie im nachfolgenden Absatz dargestellt, in diesem Punkt vollumfänglich zu und hat die Genehmigung nun dahingehend noch einmal angepasst.

Für die Modellierungen ist es also notwendig, die verbindlichen Zielsetzungen des „Clean Energy for All European Package“ zu berücksichtigen. Danach muss zukünftig mindestens 70 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden. Ob dabei auch zoneninterne Leitungen berücksichtigt werden dürfen, ist allerdings umstritten. Auch wenn es im Netzbetrieb Gründe für die Berücksichtigung interner Leitungen gibt, erscheint es in der Netzplanung im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus angemessen, wenn sich Engpässe innerhalb der Marktgebiete nicht beschränkend für den Handel auswirken. Demzufolge hält es die Bundesnetzagentur für ausreichend, als kritische Zweige im FBMC ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) zu berücksichtigen. Auf diesen Leitungen sollen dem Handel mindestens 70 % der thermischen Kapazität zur Verfügung gestellt werden. Dabei handelt es sich um eine Mindestkapazität, die sowohl für den NTC Handel als auch für den Handel der durch das FBMC abgebildet wird genutzt werden kann, worauf die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Anhörung richtigerweise hingewiesen haben.

6.4 Bewertung von Interkonnektoren zur Bereitstellung der Handelskapazitäten

Die Interkonnektoren, die über das oben genannte Ausgangsnetz hinausgehen sollen die Übertragungsnetzbetreiber mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse untersuchen. Dabei sollen mindestens die in nachfolgender Tabelle genannten Interkonnektoren berücksichtigt werden.

TYNDP-ID	Referenz NEP 2019-2030	Beschreibung/ Start- und Endpunkte (z.T. vorläufig)	Von	Nach	AC/DC	Geplante IBN
47	P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2026
244	P170	Uchtelfangen – Vigy	DE	FR	AC	2028
225	P313	Second Interconnector	DE	BE	DC	2035
231	P204	Tiengen – Beznau	DE	CH	AC	2030
267	P221 M461a	HansaPowerBridge 2	DE	SE	DC	2035
-	-	Emden – Eemshaven	DE	NL	AC	2035

Tabelle 37: Zu überprüfende Interkonnektorenprojekte

Die Notwendigkeit von Interkonnektoren wird nicht ausschließlich mittels einer (n-1) Sicherheitsbetrachtung beurteilt. Mit dem Szenariorahmen 2021-2035 werden die Übertragungsnetzbetreiber erneut aufgefordert, für jeden einzelnen in Tabelle 37 genannten Interkonnektor eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse (inklusive der

Herleitung der Ergebnisse mittels der CBA 2.0 (Cost-Benefit-Analysis 2.0 des Ten-Year Network Development Plan) im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 einzureichen. Neben einer möglichen Steigerung der Systemsicherheit sollen mit den Daten und Informationen dieser Kosten-Nutzen-Analysen die zusätzlichen Zwecke von grenzüberschreitenden Projekten (Interkonnektoren) kenntlich gemacht werden. Zu diesen zusätzlichen Zwecken/Nutzen können unter anderem gehören:

- Volkswirtschaftlicher und gegebenenfalls weiterer Nutzen bspw. durch Preisangleichungseffekte mit Nachbarländern
- Mögliche CO₂-Minderungen durch einen erweiterten Marktteilnehmerkreis für Erzeugungsanlagen (CO₂-Reduzierung)
- Steigerung der Verteilmöglichkeit für Erneuerbare Energien (Integration Erneuerbarer Energien)

Auf Grundlage der Szenarien des Szenariorahmens 2021-2035 sind zusätzliche Betrachtungen durch die Übertragungsnetzbetreiber anzustellen. Damit soll eine Validierung der Europäischen Planungen unter Zuhilfenahme der nationalen Szenarien erreicht werden. Die Informationen und Daten sind so aufzubereiten, dass eine Beurteilung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit, unter Betrachtung potentieller weiterer Gewinne für die Allgemeinheit, im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 erreicht wird.

Um eine solche Beurteilung zu gewährleisten, sind insbesondere die wie folgt dargestellten Daten und Informationen bereitzustellen:

- Alle zur Bewertung und Replizierung notwendigen Daten der im Rahmen der aktuellsten Europäischen Planungen erstellten CBA eines jeweiligen Interkonnektors (jeweils aktuellster TYNDP).
- Erstellung eigener Kosten-Nutzen-Analysen durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der mit diesem Szenariorahmen vorgegebenen künftigen Entwicklungen und Vergleich der Ergebnisse (z. B. Eingangsparameter/Szenarien bzw. Abschätzung der Auswirkung von Abweichungen) mit denen der aktuellen Europäischen Planungen CBA (jeweils aktuellster TYNDP).
- Für den jeweiligen Interkonnektor: eine Abschätzung über zusätzlichen (innerdeutschen) Netzausbau oder dadurch verursachten Redispatchbedarf und Berücksichtigung entsprechender zusätzlicher Kosten im Rahmen der CBA (für alle Szenarien).

Die Übertragungsnetzbetreiber sehen den Ansatz der Bundesnetzagentur skeptisch, die in Tabelle 37 zu prüfenden Interkonnektorenprojekte nicht im Ausgangsnetz zu berücksichtigen. Dadurch werde der europäische Stromhandel stärker eingeschränkt, wodurch sich das Marktgeschehen und die Netzauslastung ändere. Eine Berücksichtigung der Interkonnektoren im Ausgangsnetz und die anschließende Bewertung in der CBA über einen TOOT-Ansatz (Take One Out at a Time) wäre aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber vorzugswürdig und insbesondere dann angebracht, wenn die Bundesnetzagentur nicht mehr beabsichtige, das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene TYNDP-Referenzszenario National Trends für die Abbildung des europäischen Auslands zu verwenden.

Die Bundesnetzagentur stimmt den Übertragungsnetzbetreibern darin zu, dass die Ergebnisse der Marktsimulation und der Netzberechnung davon abhängen, welche Projekte im Ausgangsnetz berücksichtigt werden. Da vor Beginn des Netzentwicklungsplanprozesses nicht absehbar ist welche neuen Projekte bestätigt werden, ist dieses Problem jedoch nicht zu lösen. Würden alle neuen Interkonnektorenprojekte im Ausgangsnetz berücksichtigt, einige von ihnen aber nicht bestätigt, besteht die Gefahr eines falsch (möglicherweise zu groß) dimen-

sionierten Netzes. Die Bundesnetzagentur hält es deshalb für angemessen, zunächst nur diejenigen Projekte zu berücksichtigen, deren Realisierung bereits heute absehbar ist, da sie in vergangenen Prozessen bestätigt wurden.

Das europäische Ausland soll nur hinsichtlich der konkreten Mantelzahlen dem Szenario „Distributed Energy“ entsprechen. Hinsichtlich des Netzausbauzustands im jeweiligen Zieljahr sind konkrete europäische Planungen als Grundlage zu verwenden. Insofern ist der Umgang mit dem europäischen Ausland netzseitig konsistent zu der Ermittlung des Ausgangsnetzes in Deutschland.

7 Methodik zur Spitzenkappung

Um den Netzausbaubedarf auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß zu verringern, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, auf Grundlage der installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs in allen Szenarien eine reduzierte Einspeisung von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen zu Grunde zu legen. Gemäß § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des gemeinsamen Szenariorahmens die Möglichkeit der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG verbindlich zu berücksichtigen. Da der durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen Grundlage für den Netzentwicklungsplan ist, muss auch bei dessen Erstellung und Bestätigung die Möglichkeit zur Spitzenkappung berücksichtigt werden, § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG.

Spitzenkappung ist gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG ein Verfahren, nach dem für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung folgende Annahme zu Grunde legen: Die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie darf um bis zu 3 % reduziert werden. Hierdurch wird das Ziel, selten auftretende Einspeisespitzen abzuregeln, umgesetzt. Darüber hinaus sollen nicht nur Neuanlagen, sondern auch bestehende Wind- und Photovoltaikanlagen bei der Möglichkeit der Spitzenkappung berücksichtigt werden. Ohne die Einbeziehung von Bestandsanlagen im Rahmen der Netzplanung könnten die bestehenden Effizienzpotenziale nicht gehoben werden.

Angesichts der Tatsache, dass fast alle Onshore Windkraftanlagen und sämtliche Photovoltaikanlagen an die Verteilnetze angeschlossen sind und der weitere Zubau an Anlagen voraussichtlich ebenfalls dort stattfinden wird, geht die Bundesnetzagentur zwar davon aus, dass die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung vor allem den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen reduzieren wird. Die Spitzenkappung würde sich demnach unmittelbar und voraussichtlich auch am effektivsten auf der Ebene der Verteilnetze und nur mittelbar auf der Ebene der Übertragungsnetze auswirken. Allerdings ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung nur für die Übertragungsnetzbetreiber obligatorisch. Damit darf der Übertragungsnetzbetreiber sein Netz nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde auslegen, sondern muss es auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß dimensionieren.

Unberührt hiervon bleibt der Grundsatz der planerischen Gestaltungsfreiheit des Verteilnetzbetreibers. Die Netzplanung bleibt seine alleinige Aufgabe und er bleibt dafür verantwortlich, seinen Netzausbau auf der Grundlage von sachgerechten Prognosen und Annahmen bedarfsgerecht zu dimensionieren. Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung erhält der Verteilernetzbetreiber eine zusätzliche Option. Inwiefern er diese Option nutzt, steht in seinem Verantwortungsbereich. Die obligatorische Anwendung der

Regelungen zur Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung beinhaltet für die Übertragungsnetzbetreiber allerdings die Pflicht, die Verteilernetzbetreiber in geeigneter Weise in ihre Netzplanung miteinzu beziehen. Hier zeigt sich im Rahmen der Auswertungen der Stellungnahmen, dass die Kommunikation und Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreibern noch weiter verbessert werden kann.

Im Rahmen seiner Netzberechnungen zur Netzplanung kann in einem ersten Schritt der Betreiber eines Verteilnetzes bzw. muss der Betreiber des Übertragungsnetzes eine Kappung von maximal 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge von jeder einzelnen geplanten oder bereits errichteten Anlage, die unmittelbar an sein Netz angeschlossen ist oder angeschlossen werden soll, berücksichtigen. Für die Berücksichtigung von 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge in der Netzplanung muss die Energiemenge in Leistung umgerechnet werden. Des Weiteren muss ein Verteilernetzbetreiber, der bei seiner Netzplanung die Möglichkeit der Spitzenkappung berücksichtigt hat, diese Information veröffentlichen und der Bundesnetzagentur, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem vorgelagerten Netzbetreiber sowie dem Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EnWG unverzüglich mitteilen. Diese Informationen sind erforderlich, damit sie im Rahmen der Netzausbauplanung und der Systemverantwortung die Wechselwirkungen infolge der Spitzenkappung auf nachgelagerten Netzebenen einbezogen werden können. Darüber hinaus bleiben die Netzbetreiber nach den bestehenden Informations- und Kooperationspflichten dazu verpflichtet, die für die Wahrnehmung der Netzausbau- und Netzbetriebspflichten erforderlichen Informationen auszutauschen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass der operative Netzbetrieb von der Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung nicht unmittelbar betroffen ist. Die Netzbetreiber haben unabhängig von der Spitzenkappung die Vorgaben für das Engpassmanagement umzusetzen.

Für eine realistische Modellierung empfiehlt es sich folglich, dass die Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der soeben aufgeführten Vorgaben des Gesetzgebers im Grundsatz an den im Netzentwicklungsplan 2019-2030 getroffenen modellhaften Annahmen zur Spitzenkappung festhalten. Das bedeutet insbesondere, dass ein über alle Verteilnetze gebildetes Optimum von maximal 3 % Spitzenkappung netzknotenscharf, d. h. entsprechend dem unterschiedlichen Nutzen in den unterlagerten Verteilnetzen, abzubilden ist. Zudem muss bei Windenergieanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie berücksichtigt werden.

Aus Sicht mehrerer Konsultationsteilnehmer erscheint es sinnvoll, Spitzenkappungsmethoden direkt bei den Verteilernetzbetreibern abzufragen, um die tatsächlichen Auswirkungen von Spitzenkappungspotenzialen an den Übergabeumspannwerken zu den Übertragungsnetzbetreibern sachgerechter berücksichtigen zu können.

Die Bundesnetzagentur teilt diese, insbesondere von den Verteilernetzbetreibern geäußerte, Einschätzung und beabsichtigt, bei zukünftigen Verteilernetzbetreiberabfragen für den Szenariorahmen Strom einen entsprechenden Schwerpunkt auf diese Thematik zu legen. Für den aktuellen Szenariorahmen 2021-2035 bleibt es bei den soeben beschriebenen Grundsätzen der Methodik zur Spitzenkappung.

C Regionalisierung

1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die regionale Verteilung der installierten Leistung Wind Offshore stellt sich wie folgt dar:

Gebiet	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Nordsee	25,6 GW	27,6 GW	31,6 GW	37,6 GW
Ostsee	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
Gesamt	28,0 GW	30,0 GW	34,0 GW	40,0 GW

Tabelle 38: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee

Die Ermittlung der Regionalisierung wird auf Basis der bis 2025 voraussichtlich installierten Leistung von Offshore-Windparks sowie für die Jahre nach 2025 anhand der Festlegungen und informatorischen Darstellungen des Flächenentwicklungsplans 2019 vorgenommen.

Die voraussichtlich bis 2025 installierte Leistung basiert auf den Angaben zu bestehenden und voraussichtlich realisierten Windparkprojekten in Nord- und Ostsee, wobei die Annahmen auf den unbedingten Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Zuweisung von Kapazität durch die Bundesnetzagentur oder der Zuweisung von Kapazität infolge der Bezuschlagung eines Windparkprojektes beruhen. Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 9,0 GW für die Nordsee und ca. 1,8 GW für die Ostsee.

Der Flächenentwicklungsplan legt fest, welche Flächen mit welcher voraussichtlich zu installierenden Leistung für Inbetriebnahmen von Offshore-Windparks ab dem Jahr 2026 in Betracht kommen (§ 5 Abs. 1 WindSeeG). Hierbei berücksichtigt der Flächenentwicklungsplan wiederum die gesetzlichen Vorgaben zum Ausschreibungsvolumen für die Jahre 2026 bis 2030 (§ 5 Abs. 5 WindSeeG). Der Kabinettsbeschluss zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes vom 03.06.2020 sieht zwar für das Jahr 2030 einen Ausbaupfad von 20 GW und für das Jahr 2040 einen Ausbaupfad von 40 GW vor. Zum Zeitpunkt der Bekanntmachung des Flächenentwicklungsplans am 28.06.2019 war jedoch weder der Ausbaupfad von 20 GW für das Jahr 2030 noch ein Ausbaupfad für das Zieljahr 2035 oder einen anderen Zeitpunkt nach 2030 gesetzlich implementiert. Insofern konnten im zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens geltenden Flächenentwicklungsplan 2019 auch noch keine über 20 GW hinausgehenden Vorgaben verbindlich berücksichtigt werden. Daher bietet es sich an, im Rahmen der Regionalisierung des Szenariorahmens für das Zieljahr 2035 auf die derzeit gemäß dem Flächenentwicklungsplan 2019 maximal verfügbaren Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer abzustellen.

Der Flächenentwicklungsplan 2019 sieht vor, dass in der Ostsee nach derzeitigem Sachstand Flächen mit einer Leistung in Höhe von bis zu 0,3 GW zur Ausschreibung kommen sollen, während die übrigen Ausschreibungen auf Flächen in der Nordsee stattfinden würden. Zudem soll ein Testfeld zum Betrieb von Pilotwindenergieanlagen im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns entstehen, dessen räumliche Konkretisierung noch in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans erfolgen soll. Da die im Netzentwicklungsplan 2019-2030 unter Vorbehalt bestätigte Testfeldanbindung OST-7-1 eine Übertragungskapazität von 300 MW aufwei-

sen soll, liegt es zunächst nahe, auch eine entsprechende installierte Leistung an Windenergieanlagen anzunehmen. Zusätzliche Flächen und Gebiete in der Ostsee standen nicht für eine Berücksichtigung im Rahmen des Flächenentwicklungsplans 2019 zur Verfügung. Dies gilt auch für das Gebiet O-6 im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns. Im Anhang des Flächenentwicklungsplans 2019 ist das Potenzial dieses Gebiets nicht dargestellt, da die Fläche nicht frei von Rechten des bestehenden Windparkprojektes Gennaker ist und deshalb nicht für eine Ausschreibung der Fläche zur Verfügung steht. Eine für die Ausschreibung entsprechend notwendige Voruntersuchung ist daher ebenso wenig möglich. Allerdings führt die fehlende Berücksichtigung nicht dazu, dass das Windparkprojekt nicht realisiert werden kann. Nur besteht kein Anspruch auf Förderung des dabei erzeugten Stroms nach dem EEG. Die Realisierung der Anbindung des Windparks zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt obliegt dem Windparkbetreiber, er hätte insoweit auch die damit verbundenen Kosten einer Erzeugungsanbindung ans Netz zu übernehmen. Sollte das Projekt unter diesen Bedingungen realisiert werden, könnte es bei Ermittlung des landseitigen Ausbaubedarfs berücksichtigt werden. Hierfür wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber jedoch keine Anhaltspunkte vorgebracht. Die Fläche O-2.2 in der AWZ der Ostsee sowie das Gebiet O-5 im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns stehen im Flächenentwicklungsplan 2019 noch unter einem Prüfungsvorbehalt und können insoweit noch keine Berücksichtigung bei der Ermittlung des Ausbaupotenzials an Offshore-Windenergie finden. Voraussetzung für eine Aufnahme weiterer Flächen ist neben den naturschutzfachlichen und baulichen Belangen jedoch auch deren Eignung für eine wettbewerbliche Ausschreibung insbesondere im Hinblick auf die Größe der in Betracht kommenden Fläche.

Sollte es sich im Rahmen der aktuellen Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans erweisen, dass weitere Flächen in der Ostsee für eine Ausschreibung in Betracht kommen, sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Prozesses zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zur Anpassung der diesbezüglichen Vorgaben berechtigt.

Dies bedeutet, dass nach gegenwärtiger Sachlage in keinem Szenario für die Ostsee ein Wert von mehr als 2,4 GW anzunehmen ist, der restliche Ausbau im Rahmen der jeweiligen Szenarien wird also in der Nordsee stattfinden.

Die Übertragungsnetzbetreiber beanstanden in der Anhörung auf den aus ihrer Sicht zu geringen Wert von 2,4 GW in der Ostsee. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass bei der Ermittlung des Ausbaupfades für die Ostsee berücksichtigt werden sollte, dass der Szenariorahmen und der Flächenentwicklungsplan verschiedene Zeithorizonte betrachten. Im Flächenentwicklungsplan finde lediglich eine Betrachtung bis zum Jahr 2030 statt, hingegen liegt dem Szenariorahmen das Jahr 2035 und im Langfristszenario sogar das Jahr 2040 zugrunde. Im Szenariorahmen sollten nicht einfach die Annahmen des Flächenentwicklungsplan fortgeführt werden, sondern entsprechende weiterführende Annahmen zur Entwicklung der Offshore-Windenergie in der Ostsee getroffen werden. Denn mindestens im Zeithorizont bis 2040 werde es voraussichtlich erhebliche neue technische Entwicklungen bei der Realisierung von Offshore Projekten geben, die Lösungen für Nutzungskonflikte (z.B. Vogelzug) und Baugrund liefern.

Die 50Hertz Transmission GmbH ist im Rahmen der Anhörung darüber hinaus davon überzeugt, dass von einer weiteren Entwicklung der Offshore Windenergie in der Ostsee, insbesondere in den Gebieten O-5, O-6 sowie O-2, auszugehen sei und dies ein wichtiger Beitrag zur Energiewende über 2030 hinaus sei. Die Flächen mit perspektivischem Blick auf die Zeithorizonte 2035 bzw. 2040 sollten berücksichtigt werden, denn es sei davon auszugehen, dass auch in der Ostsee eine weitere Entwicklung der Offshore Windenergie erfolgen wer-

de. Darüber hinaus sollte im langfristigen Zeithorizont 2035 bzw. 2040 auch die perspektivische Flächenentwicklung im Küstenmeer der Ostsee berücksichtigt werden. Besonders da die küstennahen Flächen kosteneffizient und flexibel erschlossen werden könnten.

Den Anmerkungen der Übertragungsnetzbetreiber kann nicht gefolgt werden. Im Rahmen des Flächenentwicklungsplan 2019 wurden alle in der Ostsee in Betracht kommenden Flächen sowohl mit Blick auf das Jahr 2030 und einen Ausbaupfad von 15 GW als auch hinsichtlich der informatorischen Darstellung eines Langfristpotenzials geprüft. Auch der am 19.06.2020 veröffentlichte Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans 2020 sieht kein weiteres Potenzial in der Ostsee vor, auch nicht im Rahmen der informatorischen Darstellung des Langfristpotenzials. Zwar werden auch in der Nordsee keine Flächen vorgesehen, die über die Küstenentfernungszone 3 bzw. ein Gesamtpotenzial in Höhe von 30,4 GW hinausgehen, allerdings wird darauf hingewiesen, dass ein weiteres Potenzial in den Küstenentfernungszonen 4 und 5 besteht. Sollten im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplan dennoch weitere Flächen in der Ostsee ausgewiesen oder für ein Langfristpotenzial dargestellt werden, so sind diese durch die Übertragungsnetzbetreiber bei Erstellung der Entwürfe der Netzentwicklungspläne zu berücksichtigen.

2 Methodik für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen in ihrem Entwurf des Szenariorahmen 2021-2035 eine Regionalisierungsmethode für Windenergieanlagen an Land vor, die weitestgehend identisch zu der Methode des Vorgängerprozesses ist. Die vorgeschlagene Methodik wird von der Bundesnetzagentur als sachgerecht erachtet und im Folgenden kurz dargestellt. Eine detaillierte Darstellung der Regionalisierungsmethode für Windenergieanlagen an Land findet sich im Begleitdokument zur Regionalisierung des Netzentwicklungsplan 2019-2030

Zur Regionalisierung von Windenergieanlagen Onshore wird zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer unter Nutzung eines auf Planungsansätzen von Windparks basierenden Modells ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Dabei werden ausgewiesene und verfügbare Flächen für Windenergieanlagen sowie das Kriterium eines Standortmindestertrags berücksichtigt. Ausgewiesene Vorrangflächen werden prioritär erschlossen, für Gebiete mit geringerer Eignung (z. B. Schutzgebiete) wird eine Bewertung durchgeführt. Darüber hinaus erfolgt eine Variation des Zubaus abhängig vom Grad der Netzorientierung pro Szenario.

Für jedes Szenario wird vorgelagert eine Allokation der deutschlandweiten installierten Leistung auf Bundeslandebene vorgenommen. Durch dieses Vorgehen sollen die Ausbauziele von Bund und Ländern mit regionenspezifischen Informationen in Einklang gebracht und in der Modellierung angemessen berücksichtigt werden. Zur Bestimmung der installierten Leistung je Bundesland werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

- (1) aktueller Anlagenbestand mit Referenz 31.12.2018
- (2) 90 % der bezuschlagten Windenergieanlagen aus den Ausschreibungen im Jahr 2017, 2018, 2019 nach EEG 2017
- (3) bewertetes Restpotenzial (Modellergebnis)
- (4) langfristige Ausbauziele der Bundesländer (Zielwerte für das Jahr 2040)

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentieren soll. Der Kurzfriststützpunkt der Bundesländer ergibt sich dabei aus dem jeweiligen Anlagenbestand zum 31.12.2018 (1) sowie aus 90 % der nach EEG 2017 in den Ausschreibungsrunden 2017, 2018 und 2019 bezuschlagten Anlagenleistung (2). Entsprechend wird der Kurzfriststützpunkt nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren angenommenen Zubau und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die Windenergieleistung jedes Bundeslandes dar.

Der Netto-Restzubau wird anteilig nach dem bewerteten Restpotenzial (3) auf die Bundesländer verteilt. Hierbei wird der Zubau abhängig vom Grad der Netzorientierung zwischen den Szenarien variiert. Für das Szenario A 2035 (geringe Netzorientierung) erfolgt die Erhöhung der Windenergie Onshore ohne Berücksichtigung von Ausbauzielen pro Bundesland ausschließlich nach bewertetem Restpotenzial. Bei den Szenarien B 2035 und B 2040 (mittlerer Grad an Netzorientierung) stellen die von den Bundesländern an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Ausbauziele (4), analog zum Netzentwicklungsplan 2019-2030, eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird nach Erreichen eines Bundesland-Ausbauziels der Restzubau zwar vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt, gleichzeitig kommt er in den betreffenden Bundesländern jedoch nicht vollständig zum Erliegen. Dies gilt insbesondere dann nicht, wenn weiterhin ein hohes Potenzial vorhanden ist. Eine stärkere Restriktion des Zubaus erfolgt im Szenario C 2035 (hoher Grad an Netzorientierung). Hier wird das Bundeslandziel für die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen als feste Obergrenze herangezogen. Dadurch erfolgt im Szenario C 2035 ein höherer Netto-Restzubau in den verbleibenden Bundesländern, in denen das Stromnetz nicht in vergleichbarem Ausmaß zusätzlich durch den Ausbau der Offshore-Windenergie belastet wird.

Es wird festgestellt, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Methode der Regionalisierung der Prognose des Zubaus von Windenergieanlagen eine angemessene Herangehensweise darstellt. Dabei ist der aktuellste Referenzzeitpunkt des Anlagenbestands des Marktstammregisters und auch die aktuellen Ergebnisse der 2020er Ausschreibungen der bezuschlagten Windenergieanlagen zu berücksichtigen.

Im Folgenden werden die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Windenergieanlagen Onshore vorgestellt.

Zuerst wird der heutige Anlagenbestand ermittelt. Ziel ist die Erfassung aller Standorte von Windenergieanlagen inklusive der technischen Eigenschaften wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser oder elektrische Leistung. Die Datenbasis bilden das Marktstammdatenregister (MaStR), das Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber, Geodaten der Bundesländer und OpenStreetMap-Daten. Es erfolgt eine Plausibilisierung mit der Statistik zum Windenergieausbau an Land des Deutschen WindGuards.

Als nächstes wird eine Potenzialanalyse der für Windenergieanlagen zur Verfügung stehenden Flächen durchgeführt. Die Potenzialanalyse basiert unter anderem auf den bereits ausgewiesenen bzw. im Entwurf befindlichen Flächen für Windenergieanlagen in den Raumordnungsregionen sowie den Ergebnissen einer deutschlandweiten Weißflächenanalyse. Grundlage dieser Weißflächenanalyse sind die in der Studie „Potenziale für Erneuerbare Energien“ der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben dargestellten Abstands- und Ausschlusskriterien.

Zu den Ausschlussflächen zählen unter anderem Naturschutzgebiete, Nationalparks, Biosphärenreservate, Wohngebiete und Verkehrswege. Harte Restriktionen sind unter anderem Flora-Fauna-Habitat-Gebiete (FFH) und Vogelschutzgebiete (Besonderes Schutzgebiet, kurz: BSG) sowie Flughäfen bzw. Flugplätze. Zu den weichen Restriktionen zählen unter anderem Naturparks. Flächen mit harten Restriktionen werden mit 10 %, Flächen mit weichen Restriktionen mit 50 % bewertet. Flächen ohne Restriktionen oder ausgewiesene Vorrangflächen werden dagegen mit 100 % bewertet. Die Ergebnisse der Weißenflächenanalyse ergeben das „bewertetes Restpotenzial.“ Dabei wird das Fortbestehen der 10H-Regelung in Bayern unterstellt (siehe Kapitel II C 2.4). Die von der 10H-Regelung betroffenen Flächen gelten als Ausschlussflächen.

Auf den für Windenergieanlagen nutzbaren Flächen werden szenariospezifisch konkrete, standortbasierte Windparks angenommen. Für jede Region wird das Leistungspotenzial für Windenergieanlagen differenziert nach Flächenkategorie (bzw. Restriktion) und Windhäufigkeit (bzw. Anlagentyp) angegeben. Durch den Rückbau älterer Windenergieanlagen freiwerdende Flächen werden dem Modell als potenzielle Standorte für neue Windenergieanlagen zur Verfügung gestellt (Repowering). Die aktuell und regional gültigen Abstandsregelungen sind dabei ein Ausschlusskriterium für die Weiternutzung von bestehenden Standorten.

Das Potenzial in ausgewiesenen Flächen der Raumplanung reduziert sich unter der Annahme eines im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 festgelegten Mindestabstands von 1.000 m zur nächsten Siedlung. In Tabelle 39 ist das Potenzial in allen von der Raumplanung ausgewiesenen bzw. im Entwurf befindlichen Flächen dargestellt. Nach Berücksichtigung eines zusätzlichen Mindestabstands zu größeren und kleineren Siedlungen reduziert sich das Potenzial um 17 bis 26 % von 89,7 GW auf 74,3 GW bzw. 66,3 GW.

In einer weiteren Betrachtung werden basierend auf den Vorgaben aus dem Klimaschutzprogramm 2030 die Abstände nur für solche Flächenpläne angewendet, die vor dem 1.1.2015 rechtskräftig geworden sind. Da die meisten Flächen in neueren Plänen ausgewiesen werden, beträgt das Potenzial unter diesen Annahmen noch 85,2 GW.

	Bestand	..davon in ausgewiesenen Flächen	Potenzial in ausgewiesenen Flächen	..mit 1000m Abstand zur nächsten größeren Siedlung	..mit 1000m Abstand zur nächsten Siedlung (auch kleinere)	..unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der Genehmigung
Leistung [GW]						
BW	1,6	0,7	2,3	2,0	1,8	2,1
BY	2,5	1,2	4,7	4,2	3,2	4,4
BE	<0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	7,5	5,5	10,4	8,6	7,6	10,3
HB	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
HH	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
HE	2,3	1,3	7,2	6,8	6,6	7,2
MV	3,6	1,4	5,4	4,7	4,2	5,0
NI	11,5	6,3	15,9	12,6	11,5	14,5
NRW	5,9	2,8	12,3	9,7	9,0	11,1
RLP	3,8	2,5	6,3	5,5	4,2	6,1
SL	0,5	0,4	1,3	0,9	0,9	1,0
SN	1,4	0,7	1,8	0,8	0,5	1,7
ST	5,4	2,4	2,7	2,4	2,2	2,5
SH	7,2	6,0	16,7	14,0	12,6	16,7
TH	1,7	1,1	2,3	2,0	1,9	2,2
Σ Deutschland	55,3	32,4	89,7	74,3	66,3	85,2

Tabelle 39: Potenzial in ausgewiesenen Flächen unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Abstands zu Siedlungen (Quelle: ÜNB)

Ausgehend vom Kurzfriststützpunkt erfolgt der weitere Zubau von Windenergieanlagen zunächst innerhalb der „ausgewiesenen Flächen“ unter Berücksichtigung der Restriktionen zum Zeitpunkt der Genehmigung (vgl. Tabelle 39) und anschließend in den „verfügbaren Flächen“. Die Erschließungswahrscheinlichkeit für die einzelnen Standorte in den „verfügbaren Flächen“ wird aus der Flächenrestriktion und dem potenziellen Ertrag der Windenergieanlagen bestimmt. In den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen erfolgte der größte Teil des Zubaus in bereits heute ausgewiesenen Flächen. Wie die Potenzialanalyse zeigt, wird dies unter den getroffenen Annahmen auch weiterhin der Fall sein.

2.1 Abfrage der Verteilernetzbetreiber für die Regionalisierung Wind Onshore

In der Vergangenheit hat die Bundesnetzagentur die Verteilernetzbetreiber um Auskünfte hinsichtlich des Energieträgers Wind Onshore erbeten. Auch für diesen Szenariorahmen wurden die Verteilernetzbetreiber nach der Antragslage für die voraussichtliche Errichtung von Windenergieanlagen für die nächsten drei Jahre befragt. Durch die Auskünfte konnte die Bundesnetzagentur in der Vergangenheit die Prognosen bezüglich der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der installierten Wind Onshore Kapazitäten auf einer sicheren Datengrundlage durchführen.

Auch für diese Genehmigung des Szenariorahmen 2021-2035, der die Grundlage der Netzentwicklungsplanung darstellt, soll eine mit soliden Daten untermauerte Prognose des Zubaus des Energieträgers Wind

Onshore für die Zieljahre 2035 und 2040 durchgeführt werden. Allerdings wird die Bundesnetzagentur zur Ermittlung des kurzfristig zu erwartenden Zubaus zusätzlich auf die Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur zurückzugreifen. Die für diesen Szenariorahmen bereits erhobenen Daten der Verteilernetzbetreiber wurden den Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich zur Verfügung gestellt und die Übertragungsnetzbetreiber haben die Option, diese Daten im Rahmen der Kurzfristregionalisierung der Modellierung zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die Daten mit einem dementsprechenden skalierten Abschlag im Rahmen der kurzfristigen Ausbaudynamik (sog. Vorzieheffekte) der Modellierung zu verwenden.

Im Rahmen der Verteilernetzbetreiberabfrage wurden insgesamt 238 Verteilernetzbetreiber zur vorliegenden Wind Onshore Anschlussleistung und zu Anträgen mit wahrscheinlicher Realisierung zwischen 2020 und 2022 befragt. Zu jedem Einzelantrag sollte eine Realisierungswahrscheinlichkeit auf Grundlage des EEG 2017 sowie das Bewilligungsdatum und das vermutete Jahr der Inbetriebnahme und der geplante Standort angegeben werden. Weiterhin wurden die bei den Verteilernetzbetreibern angezeigten Rückbauten und Repowering-Maßnahmen für den genannten Zeitraum abgefragt.

Die Verteilernetzbetreiber wurden zudem befragt, ob die die Prognose in Zukunft auf den im Marktstammdatenregister gemeldeten Anlagendaten erfolgen kann. Falls die Verteilernetzbetreiber gegen dieses Vorgehen sind, wurden Sie dazu angehalten dies zu begründen und uns die ausgefüllte Abfrage zurückzusenden.

Insgesamt haben 81 Verteilernetzbetreiber auf die Abfrage geantwortet und 24 davon befürworteten explizit die Verwendung der Daten aus dem Marktstammdatenregister. Die restlichen 57 Verteilernetzbetreiber haben überwiegend Leermeldungen abgegeben und nur teilweise Daten gesendet. Von diesen 57 Verteilernetzbetreibern hat sich niemand gegen das Vorgehen ausgesprochen, in Zukunft die Daten aus dem Marktstammdatenregister zu verwenden.

Gemäß der „Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten - Marktstammdatenregisterverordnung“ sind alle Betreiber von Energieerzeugungsanlagen dazu verpflichtet, Bestandsanlagen oder Projekte mit Genehmigung im Marktstammdatenregister zu registrieren. Die gesetzlichen Grundlagen für die Marktstammdatenregister sind die §§ 111e, 111f EnWG.

Das Marktstammdatenregister (MaStR) ist das Internetportal, in das die Akteure des deutschen Strom- und Gasmarktes ihre Stammdaten und die Stammdaten ihrer Anlagen eintragen müssen. Das Register ist öffentlich zugänglich. Die Daten sollen sowohl von Behörden als auch von Marktakteuren genutzt werden. Der Szenariorahmen kann ein positives Beispiel dafür sein, wie durch das Marktstammdatenregister Bürokratie abgebaut wird. Das MaStR enthält die Möglichkeit, geplante Anlagen zu einem sehr frühen Zeitpunkt zu registrieren. Bei Wind-Onshore könnte schon bei der Projektidee - sobald es sich konkretisiert, welche Wind-Onshore Anlagen ungefähr an welche Stelle errichtet werden, die Registrierung vorgenommen werden. Das hat für Anlagenprojektierer den Vorteil, dass bei allen weiteren Prozessen im Planungsprozess bereits eine eindeutige Nummer verwendet werden kann. Außerdem sind die Daten für alle an der Projektierung Beteiligten von Anfang an eindeutig und standardisiert (Windprognose, Baugenehmigung, Pachtvertrag, Direktvermarkter, Baufirmen, Anlagenhersteller, Netzbetreiber).

Die Bundesnetzagentur ist daher der Auffassung, dass die Prognose der kurzfristigen Entwicklung des Zubaus von Wind Onshore Anlagen ausschließlich auf den im Marktstammdatenregister gemeldeten Anlagendaten erfolgen kann. Folglich wäre die bisher durchgeführte Abfrage der Verteilungsnetzbetreiber redundant. Um

den durch die Verteilernetzabfrage anfallenden Verwaltungsaufwand einzusparen, soll zukünftig auf die Erhebung der Daten bei den Verteilernetzbetreibern verzichtet werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer schlagen vor, die Bundesnetzagentur solle bei den Verteilernetzbetreibern an Stelle der Genehmigungen von Wind Onshore Anlagen insbesondere Folgendes abfragen:

- Spitzenkappungsmethoden aus Sicht der Verteilernetzbetreiber
- Berücksichtigung von neuen Großverbrauchern (konkret geplante Projekte aus Industrie und Gewerbe mit einer Anschlussleistung größer 5 MW)

Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung und beabsichtigt bei zukünftigen Verteilernetzbetreiberabfragen für den Szenariorahmen Strom einen Schwerpunkt auf diese beiden Themen zu legen.

2.2 Abfrage der Landesplanungsbehörden für die Regionalisierung Wind Onshore

Auch für den Szenariorahmen 2021-2035 wurde die Auswertungen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage der obersten Landesplanungsbehörden den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 im Rahmen der Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus Wind Onshore zur Verfügung gestellt. Die Bundesnetzagentur verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber dazu, diese im Rahmen der Langfristregionalisierung der Modellierung bei der „Befüllung“ der Potenzialflächen zu berücksichtigen. Hinsichtlich der in der Abfrage ermittelten raumordnungsrechtlich gesicherten, aktuellen Festlegungen wurden von der Bundesnetzagentur für ganz Deutschland ca. 239.583 ha für die Windenergienutzung rechtskräftig ausgewiesene bzw. in Aufstellung befindliche Flächen ermittelt. Hinzu kommt eine Fläche von ca. 78.535 ha aus den kommunalen Planungen, wobei die Angaben zu den kommunalen Planungen nur von wenigen Bundesländern bereitgestellt werden konnten. Insgesamt steht demnach knapp 0,9 % der Fläche des Bundesgebietes aktuell dem Ausbau mit Windenergieanlagen zur Verfügung.

Bei der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Raumordnungsabfrage wurden die 15 Obersten Landesplanungsbehörden (Berlin und Brandenburg besitzen eine gemeinsame Landesplanung) im Sinne eines Top-down Ansatzes um Auskünfte bezüglich der ausgewiesenen Windflächen auf regionaler und kommunaler Ebene gebeten. Insbesondere diese Flächen sind für die Regionalisierungsmethodik des zukünftigen Ausbaus der Windenergieanlagen bis 2035/2040 maßgeblich und sollen daher näher betrachtet werden. Zu folgenden Punkten wurden Auskünfte erbeten:

- Konkrete Ausbauziele für Windenergieanlagen
- Flächenausweisung für Windenergieanlagen zum Stand 31.12.2019
- Anteil der bestehenden Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen zum Stand 31.12.2019
- Auslastungsgrad in den zum 31.12.2019 ausgewiesenen Flächen
- Erwartete Änderungen bezüglich des Flächenpotenzials für die Windenergienutzung bei der Fortschreibung aktuell rechtskräftiger Pläne
- Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung (sog. Drehfunkfeuer)

Von allen Obersten Landesplanungsbehörden sind in unterschiedlichem Umfang und heterogener Qualität Rückantworten bei der Bundesnetzagentur eingegangen. In sechs Bundesländern wird die Windenergienutzung abschließend durch die Regionalplanung gesteuert. In Bremen und Hamburg wird die Regionalplanung

durch die Kommunalplanung ersetzt. Acht Bundesländer konnten Angaben zu den kommunalen Flächenausweisungen vornehmen. Den geschätzten Anteil der Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen konnten 14 Bundesländer angeben, den Flächenauslastungsgrad in den aktuell ausgewiesenen Flächen haben 13 Bundesländer benannt. Eine Einschätzung zur Änderung des Flächenpotenzials bei Fortschreibung der Pläne haben zwölf Bundesländer vorgenommen. Von der Möglichkeit, Informationen zu Radaranlagen zur Flugsicherung (sog. Drehfunkfeuer) zu geben, haben zehn Bundesländer Gebrauch gemacht. Ein weiteres Bundesland hat in diesem Punkt auf das Bundesamt für Flugsicherung verwiesen. Geodaten zu den ausgewiesenen Flächen für Windenergie wurden von zwölf Bundesländern zur Verfügung gestellt. Sechs Bundesländer konnten zudem auch Geodaten zu Radaranlagen zur Flugsicherung liefern. Die über die Abfrage bereitgestellten regionalen (Geo-) Daten wurden, wie bereits für die Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, mit den Daten des Raumordnungsplan-Monitors (ROPLAMO) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) mit Stand 31.12.2018 abgeglichen (siehe Kapitel II C 2.2.2). Für die kommunalen Daten liegen keine Vergleichsdaten vor.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die von den Obersten Landesplanungsbehörden bereitgestellten Daten wertvolle Informationen im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore darstellen. Mit Hilfe der Abfrageergebnisse kann die Bestimmung eines regional prognostizierten Zubaus von Windkraftanlagen in den Zieljahren 2035 und 2040 adäquat erfolgen.

2.2.1 Auswertung der Raumordnungsabfrage

Baden-Württemberg gibt als Ausbauziel für Windenergieanlagen bis zum Jahr 2030 an, dass 1.660 Anlagen mit einer Leistung von ungefähr 5.490 MW installiert sein sollen. Für die Vorranggebiete und Suchräume der 12 Regionalverbände wurden zum 31.12.2019 insgesamt 11.727 ha Fläche ausgewiesen. Zusätzlich zur Regionalplanung wurden 12.722 ha gemäß kommunaler Bauleitplanung ausgewiesen. Dies entspricht zusammen ca. 0,7 % der Landesfläche.

Bayern gibt als Ausbauziel eine Gesamtkapazität von 3.400 MW für das Jahr 2025 an. Dieses Ziel beinhaltet einen Zubau von 300 Windenergieanlagen mit jeweils einer installierten Leistung von 3 MW ab dem Jahr 2019. Derzeit steht eine Fläche von insgesamt 36.566 ha für die Windenergienutzung zur Verfügung. Dies entspricht ca. 0,5 % der Landesfläche. Diese Angabe umfasst 24.266 ha für Vorranggebiete und 12.300 ha für Vorbehaltsgebiete.

Berlin und Brandenburg besitzen eine gemeinsame Landesplanung zur regionalen Steuerung von Windenergieanlagen. Diese gibt für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von 10.500 MW installierter Leistung an. Die Steuerung von Windenergieanlagen erfolgt durch die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windnutzung in den Regionalplänen. Auf kommunaler Ebene finden diesbezüglich keine weiteren Ausweisungen statt. Aktuell sind 30.210 ha als Eignungsgebiete ausgewiesen, dies entspricht einem Anteil von ca. 1 % der Landesflächen. Bei diesen Angaben muss beachtet werden, dass sich zwei der fünf Regionalpläne noch in Aufstellung befinden bzw. vom Oberverwaltungsgericht für unwirksam erklärt wurden und daher noch Änderungen in den Flächenausweisungen auftreten können.

Bremen gibt als politisches Ausbauziel für 2020 eine Energiemenge von 369-488 GWh pro Jahr an. In Bremen wird die Regionalplanung durch die Kommunalplanung ersetzt. Insgesamt steht derzeit eine Fläche von 325 ha für die Windenergienutzung zur Verfügung. Eine Veränderung des Flächenpotenzials bei Fortschreibung der aktuellen Pläne wird nicht erwartet. Die Möglichkeiten zur Entwicklung der Windkraft sind weitge-

hend ausgeschöpft. Einzelne Anlagen sind in den Hafengebieten oder an den Rändern der Kommunen noch denkbar.

Zum Stand 31.12.2019 hat Hamburg das Ausbauziel für Windenergie gemäß Koalitionsvertrag 2015 von 120 MW erreicht. Ein Zieljahr gab es für diese installierte Kapazität nicht. In Hamburg übernimmt der Flächennutzungsplan die Funktion des Raumordnungsplans, Regionalpläne sind für Hamburg nicht vorgesehen. 2013 wurde von der Hamburgischen Bürgerschaft die Fortschreibung des Flächennutzungsplans beschlossen, um Eignungsgebiete für Windenergie im Flächennutzungsplan neu auszuweisen. Zum Stand 30.01.2018 sind in Hamburg 173 ha als Eignungsgebiete ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,2 % der Landesfläche.

Für Hessen ist im Hessischen Energiegesetz geregelt, dass bis 2050 über Vorgaben im Landesentwicklungsplan eine regionalplanerische Sicherung von Vorranggebieten zur Nutzung der Windenergie in der Größenordnung von 2 % der Planungsregionen erfolgen soll. Dies entspricht einer Fläche von ca. 42.000 ha und einer Energiemenge von ca. 28.000 GWh pro Jahr. Dazu werden in den Regionalplänen Windvorrangflächen mit Ausschlusswirkung festgelegt. Sind die Regionalpläne in Kraft, dürfen Windenergieanlagen nur innerhalb dieser Flächen realisiert werden. Derzeit sind 38.964 ha der Landesfläche gemäß Regionalplanung als Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich.

In Mecklenburg-Vorpommern erfolgen die Angaben zu den Ausbauzielen für Windenergieanlagen gemäß den Zielen der energiepolitischen Konzeption der Landesregierung von 2015, an denen mit der Koalitionsvereinbarung 2016-2021 festgehalten wird. Dies entspricht dem flächenmäßigen Anteil des Landes am Bundesgebiet. Als konkretes Ausbauziel für Windenergieanlagen ist für 2025 eine Energiemenge von 12.000 GWh pro Jahr angegeben. Die Ausweisung von Eignungsgebieten für Windenergie wird abschließend durch die vier Regionalen Planungsverbände durchgeführt. In allen vier Planungsregionen werden die Regionalen Raumentwicklungsprogramme im Bereich Energie fortgeschrieben. Die Angabe von insgesamt 17.110 ha bezieht sich auf Flächen von in Aufstellung befindlichen Plänen. Der Anteil der installierten Leistung der Windenergieanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen wurde mit 25 % (Regional) beziffert.

In Niedersachsen ist das Ziel von mindestens 20 GW bis zum Jahr 2050 im Niedersächsischen Windenergieerlass festgelegt. Dieser wird zurzeit überarbeitet. Für die Realisierung dieses Ziels müssen nach derzeitigem Stand voraussichtlich 1,4 % der Landesfläche bereitgestellt werden; dies entspricht ca. 67.000 ha. Die Erstellung der Regionalen Raumordnungsprogramme wird von den Landkreisen, kreisfreien Städten, dem Zweckverband Großraum Braunschweig und der Region Hannover als Träger der Regionalplanung vorgenommen. Die Steuerung der Windenergie erfolgt in unterschiedlicher Weise. In 24 Regionen werden Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen, in acht Landkreisen lediglich Vorranggebiete. In acht weiteren Landkreisen wurde bisher auf eine Steuerung der Windenergienutzung über die Regionale Raumordnung verzichtet. Vier Landkreise sind gänzlich ohne Regionales Raumordnungsprogramm (RROP). Zum 01.02.2020 sind gemäß Regionalplanung 23.183,5 ha als Vorranggebiete und davon 16.804,5 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung ausgewiesen. Dies entspricht ca. 0,5 % der Landesfläche. Daten zur kommunalen Bauleitplanung liegen der Landesregierung nicht vor. Von der installierten Gesamtkapazität der Windenergieanlagen befinden sich regional 63,45 % außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen.

Nordrhein-Westfalen beschreibt in der Energieversorgungsstrategie ein Ausbauziel für Windenergieanlagen an Land. Bis zum Jahr 2030 sollen 10.500 MW an Windenergieanlagen installiert sein. Derzeit sind gemäß Regionalplanung Vorranggebiete mit einer Fläche von 10.365 ha und Vorbehaltsgebiete mit einer Fläche von 187 ha rechtskräftig ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich. Vorranggebiete für die Windenergienutzung

bestehen in NRW nur in den Planungsregionen Düsseldorf und Münster, Vorbehaltsgebiete gibt es bislang nur in der Planungsregion Düsseldorf. Diese Daten bleiben zunächst unberücksichtigt, weil der geänderte Landesentwicklungsplan NRW Vorgaben enthält, die eine Überarbeitung des Konzeptes für die Windenergienutzung erforderlich machen. Die Regionen Arnsberg, Detmold, Münster, Köln, Düsseldorf und der Regionalverband Ruhr haben insgesamt eine Fläche von ca. 36.653 ha angegeben, die in den Flächennutzungsplänen zusätzlich für Windenergie ausgewiesen ist. Zusammen mit den regional ausgewiesenen Flächen entspricht das einem Anteil von 1,4 % der Landesfläche.

Auch in Rheinland-Pfalz sollen grundsätzlich 2% der Fläche des Landes für die Windenergienutzung bereitgestellt werden. Ein konkretes Ziel ist jedoch nicht definiert. Die Gesamtanzahl und die Gesamtkapazität der Anlagen am Netz belaufen sich zum 31.12.2019 auf eine installierte Leistung von 3.579,68 MW und eine Jahresenergiemenge von 6.041 GWh. Gemäß Regionalplanung sind derzeit 11.096 ha für Windenergieanlagen ausgewiesen. Zusätzlich wird eine Fläche von 16.329,5 ha gemäß kommunaler Bauleitplanung ausgewiesen.

Das Saarland beschreibt ein Ausbauziel für Windenergieanlagen von 100 MW ohne Zieljahr. Gemäß Regionalplanung sind aktuell 849 ha Vorranggebiete für Windenergie ausgewiesen. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung im Saarland nicht abschließend, so dass zusätzlich 4.513 ha als Konzentrationszonen für Windenergie in Flächennutzungsplänen ausgewiesen sind. Dies entspricht insgesamt einem Flächenanteil von ca. 2,1 % der Landesfläche.

Gegenüber der Abfrage zum letzten Szenariorahmen 2019-2030 haben sich die Ziele von Sachsen nicht geändert. Sachsen sieht es gemäß dem Energie- und Klimaprogramm von 2012 als möglich an, die Stromerzeugung aus Windenergie bis 2022 auf 2.200 GWh pro Jahr zu steigern. Gemäß Landesentwicklungsplan sollen die erforderlichen Flächen dafür in den Raumordnungsplänen durch eine abschließende flächendeckende Planung gesichert werden. Zum Stand 31.12.2017 ergeben sich daraus insgesamt 3.346 ha Vorrang- und Eignungsgebiete sowie 69 ha Vorbehaltsgebiete, so dass in Sachsen insgesamt 3.415 ha für Windenergienutzung ausgewiesen sind. Dies entspricht einem Anteil von 0,2 % an der Gesamtfläche. Die installierte Kapazität beträgt innerhalb der Vorrang- und Eignungsgebiete 910,6 MW. Die Ausweisungen in den rechtskräftigen Regionalplänen aus den Jahren 2008 - 2010 beruhen auf der Zielstellung zur Erzeugung von 1.150 GWh pro Jahr durch die Nutzung der Windenergie gemäß Klimaschutzprogramm Sachsen 2001. Derzeit werden die Regionalpläne fortgeschrieben und dabei an die Vorgaben des Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 mit der Zielstellung zur Erzeugung von 2.200 GWh pro Jahr durch die Windenergie angepasst, so dass eine Änderung in der Flächenkulisse zu erwarten ist.

In Sachsen-Anhalt besteht kein konkretes Ausbauziel für Windenergieanlagen. Gemäß Regionalplanung stehen aktuell 18.906 ha der Landesfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung; 14.979 ha als Vorranggebiet mit Ausschlusswirkung und 3.927 ha als Eignungsgebiete. Dies entspricht ungefähr 0,9 % der Landesfläche. Zusätzlich zur Regionalplanung ist aktuell gemäß Bauleitplanung eine Fläche von 2.470 ha (Flächennutzungsplan) und ca. 160 ha (Bebauungsplan) ausgewiesen. Die Windenergienutzung wird in Sachsen-Anhalt nicht abschließend durch die Regionalplanung gesteuert. Von der installierten Leistung befinden sich schätzungsweise 47,5 % außerhalb der aktuell ausgewiesenen Fläche.

Schleswig-Holstein gibt laut des am 07.03.2017 in Kraft getretenen Energiewende- und Klimaschutzgesetzes ein Ausbauziel für die Onshore Windenergie von 10 GW bis zum Jahr 2025 an. Dieser Wert wird aus den 37 TWh abgeleitet, auf die die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2025 mindestens ausgebaut werden soll. Aktuell sind 31.805 ha für Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen. Dies entspricht

ungefähr 2 % der Landesfläche. Grundsätzlich wird die Windenergienutzung in Schleswig-Holstein abschließend von der Regionalplanung gesteuert, die Kommunen haben jedoch begrenzte Möglichkeiten innerhalb der Vorranggebiete Feinsteuerungen hinsichtlich Anlagenhöhen und der genauen Standorte vorzunehmen. Derzeit sind noch etwa 5.900 ha zusätzlich zu den in den Regionalplänen ausgewiesenen Vorranggebieten für Windenergieanlagen in den Flächennutzungsplänen ausgewiesen. Allerdings kann auf diesen Flächen kein Repowering stattfinden. Nach Inkrafttreten der neuen Regionalpläne haben die Gemeinden eine Pflicht zur Anpassung ihrer Flächennutzungspläne an die dann geltenden Vorranggebiete. Der genannte Flächenumfang von 5.900 ha wird also mittelfristig entfallen.

Thüringen plant laut Landesentwicklungsprogramm 2025 eine Stromproduktion von mindestens 5.900 GWh pro Jahr aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020. Von diesen sollen 2.900 GWh pro Jahr durch Windenergie produziert werden. Gleichzeitig wird im Koalitionsvertrag von 2014 festgelegt, dass 1 % der Landesfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung gestellt wird. Dies entspricht ca. 16.200 ha. Zum Erreichen dieser Ziele wurden für die vier Planungsregionen zu leistende Beiträge im Landesentwicklungsprogramm festgelegt. Derzeit sind in den vier Planungsregionen 4.997 ha als Vorranggebiete Windenergierechtskräftig ausgewiesen und 7.759 ha in Aufstellung befindlich. Hierbei ist zu beachten, dass es zu Überschneidungen zwischen rechtskräftigen und in Aufstellung befindlichen Vorranggebieten kommt. Die Regionalplanung steuert die Windenergienutzung in Thüringen grundsätzlich abschließend. Zusätzlich zur Regionalplanung sind gemäß kommunaler Regionalplanung aktuell 18,7 ha zusätzlich zur Regionalplanung gemäß kommunaler Bauleitplanung für Windenergieanlagen ausgewiesen. Derzeit befinden sich ca. 25 % der installierten Gesamtkapazität an Windenergieanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Flächen.

Die folgende Tabelle gibt den jeweiligen Stand der Windenergie in den einzelnen Bundesländern zum Stichtag 31.12.2018 wieder. Da die Ziele der Bundesländer sehr heterogen sind und sich auf verschiedene Jahre und Werte (installierte Leistung, Hektar, Energiemenge) beziehen dient Tabelle 40 der groben Einordnung der von den Bundesländern genannten Ziele und weist jeweils die Anlagenzahl, die installierte Leistung und die 2018 produzierte Energiemenge aus.

	Anlagenanzahl	Installierte Leistung [MW]	Jahresarbeit 2018 [GWh]
Baden-Württemberg	778	1.620,4	2.499,2
Bayern	1.237	2.541,7	4.511,6
Berlin	10	12,4	27,4
Brandenburg	3.793	7.063,5	11.573,8
Bremen	91	203,2	362,5
Hamburg	68	118,7	208,9
Hessen	947	2.061,8	3.733,5
Mecklenburg-Vorpommern	1.807	3.288,9	5.916,8
Niedersachsen	6.121	11.025,1	18.926,7
Nordrhein-Westfalen	3.439	5.814,5	10.048,8
Rheinland-Pfalz	1.671	3.567,3	6.025,4
Saarland	192	457,5	843,6
Sachsen	930	1.251,6	1.947,3
Sachsen-Anhalt	2.851	5.109,3	8.197,9
Schleswig-Holstein	3.224	6.705,6	11.266,8
Thüringen	887	1.605,5	2.619,4
Σ Bundesrepublik Deutschland	28.046	52.447,0	88.709,6

Tabelle 40: Wind an Land nach Bundesland (EEG in Zahlen 2018 der Bundesnetzagentur)

Aus den Informationen der Bundesländer ist zu entnehmen, dass in Summe regional eine Fläche von ca. 239.584 ha für die Windenergienutzung rechtskräftig ausgewiesen bzw. in Aufstellung befindlich ist. Hinzu kommt eine Fläche von ca. 78.535 ha aus den kommunalen Planungen. Insgesamt steht demnach knapp 0,9 % der Fläche des Bundesgebietes aktuell dem Ausbau mit Windenergieanlagen zur Verfügung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Angaben zu den kommunalen Planungen nur von wenigen Bundesländern bereitgestellt werden konnten.

2.2.2 Abgleich mit den Daten aus dem Raumordnungsplan-Monitor

Wie auch schon im letzten Szenariorahmen 2019-2035 werden Daten zur Windenergienutzung aus dem Raumordnungsplan-Monitor (ROPLAMO) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) herangezogen, um die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden mit diesen abzugleichen. Beim ROPLAMO handelt es sich um ein bundesweites Planinformationssystem, in dem zeichnerische und textliche Festlegungen der Landes- und Regionalplanung erfasst werden und das so einen Überblick über alle rechtsverbindlichen Festlegungen in der Landes- und Regionalplanung bieten. Die Bundesnetzagentur prüft beide Datensätze durch einen Vergleich. Abweichungen zwischen den Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden und den Daten des ROPLAMO können unter anderem aufgrund des unterschiedlichen Datenstands auftreten. Die Daten des ROPLAMO liegen zum Stand 31.12.2018 vor, die Abfrage der Obersten Landesplanungsbehörden erfolgte zum Stand 31.12.2019. In den Daten des ROPLAMO sind keine kommunalen Daten enthalten, so dass die Gegenüberstellung auf regionaler Ebene erfolgt. Da der ROPLAMO rechtsverbindliche Planungsaussagen beinhaltet, sind Planentwürfe, die eine Momentaufnahme des Planungsstandes darstellen, nicht enthalten.

Die Plausibilisierung erfolgt sowohl im Hinblick auf die von den Obersten Landesplanungsbehörden in der Abfrage getätigten Flächenangaben bezüglich der für Windenergieanlagen rechtskräftig ausgewiesenen bzw. in Aufstellung befindlichen Flächen als auch auf die in diesem Zusammenhang von zwölf Bundesländern zur Verfügung gestellten Geodaten. In Bezug auf die Geodaten lässt sich festhalten, dass sich die der Bundesnetzagentur vorliegenden Geodaten der Obersten Landesplanungsbehörden in hohem Maße als deckungsgleich mit den vorhandenen Geodaten aus dem ROPLAMO erwiesen. Hinsichtlich der Gegenüberstellung der Flächenangaben mit den Daten des ROPLAMO zeigen sich in einigen Bundesländern Abweichungen, die jedoch durch die im Folgenden genannten Gründe erklärbar sind:

- Einzelne Regionalpläne traten erst nach dem 31.12.2016 in Kraft, so dass sie in den aktuell vorliegenden Daten des ROPLAMO noch nicht enthalten sind.
- Die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden enthalten z.T. bereits Entwurfsdaten aus den in Aufstellung befindlichen Plänen. In den Daten des ROPLAMO sind die rechtsverbindlichen Daten erfasst.
- Die Angaben der Obersten Landesplanungsbehörden enthalten neben den regionalen auch kommunale Flächenangaben, die im ROPLAMO nicht erfasst werden (siehe leere Felder in Tabelle 41).
- Vereinzelt sind alte Pläne (wieder) rechtskräftig, für die keine Geodaten vorliegen, die in den ROPLAMO integriert werden konnten.

Einzelne Planungsregionen stimmen einer Weitergabe der Geodaten nicht zu, so dass diese nicht zu Vergleichszwecken herangezogen werden können.

Die nachfolgende Tabelle 41 stellt die Summe der ausgewiesenen Flächen gegenüber.

Bundesland	regionale Flächenan- gabe lt. Fragebogen [ha]	der Berechnung zugrunde liegende Flächen	ROPLAMO- Daten (BBSR) [ha]
Baden-Württemberg	11.727	Vorranggebiete sowie Suchräume der 12 Regionalverbände	9.996
Bayern	36.566	Vorrang- und Vorbehaltsgebiete	32.695
Berlin/Brandenburg	30.210	Eignungsgebiete	32.195
Bremen	325	Vorranggebiete	
Hamburg	173	Eignungsgebiete	
Hessen	38.964	Vorranggebiete zur Nutzung der Wind- energie mit Ausschlusswirkung und Vor- ranggebiete zur Nutzung der Windenergie	16.662
Mecklenburg- Vorpommern	17.140	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung und Eignungsgebiete (in Aufstellung be- findliche Flächen)	5.097
Niedersachsen	23.184	Vorranggebiete und Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung	27.659
Nordrhein-Westfalen	10.552	Vorrang- und Vorbehaltsgebiete (z.T. Entwurfsdaten)	10.601
Rheinland-Pfalz	11.096	Vorranggebiete und zusätzlich zur Regi- onalplanung ausgewiesene Fläche	27.790
Saarland	849	Vorranggebiete	825
Sachsen	3.415	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung und Vorbehaltsgebiete	3480
Sachsen-Anhalt	18.906	Vorranggebiete und Eignungsgebiete sowie zusätzlich zur Regionalplanung ausgewiesene Fläche	15.533
Schleswig-Holstein	31.805	Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung	
Thüringen	4.997 (7.759)	rechtskräftig ausgewiesene Vorrangge- biete (in Aufstellung befindliche Vorrang- gebiete)	5.028
Gesamtfläche Deutschland	239.584		187.560

Tabelle 41: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten

2.3 Keine Berücksichtigung der Netzausbauregionen für die Regionalisierung Wind Onshore

Der Bundesgesetzgeber hat den Übertragungsnetzbetreibern nach § 36c EEG die Möglichkeit eingeräumt, eine Netzausbauregion mit einem entsprechend verringerten Windenergieausbau regional angemessen zu berücksichtigen. Weil der Ausbau der Erzeugung Erneuerbarer Energien schneller vorangeht als der dazugehörige Netzausbau für deren Abtransport, entstehen derzeit und auch in Zukunft erhebliche Zusatzkosten für Redispatch Maßnahmen. Daraus hat der Gesetzgeber die Konsequenz gezogen, dass in denjenigen Regionen, in denen der Stromüberschuss aus Erneuerbaren Energien besonders hoch ist, zunächst weniger Windenergieanlagen zugebaut bzw. weniger ausgeschrieben werden sollen. In dieser von der Bundesnetzagentur mittels der §§ 10-13 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) bestimmten Netzausbauregion dürfen nur noch 58 % der installierten Winderzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden, die dort im Durch-

schnitt der Jahre 2013 bis 2015 zugebaut worden waren. Darüber hinausgehende Winderzeugungskapazitäten werden im Ausschreibungsverfahren demnach in denjenigen Regionen bezuschlagt, die nicht als Netzausbaugebiet ausgewiesen worden sind.

In der Gesetzesbegründung zur EEG-Novelle 2016 heißt es dazu:

„Für den weiteren Erfolg der Energiewende ist der Ausbau der Netze von zentraler Bedeutung. Langfristig ist es günstiger, die kostengünstigsten Potenziale für Windenergie an Land im Norden zu erschließen und die hierfür erforderlichen Netze zu errichten, wie verschiedene Studien belegen. Deshalb sind in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Anstrengungen des Bundes und der Länder unternommen worden, den Netzausbau voranzubringen. Trotz aller Anstrengungen wird es aber eine Übergangszeit geben, bis die erforderlichen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Deshalb ist es sinnvoll, den Zubau im Norden in einer Übergangszeit zu begrenzen. Für diese Übergangszeit verfolgt das EEG 2016 das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien in der vorgeschlagenen Form besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen. [...] Ungeachtet dessen sind Bund und Länder bestrebt, den gesamten Netzausbau bundesweit gemeinsam voranzubringen.“

Die Netzausbauregion soll also Ausbau von Wind Onshore nicht verhindern, sondern lediglich temporär besser mit dem Netzausbau verzahnen. Dementsprechend hält die Bundesnetzagentur an der Annahme des letzten Szenariorahmens 2019-2030 fest, dass die Netzausbauregion nur für eine Übergangszeit eingerichtet wird und im Anschluss daran Nachholeffekte bis zum Jahr 2035/2040 für einen Ausgleich sorgen, der es gestattet, die Netzausbauregionen für die Dimensionierung des langfristigen Netzausbaus außer Acht zu lassen.

Darüber hinaus ist aus dem gegenwärtigen Stand des Gesetzgebungsverfahrens zur Novellierung des EEG (EEG 2021) zu entnehmen, dass § 36c EEG, der das Netzausbaugebiet regelt, ersatzlos gestrichen werden soll.

2.4 Berücksichtigung 10 H Regelung und Drehfunkfeuer für die Regionalisierung Wind Onshore

Die Bundesnetzagentur hält weiterhin an ihrer Ansicht aus dem vorletzten Szenariorahmens 2017-2030 fest, dass die 10 H Regelung in Bayern im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore zu berücksichtigen ist (Entscheidung vom 30.06.2016, S. 163 f.). Die zeitlich eingeschränkte und inzwischen abgelaufene Möglichkeit einer Länderöffnungsklausel nutzte ausschließlich das Bundesland Bayern, um die bauplanungsrechtliche Privilegierung für Windenergie im Außenbereich einzuschränken und Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und baulichen Nutzungen selbst festzulegen. Gemäß der 10 H Regelung dürfen Windenergieanlagen in Bayern grundsätzlich nur noch in einer Entfernung zur Wohnbebauung errichtet werden, die der zehnfachen Höhe der Anlage entspricht. Alle anderen Bundesländer haben von der Länderöffnungsklausel keinen Gebrauch gemacht.

Für Windenergie an Land soll in Kürze eine Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch eingeführt werden, die den Bundesländern die Möglichkeit einräumt, einen Mindestabstand von bis zu 1.000 Metern zwischen Windenergieanlagen und Wohngebäuden in ihre Landesgesetze aufzunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben solche Regelungen in Zukunft angemessen zu berücksichtigen. Die bestehende und schärfere bayerische 10 H Regelung bleibt davon unberührt.

Die Bundesnetzagentur hält ferner an ihrer Ansicht fest, dass die Drehfunkfeuer im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore zu berücksichtigen sind (siehe Szenariorahmen 2019-2030, Entscheidung vom 30.06.2016, S. 164 f.). Ein Drehfunkfeuer ist ein Funkfeuer für die Luftfahrtnavigation, das ein spezielles Funk-

signal aussendet, dem ein Empfänger im Flugzeug die Richtung zum Funkfeuer entnehmen kann. Das Flugzeug benötigt damit keine Peilanlage, da die Richtungsinformation vom Sender in das Signal kodiert wird. Im Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen muss zunächst die Behörde, die die Genehmigung gegenüber den Windenergieanlagenbetreibern erteilt, prüfen, ob im konkreten Fall eine luftverkehrsrechtliche Prüfung bzw. Zustimmung einzuholen ist.

3 Regionale Zuordnung des Stromverbrauchs

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Regionalisierung des Stromverbrauchs ist aus Sicht der Bundesnetzagentur angemessen und gut nachvollziehbar und wurde auch von den Konsultationsteilnehmern nicht beanstandet. Daher soll die vorgeschlagene Methodik Anwendung finden. Nachstehend ist die Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst.

Im ersten Schritt wird der Nettostromverbrauch je Sektor des Jahres 2016 auf die einzelnen Bundesländer heruntergebrochen. Hierzu werden die veröffentlichten Energie- und CO₂-Bilanzen der Bundesländer herangezogen. Dadurch ist sichergestellt, dass zum einen eine Konsistenz der Modellierung zu den Angaben der einzelnen Bundesländer sichergestellt ist und zum anderen kann die räumliche Prognoseunsicherheit reduziert werden. Anschließend wird der bundeslandscharfe Nettostromverbrauch der einzelnen Sektoren einer weiteren räumlichen Detailierung auf Landkreisebene unterzogen. Die einzelnen Sektoren, die nach klassischen und neuen Stromanwendungen klassifiziert werden, sind in Tabelle 42 gestellt.

Klassifizierung	Anwendungssektor	Beschreibung
Klassische Stromanwendungen	Haushalte	Stromnachfrage der (privaten) Haushalte
	Gewerbe / Handel / Dienstleistung	Stromnachfrage in öffentlichen und privaten Einrichtungen des Handels und Dienstleistungsbereichs
	Verkehr	Stromnachfrage des Schienenverkehrs
	Verarbeitendes Gewerbe / Industrie	Stromeinsatz zur Herstellung, Veredelung, Montage oder Reparatur von Erzeugnissen und Produkten
	Umwandlungsbereich (Gewinnung von Kohle, Erdgas, Erdöl)	Stromeinsatz zur Gewinnung / Umwandlung / Verarbeitung anderer Energieträger
Neue Stromanwendungen	Elektromobilität	Stromnachfrage elektrisch angetriebener PKW
	Wärmepumpen	Stromnachfrage elektrisch betriebener Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme

Tabelle 42: Übersicht der zu modellierenden Anwendungssektoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die in Tabelle 42 aufgelisteten Sektoren werden u. a. durch die Indikatoren Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung und durchschnittliche Fahrleistung im Nahverkehr beeinflusst.

Zur Gewichtung der jeweiligen Indikatoren der einzelnen Sektoren, greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf historische Stromnachfragedaten zurück. Da im untersuchten Referenzjahr 2016 der Anteil der neuen Stromanwendungen klein war, beschränkt sich die Betrachtung auf die klassischen Stromanwendungen. In Tabelle 43 sind die gewichteten Indikatoren je Sektor aufgelistet.

Sektor / Stromanwendung	Indikator	Gewichtung
Haushalte	Bevölkerung	70 %
	Anzahl der Haushalte	20 %
	Verfügbares Einkommen der Haushalte	10 %
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Erwerbstätige (Inland), Dienstleistung	20 %
	Bruttowertschöpfung	80 %
Verkehr	Fahrleistung Eisenbahn	50 %
	Fahrleistung Straßenbahn	50 %
verarbeitendes Gewerbe / Industrie	Stromverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes bzw. der Industrie, des Bergbaus sowie der Gewinnung von Steinen und Erden	100 %
Umwandlungsbereich	Anzahl der Betriebe im Umwandlungsbereich	100 %

Tabelle 43: Sektorale Landkreisregionalisierung mittels Indikatoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Es wird angenommen, dass diese Gewichtung aus dem Referenzjahr 2016 auch zukünftig respektive in allen Szenarien angenommen werden kann. Die Fortschreibung des Nettostromverbrauchs für das jeweilige Szenario hat als Zielgröße die jeweilige Vorgabe der Bundesnetzagentur. Die Fortschreibung je Sektor wird wie folgt vorgenommen.

- **Haushalte:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung und der Anzahl der Haushalte im Landkreis unter Berücksichtigung der Energieeffizienz
- **Gewerbe, Handel, Dienstleistung:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz
- **Verkehr:** Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung im Landkreis
- **verarbeitendes Gewerbe / Industrie:** Konstante Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Energieeffizienzsteigerungen
- **Umwandlungsbereich:** Fortschreibung anhand der Reduktion der installierten Leistung von Kohlekraftwerken
- **Elektromobilität:** Fortschreibung der landkreisbezogenen PKW-Anzahl proportional anhand der Bevölkerungsentwicklung im Landkreis
Ableitung der Anzahl elektrisch betriebener PKW je Landkreis aus dem Anteil der PKW im Landkreis an der Gesamtzahl aller PKW in Deutschland im Referenzjahr
- **Wärmepumpen:** Ableitung der Wärmepumpenanzahl je Landkreis anhand des jeweiligen Anteils der Ein- und Zweifamilienhäuser an der Gesamtzahl

Nachfolgend ist die Entwicklung der einzelnen Indikatoren beschrieben.

- **Bevölkerung:** Die in Tabelle 44 aufgelistete Prognose der Bevölkerungsentwicklung für Deutschland basiert auf der 14. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamtes von 2019. Es werden szenariospezifische Bevölkerungsentwicklungen angenommen, sodass die Bevölkerung (und damit auch die Stromnachfrage von Haushalten) von Szenario A nach Szenario C ansteigt. Für das Szenario

rio A wird entsprechend die Variante mit moderater Entwicklung bei niedrigem Wanderungssaldo (G2-L2-W1) genutzt. In den B-Szenarien wird auf die Variante mit moderater Bevölkerungsentwicklung und moderatem Wanderungssaldo (G2-L2-W2) zurückgegriffen. Im C-Pfad wird die Variante mit moderater Bevölkerungsentwicklung und hohem Wanderungssaldo (G2-L2-W3) verwendet.

Jahr	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Bevölkerung	82,5 Mio.	82,1 Mio.	82,9 Mio.	84,5 Mio.	82,2 Mio.

Tabelle 44: Bevölkerungsentwicklung

- **Anzahl der Haushalte:** Die Anzahl der Haushalte je Landkreis wird für alle Szenarien gemäß den Angaben des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung angenommen.
- **Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser:** Es wird angenommen, dass das Verhältnis zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern und den Haushalten in einem Landkreis konstant bleibt. Daher orientiert sich die Fortschreibung an der Anzahl der Haushalte.
- **Elektromobilität:** Die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Elektromobilität sind in Kapitel II B 3.5.1 beschrieben. In Tabelle 45 sind die Anzahl (ohne E-Schwerlastverkehr) und deren Jahresverbrauch nochmals dargestellt.

Elektromobilität	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Anzahl	9,0 Mio.	12,0 Mio.	15,0 Mio.	14,0 Mio.
Jahresverbrauch	31,6 TWh	41,4 TWh	51,8 TWh	49,3 TWh

Tabelle 45: Anzahl und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien

- **Wärmepumpen:** Die getroffenen Annahmen zur Entwicklung von Wärmepumpen sind in Kapitel II B 3.5.2 beschrieben. In Tabelle 46 sind die Anzahl und deren Jahresverbrauch nochmals dargestellt.

Wärmepumpen	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Anzahl	3,0 Mio.	5,0 Mio.	7,0 Mio.	6,5 Mio.
Jahresverbrauch	9,6 TWh	16,0 TWh	22,4 TWh	20,8 TWh

Tabelle 46: Anzahl und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien

- **Energieeffizienz:** Die Bundesnetzagentur gibt den Übertragungsnetzbetreibern zur Ermittlung und zur Regionalisierung des Stromverbrauchs szenariospezifische Effizienzsteigerung im Stromsektor (für die klassischen Stromanwendungen) gegenüber 2018 vor. Laut den Energiedaten des Bundeswirtschaftsministeriums sind zwischen 2008 und 2018 insgesamt 2,3 % Effizienzgewinne beim Nettostromverbrauch erzielt worden. Sofern man von Ende 2018 (Referenzdatum für den Verbrauch) auf das Ende 2035 extrapoliert, ergeben sich für diese 17 Jahre 3,91 % Effizienzgewinne ($0,23 \% \cdot 17$ Jahre). Für die Annahmen in den Szenarien wird diese lineare Entwicklung aufgespreizt, um die die Unsicherheit der zukünftigen Effizienzsteigerung abzubilden. In Szenario A 2035 werden 2,5 % Effizienzsteigerungen gegenüber 2018 angenommen, in Szenario B 2035 5 %, in Szenario C 2035 7,5 % und in Szenario B 2040 6%.

D Neue technische Ansätze für Netzbetriebsmittel oder Netzbetriebsführung

Die Debatten rund um die zurückliegenden Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen sind in der Regel von dem Verständnis geprägt, dass die Energiewende auch einen signifikanten zusätzlichen Transportbedarf im Übertragungsnetz auslöst. Dabei steht nach wie vor der Ausbau der Drehstromnetze, unterstützt durch gezielte Punkt zu Punkt Gleichstromverbindungen, im Vordergrund. Allerdings erscheint nicht immer offensichtlich, welche weiteren Optimierungsoptionen es aus netztechnischer Sicht gibt und welche Effekte sie tatsächlich auf den Netzausbaubedarf haben. So haben sich beispielsweise die Phasenschiebertransformatoren (PST) als sogenannten Ad-Hoc-Maßnahmen als besonders wirksam bei der Lastflussteuerung und somit zur mittelfristigen Engpassverminderung erwiesen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden zudem sogenannte „Netzboosterpilotanlagen“ beantragt und bestätigt. Für zwei Projekte konnte durch konkrete Konzepte bereits ein absehbarer Nutzen nachgewiesen werden. Zudem ermöglichen die Anlagen durch weitere Entwicklungen den Einstieg in eine reaktive Netzbetriebsführung.

Die Bundesnetzagentur verlangt von den Übertragungsnetzbetreibern auch im Netzentwicklungsplan 2021-2035, alle relevanten neuen Technologien für den Einsatz im Übertragungsnetz darzustellen. Für neue Technologien und Konzepte sollte eine allgemeine Technologiebewertung vorgenommen werden, welche alle bekannten netztechnischen Betriebsmittel und relevanten neuen Technologien auch der Betriebsführung umfasst. Die Darstellung der netztechnischen Betriebsmittel im Rahmen einer Technologiebewertung soll sowohl Betriebskonzepte, netztechnische Auswirkungen, die Realisierbarkeit, sowie eine Abwägung der Kosten und des Nutzens beinhalten.

Als netztechnische Betriebsmittel definiert die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang sämtliche elektrotechnischen Betriebsmittel, sowohl aktiv als auch passiv, die zur vollständigen und sicheren Erfüllung der Transportaufgabe der Übertragungsnetze beitragen.

Als relevante neue Technologien werden elektrotechnisch aktive aber auch passive Betriebsmittel verstanden, deren Einsatz sowohl heute im deutschen Übertragungsnetz als auch in Zukunft in den Planungen eine Rolle spielen. Dies beinhaltet auch Betriebsmittel, die bereits in Übertragungsnetzen anderer Länder erfolgreich zum Einsatz kommen.

E Betrachtungen zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung

Seit einiger Zeit fordern unterschiedliche Akteure des Energiemarktes eine so genannte integrierte Netzplanung von Strom- und Gasnetz, mitunter auch noch gekoppelt mit der Wärmeversorgung. Das Thema Sektorenkopplung erfordere demnach eine gemeinsame Planung, um die Integration von Strom und Gas als „hybrides technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Denn Gas werde zunehmend nicht mehr als Problem, sondern als Teil der Lösung einer langfristigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gesehen. In den letzten Monaten und Jahren haben mehrere Gutachten dargelegt, dass „grünes“ Gas als Biomethan, aber vor allem auch als synthetisches Gas oder als Wasserstoff einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten könne. In den meisten Fällen wird allerdings die praktische Umsetzung dieser integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Es bleibt offen, ob eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze in einem gemeinsamen Simulationsprozess gemeint ist, ob es darum geht, eine ganzheitliche Energiesystemplanung durchzuführen, oder ob die Szenarien und damit lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung möglichst vereinheitlicht werden sollen.

Im vorliegenden Konsultationsverfahren befürworten fast alle Konsultationsteilnehmer einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom und Gas. Viele Konsultationsteilnehmer halten eine zeitliche Synchronisierung der Prozesse als einen ersten geeigneten Schritt einer integrierten Netzentwicklungsplanung. Einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan halten die meisten Konsultationsteilnehmer, anders als einen gemeinsamen Szenariorahmen, nicht für sinnvoll. Aufgrund der ohnehin schon sehr hohen Komplexität des Netzentwicklungsplans Strom, halten die Konsultationsteilnehmer einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan aus Gas und Strom für wenig geeignet.

Für einen gemeinsamen Szenariorahmen sprechen aus Sicht der Konsultationsteilnehmer insbesondere die Annahmen zu Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerken, welche in den derzeitigen Prozessen (Strom und Gas) zum Teil deutlich voneinander abweichen. Hierfür sei auch eine zeitliche Synchronisation (sowie Angleichung der Zieljahre) erforderlich. Ein gemeinsamer Szenariorahmen könne aus Sicht der Konsultationsteilnehmer dafür sorgen, dass die grundlegenden Rahmenbedingungen für beide Prozesse einheitlich seien.

Zwei weitere Aspekte lassen sich dazu herausfiltern. Zum einen ist der Klimaschutz zu nennen, welcher von vielen Konsultationsteilnehmern als wichtiger Punkt angebracht wird, warum sich Gas- und Stromnetzplanung annähern sollte. Sowohl Gas- als auch Stromsektor müssten sich an den Klimaschutzziele orientieren. Eine gemeinsame Betrachtung sei erforderlich, um zu zeigen wie die vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors erfolgen kann. Zum anderen sei es aus Sicht der Konsultationsteilnehmer in Zukunft erforderlich, dass die Infrastrukturen nach einem volkswirtschaftlichen Optimum genutzt würden. Hierbei sind sowohl bestehende, als zu errichtenden Infrastrukturen gemeint. Im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse solle in Zukunft stets die Technologie zum Einsatz kommen, welche aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten am günstigen sei. Dies zielt insbesondere auf die Ermittlung von Standorten für Power-to-Gas Anlagen ab. Eine getrennte Betrachtung von Strom und Gas sei dafür nicht geeignet. Der Frage nach der zukünftigen Allokation von Gaskraftwerken und Power-to-Gas Anlagen müsse in der Diskussion um eine integrierte Netzplanung Raum eingeräumt werden.

Manche Konsultationsteilnehmer halten die Berücksichtigung von Wärmenetzen für erforderlich, andere wiederum sehen dies als eine mögliche Erweiterung zu einem Prozess, in welchem Strom und Gas bereits integriert geplant werden. Einige Konsultationsteilnehmer verweisen darauf, dass der Netzentwicklungsplan Gas die Klimaschutzziele nicht einhalte, der Netzentwicklungsplan Strom hingegen schon, weswegen sich der Netzentwicklungsplan Gas dem Netzentwicklungsplan Strom anzupassen haben.

Genauer gesagt enthalten die gesetzlichen Vorgaben, die Fernleitungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur einzuhalten haben, keine Berücksichtigung von Klimazielen. Diese müssen erst definiert werden. Das ist behördlicherseits nicht zu leisten, weil anders als die Stromerzeugung die Gasnutzung kein eigener Sektor, sondern stets Teil anderer Märkte ist, die über eigenständige Klimaziele verfügen (z. B. Verkehrs- oder Wärmesektor). Aus den diversen Sektoren einen eigenen Gassektor mit eigenem Klimaziel abzuleiten ist eher eine politische als eine administrative Aufgabe. Diese Aufgabe könnte im Rahmen eines vorgelagerten Prozesses zur Szenariengestaltung, den beispielsweise die DENA Netzstudie III derzeit durchführt, erfüllt werden und die Inhalte dann in einen Szenariorahmen Strom, Gas, Wasserstoff und gegebenenfalls Wärme und die entsprechenden Netzentwicklungspläne überführt werden.

Eine integrierte Netzberechnung wird im gegenwärtigen System der beiden Prozesse Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan Strom und Gas nicht durchgeführt, da die beiden Simulationsprozesse grundverschieden sind. Für die Stromnetzberechnung erfolgt innerhalb der deutschen Strompreiszone keine Handelsbeschränkung durch die innerdeutsche Netzkapazität. Es werden Annahmen über die installierten Leistungen der Erzeuger und Verbraucher sowie die Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern getätigt und anhand von Strommarktsimulationen Netznutzungsfälle für alle 8760 Stunden des Zieljahres ermittelt, um zu bestimmen, was das Stromnetz (zukünftig) leisten muss. Es wird somit nicht explizit vorgegeben, welche Kapazitäten das Netz haben soll.

Das ist im Gasmarkt anders. Zentraler Punkt des Entry-Exit-Systems ist der Erwerb von Netzkapazitäten, deswegen finden diese Kapazitäten Eingang in die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas. In der Gasnetzberechnung werden einzelne Lastsituationen maximaler Kapazitätsauslastung der Entry- und Exitpunkte des Gasnetzes gemäß vertraglicher Vereinbarungen zwischen den Marktakteuren betrachtet. Die Gasnetzentwicklungsplanung erfolgt unter der Prämisse, dass (diese) Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können. Die prognostizierte Kapazitätsbedarfsentwicklung von Verteilernetzbetreibern sowie konkrete Anfragen nach Netzkapazität für den Anschluss bspw. neuer Gaskraftwerke an konkreten Standorten sind somit ausschlaggebend für den Umfang des Netzausbaus. Es erfolgt keine Marktsimulation, da explizite Kapazitätsannahmen für jeden Entry- und Exitpunkt des Netzes zugrunde gelegt werden.

Die netzausbaudimensionierenden Situationen und Kriterien bei der Strom- und der Gasnetzplanung sind daher nicht miteinander in Einklang zu bringen.

Unter einer ganzheitlichen Energiesystemplanung verstehen die vorhandenen Studien eine nahezu vollständig durchgeführte Energiewende für das Jahr 2050. Für eine solche Planung müssten Erzeugungskapazitäten und Bedarf des Strom- und des Gasmarktes sowie die eingesetzten Technologien feststehen oder über die kommenden 31 Jahre prognostiziert werden. Schon allein aufgrund des langfristigen Prognosehorizonts und der damit verbundenen Unsicherheiten resultieren Bedenken, aus einer ganzheitlichen Energiesystemplanung konkrete Netzausbaumaßnahmen im Strom- und Gasnetz abzuleiten. Dafür müsste von staatlicher Seite eine technologische Entwicklung „festgelegt“ werden. So werden z.B. häufig ein rein elektrisches Energiesys-

tem und ein weiterhin auf Gas basierendes Energiesystem diskutiert, die deutlich unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur stellen.

In der sogenannten „all electric society“ wird die erzeugte elektrische Energie möglichst direkt genutzt. Hier käme es zu einer starken Verbreitung von elektrischer Mobilität und elektrischer Wärmeerzeugung und anderen Formen einer direkten Sektorenkopplung. Für dieses Szenario wäre ein massiver Ausbau des Stromnetzes notwendig. Die Bundesnetzagentur ist allerdings sehr skeptisch, ob es überhaupt eine „all electric society“ geben wird. Diese Vorgehensweise dürfte volkswirtschaftlich nicht die beste Lösung sein. Außerdem ist sehr zweifelhaft, ob es in Deutschland für die Abdeckung des gesamten Primärenergieverbrauchs genügend Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis von erneuerbaren Energien geben würde.

In einem vorrangig gasbasierten Energiesystem wird die in erneuerbaren Erzeugungsanlagen gewonnene elektrische Energie mittels Power-to-X-Technologien vorrangig in Wasserstoff und synthetisches Methan umgewandelt. Ein solches Szenario wird von Wasserstoffantrieben, synthetischen Brennstoffen und von der Nutzung grüner Gase definiert. Auf Grund der hohen Energiewandlungsverluste bei der Herstellung grüner Gase wird sich der Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten und den dafür benötigten Flächen im Vergleich zur „all electric society“ noch mehr erhöhen. Es stellt sich also die Frage, wie viel der benötigten Mengen in Gänze überhaupt in Deutschland erzeugt werden können oder vielmehr importiert werden müssen. Weiterhin stellt sich die Frage, ob das benötigte Transportsystem auf Methan oder Wasserstoff basieren wird oder sich parallele Infrastrukturen entwickeln werden. Im gasbasierten Energiesystem kann es zu einem weiteren Ausbau des Gasnetzes kommen und/oder zu einer komplett oder teilweise neuen Infrastruktur eines Wasserstoffnetzes.

Wahrscheinlich sind eher Entwicklungen, die zwischen diesen beiden Extremszenarien liegen werden und eine Kombination beider Systeme darstellen. Je nach angenommener Entwicklung resultiert daraus ein unterschiedlich starker Ausbau des Strom- und Gasnetzes.

In der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vom 10. Juni 2020 wird für den Import und die Entwicklung von Absatzmärkten für Wasserstoff die Entwicklung eines Wasserstoffnetznetzes für den Transport von reinem Wasserstoff vorausgesetzt. Dieses ist neben den Erdgasfernleitungsnetzen und Erdgasverteilernetzen für den nationalen und internationalen Transport notwendig. Die notwendige Transformation von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen soll rechtzeitig ermöglicht werden, diese ist jedoch am voraussichtlichen Bedarf zu orientieren, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur drängt es sich daher auf, zu diskutieren, ob diese Entwicklung auch zwangsläufig über einen Wasserstoff-Netzentwicklungsplan erfolgen muss oder der Ausbau und die bedarfsgerechte Planung unter transparenten Planungsprämissen zwischen den Marktakteuren selbst erfolgen kann. Wichtig ist, dass jederzeit ein diskriminierungsfreier Zugang und Anschluss gewährleistet wird und ein bedarfsgerechter Netzausbau erfolgt.

Die Entwicklung, wie die definierten Ziele der Energiewende zu erreichen sind, sollte möglichst technologieoffen gehalten werden und grundsätzlich den Marktakteuren obliegen. Eine staatliche Vollplanung würde dagegen planwirtschaftliche Vorgaben bezüglich der Anzahl und Allokation sämtlicher Erzeugungsanlagen voraussetzen, um so die richtige Dimensionierung des Strom- und Gasnetzes zu gewährleisten. Einen solchen Schritt kann die Bundesnetzagentur nicht im Rahmen der Netzentwicklungsplanung vollziehen, sondern allenfalls auf Grundlage eines klaren gesetzlichen Auftrags.

Das bedeutet nicht, dass die Bundesnetzagentur dort, wo ganzheitliche Ansätze möglich sind, diese außer Acht lässt. Strom- und Gasnetze werden im Rahmen der gesetzlichen vorgegebenen Zieljahre für eine möglichst

wahrscheinliche Entwicklung der Energielandschaft ausgelegt. Die absehbare Entwicklung des Energiemarktes wird ausgehend von konkreten Planungen der Marktakteure und basierend auf geltenden Gesetzen bzw. absehbaren Änderungen prognostiziert. Hierbei folgt der Netzausbau immer dem konkret abschätzbaren Bedarf und zwar nach einem konservativen „no-regret“ Prinzip, nach welchem Fehlplanungen in der Netzentwicklung weitestgehend vermieden werden sollen.

Die Gasfernleitungsnetzbetreiber haben, im aktuellen Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 für die Jahre 2025 und 2030 erstmals auch einen Vorschlag für ein reines „Wasserstoffnetz“ vorgelegt. Sie schlagen vor, Erdgasleitungen auf reinen Wasserstofftransport umzustellen und auch neue Wasserstoffleitungen zu bauen.

Dies ist zu begrüßen, da dadurch deutlich wird, dass die integrierte Netzplanung mit der Betrachtung der Strom- und Gasnetze bisher nur unzureichend erfasst ist. Die Etablierung einer eigenständigen Wasserstoffinfrastruktur steht spätestens mit der Verabschiedung der nationalen Wasserstoffstrategie zur Diskussion. Eine integrierte Netzplanung umfasst damit zumindest drei, wenn nicht vier (Wärme) leitungsgebundene Energie-Transportinfrastrukturen. Gerade die Möglichkeit, nicht mehr benötigte Gasleitungen künftig für den Transport von lastfern in Regionen hohen EE-Aufkommens erzeugten Wasserstoff zu nutzen sowie die von den Fernnetzbetreibern gleichzeitig gesehene Notwendigkeit, eben wegen der Ausgliederung aus dem Gasnetz gleichzeitig in gewissem Umfang ergänzend neue Gasnetze zu bauen, zeigt die Interdependenz zwischen den Infrastrukturen.

Bevor die Bundesnetzagentur daraus allerdings praktische Konsequenzen im Sinne einer Bestätigung der Wasserstoffplanungen oder eines integrierten Szenariorahmens ziehen könnte, bedarf es des Tätigwerdens des Gesetzgebers. Nach geltendem Recht sind Wasserstoffnetze derzeit (mit einer Ausnahme: „Biogas-Wasserstoffverteilernetze“) nicht von der Regulierung nach dem EnWG erfasst und fallen damit auch nicht in den Anwendungsbereich des § 15a EnWG (Netzentwicklungsplan der FNB). Es existieren lediglich Regelungen für die Einspeisung als Zusatzgas in Erdgasnetze (sog. Beimischung). Sowohl die Regulierungsbedürftigkeit der Wasserstoffinfrastruktur als auch deren Finanzierung durch z.B. die Kunden der Gasnetze sind nicht selbstverständlich, sondern begründungsbedürftig. Zu prüfen ist, ob es ökonomische Gründe gibt, die eine Einführung einer Regulierung notwendig machen, beispielsweise um Marktmachtmissbrauch zu verhindern. Die Einschätzung der Regulierungsbedürftigkeit von reinen Wasserstoffnetzen ist dabei abhängig von der künftigen Netzstruktur, die wiederum mit der künftigen Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft zusammenhängt. Die heutigen Wasserstoffnetze kommen ohne Regulierung aus. Regulierung sollte nicht als ein dauerhafter Subventionsmechanismus verstanden werden. Es ist daher auch eine Option, zunächst zu ermitteln und abzuwarten, ob sich entsprechende Infrastrukturen ohne Regulierung entwickeln und frei refinanzieren können, wie das Beispiel der bestehenden Wasserstoffnetze zeigt. Ob die stete Ausweitung der Regulierung der Energiewende wirklich dient, ist zunächst politisch zu diskutieren. Bis dahin wird die Bundesnetzagentur deutlich machen, dass schon heute eine integrierte Betrachtung von Infrastrukturen und der für deren Planung nötigen Eingangsprämissen stattfindet.

Maßgebliche Eingangsgrößen, die in beiden Netzentwicklungsprozessen notwendig sind, werden nämlich integriert betrachtet, d.h. aufeinander abgestimmt und vereinheitlicht:

- In beiden Prozessen wird der Rückbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten nach einer durchschnittlichen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer angenommen. Jenseits dessen werden konkrete Stilllegungsanzeigen, die der Bundesnetzagentur bekannt sind, vollumfassend berücksichtigt.

- Geplante Gaskraftwerksneubauten der Kraftwerksbetreiber werden in beiden Prozessen gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens Gas berücksichtigt. Hierbei sind Anschlussanträge der Kraftwerksbetreiber an das Gasfernleitungsnetz nach den §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend.
- In beiden Prozessen wird die zunehmende Dekarbonisierung des Wärmesektors der Industrie angemessen berücksichtigt. Im Szenariorahmen Strom erfolgt dies durch die Prognose von Großwärmepumpen und Power-to-Heat Anlagen. Im Szenariorahmen Gas erfolgt dies in der Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber
- Zukünftig werden bei Gasfernleitungsnetzbetreibern und Gasverteilernetzbetreibern gemeldete Power-to-Gas-Anlagen anlagenscharf ermittelt und in beiden Prozessen berücksichtigt. Allerdings handelt es sich hier voraussichtlich in überwiegenderem Maße um die Einspeisung von Power-to-Wasserstoff. Diese Technologie spielt aufgrund einer effizienteren Direktnutzung und einer limitierten Beimischungsmöglichkeit nur eine untergeordnete Rolle für das bisher regulierte Gasnetz. Hier bedarf es regulierungsrechtlicher Überlegungen, inwieweit die Vorgaben der §§38,39 GasNZV auf ein unreguliertes Wasserstoffnetz übertragbar sein können. Auch die sehr geringen Annahmen von Power-to-Methan Kapazitäten wirken sich bisher kaum auf die Gasnetzinfrastruktur aus.

Weiterhin existierende Unterschiede in den Annahmen sind bewusst ausgestaltet und begründet.

Gaskraftwerksneubauten, die nach Planungen der Kraftwerksbetreiber an das Gasverteilstromnetz angeschlossen werden sollen, werden im Szenariorahmen Gas gemäß den internen Bestellungen der Gasverteilstromnetzbetreiber bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern lediglich summiert berücksichtigt. Im Szenariorahmen Strom werden diese Gaskraftwerksneubauten anlagenscharf berücksichtigt. Dieser Unterschied resultiert aus den verschiedenen Netzberechnungsverfahren. Im Gasnetzberechnungsverfahren wirken die Kapazitäten der Verteilernetzbetreiber für das Fernleitungsnetz wie ein einzelner Verbraucher. Im Stromnetzberechnungsprozess wird die Einspeisung der Gaskraftwerke unabhängig von der Netzebene gemäß der Merit-Order ermittelt, weshalb eine blockscharfe Simulation notwendig ist.

Im Szenariorahmen Strom wird jenseits der konkreten Planung der Gaskraftwerksbetreiber ein weiterer Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken kleiner 10 MW und weiteren Gas-KWK-Anlagen unterstellt. Der Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken kleiner 10 MW basiert auf Fortschreibungen der Entwicklung des Zubaus der Vergangenheit. Beim Zubau weiterer Gas-KWK-Anlagen handelt es sich um angenommene Umstellungen von Kohle- und Öl-KWK Anlagen auf Gas-KWK-Anlagen gemäß KWKG. Dieser Zubau wird im Szenariorahmen Gas nur teilweise und indirekt über die internen Bestellungen der Gasfernleitungsnetzbetreiber bei den Gasverteilstromnetzbetreibern berücksichtigt. Der angenommene Zubau im Szenariorahmen Gas ist also im Vergleich zum Szenariorahmen Strom kleiner. Diese Differenz ist auf den konservativen „no-regret“ Ansatz der Netzplanung im Strom- und Gasbereich zurückzuführen. Während der angenommene Zubau genannter KWK-Gaskraftwerke im Stromnetz unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen nicht zwingend ausbaudimensionierend ist, gilt dies nicht für die Gasnetzinfrastruktur. Spätestens bei einer konkreten Nachfrage nach Kapazitäten im Gasnetz finden die Gas-KWK-Anlagen auch Eingang in die Gasnetzplanung.

Ein Kritikpunkt an den Szenariorahmen Strom und Gas sind die im Vergleich zu verschiedenen Studien niedrigeren Annahmen zu wahrscheinlichen Gaskraftwerkskapazitäten in den betrachteten Zieljahren. Es wird kritisiert, im Szenariorahmen Strom werde ein massiver Ausbau der netzausbaudefinierenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen angenommen, während bei Gaskraftwerken, die das Maß des gasseitigen Netzausbaus beeinflussen, in beiden Prozessen eher moderate Zubauzahlen angesetzt würden.

Dieser unterschiedliche Umgang mit netzausbautreibenden Erzeugungsanlagen hat einen berechtigten Grund. Im Szenariorahmen Strom stützen sich die Annahmen auf konkrete jährliche Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die gesetzlich im EEG verankert sind. Diese Ausbaukorridore sind erklärte energiepolitische Ziele der Bundesregierung, die im Szenariorahmen laut EnWG zu berücksichtigen sind. Da aus dem EEG jedoch nur bundesweite Mantelzahlen abgeleitet werden können, ist eine Regionalisierung – also eine Standortbestimmung – der erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchzuführen. Diese Regionalisierung orientiert sich an den für Windkraft- und Photovoltaikanlagen einschlägigen rechtlichen und behördlichen Vorgaben der gängigen Genehmigungspraxis. Somit können sowohl die Höhe der im Zieljahr anzunehmenden installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen als auch deren Standortermittlung abgeleitet werden. Bei der Zubauprognose und fiktiven Standortbestimmung von Gaskraftwerken kann nicht auf entsprechende Gesetze oder Verordnungen abgestellt werden, da solche nicht existieren. Im Gegenteil, ein gesetzlich gesteuerter Zubau von Gaskraftwerken ist gerade nicht Ziel der Bundesregierung. Diese hat sich gegen entsprechende Kapazitätsmärkte und für einen sogenannten Energy-Only-Markt entschieden. Der Zubau von Gaskraftwerken kann daher nicht aus gesetzlichen Vorgaben, sondern nur aus den vorhandenen konkreten Markt-Indikatoren abgeleitet werden.

Systemrelevante Gaskraftwerke werden bei der Gasnetzberechnung berücksichtigt, während sie auf die Stromnetzentwicklung keinen Einfluss haben. Gaskraftwerke sind auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant auszuweisen, wenn ohne sie der sichere Betrieb des Stromnetzes nicht mehr gewährleistet werden kann. Im Falle einer endgültigen Stilllegung würde dem Betreiber diese wiederum auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers untersagt und die betroffene Gaskraftwerkskapazität wird jenseits des Energiemarktes vorgehalten (und vergütet). In der Stromnetzplanung werden systemrelevante Gaskraftwerke nicht berücksichtigt, da das Stromnetz nach erfolgtem Netzausbau ohne diese Kraftwerke stabil funktionieren soll. Denn die in einem Markt unübliche Verpflichtung zur Vorhaltung von Anlagen soll möglichst schnell abgebaut werden. In der Marktsimulation zur Stromnetzentwicklung werden auch nur solche Kraftwerke berücksichtigt, die am Energy-Only-Markt teilnehmen, denn die Marktsimulation soll die Nachfrage nach Strom und deren Befriedigung durch den Markt abbilden und das dafür nötige Netz ermitteln, aber nicht die Notbehelfsmaßnahmen perpetuieren, die mangels ausreichenden Netzes von den Übertragungsnetzbetreibern ergriffen werden. In der Gasnetzberechnung wird keine Marktsimulation durchgeführt, sondern es wird ermittelt, ob die gebuchten Kapazitäten von Händlern, Verteilernetzbetreibern und einzelnen Verbraucher bedient werden können. Im Rahmen einer integrierten Netzplanung müssen dabei systemrelevante Gaskraftwerke berücksichtigt werden, unabhängig davon, ob sie am Energy-Only-Markt agieren und auch unabhängig davon, ob sie selbst Kapazitäten bei den Fernleitungsnetzbetreibern gebucht haben oder ihr Gasbedarf „nur“ über die internen Bestellungen der Gasverteilernetzbetreiber berücksichtigt wird.

F Begründung der Nebenbestimmungen

Die Nebenbestimmungen sollen gem. § 36 Abs. 1 VwVfG sicherstellen, dass die gesetzlichen Voraussetzungen des § 12a EnWG erfüllt werden.

1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziels der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich zur erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung noch keine Aussagen treffen, da die Genehmigung des Szenariorahmens bzw. die der Genehmigung beigefügte Kraftwerksliste lediglich Angaben zur installierten Erzeugungsleistung und deren grundsätzlicher KWK-Fähigkeit enthält. Grundsätzlich KWK-fähig bedeutet nicht per se, dass die gesamte installierte Kapazität KWK-fähig ist, so dass eine pauschale Berücksichtigung von grundsätzlich KWK-fähigen Kraftwerken in der Marktsimulation, der es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung bedarf, nicht hinreichend ist.

2 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziels der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen wird nur der Nettostromverbrauch bestätigt. Für die Ermittlung des Bruttostromverbrauchs sind dem Nettostromverbrauch der Kraftwerkseigenverbrauch, die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz hinzu zu addieren. Diese Größen können jedoch nur im Voraus abgeschätzt werden und ergeben sich erst aus der Marktsimulation und der Netzberechnung. Insoweit kann erst auf Basis des nach der Marktsimulation und der Netzberechnung errechneten Bruttostromverbrauchs der tatsächliche Anteil der Erneuerbaren Energien bestimmt werden.

3 Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung der sektorübergreifenden energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Einzelnen bietet es sich an, den Beitrag wie folgt zu ermitteln: Von den sektorspezifischen Werten des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch werden die für die Zieljahre 2035 und 2040 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für die Zieljahre 2035 und 2040 ermittelte Primärenergieverbrauch des Sektors der Stromerzeugung subtrahiert. Die Differenz wird sodann

durch die sektorübergreifenden Werte des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch dividiert.

In den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 sowie B 2040 entsprechen die Treibhausgasemissionen den CO₂-Zielen der Bundesregierung. Für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 wird deren Einhaltung gegebenenfalls durch die Steigerung des nationalen CO₂-Preises, der gesondert auszuweisen ist, bewirkt. Für das Szenario B 2040 wird deren Einhaltung gegebenenfalls durch die Verringerung des Emissionsfaktors von Erdgas, der gesondert auszuweisen ist, bewirkt.

G Sensitivität North Sea Wind Power Hub

Für das Szenario C 2035 schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine Sensitivitätsrechnung vor, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Projekt von TenneT, Energinet.dk, Gasunie und dem Port of Rotterdam. In diesem Projekt sollen ein oder mehrere Sammelpunkte für Offshore-Windenergie, sogenannte Hubs, in der Nordsee entstehen. Die Hubs sollen Offshore-Konverterplattformen der Netzanbindungssysteme ersetzen. Ausgehend von dem Hub sollen Anbindungssysteme in mehrere Länder geführt werden. Die Verbindungen könnten laut Übertragungsnetzbetreiber in Zeiten, in denen nicht die volle Windleistung einspeist, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden. Was allerdings eine erneute grundlegende Änderung des europäischen Rechtsrahmens voraussetzt, denn nach dem CEP hätte der europäische Handel, wenn er denn über solche Leitungen möglich wird, auf jeden Fall Vorrang gegenüber dem Abtransport des erzeugten Stroms. Über die Sinnhaftigkeit dieser Rechtslage ist hier nicht zu diskutieren; sie müsste jedenfalls geändert werden, bevor solche Vorhaben realisiert werden könnten.

In der Sensitivität soll angenommen werden, dass 12 GW an Offshore-Windenergieanlagen an einem Sammelpunkt (Hub) und nicht an herkömmlichen Plattformen angeschlossen werden. Von den 12 GW Offshore-Windleistung sollen 6 GW Deutschland, 4 GW den Niederlanden und 2 GW Dänemark zugeordnet werden. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Leistung dieser Länder soll sich durch diese Annahme nicht verändern. In der Sensitivität sollen drei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW nach Deutschland, zwei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW zu den Niederlanden und eine Anschlussverbindung mit 2 GW nach Dänemark (West) hinzukommen.

Die Betrachtung der geschilderten Sensitivität setzt voraus, dass mit Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2021-2035 eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des NSWPH vorgelegt wird und folgende Fragestellungen geklärt werden:

1. An welchem Standort soll der Hub voraussichtlich realisiert werden?
2. In welchem Umkreis des geplanten Standortes befinden sich die Offshore-Windparks, die über den geplanten Hub erschlossen werden sollen?
3. Welches Plattform- bzw. Inselkonzepte soll voraussichtlich zum Einsatz kommen?
4. Über welche Netzverknüpfungspunkte sollen die drei nach Deutschland führenden Kabel voraussichtlich in das landseitige Übertragungsnetz eingebunden werden?

H Hinweise zu den Gebühren

Die Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 ist gebührenpflichtig gemäß § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG. Hinsichtlich dieser Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

I Hinweise zu den Fristen

Die Bundesnetzagentur genehmigt den Szenariorahmen 2021-2035 am 26.06.2020 und stellt den Übertragungsnetzbetreibern die Genehmigung am gleichen Tage zu. Die Übertragungsnetzbetreiber *sollen* gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens am 10.12.2020 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2021-2035 zur Konsultation vorlegen (sog. 1. Entwurf). Die Übertragungsnetzbetreiber *müssen* gemäß § 12b Abs. 5 EnWG spätestens am 26.04.2021 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen konsultierten und überarbeiteten nationalen Netzentwicklungsplan 2021-2035 zur Bestätigung vorlegen (sog. 2. Entwurf).

J Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

(Jochen Homann)

Präsident der Bundesnetzagentur

Bonn, den 26.06.2020

Anlagen

Anlage 1: Kraftwerksliste zum Szenariorahmen 2021-2035

- Unter Status sind einige Kraftwerke mit einem Asterisk gekennzeichnet. Die Kennzeichnung steht dabei für die nachfolgenden Zusatzinformationen zum Kraftwerksstatus:
 - * Geplante Endgültige Stilllegung
 - ** Gesetzlich an geplanter endgültiger Stilllegung gehindert
 - *** Gesetzlich an geplanter vorläufiger Stilllegung gehindert
- Neben der Leistung in den jeweiligen Szenarien wird in der Spalte KWK-Ersatz für jedes Szenario festgelegt, ob es sich bei dem Kraftwerk im Szenario um einen erdgasbetriebenen KWK-Ersatz handelt. Wenn ja, wurde das Kraftwerk in diesem Szenario durch ein erdgasbetriebenes KWK-Kraftwerk mit der jeweils angegebenen Leistung ersetzt. Der zu Beginn der Tabelle aufgeführte Energieträger ist in diesen Fällen nicht mehr relevant.

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNAP194	BNA0640	ohne	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2020	in Betrieb	7,2	Nein	7,2	Nein	7,2	Nein	7,2	Nein	7,2
BNAP195	Turbine I.0	ohne	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2020	In Bau	6,0	Nein	6,0	Nein	6,0	Nein	6,0	Nein	6,0
BNA1867	AVG Köln	Turbosatz 2	Abfall	Nein	50735	Köln	NW	2017	in Betrieb	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0
BNA1520	Biomasseheizkraftwerk Wiesbaden		Abfall	Ja	65205	Wiesbaden	HE	2014	in Betrieb	10,5	Nein	10,5	Nein	10,5	Nein	10,5	Nein	10,5
BNA1510	Hamburger Rieger		Abfall	Ja	03130	Spremberg	BB	2013	in Betrieb	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7
BNA0641b	HKW Mannheim	Turbine D.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2012	in Betrieb	5,4	Nein	5,4	Nein	5,4	Nein	5,4	Nein	5,4
BNA0641c	HKW Mannheim	Turbine E.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2012	in Betrieb	3,9	Nein	3,9	Nein	3,9	Nein	3,9	Nein	3,9
BNA1114	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	HB	2012	in Betrieb	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0
BNA0599		entfällt	Abfall	Ja	51373	Leverkusen	NW	2011	in Betrieb	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6
BNA1255	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co.KG		Abfall	Ja	16303	Schwedt	BB	2011	in Betrieb	28,9	Nein	28,9	Nein	28,9	Nein	28,9	Nein	28,9
BNA1447b		G3/Kontu	Abfall	Nein	67547	Worms	RP	2011	in Betrieb	6,9	Nein	6,9	Nein	6,9	Nein	6,9	Nein	6,9
BNA0088b	Dampfturbinenanlage der EBS- Kessel		Abfall	Ja	06406	Bernburg	ST	2010	in Betrieb	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0
BNA1108	PD energy GmbH		Abfall	Ja	06749	Bitterfeld - Wolfen	ST	2010	in Betrieb	9,9	Nein	9,9	Nein	9,9	Nein	9,9	Nein	9,9
BNA1330	Steinbeis Energie		Abfall	Ja	25348	Glückstadt	SH	2010	in Betrieb	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0
BNA0139	KW Hafen	MKK	Abfall	Nein	28237	Bremen	HB	2009	in Betrieb	33,0	Nein	33,0	Nein	33,0	Nein	33,0	Nein	33,0
BNA0641a	HKW Mannheim	Turbine 60	Abfall	Ja	68169	Mannheim	BW	2009	in Betrieb	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1
BNA0855	IKW Rüdersdorf		Abfall	Nein	15562	Rüdersdorf bei Berlin	BB	2009	in Betrieb	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0
BNA0939a	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT19 neu	Abfall	Ja	70376	Stuttgart	BW	2009	in Betrieb	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1144	EEW Göppingen	Turb. Neu	Abfall	Ja	73037	Göppingen	BW	2009	in Betrieb	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0
BNA1155	RZR Hertens II	RZR II	Abfall	Nein	45699	Hertens	NW	2009	in Betrieb	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7
BNA1199	MHKW Mainz		Abfall	Ja	55120	Mainz	RP	2009	in Betrieb	15,6	Nein	15,6	Nein	15,6	Nein	15,6	Nein	15,6
BNA1233	EVE	EVE	Abfall	Ja	14727	Premnitz	BB	2009	in Betrieb	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5
BNA1243	EBS-HKW Rostock		Abfall	Ja	18147	Rostock	MV	2009	in Betrieb	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0
BNA1291	IHKW Andernach		Abfall	Ja	56626	Andernach	RP	2009	in Betrieb	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5
BNA0380	EEW Großbräsen		Abfall	Ja	01983	Großbräsen	BB	2008	in Betrieb	23,3	Nein	23,3	Nein	23,3	Nein	23,3	Nein	23,3
BNA1262	REMONDIS Thermische Abfallverwertung GmbH		Abfall	Ja	39418	Staufurt	ST	2008	in Betrieb	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0
BNA1490	EBKW Knapsack		Abfall	Ja	50354	Hürth	NW	2008	in Betrieb	33,4	Nein	33,4	Nein	33,4	Nein	33,4	Nein	33,4
BNA0591	TREA Leuna	Linie 2	Abfall	Nein	06237	Leuna	ST	2007	in Betrieb	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3
BNA1286	Restabfallbehandlungsanlage	1	Abfall	Ja	98544	Zella-Mehlis	TH	2007	in Betrieb	12,1	Nein	12,1	Nein	12,1	Nein	12,1	Nein	12,1
BNA0287b	MHKW Frankfurt	T 7	Abfall	Ja	60439	Frankfurt am Main	HE	2006	in Betrieb	46,5	Nein	46,5	Nein	46,5	Nein	46,5	Nein	46,5
BNA0623	MHKW Rothensee	Block 2	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	ST	2006	in Betrieb	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2
BNA0751	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/25kV (Turbine 1)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	NW	2006	in Betrieb	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1
BNA0417	EEW Energy from Waste Hannover GmbH	Hannover	Abfall	Nein	30659	Hannover	NI	2005	in Betrieb	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5
BNA0590	TREA Leuna	Linie 1	Abfall	Nein	06237	Leuna	ST	2005	in Betrieb	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3	Nein	16,3
BNA0622	MHKW Rothensee	Block 1	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	ST	2005	in Betrieb	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2
BNA0640	HKW Mannheim	Turbine 3	Abfall	Nein	68169	Mannheim	BW	2005	in Betrieb	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7
BNA1139	TREA Breisgau		Abfall	Ja	79427	Eschbach	BW	2005	in Betrieb	13,6	Nein	13,6	Nein	13,6	Nein	13,6	Nein	13,6
BNA1198	SITA Abfallverwertung GmbH		Abfall	Ja	06686	Lützen OT Zorbau	ST	2005	in Betrieb	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0
BNA1190	Thermische Abfallbehandlung Lauta GmbH & Co. oHG		Abfall	Ja	02991	Lauta	SN	2004	in Betrieb	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7
BNA1232	ZWSF	ZWSF	Abfall	Nein	14727	Premnitz	BB	2002	in Betrieb	2,5	Nein	2,5	Nein	2,5	Nein	2,5	Nein	2,5
BNA1186b	MKVA Krefeld	Turbine 4	Abfall	Nein	47829	Krefeld	NW	2001	in Betrieb	13,8	Nein	13,8	Nein	13,8	Nein	13,8	Nein	13,8
BNA0223b	DT	Flingern T1	Abfall	Ja	40233	Düsseldorf	NW	2000	in Betrieb	53,7	Nein	53,7	Nein	53,7	Nein	53,7	Nein	53,7
BNA0398	MVR Müllverwertung Rugenberger Damm GmbH & Co. KG		Abfall	Ja	21129	Hamburg	HH	1999	in Betrieb	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0
BNA1110	Restmüllheizkraftwerk Böblingen	Müllverbrennung	Abfall	Nein	71032	Böblingen	BW	1999	in Betrieb	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5
BNA1229	MHKW Pirmasens		Abfall	Ja	66954	Pirmasens	RP	1999	in Betrieb	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0
BNA1448	AHKW Neunkirchen	Linie 3 + 4	Abfall	Ja	66538	Neunkirchen	SL	1999	in Betrieb	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6
BNA0084	Reuter	Reuter M	Abfall	Ja	13599	Berlin	BE	1998	in Betrieb	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0
BNA0287a	MHKW Frankfurt	T 3	Abfall	Ja	60440	Frankfurt am Main	HE	1998	in Betrieb	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0438	TRV Buschhaus	Linie 1-3	Abfall	Nein	38350	Helmstedt	NI	1998	in Betrieb	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5
BNA1449b	Turbosatz 2		Abfall	Ja	97076	Würzburg	BY	1998	in Betrieb	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0
BNA1167	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	MVA	Abfall	Ja	47475	Kamp-Lintfort	NW	1997	in Betrieb	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0
BNA1184	RMVA Köln	RMVA Köln	Abfall	Ja	50735	Köln	NW	1997	in Betrieb	45,1	Nein	45,1	Nein	45,1	Nein	45,1	Nein	45,1
BNA1186d	MKVA Krefeld	Turbine 5	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1997	in Betrieb	2,8	Nein	2,8	Nein	2,8	Nein	2,8	Nein	2,8
BNA1244	AVA Velsen		Abfall	Nein	66127	Saarbrücken-Velsen	SL	1997	in Betrieb	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0
BNA0746	HKW Sandreuth		Abfall	Ja	90441	Nürnberg	BY	1996	in Betrieb	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0
BNA1020	MVA Weisweiler	MVA	Abfall	Nein	52249	Weisweiler	NW	1996	in Betrieb	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0
BNA0895	GKS	entfällt	Abfall	Ja	97424	Schweinfurt	BY	1994	in Betrieb	24,4	Nein	24,4	Nein	24,4	Nein	24,4	Nein	24,4
BNA1119	MHKW Burgkirchen		Abfall	Nein	84508	Burgkirchen	BY	1994	in Betrieb	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5
BNA1295	AVA GmbH	AHKW	Abfall	Ja	86167	Augsburg	BY	1993	in Betrieb	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0
BNA0969a	Nord 1	1	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	BY	1992	in Betrieb	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0	Nein	18,0
BNA0117a	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Abfall	Ja	53115	Bonn	NW	1991	in Betrieb	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0
BNA0750	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/110kV (Turbine 2)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	NW	1990	in Betrieb	40,4	Nein	40,4	Nein	40,4	Nein	40,4	Nein	40,4
BNA1447a		G2	Abfall	Ja	67547	Worms	RP	1990	in Betrieb	11,9	Nein	11,9	Nein	11,9	Nein	11,9	Nein	11,9
BNA0845	MHKW, WKW	T1a/b, T2	Abfall	Ja	83022	Rosenheim	BY	1988	in Betrieb	9,0	Nein	9,0	Nein	9,0	Nein	9,0	Nein	9,0
BNA0519	Karnap	B	Abfall	Ja	45329	Essen	NW	1987	in Betrieb	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0
BNA1148	MVA Hamm		Abfall	Ja	59075	Hamm	NW	1985	in Betrieb	14,6	Nein	14,6	Nein	14,6	Nein	14,6	Nein	14,6
BNA1168	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	34123	Kassel	HE	1985	in Betrieb	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7
BNA0969c	Nord 3	3	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	BY	1984	in Betrieb	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0
BNA1161	MVA Ingolstadt	Müllheizkraftwerk (MHKW)	Abfall	Ja	85055	Ingolstadt	BY	1984	in Betrieb	25,5	Nein	25,5	Nein	25,5	Nein	25,5	Nein	25,5
BNA1449a	Turbosatz 1		Abfall	Ja	97076	Würzburg	BY	1984	in Betrieb	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7
BNA1154	RZR Hertens I	RZR I	Abfall	Ja	45699	Herten	NW	1982	in Betrieb	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5
BNA1186a	MKVA Krefeld	Turbine 3	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1982	in Betrieb	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5
BNA1254	Müllkraftwerk Schwandorf		Abfall	Ja	92421	Schwandorf	BY	1982	in Betrieb	54,0	Nein	54,0	Nein	54,0	Nein	54,0	Nein	54,0
BNA0097	MVA Bielefeld	Linien 1 - 3	Abfall	Ja	33609	Bielefeld	NW	1981	in Betrieb	34,0	Nein	34,0	Nein	34,0	Nein	34,0	Nein	34,0
BNA1289	AMK - Abfallentsorgungsgesellschaft des Märkischen Kreises mbH		Abfall	Ja	58636	Iserlohn	NW	1981	in Betrieb	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6
BNA1261			Abfall	Ja	22145	Stapelfeld	SH	1978	in Betrieb	16,4	Nein	16,4	Nein	16,4	Nein	16,4	Nein	16,4
BNA1116	BEG		Abfall	Ja	27570	Bremerhaven	HB	1977	in Betrieb	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0
BNA1186c	MKVA Krefeld	Turbine 2	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1976	in Betrieb	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5
BNA1186e	MKVA Krefeld	Turbine 1	Abfall	Ja	47829	Krefeld	NW	1976	in Betrieb	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5	Nein	1,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1316	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	42349	Wuppertal	NW	1976	in Betrieb	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0
BNA1222	Müllheizkraftwerk Offenbach		Abfall	Ja	63069	Offenbach	HE	1972	in Betrieb	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5	Nein	14,5
BNA1197	FHKW Ludwigshafen	FHKW	Abfall	Ja	67063	Ludwigshafen	RP	1967	in Betrieb	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0
BNA0223a	DT	Flingern T4	Abfall	Nein	40233	Düsseldorf	NW	1955	in Betrieb	48,9	Nein	48,9	Nein	48,9	Nein	48,9	Nein	48,9
BNA0407	Enertec Hameln	Linien 1,3,4	Abfall	Ja	31789	Hameln	NI	1912	in Betrieb	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2
BNAP232	BNA1154	RZR I	Abfall	Ja	45699	Herten	NW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP233	BNA1155	RZR II	Abfall	Ja	45699	Herten	NW		In Planung	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7	Nein	11,7
KW<10 MW			Abfall	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	141,4	Nein	141,4	Nein	141,4	Nein	141,4	Nein	141,4
BNA1141	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	Braunkohle	Ja	53879	Euskirchen	NW	2013	in Betrieb	14,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich	NW	2012	in Betrieb	1060,0	Nein	1060,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich	NW	2012	in Betrieb	1060,0	Nein	1060,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1404	Boxberg	R	Braunkohle	Nein	02943	Boxberg	SN	2012	in Betrieb	640,0	Nein	640,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Braunkohle	Ja	50769	Köln	NW	2010	in Betrieb	75,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1461			Braunkohle	Ja	06712	Zeitz	ST	2005	in Betrieb	17,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1164	P&L Werk Jülich	Kessel 5	Braunkohle	Ja	52428	Jülich	NW	2004	in Betrieb	23,2	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0709	Niederaußem	K	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	2002	in Betrieb	944,0	Nein	944,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0115	Lippendorf	R	Braunkohle	Ja	04007	Böhlen	SN	2000	in Betrieb	875,0	Nein	875,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0124	Boxberg	Q	Braunkohle	Ja	02943	Boxberg	SN	2000	in Betrieb	857,0	Nein	857,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Braunkohle	Ja	04564	Böhlen	SN	1999	in Betrieb	875,0	Nein	875,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0183	HKW Cottbus	1	Braunkohle	Ja	03052	Cottbus	BB	1999	in Betrieb *	74,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	Ja	03130	Spremberg	BB	1998	in Betrieb	750,0	Nein	750,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Braunkohle	Ja	03130	Spremberg	BB	1997	in Betrieb	750,0	Nein	750,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0878	Schkopau	A	Braunkohle	Ja	06258	Schkopau	ST	1996	in Betrieb	450,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0879	Schkopau	B	Braunkohle	Ja	06258	Schkopau	ST	1996	in Betrieb	450,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1293a	Kraftwerk	K1/TG1	Braunkohle	Ja	50127	Bergheim	NW	1995	in Betrieb	10,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1293b	Kraftwerk	K2/TG2	Braunkohle	Ja	50127	Bergheim	NW	1995	in Betrieb	10,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1002	Wähilitz		Braunkohle	Ja	06679	Wähilitz	ST	1994	in Betrieb	31,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0490a	Goldenberg	F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1993	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1185	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	Braunkohle	Ja	06420	Könnern	ST	1993	in Betrieb	20,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1400a	EZ1	WSK	Braunkohle	Ja	06712	Zeitz	ST	1993	in Betrieb	23,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0489	Goldenberg	E, Besicherung F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1992	Vorläufig Stillgelegt	40,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0491	Ville/Berrenrath	Ville/Berrenrath	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	NW	1991	in Betrieb	98,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Braunkohle	Ja	09116	Chemnitz	SN	1990	in Betrieb	90,8	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1989	BK-	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
									Sicherheits- bereitschaft									
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Braunkohle	Ja	09115	Chemnitz	SN	1988	in Betrieb	56,8	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0523	FKK		Braunkohle	Ja	34134	Kassel	HE	1988	in Betrieb	33,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1987	BK- Sicherheits- bereitschaft	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0439	Buschhaus	D	Braunkohle	Nein	38350	Helmstedt	NI	1985	BK- Sicherheits- bereitschaft	352,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1985	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0714	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1984	in Betrieb	15,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1984	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1511a	Kessel 4		Braunkohle	Ja	52355	Düren	NW	1983	in Betrieb	9,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1982	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Braunkohle	Ja	03185	Peitz	BB	1981	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0123	Boxberg	P	Braunkohle	Ja	02943	Boxberg	SN	1980	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0122	Boxberg	N	Braunkohle	Ja	02943	Boxberg	SN	1979	in Betrieb	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1486	Grubenheizkraftwerk		Braunkohle	Ja	06317	Seegebiet Mansfelder Land	ST	1979	in Betrieb	45,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1097	Kohlekraftwerk	K06	Braunkohle	Ja	53909	Zülpich	NW	1978	in Betrieb	19,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0700	Neurath	E	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1976	in Betrieb	604,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0699	Neurath	D	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1975	in Betrieb	607,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1028	Weisweiler	H	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1975	in Betrieb	656,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0707	Niederaußem	H	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1974	in Betrieb	648,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0708	Niederaußem	G	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1974	in Betrieb	628,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1027	Weisweiler	G	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1974	in Betrieb	663,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0698	Neurath	C	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1973	BK- Sicherheits- bereitschaft	292,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0696	Neurath	A	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1972	in Betrieb	294,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0697	Neurath	B	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Neurath	NW	1972	in Betrieb	294,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0706	Niederaußem	F	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1971	BK- Sicherheits- bereitschaft	299,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1970	BK- Sicherheits- bereitschaft	278,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0713	Niederaußem	E	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	NW	1970	BK- Sicherheits- bereitschaft	295,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0705	Niederaußem	D	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1968	in Betrieb	297,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1026	Weisweiler	F	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1967	in Betrieb	321,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich- Frimmersdorf	NW	1966	BK- Sicherheits- bereitschaft	284,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0712	Niederaußem	C	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	NW	1965	in Betrieb	295,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1025	Weisweiler	E	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	1965	in Betrieb	321,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1451	HKW Sachtleben		Braunkohle	Ja	47198	Duisburg	NW	1962	in Betrieb	27,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0292	Frechen/Wachtberg	Fre- chen/Wachtberg	Braunkohle	Ja	50226	Frechen	NW	1959	in Betrieb	176,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0196	Deuben		Braunkohle	Ja	06682	Teuchern	ST	1936	in Betrieb	67,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Braunkohle	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	22,2	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Erdgas	Ja				2040	Antizipierter Zubau	200,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	200,0
KW<10 MW			Erdgas	Ja				2035	Antizipierter Zubau	700,0	Nein	700,0	Nein	700,0	Nein	700,0	Nein	700,0
KW<10 MW			Erdgas	Ja				2030	Antizipierter Zubau	1200,0	Nein	1200,0	Nein	1200,0	Nein	1200,0	Nein	1200,0
BNAP060	Ersatz Wedel in Hamburg		Erdgas	Ja	22880	Wedel / Holstein	SH	2026	In Planung	245,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP066	Blockdammweg/Klingenberg		Erdgas	Ja	10317	Berlin	BE	2026	In Planung	100,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP065a	GUD Krefeld-Uerdingen	Block 1/2	Erdgas	Ja	47829	Krefeld	NW	2025	In Planung	1200,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Erdgas	Ja				2025	Antizipierter Zubau	2100,0	Nein	2100,0	Nein	2100,0	Nein	2100,0	Nein	2100,0
BNAP058	Gersteinwerk	GuD Werne	Erdgas		59368	Werne	NW	2023	In Planung	1200,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP033	KW Weiher	Weiher 4	Erdgas	Nein	66287	Quierschied	SL	2022	In Planung	400,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP041	GuD Leverkusen	GuD-Leverkusen	Erdgas	Ja	51373	Leverkusen	NW	2022	In Planung	574,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP125	KW Herne	Herne 6	Erdgas	Ja	44653	Herne	NW	2022	In Planung	625,0	Nein	625,0	Nein	625,0	Nein	625,0	Nein	625,0
BNAP126	Griesheim		Erdgas	Nein	65933	Frankfurt am Main	HE	2022	In Planung	300,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP128	Gundelfingen		Erdgas	Nein	89423	Gundelfingen	BY	2022	In Planung	300,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP180	Projekt Scholven		Erdgas	Ja		Gelsenkirchen	NW	2022	In Planung	126,1	Nein	126,1	Nein	126,1	Nein	126,1	Nein	126,1
BNAP193	MotorenHKW	MotorenHKW	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW	2022	In Bau	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0
BNAP201	MHKWN		Erdgas	Ja	09114	Chemnitz	SN	2022	In Planung	88,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP202	MHKWA		Erdgas	Ja	09125	Chemnitz	SN	2022	In Planung	55,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP210		GuD-West1	Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2022	In Bau	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNAP211		GuD-West2	Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2022	In Bau	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0	Nein	141,0
BNAP215	Irsching 6	6	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	2022	In Planung	300,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP222	GMW	GMA	Erdgas	Ja	15236	Frankfurt (Oder)	BB	2022	In Planung	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0
BNAP223	Gasmotoren Anlage	GAMOR	Erdgas	Ja	66111	Saarbrücken	SL	2022	In Bau	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0
BNAP227	Mitte BHKW 2	Mitte BHKW 2	Erdgas	Ja	47053	Duisburg	NW	2022	In Planung	30,8	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP229	Kessel 13	Kessel 13	Erdgas	Ja	24939	Flensburg	SH	2022	In Planung	56,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
n. v.	Erlanger Stadtwerke		Erdgas			Erlangen	BY	2022	In Planung	15,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP114	GK Leipzig	Block 1	Erdgas	Nein	89340	Leipzig	BY	2021	In Planung	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0
BNAP116	GuD Wolfsburg	GuD-Süd	Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2021	In Bau	133,0	Nein	133,0	Nein	133,0	Nein	133,0	Nein	133,0
BNAP124	KW Gundremmingen	Gundremmingen D+E	Erdgas	Nein	89355	Gundremmingen	BY	2021	In Planung	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0
BNAP190	HKW EF-Ost	Tandem-Dampfturbine	Erdgas	Ja	99087	Erfurt	TH	2021	In Planung	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0
BNAP197	Projekt Marl	BHKW Marl	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	2021	In Planung	30,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP199	Gasmotoren -HKW Dresden-Reick (KWK-Flexanlage)		Erdgas	Ja	01237	Dresden	SN	2021	In Bau	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0
BNAP214	HKW Cottbus		Erdgas	Ja		Cottbus	BB	2021	In Planung	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0
BNAP219	GK Leipzig	Block 2	Erdgas	Nein	89340	Leipzig	BY	2021	In Planung	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0	Nein	319,0
BNAP225	GT HKW	GTHKW BE30	Erdgas	Ja	38114	Braunschweig	NI	2021	In Planung	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0
BNAP059	Marzahn		Erdgas	Ja	12681	Berlin	BE	2020	In Bau	235,0	Nein	235,0	Nein	235,0	Nein	235,0	Nein	235,0
BNAP152	KW5	KW5	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	2020	In Bau	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNAP196	HKW Merheim	BHKW Merheim	Erdgas	Ja	51109	Köln-Merheim	NW	2020	In Bau	31,1	Nein	31,1	Nein	31,1	Nein	31,1	Nein	31,1
BNAP221	BHKW1		Erdgas	Ja	89077	Ulm	BW	2020	In Planung	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0
BNA1934	KWK Landshut	KWK Landshut	Erdgas	Ja	84030	Landshut	BY	2019	in Betrieb	17,6	Nein	17,6	Nein	17,6	Nein	17,6	Nein	17,6
BNA1935	Lichterfelde		Erdgas	Ja	12207	Berlin	BE	2019	in Betrieb	289,0	Nein	289,0	Nein	289,0	Nein	289,0	Nein	289,0
BNA1944	Dingolfing BA2	BA2	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	BY	2019	in Betrieb	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5
BNA1945	Küstenkraftwerk K.I.E.L.	BHKW Modul 1-20	Erdgas	Ja	24149	Kiel	SH	2019	in Betrieb	188,0	Nein	188,0	Nein	188,0	Nein	188,0	Nein	188,0
BNAP172	Block C	Block C	Erdgas	Ja	06130	Halle (Saale)	ST	2019	In Bau	57,3	Nein	57,3	Nein	57,3	Nein	57,3	Nein	57,3
BNAP184	KWK München	KWK München	Erdgas	Ja	80937	München	BY	2019	in Betrieb	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2
BNAP185	KWK München FIZ	KWK München FIZ	Erdgas	Ja	80788	München	BY	2019	in Betrieb	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4
BNA1868	HKW West M5	M5	Erdgas	Ja	60327	Frankfurt am Main	HE	2018	in Betrieb	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7
BNA1909	HKW 3 Stuttgart-Gaisburg	HKW3	Erdgas	Ja	70188	Stuttgart	BW	2018	in Betrieb	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2	Nein	29,2
BNA1911	HKW Dresden-Nord	HKW Dresden-Nord	Erdgas	Ja	01099	Dresden	SN	2018	in Betrieb	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5
BNA1925	HKW Lusan		Erdgas	Ja	07546	Gera	TH	2018	in Betrieb	17,3	Nein	17,3	Nein	17,3	Nein	17,3	Nein	17,3

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1926	HKW Tinz		Erdgas	Ja	07549	Gera	TH	2018	in Betrieb	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1
BNA1927	GM	GM	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	TH	2018	in Betrieb	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0
BNA1937	Dampfturbine 5	DT 5	Erdgas	Ja	60327	Frankfurt am Main	HE	2018	in Betrieb	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7	Nein	38,7
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen		Erdgas	Ja	79639	Grenzach-Wyhlen	BW	2017	in Betrieb	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0
BNA1873	KWK Dingolfing BA 1	KWK Dingolfing BA1	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	BY	2017	in Betrieb	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0
BNA1676	Kraftwerk IV	1	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	2016	in Betrieb	60,8	Nein	60,8	Nein	60,8	Nein	60,8	Nein	60,8
BNA1817	GuD	GuD F	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW	2016	in Betrieb	595,0	Nein	595,0	Nein	595,0	Nein	595,0	Nein	595,0
BNA1818	Niehl 3	Niehl 31	Erdgas	Ja	50735	Köln	NW	2016	in Betrieb	459,9	Nein	459,9	Nein	459,9	Nein	459,9	Nein	459,9
BNA1819	Heizkraftwerk FL	Block 12	Erdgas	Ja	24939	Flensburg	SH	2016	in Betrieb	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0
BNA1820	KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	Erdgas	Nein	28237	Bremen	HB	2016	in Betrieb	444,5	Nein	444,5	Nein	444,5	Nein	444,5	Nein	444,5
BNA1859	Ford Saarlouis		Erdgas	Ja	66740	Saarlouis	SL	2016	in Betrieb	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0	Nein	22,0
BNA1862	Regensburg		Erdgas	Ja	93055	Regensburg	BY	2016	in Betrieb	2,7	Nein	2,7	Nein	2,7	Nein	2,7	Nein	2,7
BNA1904	K5/T7		Erdgas	Ja	24939	Flensburg	SH	2016	in Betrieb	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0
BNA1248b	HKW3 UPM Schongau	HKW 3	Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY	2015	in Betrieb	76,0	Nein	76,0	Nein	76,0	Nein	76,0	Nein	76,0
BNA1677	BHKW Braunschweig		Erdgas	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2015	in Betrieb	10,4	Nein	10,4	Nein	10,4	Nein	10,4	Nein	10,4
BNA1678	Energiezentrale 2016		Erdgas	Ja	85326	München	BY	2015	in Betrieb	16,8	Nein	16,8	Nein	16,8	Nein	16,8	Nein	16,8
BNA0111	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	NW	2014	in Betrieb	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost	GT2	Erdgas	Ja	99087	Erfurt	TH	2014	in Betrieb	32,6	Nein	32,6	Nein	32,6	Nein	32,6	Nein	32,6
BNA0261c	HKW Erlangen	GuD 2	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	BY	2014	in Betrieb	6,7	Nein	6,7	Nein	6,7	Nein	6,7	Nein	6,7
BNA0918b	Dow Stade	Cogen Dow Stade	Erdgas	Ja	21683	Stade	NI	2014	in Betrieb	157,0	Nein	157,0	Nein	157,0	Nein	157,0	Nein	157,0
BNA1292b	IHKW Heidenheim	BHKW-Anlage	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	BW	2014	in Betrieb	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald		Erdgas	Ja	17509	Lubmin	MV	2014	in Betrieb	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0	Nein	38,0
BNA1556			Erdgas	Ja	01454	Leppersdorf	SN	2014	in Betrieb	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0
BNA1557			Erdgas	Ja	08056	Zwickau	SN	2014	in Betrieb	12,9	Nein	12,9	Nein	12,9	Nein	12,9	Nein	12,9
BNA1671			Erdgas	Ja	26954	Bremerhaven	NI	2014	in Betrieb	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1
BNA1810			Erdgas	Ja	30659	Hannover	NI	2014	in Betrieb	30,2	Nein	30,2	Nein	30,2	Nein	30,2	Nein	30,2
BNA1863	Gasturbinen-HKW St. Wendel		Erdgas	Ja	66606	St. Wendel	SL	2014	in Betrieb	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5
BNA0051	KWK-Anlage Barby	-	Erdgas	Ja	39249	Barby	ST	2013	in Betrieb	17,8	Nein	17,8	Nein	17,8	Nein	17,8	Nein	17,8
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksge-lände		Erdgas	Ja	34225	Baunatal	HE	2013	in Betrieb	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0	Nein	78,0
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Erdgas	Ja	53115	Bonn	NW	2013	in Betrieb	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0
BNA0392b	HKW Halle Trotha	GuD	Erdgas	Ja	06130	Halle	ST	2013	in Betrieb	56,1	Nein	56,1	Nein	56,1	Nein	56,1	Nein	56,1
BNA0418	GKL	GKL	Erdgas	Ja	30169	Hannover	NI	2013	in Betrieb	230,0	Nein	230,0	Nein	230,0	Nein	230,0	Nein	230,0
BNA0548b	Knapsack Gas II		Erdgas	Nein	50351	Hürth-	NW	2013	in Betrieb	430,0	Nein	430,0	Nein	430,0	Nein	430,0	Nein	430,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
						Knapsack												
BNA0842b	Gasmotor 4	Gasmotor 4	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	BY	2013	in Betrieb	9,2	Nein	9,2	Nein	9,2	Nein	9,2	Nein	9,2
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	Sammelschienen- HKW	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	BW	2013	in Betrieb	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0
BNA1337e	GuD-Anlage	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	63741	Aschaffenburg	BY	2013	in Betrieb	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0
BNA1487	GTKW Darmstadt		Erdgas	Nein	64293	Darmstadt	HE	2013	in Betrieb ***	94,6	Nein	94,6	Nein	94,6	Nein	94,6	Nein	94,6
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47804	Krefeld	NW	2013	in Betrieb	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6
BNA1504	BHKW		Erdgas	Ja	76742	Woerth	RP	2013	in Betrieb	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0
BNA1523b	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 2 (Kessel 6, GT 2, DT 3)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	2013	in Betrieb	27,4	Nein	27,4	Nein	27,4	Nein	27,4	Nein	27,4
BNA1541	HKW Freiberg		Erdgas	Ja	09599	Freiberg	SN	2013	in Betrieb	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4
BNA0497	ADS-Anlage		Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	2012	in Betrieb	96,5	Nein	96,5	Nein	96,5	Nein	96,5	Nein	96,5
BNA0843	Gasmotor 5	Gasmotor 5	Erdgas	Ja	83026	Rosenheim	BY	2012	in Betrieb	4,3	Nein	4,3	Nein	4,3	Nein	4,3	Nein	4,3
BNA0861a	HKW Römerbrücke	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	66121	Saarbrücken	SL	2012	in Betrieb	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0
BNA1437	KWK AOS GmbH	GT 1/2	Erdgas	Ja	21683	Stade- Bützfleth	NI	2012	in Betrieb	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum		Erdgas	Ja	66117	Saarbrücken	SL	2012	in Betrieb	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6
BNA1492b	Kraftwerk 2		Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE	2012	in Betrieb	7,5	Nein	7,5	Nein	7,5	Nein	7,5	Nein	7,5
BNA1503	BHKW H.120		Erdgas	Ja	40476	Düsseldorf	NW	2012	in Betrieb	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1	Nein	21,1
BNA0602	Emsland	C1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2011	in Betrieb	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0
BNA0603	Emsland	B1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2011	in Betrieb	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0	Nein	116,0
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	Motorenanlage	Erdgas	Ja	72762	Reutlingen	BW	2011	in Betrieb	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8
BNA0842a	Gasmotore	Gasmotore 1-3	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	BY	2011	in Betrieb	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8	Nein	9,8
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	2011	in Betrieb ***	561,0	Nein	561,0	Nein	561,0	Nein	561,0	Nein	561,0
BNA1131	MT, Düren		Erdgas	Ja	52349	Düren	NW	2011	in Betrieb	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0
BNA1861	Regensburg		Erdgas	Ja	93055	Regensburg	BY	2011	in Betrieb	10,6	Nein	10,6	Nein	10,6	Nein	10,6	Nein	10,6
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI	2010	in Betrieb	74,0	Nein	74,0	Nein	74,0	Nein	74,0	Nein	74,0
BNA0606	Emsland	D	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	2010	in Betrieb	887,0	Nein	887,0	Nein	887,0	Nein	887,0	Nein	887,0
BNA0805	Kraftwerk Plattling		Erdgas	Ja	94447	Plattling	BY	2010	in Betrieb	118,5	Nein	118,5	Nein	118,5	Nein	118,5	Nein	118,5
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	5	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	BY	2010	in Betrieb ***	846,0	Nein	846,0	Nein	846,0	Nein	846,0	Nein	846,0
BNA0400	GuD Tiefstack	GuD Tiefstack	Erdgas	Ja	22113	Hamburg	HH	2009	in Betrieb	127,0	Nein	127,0	Nein	127,0	Nein	127,0	Nein	127,0
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	2009	in Betrieb	29,5	Nein	29,5	Nein	29,5	Nein	29,5	Nein	29,5
BNA0243	HKW Eltmann		Erdgas	Ja	97483	Eltmann	BY	2008	in Betrieb	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0	Nein	57,0
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	Nein	59071	Hamm	NW	2008	in Betrieb	407,0	Nein	407,0	Nein	407,0	Nein	407,0	Nein	407,0
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	Block 20	Erdgas	Nein	59071	Hamm	NW	2008	in Betrieb	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1078	HKW Würth		Erdgas	Ja	76744	Würth	RP	2008	in Betrieb	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	H6	Erdgas	Nein	58313	Herdecke	NW	2007	in Betrieb	417,0	Nein	417,0	Nein	417,0	Nein	417,0	Nein	417,0
BNA0548a	Knapsack Gas I		Erdgas	Nein	50351	Hürth- Knapsack	NW	2007	in Betrieb	800,0	Nein	800,0	Nein	800,0	Nein	800,0	Nein	800,0
BNA1407	STW		Erdgas	Ja	09600	Weißborn	SN	2007	in Betrieb	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7	Nein	18,7
BNA1023	Weisweiler	G_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	2006	in Betrieb	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0
BNA1024	Weisweiler	H_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler- Weisweiler	NW	2006	in Betrieb	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0	Nein	200,0
BNA1056	Wi-Biebrich	Block 1	Erdgas	Ja	65203	Wiesbaden	HE	2006	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0
BNA1507			Erdgas	Ja	55543	Bad Kreuznach	RP	2006	in Betrieb	10,7	Nein	10,7	Nein	10,7	Nein	10,7	Nein	10,7
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	GuD	Erdgas	Ja	33697	Bielefeld	NW	2005	in Betrieb	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5	Nein	37,5
BNA0214	HKW III/B	HKW III/B	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	NW	2005	in Betrieb	234,0	Nein	234,0	Nein	234,0	Nein	234,0	Nein	234,0
BNA0261a	HKW Erlangen	GuD I	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	BY	2005	in Betrieb	21,6	Nein	21,6	Nein	21,6	Nein	21,6	Nein	21,6
BNA0285	HKW Niederrad	Block 1	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	HE	2005	in Betrieb	70,0	Nein	70,0	Nein	70,0	Nein	70,0	Nein	70,0
BNA0392a	HKW Halle Trotha	Block A und B	Erdgas	Ja	06130	Halle	ST	2005	in Betrieb	97,0	Nein	97,0	Nein	97,0	Nein	97,0	Nein	97,0
BNA0527	HKW Humboldtstr.		Erdgas	Ja	24116	Kiel	SH	2005	in Betrieb	21,5	Nein	21,5	Nein	21,5	Nein	21,5	Nein	21,5
BNA0545	HKW Niehl 2	GuD	Erdgas	Ja	50735	Köln	NW	2005	in Betrieb	413,0	Nein	413,0	Nein	413,0	Nein	413,0	Nein	413,0
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	Dampfturbine	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW	2005	in Betrieb	25,8	Nein	25,8	Nein	25,8	Nein	25,8	Nein	25,8
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GU D A 800 GT 11, GT 12, DT 10	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	2005	in Betrieb	497,5	Nein	497,5	Nein	497,5	Nein	497,5	Nein	497,5
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	GuD	Erdgas	Ja	48145	Münster	NW	2005	in Betrieb	104,1	Nein	104,1	Nein	104,1	Nein	104,1	Nein	104,1
BNA0742	HKW Sandreuth	GuD 1	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	BY	2005	in Betrieb	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0
BNA0743	HKW Sandreuth	GuD 2	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	BY	2005	in Betrieb	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0
BNA1082	HKW Barmen	Block 1	Erdgas	Ja	42275	Wuppertal	NW	2005	in Betrieb	88,0	Nein	88,0	Nein	88,0	Nein	88,0	Nein	88,0
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTI	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	2005	in Betrieb	44,5	Nein	44,5	Nein	44,5	Nein	44,5	Nein	44,5
BNA1121	Energiezentrale	Energiecenter	Erdgas	Ja	44579	Castrop- Rauxel	NW	2005	in Betrieb	0,9	Nein	0,9	Nein	0,9	Nein	0,9	Nein	0,9
BNA1866			Erdgas	Ja	01468	Moritzburg	SN	2005	in Betrieb	33,9	Nein	33,9	Nein	33,9	Nein	33,9	Nein	33,9
BNA0033	Gasturbine	GT	Erdgas	Ja	86167	Augsburg	BY	2004	in Betrieb	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7	Nein	30,7
BNA0202	Dortmund	KDO	Erdgas	Ja	44143	Dortmund	NW	2004	in Betrieb	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0	Nein	26,0
BNA0546	HKW Merkenich	GuD	Erdgas	Ja	50769	Köln	NW	2004	in Betrieb	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0
BNA0684a	Süd GT 61	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	in Betrieb	124,9	Nein	124,9	Nein	124,9	Nein	124,9	Nein	124,9
BNA0684b	Süd GT 62	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	in Betrieb	123,9	Nein	123,9	Nein	123,9	Nein	123,9	Nein	123,9
BNA0684c	Süd DT60	2	Erdgas	Ja	81371	München	BY	2004	in Betrieb	127,6	Nein	127,6	Nein	127,6	Nein	127,6	Nein	127,6
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	Leñtes-Kessel	Erdgas	Ja	47546	Kalkar	NW	2004	in Betrieb	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0499	Heizkraftwerk	Block A	Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	2003	in Betrieb	86,0	Nein	86,0	Nein	86,0	Nein	86,0	Nein	86,0
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen	BHKW	Erdgas	Ja	67065	Ludwigshafen	RP	2003	in Betrieb	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5	Nein	12,5
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen	GuD	Erdgas	Ja	67065	Ludwigshafen	RP	2003	in Betrieb	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	AGG8 - AGG9	Erdgas	Ja	85326	München	BY	2003	in Betrieb	7,4	Nein	7,4	Nein	7,4	Nein	7,4	Nein	7,4
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf		Erdgas	Ja	84508	Burgkirchen	BY	2002	in Betrieb	73,1	Nein	73,1	Nein	73,1	Nein	73,1	Nein	73,1
BNA0213	HKW III/A	HKW III/A	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	NW	2002	in Betrieb	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0
BNA1151	KWKK Heidelberg		Erdgas	Ja	69120	Heidelberg	BW	2002	in Betrieb	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5
BNA1334	KWK-Anlage	GT 1-3, DT	Erdgas	Ja	28237	Bremen	HB	2002	in Betrieb	14,8	Nein	14,8	Nein	14,8	Nein	14,8	Nein	14,8
BNA0172a	Burghausen 01 - GT		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY	2001	in Betrieb	120,0	Nein	120,0	Nein	120,0	Nein	120,0	Nein	120,0
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	2001	in Betrieb	434,2	Nein	434,2	Nein	434,2	Nein	434,2	Nein	434,2
BNA1183	HKW Merheim	GuD	Erdgas	Ja	51109	Köln	NW	2001	in Betrieb	15,8	Nein	15,8	Nein	15,8	Nein	15,8	Nein	15,8
BNA1193	HKW-West		Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW	2001	in Betrieb	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6	Nein	12,6
BNA1315	HKW	HKW	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	BW	2001	in Betrieb	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0
BNA1328	HBB	GUD	Erdgas	Ja	83064	Raubling	BY	2001	in Betrieb	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0
BNA0105	GuD Bitterfeld		Erdgas	Ja	06749	Bitterfeld	ST	2000	in Betrieb	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0
BNA0199	Dormagen	GuD	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	NW	2000	in Betrieb *	586,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0220	GuD	AGuD	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	NW	2000	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost	GT1	Erdgas	Ja	99087	Erfurt	TH	2000	in Betrieb	76,5	Nein	76,5	Nein	76,5	Nein	76,5	Nein	76,5
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	-	Erdgas	Ja	72072	Tübingen	BW	2000	in Betrieb	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4	Nein	13,4
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	Module 1, 2 und 3	Erdgas	Ja	40699	Erkrath	NW	2000	in Betrieb	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2
BNA1238	Kraftwerk Meggle		Erdgas	Ja	83512	Reitmehring	BY	2000	in Betrieb	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN		Erdgas	Ja	29331	Lachendorf	NI	2000	in Betrieb	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0	Nein	13,0
BNA1499	Werk Clauen		Erdgas	Ja	31249	Hohenhameln	NI	2000	in Betrieb	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1	Nein	17,1
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	M120	Erdgas	Ja	65429	Rüsselsheim	HE	1999	in Betrieb	112,1	Nein	112,1	Nein	112,1	Nein	112,1	Nein	112,1
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg		Erdgas	Ja	64747	Breuberg	HE	1999	in Betrieb	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4
BNA1125	Heizkraftwerk	GT	Erdgas	Ja	64293	Darmstadt	HE	1999	in Betrieb	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0	Nein	10,0
BNA1403	Steinitz	GUD	Erdgas	Ja	29416	Steinitz	ST	1999	in Betrieb	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4
BNA0293	GuD Anlage WVK	GuD Anlage	Erdgas	Ja	79108	Freiburg	BW	1998	in Betrieb	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6	Nein	38,6
BNA0354	HKW Göttingen		Erdgas	Ja	37075	Göttingen	NI	1998	in Betrieb	18,8	Nein	18,8	Nein	18,8	Nein	18,8	Nein	18,8
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4S	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	BW	1998	in Betrieb **	353,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0592	GuD Leuna		Erdgas	Nein	06237	Leuna	ST	1998	in Betrieb	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0
BNA1396	EVC / GLOBALFOUNDRIES	EVC I	Erdgas	Ja	01468	Moritzburg	SN	1998	in Betrieb	34,3	Nein	34,3	Nein	34,3	Nein	34,3	Nein	34,3
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	Ja	73776	Altbach	BW	1997	in Betrieb	65,0	Nein	65,0	Nein	65,0	Nein	65,0	Nein	65,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0129	HKW		Erdgas	Ja	14772	Brandenburg	BB	1997	in Betrieb	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0	Nein	36,0
BNA0284	Heizkraftwerk FFO	Block1-GuD-EK	Erdgas	Ja	15236	Frankfurt Oder	BB	1997	in Betrieb	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0
BNA0615	Kraftwerk Süd	GuD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1997	in Betrieb	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0	Nein	410,0
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg		Erdgas	Ja	17034	Neubrandenburg	MV	1997	in Betrieb	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0	Nein	75,0
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen		Erdgas	Nein	06766	Wolfen	ST	1997	in Betrieb	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0
BNA0073	Mitte	GuD Mitte	Erdgas	Ja	10179	Berlin	BE	1996	in Betrieb	444,0	Nein	444,0	Nein	444,0	Nein	444,0	Nein	444,0
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	Gasturbinen - KWK - Anlage	Erdgas	Ja	59929	Brilon	NW	1996	in Betrieb	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5
BNA0194	Kraftwerk Dessau		Erdgas	Ja	06842	Dessau-Roßlau	ST	1996	in Betrieb	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0	Nein	39,0
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg"	Gasturbine	Erdgas	Ja	17489	Greifswald	MV	1996	in Betrieb	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7	Nein	14,7
BNA0504	HKW Jena	HKW Jena	Erdgas	Ja	07749	Jena	TH	1996	in Betrieb	182,0	Nein	182,0	Nein	182,0	Nein	182,0	Nein	182,0
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord		Erdgas	Ja	04105	Leipzig	SN	1996	in Betrieb	167,0	Nein	167,0	Nein	167,0	Nein	167,0	Nein	167,0
BNA0702	Cogeneration		Erdgas	Ja	93328	Neustadt	BY	1996	in Betrieb	25,4	Nein	25,4	Nein	25,4	Nein	25,4	Nein	25,4
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	Gesamtanlage	Erdgas	Ja	14478	Potsdam	BB	1996	in Betrieb	81,8	Nein	81,8	Nein	81,8	Nein	81,8	Nein	81,8
BNA0848	GuD Marienehe		Erdgas	Ja	18069	Rostock	MV	1996	in Betrieb	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0	Nein	108,0
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt		Erdgas	Ja	39418	Staßfurt	ST	1996	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA1089	Zielitz	Zielitz	Erdgas	Ja	39326	Zielitz	ST	1996	in Betrieb	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0	Nein	27,0
BNA1279	Gasturbine	D290	Erdgas	Ja	50389	Wesseling	NW	1996	in Betrieb	51,9	Nein	51,9	Nein	51,9	Nein	51,9	Nein	51,9
BNA1509	BP Werk Lingen		Erdgas	Ja	49808	Lingen	NI	1996	in Betrieb	66,0	Nein	66,0	Nein	66,0	Nein	66,0	Nein	66,0
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	HKW Dresden-Nossener Brücke (3 GT + 1 DT, Sammelschiene)	Erdgas	Ja	01169	Dresden	SN	1995	in Betrieb	260,0	Nein	260,0	Nein	260,0	Nein	260,0	Nein	260,0
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Gasmotor (Dieselgenerator)	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	NW	1995	in Betrieb	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0
BNA0755b	Obernburg	1	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1995	in Betrieb	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0
BNA1264	HKW Bohrhügel		Erdgas	Ja	98528	Suhl	TH	1995	in Betrieb	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5	Nein	13,5
BNA1293c	Kraftwerk	K3+4/TG4	Erdgas	Ja	50127	Bergheim	NW	1995	in Betrieb	3,0	Nein	3,0	Nein	3,0	Nein	3,0	Nein	3,0
BNA1332	INEOS Kraftwerk	TG7/8	Erdgas	Ja	47443	Moers	NW	1995	in Betrieb	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0	Nein	24,0
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik		Erdgas	Ja	49638	Nortrup	NI	1995	in Betrieb	18,1	Nein	18,1	Nein	18,1	Nein	18,1	Nein	18,1
BNA1444d	GT4		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1995	in Betrieb	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1
BNA0088a	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)		Erdgas	Ja	06406	Bernburg	ST	1994	in Betrieb	140,5	Nein	140,5	Nein	140,5	Nein	140,5	Nein	140,5
BNA0130	Kirchmöser		Erdgas	Nein	14774	Brandenburg	BB	1994	in Betrieb	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	0,0
BNA0286	HKW West	Block 4	Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1994	in Betrieb	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media		Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	NW	1994	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0593	ILK-GuD	GT1	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994	in Betrieb	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0
BNA0594	ILK-GuD	GT2	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994	in Betrieb	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0
BNA0595	ILK-GuD	GT3	Erdgas	Ja	06237	Leuna	ST	1994	in Betrieb	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0
BNA0893	GuD Schwarzheide		Erdgas	Ja	01987	Schwarzheide	BB	1994	in Betrieb	122,0	Nein	122,0	Nein	122,0	Nein	122,0	Nein	122,0
BNA0896	HKW Schwerin Süd		Erdgas	Ja	19061	Schwerin	MV	1994	in Betrieb	44,9	Nein	44,9	Nein	44,9	Nein	44,9	Nein	44,9
BNA0897	HKW Schwerin Lankow		Erdgas	Ja	19057	Schwerin	MV	1994	in Betrieb	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0
BNA1105	HKW Bad Salzungen	HKW Bad Salzungen	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	TH	1994	in Betrieb	9,7	Nein	9,7	Nein	9,7	Nein	9,7	Nein	9,7
BNA1444c	GT3		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1994	in Betrieb	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1	Nein	5,1
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal		Erdgas	Ja	39576	Stendal	ST	1994	in Betrieb	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2
BNA1506	Werk Klein Wanzleben		Erdgas	Nein	39164	Klein Wanzleben	ST	1994	in Betrieb	23,4	Nein	23,4	Nein	23,4	Nein	23,4	Nein	0,0
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik		Erdgas	Ja	17389	Anklam	MV	1993	in Betrieb	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1
BNA0233	Kombikraftwerk		Erdgas	Ja	04838	Eilenburg	SN	1993	in Betrieb	46,6	Nein	46,6	Nein	46,6	Nein	46,6	Nein	46,6
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1993	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0
BNA1329	K&N PFK AG EV	GT / GDT	Erdgas	Ja	09648	Kriebstein	SN	1993	in Betrieb	13,1	Nein	13,1	Nein	13,1	Nein	13,1	Nein	13,1
BNA1400b	EZ1	DTI	Erdgas	Nein	06712	Zeitz	ST	1993	in Betrieb	23,3	Nein	23,3	Nein	23,3	Nein	23,3	Nein	0,0
BNA1444a	GT1		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1993	in Betrieb	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2
BNA1444b	GT2		Erdgas	Ja	90471	Nürnberg	BY	1993	in Betrieb	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2	Nein	4,2
BNA1505	HKW Wiesengrund		Erdgas	Ja	99817	Eisenach	TH	1993	in Betrieb	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1	Nein	22,1
BNA0401	Heizkraftwerk	HKW	Erdgas	Ja	21107	Hamburg	HH	1992	in Betrieb	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5	Nein	22,5
BNA0614a	KW Mitte	GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1992	in Betrieb	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0	Nein	47,0
BNA1327a	Energiezentrale 1992	AGG1 - AGG7	Erdgas	Ja	85326	München	BY	1992	in Betrieb	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5	Nein	9,5
BNA1406	FS-Karton		Erdgas	Ja	41460	Neuss	NW	1992	in Betrieb	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9	Nein	18,9
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein		Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	RP	1992	in Betrieb	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0	Nein	30,0
BNA1523a	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 1 (Kessel2, GT 1, DT 2)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1992	in Betrieb	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4	Nein	11,4
BNA1120	Energiezentrale	Gasturbine	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	NW	1991	in Betrieb	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2
BNA1284	Co-Generation	-	Erdgas	Ja	67547	Worms	RP	1991	in Betrieb	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5	Nein	11,5
BNA0005	Ahrensfelde	GT A	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Vorläufig Stillgelegt *	37,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0006	Ahrensfelde	GT B	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Vorläufig Stillgelegt *	37,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0007	Ahrensfelde	GT C	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Vorläufig Stillgelegt *	37,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0008	Ahrensfelde	GT D	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	BB	1990	Vorläufig Stillgelegt *	37,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1492a	Kraftwerk 3		Erdgas	Ja	36039	Fulda	HE	1990	in Betrieb	26,2	Nein	26,2	Nein	26,2	Nein	26,2	Nein	26,2

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1528			Erdgas	Ja	47906	Kempen	NW	1990	in Betrieb	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2
BNA0510a	HKW Karcherstr.	10	Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1989	in Betrieb	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6
BNA0734	Thyrow	GT E	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1989	in Betrieb **	37,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1335a	PKV Kraftwerk	KWK-Blöcke	Erdgas	Ja	26316	Varel	NI	1989	in Betrieb	58,1	Nein	58,1	Nein	58,1	Nein	58,1	Nein	58,1
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Anlage 40	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1988	in Betrieb	12,2	Nein	12,2	Nein	12,2	Nein	12,2	Nein	12,2
BNA0521	Kombi-HKW		Erdgas	Ja	34134	Kassel	HE	1987	in Betrieb	48,3	Nein	48,3	Nein	48,3	Nein	48,3	Nein	48,3
BNA0738	Thyrow	GT A	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	in Betrieb **	36,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0739	Thyrow	GT B	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	in Betrieb **	36,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0740	Thyrow	GT C	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	in Betrieb **	36,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0741	Thyrow	GT D	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	BB	1987	in Betrieb **	36,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Block A	Erdgas	Ja	09114	Chemnitz	SN	1986	Vorläufig Stillgelegt	57,2	Nein	57,2	Nein	57,2	Nein	57,2	Nein	57,2
BNA0515	Heizkraftwerk West	T3	Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1984	in Betrieb	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0	Nein	37,0
BNA1046b	Gersteinwerk	K1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1984	in Betrieb	112,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Erdgas	Ja	10317	Berlin	BE	1981	in Betrieb	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0
BNA0600a	X-Kraftwerk		Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	NW	1981	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	H4/5	Erdgas	Nein	58099	Hagen	NW	1980	Vorläufig Stillgelegt	230,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0531	KW Kirchlengern		Erdgas	Nein	32278	Kirchlengern	NW	1980	in Betrieb	125,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0683a	Süd DT1	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	in Betrieb	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7
BNA0683b	Süd GT3	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	in Betrieb	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9
BNA0683c	Süd GT2	1	Erdgas	Ja	81371	München	BY	1980	in Betrieb	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9	Nein	97,9
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Kombiblock/GuD	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	BW	1980	in Betrieb	41,2	Nein	41,2	Nein	41,2	Nein	41,2	Nein	41,2
BNA1187	P&L Werk Lage	Kessel 1/2/3	Erdgas	Ja	32791	Lage	NW	1980	in Betrieb	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2	Nein	10,2
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden		Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	BW	1980	in Betrieb	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7	Nein	15,7
BNA1658	HKW-Mitte		Erdgas	Ja	32657	Lemgo	NW	1980	in Betrieb	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1
BNA0098	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1978	in Betrieb	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0
BNA0239	Huntorf		Erdgas	Nein	26931	Elsfleth	NI	1978	in Betrieb	321,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1463			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	NI	1978	in Betrieb	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5	Nein	19,5
BNA0172b	Burghausen 01 - DT		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	BY	1977	in Betrieb	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0	Nein	50,0
BNA0374	Staudinger	4	Erdgas	Nein	63538	Großkrotzenburg	HE	1977	in Betrieb **	572,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0627	Kraftwerk Mainz	KW2	Erdgas	Ja	55120	Mainz	RP	1977	in Betrieb **	335,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen		Erdgas	Ja	89584	Ehingen	BW	1976	in Betrieb	4,0	Nein	4,0	Nein	4,0	Nein	4,0	Nein	4,0
BNA0745	Franken 1	2	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1976	saisonale Konservierung	440,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetrieb-nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1104	Heizkraftwerk	T2	Erdgas	Ja	86152	Augsburg	BY	1976	in Betrieb ***	20,4	Nein	20,4	Nein	20,4	Nein	20,4	Nein	20,4
BNA0018	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	ALT GT C	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1975	in Betrieb	81,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0074	Charlottenburg	Charlottenburg	Erdgas	Ja	10589	Berlin	BE	1975	in Betrieb	144,0	Nein	144,0	Nein	144,0	Nein	144,0	Nein	144,0
BNA0419	KWH	B	Erdgas	Ja	30419	Hannover	NI	1975	Vorläufig Stillgelegt	102,0	Nein	102,0	Nein	102,0	Nein	102,0	Nein	102,0
BNA1458			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	RP	1975	in Betrieb	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0
BNA1465d	Gaskraftwerk		Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	HE	1975	in Betrieb	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2	Nein	13,2
BNA0221a	GT	Block E GTE2	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974	in Betrieb	64,7	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0221b	GT	Block E GTE1	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	NW	1974	in Betrieb	66,7	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0605	Emsland	C2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1974	in Betrieb	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0
BNA0659	Kraftwerk III	Block 312	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1974	in Betrieb	77,6	Nein	77,6	Nein	77,6	Nein	77,6	Nein	77,6
BNA1285	Sigmundshall	Sigmundshall	Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	NI	1974	in Betrieb	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0
BNA0017	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	ALT GT B	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1973	in Betrieb	57,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0245a	Emden Gas	Gasturbine	Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973	in Betrieb	52,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0245b	Emden Gas	Dampfturbine	Erdgas	Nein	26725	Emden	NI	1973	Vorläufig Stillgelegt	433,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0574a	Landesbergen Gas	Gasturbine	Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	NI	1973	in Betrieb	56,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0574b	Landesbergen Gas	Dampfturbine	Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	NI	1973	Vorläufig Stillgelegt	431,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0604	Emsland	B2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	NI	1973	in Betrieb	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0	Nein	359,0
BNA0658	Kraftwerk III	Block 311	Erdgas	Ja	45772	Marl	NW	1973	in Betrieb	61,1	Nein	61,1	Nein	61,1	Nein	61,1	Nein	61,1
BNA0744	Franken 1	1	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	BY	1973	saisonale Konservierung	383,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1039	Gersteinwerk	F1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	in Betrieb	55,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1040	Gersteinwerk	G1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	in Betrieb	55,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1042	Gersteinwerk	I1	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	in Betrieb	55,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1043	Gersteinwerk	I2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	Vorläufig Stillgelegt	355,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1044	Gersteinwerk	F2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	in Betrieb	355,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1045	Gersteinwerk	G2	Erdgas	Nein	59368	Werne	NW	1973	in Betrieb	355,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0752	HKW 1	HKW 1	Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	NW	1972	in Betrieb	23,1	Nein	23,1	Nein	23,1	Nein	23,1	Nein	23,1
BNA1821	Energieversorgung Wedding		Erdgas	Ja	13353	Berlin	BE	1972	in Betrieb	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0
BNA0016	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	ALT GT A (Solo)	Erdgas	Nein	73776	Altbach	BW	1971	in Betrieb	50,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0135	HKW-Mitte	Block 12	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	NI	1971	in Betrieb	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSIII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	BY	1971	in Betrieb	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0	Nein	23,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1523d	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 4 (Kessel 1, DT 2 und 3 anteilig)	Erdgas	Ja	56727	Mayen	RP	1971	Vorläufig Stillgelegt	8,4	Nein	8,4	Nein	8,4	Nein	8,4	Nein	8,4
BNA1248a	UPM Schongau	Dampfkraftwerk	Erdgas	Ja	86956	Schongau	BY	1969	in Betrieb ***	64,0	Nein	64,0	Nein	64,0	Nein	64,0	Nein	64,0
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Block 50	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1969	in Betrieb	11,3	Nein	11,3	Nein	11,3	Nein	11,3	Nein	11,3
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Block 60	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	BW	1968	in Betrieb	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6	Nein	11,6
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Kondensations-turbine	Erdgas	Nein	26316	Varel	NI	1968	in Betrieb	0,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0444	Wintershall	Wintershall	Erdgas	Ja	36266	Heringen	HE	1967	in Betrieb	69,0	Nein	69,0	Nein	69,0	Nein	69,0	Nein	69,0
BNA0101	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	NW	1966	in Betrieb	41,0	Nein	41,0	Nein	41,0	Nein	41,0	Nein	41,0
BNA1094	Gaskraftwerk	GKW	Erdgas	Ja	53910	Zülpich	NW	1966	in Betrieb	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1	Nein	15,1
BNA1103	UPM Augsburg	Dampfturbine 3	Erdgas	Ja	86153	Augsburg	BY	1966	Vorläufig Stillgelegt	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0	Nein	29,0
BNA0137	HKW-Nord	GT	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	NI	1965	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0
BNA1182	HKW Merkenich	Block 4	Erdgas	Ja	50769	Köln	NW	1965	in Betrieb	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5	Nein	15,5
BNA1271	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Erdgas	Ja	36414	Unterbreizbach	TH	1965	in Betrieb	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0
BNA0804	Hattorf	Hattorf	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	HE	1962	in Betrieb	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0	Nein	52,0
BNA1938	KWK-Anlage Neukochen	Neukochen 10	Erdgas	Ja	73432	Aalen	BW	1960	in Betrieb	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0	Nein	15,0
BNA1498	Werk Nordstemmen		Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	NI	1953	in Betrieb	30,6	Nein	30,6	Nein	30,6	Nein	30,6	Nein	30,6
BNA1336	Holthausen		Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	NW	1948	in Betrieb	84,0	Nein	84,0	Nein	84,0	Nein	84,0	Nein	84,0
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Gaskraftwerk	Erdgas	Ja	31061	Alfeld	NI	1947	in Betrieb	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0	Nein	11,0
BNA0856	HKW Schwarzza		Erdgas	Ja	07407	Rudolstadt	TH	1936	in Betrieb	26,5	Nein	26,5	Nein	26,5	Nein	26,5	Nein	26,5
BNA0755a	Obernburg	2	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	BY	1920	in Betrieb	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0	Nein	40,0
BNA1524	Heizkraftwerk Bomlitz		Erdgas	Ja	29699	Bomlitz	NI	1912	in Betrieb	12,8	Nein	12,8	Nein	12,8	Nein	12,8	Nein	12,8
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Block 6	RDK 6	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	BW		In Planung	465,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP135	Altbach	GT X	Erdgas	Ja	73776	Altbach	BW		In Planung	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0
BNAP137	Heilbronn	GT X	Erdgas	Ja	74076	Heilbronn	BW		In Planung	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0	Nein	600,0
BNAP231	Marbach	GT Y	Erdgas	Nein	71672	Marbach	BW		In Planung	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0
n. v.	GuD Kraftwerk Walsum		Erdgas			Duisburg	NW		In Planung	640,0	Nein	640,0	Nein	640,0	Nein	640,0	Nein	640,0
n. v.	KWK Anlage Audi AG Werk Neckarsulm		Erdgas			Neckarsulm	BW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
n. v.	Kraftwerk Biblis		Erdgas			Biblis	HE		In Planung	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0
n. v.	Kraftwerk Staudinger		Erdgas			Großkrotzenburg	HE		In Planung	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0
n. v.	Kraftwerk Heyden		Erdgas			Heyden	NW		In Planung	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0	Nein	300,0
n. v.	GuD Anlage Aalen		Erdgas			Aalen	BW		In Planung	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0
n. v.	GHKW VW2		Erdgas			Wolfsburg	NIW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
KW<10 MW			Erdgas	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	3569,6	Nein	3569,6	Nein	3569,6	Nein	3569,6	Nein	3569,6
BNA0686	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	Nein	74382	Neckarwest- heim	BW	1989	in Betrieb	1310,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0263	Isar 2	KKI 2	Kernenergie	Nein	84051	Essenbach	BY	1988	in Betrieb	1410,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0607	Kernkraftwerk Emsland	KKE	Kernenergie	Nein	49811	Lingen	NI	1988	in Betrieb	1336,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0157	Brokdorf	KBR	Kernenergie	Nein	25576	Brokdorf	SH	1986	in Betrieb	1410,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0251	Grohnde	KWG	Kernenergie	Nein	31857	Emmerthal	NI	1985	in Betrieb	1360,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0382	Kernkraft Gundremmingen	C	Kernenergie	Nein	89355	Gundremmin- gen	BY	1984	in Betrieb	1288,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP034	GKB	GKB	Kuppelgase	Ja	46238	Bottrop	NW	2023	In Planung	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNAP187	Kraftwerk Salzgitter	Maschine 4	Kuppelgase	Ja	38239	Salzgitter	NI	2020	In Planung	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0	Nein	35,0
BNA0238b	IKW	Block 7	Kuppelgase	Ja	15890	Eisenhütten- stadt	BB	2013	in Betrieb	56,0	Nein	56,0	Nein	56,0	Nein	56,0	Nein	56,0
BNA0864	Kraftwerk Salzgitter	Block 1	Kuppelgase	Ja	38239	Salzgitter	NI	2010	in Betrieb	97,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0865b	Kraftwerk Salzgitter	Block 2	Kuppelgase	Ja	38239	Salzgitter	NI	2010	in Betrieb	97,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1115	Gichtgaskraftwerk Dillingen		Kuppelgase	Ja	66763	Dillingen/Saar	SL	2010	in Betrieb	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0	Nein	85,0
BNA1409	DK Kraftwerk		Kuppelgase	Ja	47053	Duisburg	NW	2010	saisonale Konservie- rung	21,0	Nein	21,0	Nein	21,0	Nein	21,0	Nein	21,0
BNA0397	Duisburg Hamborn 5	Block 5	Kuppelgase	Ja	47166	Hamborn	NW	2003	in Betrieb	225,0	Nein	225,0	Nein	225,0	Nein	225,0	Nein	225,0
BNA0396	Duisburg Hamborn 4	Block 4	Kuppelgase	Ja	47166	Hamborn	NW	1976	in Betrieb	101,0	Nein	101,0	Nein	101,0	Nein	101,0	Nein	101,0
BNA0486	Huckingen	B	Kuppelgase	Ja	47259	Duisburg- Huckingen	NW	1976	in Betrieb	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0
BNA0142	KW Mittelsbüren	Block 4	Kuppelgase	Nein	28237	Bremen	HB	1975	in Betrieb	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0
BNA0485	Huckingen	A	Kuppelgase	Ja	47259	Duisburg- Huckingen	NW	1975	in Betrieb	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0	Nein	303,0
BNA0219	Duisburg Ruhrort 4	Block 4	Kuppelgase	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1968	in Betrieb	170,0	Nein	170,0	Nein	170,0	Nein	170,0	Nein	170,0
BNA0218	Duisburg Ruhrort 3	Block 3	Kuppelgase	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1963	in Betrieb	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0	Nein	95,0
BNA0395	Duisburg Hamborn 3	Block 3	Kuppelgase	Ja	47166	Hamborn	NW	1958	in Betrieb	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0
BNA0217	Duisburg Ruhrort 2	Block 2	Kuppelgase	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	NW	1955	in Betrieb	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0
BNA0238a	IKW		Kuppelgase	Ja	15890	Eisenhütten- stadt	BB	1953	in Betrieb	45,0	Nein	45,0	Nein	45,0	Nein	45,0	Nein	45,0
BNA0863	Kraftwerk Salzgitter	AB	Kuppelgase	Ja	38239	Salzgitter	NI	1939	in Betrieb	94,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0318	Kraftwerk Fulda		Mineralöl- produkte	Nein	36043	Fulda	HE	2011	in Betrieb	24,8	Nein	24,8	Nein	24,8	Nein	24,8	Nein	24,8
BNA0894e	IKS PCK Schwedt	SE 4	Mineralöl- produkte	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	2011	in Betrieb	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0	Nein	59,0
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	Block 2	Mineralöl- produkte	Nein	42275	Wuppertal	NW	2008	in Betrieb	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0	Nein	60,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0547	Shell Deutschland Oil GmbH		Mineralölprodukte	Ja	50997	Köln	NW	2004	in Betrieb	97,1	Nein	97,1	Nein	97,1	Nein	97,1	Nein	97,1
BNA0894d	IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1998	in Betrieb	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0
BNA0596	Raffineriekraftwerk		Mineralölprodukte	Ja	06237	Leuna	ST	1997	in Betrieb	92,5	Nein	92,5	Nein	92,5	Nein	92,5	Nein	92,5
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1997	in Betrieb	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0	Nein	106,0
BNA1166	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	47475	Kamp-Lintfort	NW	1997	in Betrieb	4,8	Nein	4,8	Nein	4,8	Nein	4,8	Nein	4,8
BNA0369	Spitzenlastkraftwerk Sermuth		Mineralölprodukte	Nein	04668	Großbothen	SN	1995	in Betrieb	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	17,0	Nein	0,0
BNA0516	MiRO	Kesselhaus Werk 1	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995	in Betrieb	45,0	Nein	45,0	Nein	45,0	Nein	45,0	Ja	22,5
BNA0517	MiRO	Kesselhaus Werk 2	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	BW	1995	in Betrieb	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Nein	25,0	Ja	12,5
BNA1293d	Kraftwerk	Diesel/G5	Mineralölprodukte	Nein	50127	Bergheim	NW	1995	in Betrieb	0,8	Nein	0,8	Nein	0,8	Nein	0,8	Nein	0,8
BNA0373	Spitzenlastkraftwerk Großkayna		Mineralölprodukte	Nein	06242	Großkayna	ST	1994	in Betrieb	120,0	Nein	120,0	Nein	120,0	Nein	120,0	Nein	0,0
BNA0894b	IKS PCK Schwedt	Block 6 SE 6	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	BB	1994	in Betrieb	34,5	Nein	34,5	Nein	34,5	Nein	34,5	Nein	0,0
BNA1337d	Notstromdiesel	Notstromdiesel	Mineralölprodukte		63741	Aschaffenburg	BY	1991	in Betrieb	0,5	Nein	0,5	Nein	0,5	Nein	0,5	Nein	0,5
BNA1007a	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	BY	1988	in Betrieb	24,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1212	DKW Nord		Mineralölprodukte	Nein	87719	Mindelheim	BY	1988	in Betrieb	11,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1227	DKW Leinau		Mineralölprodukte	Nein	87666	Pforzen	BY	1983	in Betrieb	11,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0427	Kraftwerk Hausham	GT 1	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	in Betrieb	23,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0428	Kraftwerk Hausham	GT 2	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	in Betrieb	23,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0429	Kraftwerk Hausham	GT 3	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	in Betrieb	23,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0430	Kraftwerk Hausham	GT 4	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	BY	1982	in Betrieb	23,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1004	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralölprodukte	Nein	74399	Walheim	BW	1981	in Betrieb	136,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1007b	SKW Diesel	SKW Diesel	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Veits	BY	1978	in Betrieb	10,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0083	Wilmsdorf	Wilmsdorf GT2 und GT3	Mineralölprodukte	Ja	14199	Berlin	BE	1977	in Betrieb *	184,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0222	GT	GTKW	Mineralölprodukte	Nein	40233	Düsseldorf	NW	1977	in Betrieb	86,2	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	Mineralölprodukte	Nein	85406	Zolling	BY	1976	in Betrieb	50,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralöl- produkte	Nein	71672	Marbach	BW	1975	in Betrieb **	85,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Mineralöl- produkte	Nein	71672	Marbach	BW	1975	in Betrieb **	263,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1036	Kraftwerk Werdohl- Elverlingsen	E 1/2	Mineralöl- produkte	Nein	58791	Werdohl	NW	1975	Vorläufig Stillgelegt	206,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0141	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralöl- produkte	Nein	28237	Bremen	HB	1974	in Betrieb	86,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0379	Ingolstadt	4	Mineralöl- produkte	Nein	85098	Großmehring	BY	1974	in Betrieb **	386,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0937	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	Mineralöl- produkte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	in Betrieb	23,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0938	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT17	Mineralöl- produkte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	in Betrieb	23,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0939b	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT18	Mineralöl- produkte	Nein	70376	Stuttgart	BW	1974	in Betrieb	23,3	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0993	Irsching	3	Mineralöl- produkte	Nein	85088	Vohburg	BY	1974	in Betrieb **	415,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0378	Ingolstadt	3	Mineralöl- produkte	Nein	85098	Großmehring	BY	1973	in Betrieb **	386,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0766	Audorf		Mineralöl- produkte	Nein	24783	Osterrönnfeld	SH	1973	in Betrieb	87,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1060	Wilhelmshaven	GT	Mineralöl- produkte	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1973	in Betrieb	56,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0759	Itzehoe		Mineralöl- produkte	Nein	25588	Oldendorf	SH	1972	in Betrieb	88,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0894a	IKS PCK Schwedt	Block 5 SE 5	Mineralöl- produkte	Ja	16303	PCK Schwedt	BB	1972	in Betrieb	28,0	Ja	7,0	Ja	14,0	Ja	21,0	Ja	14,0
BNA1015	Wedel	GT A	Mineralöl- produkte	Nein	22880	Wedel	SH	1972	in Betrieb	50,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1016	Wedel	GT B	Mineralöl- produkte	Nein	22880	Wedel	SH	1972	in Betrieb	50,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0085b	Moabit	Moabit GT 7	Mineralöl- produkte	Nein	13353	Berlin	BE	1971	in Betrieb	34,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralöl- produkte	Nein	71672	Marbach	BW	1971	in Betrieb **	77,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1280	Kraftwerk	D210	Mineralöl- produkte	Ja	50389	Wesseling	NW	1962	in Betrieb	90,0	Ja	22,5	Ja	45,0	Ja	67,5	Ja	45,0
BNAP230	Marbach	GT X	Mineralöl- produkte	Nein	71672	Marbach	BW		In Planung	300,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Mineralöl- produkte	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	502,3	Nein	502,3	Nein	502,3	Nein	502,3	Nein	502,3
BNAP088	KW Versetz	KW Versetz	Pumpspeicher	Nein	AT	Kaunertal	AT	2030	In Planung	400,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP077	SKW Kühtai	SKW Kühtai	Pumpspeicher	Nein	AT- 6183	Kühtai	AT	2026	In Planung	130,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP099	PSW Leutenberg		Pumpspeicher	Nein	07338	Leutenberg	TH	2026	In Planung	402,0	Nein	402,0	Nein	402,0	Nein	402,0	Nein	402,0
BNAP075	Einöden		Pumpspeicher	Nein	83126	Flintsbach am	BY	2023	In Planung	150,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
						Inn												
BNAP235	Gaildorf		Pumpspeicher		74405	Gaildorf	BW	2020	In Bau	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0	Nein	16,0
BNA1910	Vorarlberger Illwerke AG "Obervermuntwerk II"	OVW II	Pumpspeicher	Nein	AT-6794	Partenen	AT	2018	in Betrieb	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0
BNA1869	Vorarlberger Illwerke AG "Reilswerk"	REW	Pumpspeicher	Nein	AT-6773	Vandans	AT	2017	in Betrieb	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0	Nein	12,0
BNA1675	PSW Vianden	Maschine 11	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	2015	in Betrieb	195,0	Nein	195,0	Nein	195,0	Nein	195,0	Nein	195,0
BNA0975	Rodundwerk II	Masch. 1	Pumpspeicher	Nein	AT-6773	Vandans	AT	2011	in Betrieb	295,0	Nein	295,0	Nein	295,0	Nein	295,0	Nein	295,0
BNA0778	Kopswerk II	Masch. 1 bis 3	Pumpspeicher	Nein	AT-6794	Partenen	AT	2008	in Betrieb	525,0	Nein	525,0	Nein	525,0	Nein	525,0	Nein	525,0
BNA0350	Goldisthal	PSS A	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	in Betrieb	1052,0	Nein	1052,0	Nein	1052,0	Nein	1052,0	Nein	1052,0
BNA0352	Goldisthal	PSS C	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0353	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2004	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0351	Goldisthal	PSS B	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	TH	2003	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	Nein	58313	Herdecke	NW	1989	in Betrieb	165,0	Nein	165,0	Nein	165,0	Nein	165,0	Nein	165,0
BNA0972	Leitzach 1	1	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	BY	1983	in Betrieb	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0	Nein	48,0
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	Pumpspeicher	Nein	AT-6183	Kühtai	AT	1981	in Betrieb	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5
BNA0567b	KW Kühtai	Kühtai Ma 2	Pumpspeicher	Nein	AT-6183	Kühtai	AT	1981	in Betrieb	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5	Nein	144,5
BNA0652	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	1045,2	Nein	1045,2	Nein	1045,2	Nein	1045,2	Nein	1045,2
BNA0653	Markersbach	PSS B	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0654	Markersbach	PSS C	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0655	Markersbach	PSS D	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0656	Markersbach	PSS E	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0657	Markersbach	PSS F	Pumpspeicher	Nein	08352	Markersbach	SN	1980	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0987	PSW Vianden	Maschine 10	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1975	in Betrieb	196,0	Nein	196,0	Nein	196,0	Nein	196,0	Nein	196,0
BNA1019	Wehr	Wehr	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	BW	1975	in Betrieb	910,0	Nein	910,0	Nein	910,0	Nein	910,0	Nein	910,0
BNA0229	Waldeck 2	Waldeck 2	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	HE	1974	in Betrieb	480,0	Nein	480,0	Nein	480,0	Nein	480,0	Nein	480,0
BNA0337	PSW Langenprozelten	entfällt	Pumpspeicher	Nein	97737	Gemünden	BY	1974	in Betrieb	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0	Nein	164,0
BNA0268	Pumpspeicherwerk Rönkhäusen	PSW	Pumpspeicher	Nein	57413	Finntrop	NW	1969	in Betrieb	138,0	Nein	138,0	Nein	138,0	Nein	138,0	Nein	138,0
BNA0777	Kopswerk I	Masch. 1 bis 3	Pumpspeicher	Nein	AT-6794	Partenen	AT	1968	in Betrieb	247,0	Nein	247,0	Nein	247,0	Nein	247,0	Nein	247,0
BNA1032	Wendefurth	PSS B	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	ST	1968	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1031	Wendefurth	PSS A	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	ST	1967	in Betrieb	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7	Nein	79,7
BNA0046	Säckingen	Säckingen	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	BW	1966	in Betrieb	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0	Nein	360,0
BNA0467	Hohenwarte 2	PSS A	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	317,8	Nein	317,8	Nein	317,8	Nein	317,8	Nein	317,8

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0468	Hohenwarte 2	PSS B	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0469	Hohenwarte 2	PSS C	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0470	Hohenwarte 2	PSS D	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0471	Hohenwarte 2	PSS E	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0472	Hohenwarte 2	PSS F	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0473	Hohenwarte 2	PSS G	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0474	Hohenwarte 2	PSS H	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1966	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0558	Erzhausen		Pumpspeicher	Nein	37547	Kreiensen	NI	1964	in Betrieb	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicher- kraftwerk Glems	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen- Glems	BW	1964	in Betrieb	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0	Nein	90,0
BNA0978	PSW Vianden	Maschine 6	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1964	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0979	PSW Vianden	Maschine 7	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1964	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0981	PSW Vianden	Maschine 9	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1964	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0980	PSW Vianden	Maschine 8	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0985	PSW Vianden	Maschine 4	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0986	PSW Vianden	Maschine 5	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1963	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0982	PSW Vianden	Maschine 1	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1962	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	Nein	L-9401	Vianden	LU	1962	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0973	Leitzach 2	2	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	BY	1960	in Betrieb	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0	Nein	44,0
BNA0465	Hohenwarte 1	PSS A	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1959	in Betrieb	59,8	Nein	59,8	Nein	59,8	Nein	59,8	Nein	59,8
BNA0466	Hohenwarte 1	PSS B	Pumpspeicher	Nein	07338	Hohenwarte	TH	1959	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0946a	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Tanzmühle	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1959	in Betrieb	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0
BNA0327	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	in Betrieb	119,1	Nein	119,1	Nein	119,1	Nein	119,1	Nein	119,1
BNA0328	Geesthacht	PSS B	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0329	Geesthacht	PSS C	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	SH	1958	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0422	Happurg	Happurg	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	BY	1958	in Betrieb	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0	Nein	160,0
BNA0721	Niederwartha	PSS C	Pumpspeicher	Nein	01462	Niederwartha	SN	1957	in Betrieb	39,8	Nein	39,8	Nein	39,8	Nein	39,8	Nein	39,8
BNA0722	Niederwartha	PSS D	Pumpspeicher	Nein	01462	Niederwartha	SN	1957	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0954	Lünerseewerk	Masch. 1 bis 5	Pumpspeicher	Nein	AT- 6774	Tschagguns	AT	1957	in Betrieb	238,0	Nein	238,0	Nein	238,0	Nein	238,0	Nein	238,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Reisach	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	BY	1955	in Betrieb	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0	Nein	99,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	Waldshut	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut- Tiengen	BW	1951	in Betrieb	150,0	Nein	150,0	Nein	150,0	Nein	150,0	Nein	150,0
BNA0974	Rodundwerk I	Masch. 1 bis 4	Pumpspeicher	Nein	AT- 6773	Vandans	AT	1943	in Betrieb	198,0	Nein	198,0	Nein	198,0	Nein	198,0	Nein	198,0
BNA1071	Witznau	Witznau	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	BW	1943	in Betrieb	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0	Nein	220,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/Land	Inbetriebnahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0882	Bleiloch	PSS A	Pumpspeicher	Nein	07907	Schleiz	TH	1932	in Betrieb	79,8	Nein	79,8	Nein	79,8	Nein	79,8	Nein	79,8
BNA0883	Bleiloch	PSS B	Pumpspeicher	Nein	07907	Schleiz	TH	1932	in Betrieb	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Waldeck1/Bringhausen	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	HE	1931	in Betrieb	145,0	Nein	145,0	Nein	145,0	Nein	145,0	Nein	145,0
BNA0426	Häusern	Häusern	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	BW	1931	in Betrieb	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0	Nein	100,0
BNA0279	Rudolf-Fettweis-Werk	Pumpspeicherkraftwerk Schwarzenbachwerk	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	BW	1926	in Betrieb	43,0	Nein	43,0	Nein	43,0	Nein	43,0	Nein	43,0
BNAP068	Rudolf-Fettweis-Werk "Oberstufe"	RFW-Oberstufe	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	BW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP069	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	RFW-Unterstufe	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	BW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP098	Riedl		Pumpspeicher	Nein	94107	Untergriesbach	BY		In Planung	300,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Pumpspeicher			ohne Zuordnung			in Betrieb	1,7	Nein	1,7	Nein	1,7	Nein	1,7	Nein	1,7
BNAP131	Kessel 7		Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	2021	In Bau	57,6	Nein	57,6	Nein	57,6	Nein	57,6	Nein	57,6
n. v.	Papierfabrik Palm		Sonstige Energieträger			Aalen	BW	2021	In Planung	80,0	Nein	80,0	Nein	80,0	Nein	80,0	Nein	80,0
BNA0693	Heizkraftwerk NMS		Sonstige Energieträger	Ja	24534	Neumünster	SH	2014	in Betrieb	53,6	Nein	53,6	Nein	53,6	Nein	53,6	Nein	53,6
BNA0237	EBS-Heizkraftwerk		Sonstige Energieträger	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	BB	2011	in Betrieb	23,5	Nein	23,5	Nein	23,5	Nein	23,5	Nein	23,5
BNA0598b	ILK-GuD	KT1	Sonstige Energieträger	Nein	06237	Leuna	ST	2010	in Betrieb	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0	Nein	20,0
BNA1465a	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Sonstige Energieträger	Ja	37213	Witzenhausen	HE	2009	in Betrieb	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0	Nein	28,0
BNA1894			Sonstige Energieträger	Nein	72359	Dotternhausen	BW	2007	in Betrieb	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1	Nein	10,1
BNA0997	HKW Fenne, Grubengaskraftwerk	Gasmotorenanlage Fenne	Sonstige Energieträger	Ja	66333	Völklingen-Fenne	SL	2003	in Betrieb	42,0	Nein	42,0	Nein	42,0	Nein	42,0	Nein	42,0
BNA0598a	ILK-EKT	EKT	Sonstige Energieträger	Ja	06237	Leuna	ST	2000	in Betrieb	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0	Nein	14,0
BNA0597	ILK-GuD	DT1	Sonstige Energieträger	Ja	06237	Leuna	ST	1994	in Betrieb	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Nein	8,7	Ja	4,4
BNA1523c	Gemeinschaftskraftwerk Weig	Block 3 (Kessel 3 und 4, DT 2 und 3 anteilig)	Sonstige Energieträger	Ja	56727	Mayen	RP	1992	in Betrieb	10,3	Nein	10,3	Nein	10,3	Nein	10,3	Ja	5,2
BNA1249	UPM Schongau	Heizkraftwerk 2	Sonstige Energieträger	Ja	86956	Schongau	BY	1989	in Betrieb	6,0	Ja	1,5	Ja	3,0	Ja	4,5	Ja	3,0
BNA1488			Sonstige Energieträger	Ja	44147	Dortmund	NW	1989	in Betrieb	16,0	Ja	4,0	Ja	8,0	Ja	12,0	Ja	8,0
BNA0492	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	Sonstige Energieträger	Nein	49477	Ibbenbüren	NW	1985	in Betrieb	33,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1865	Turbine 5		Sonstige	Ja	49084	Osnabrück	NI	1972	in Betrieb	9,8	Ja	2,5	Ja	4,9	Ja	7,4	Ja	4,9

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
			Energieträger															
BNA1397e	O10	T31	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1967	in Betrieb	33,6	Ja	8,4	Ja	16,8	Ja	25,2	Ja	16,8
BNA1870	Werk Kalscheuren		Sonstige Energieträger	Nein	50997	Köln	NW	1967	in Betrieb	26,5	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1397d	O10	T24	Sonstige Energieträger	Nein	50769	Köln	NW	1966	in Betrieb	10,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0616b	Kraftwerk Nord	S 300 VT 1, VT 2, NT 7	Sonstige Energieträger	Ja	67056	Ludwigshafen	RP	1964	in Betrieb	87,5	Ja	21,9	Ja	43,8	Ja	65,6	Ja	43,8
BNA1553			Sonstige Energieträger	Ja	85092	Kösching	BY	1964	in Betrieb	23,3	Ja	5,8	Ja	11,7	Ja	17,5	Ja	11,7
BNA1397a	O10	T21	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	in Betrieb	15,5	Ja	3,9	Ja	7,8	Ja	11,6	Ja	7,8
BNA1397b	O10	T22	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	in Betrieb	19,2	Ja	4,8	Ja	9,6	Ja	14,4	Ja	9,6
BNA1397c	O10	T23	Sonstige Energieträger	Ja	50769	Köln	NW	1963	in Betrieb	15,5	Ja	3,9	Ja	7,8	Ja	11,6	Ja	7,8
BNA1864	Turbine 4		Sonstige Energieträger	Ja	49084	Osnabrück	NI	1962	in Betrieb	9,5	Ja	2,4	Ja	4,8	Ja	7,1	Ja	4,8
BNA1526	Kraftwerk Raffinerie Heide		Sonstige Energieträger	Ja	25770	Hemminstedt	SH	1961	in Betrieb	44,5	Ja	11,1	Ja	22,3	Ja	33,4	Ja	22,3
BNA0662b	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft (6 Einzelturbinen)	Sonstige Energieträger	Ja	45772	Marl	NW	1939	in Betrieb	169,3	Ja	42,3	Ja	84,7	Ja	127,0	Ja	84,7
BNA1399	Oxea GmbH		Sonstige Energieträger	Ja	46147	Oberhausen	NW	1929	in Betrieb	38,0	Ja	9,5	Ja	19,0	Ja	28,5	Ja	19,0
BNAP238	Kessel 9,10,11	Kessel 9,10,11	Sonstige Energieträger	Ja	50997	Köln	NW		In Planung	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
KW<10 MW			Sonstige Energieträger	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	672,1	Nein	672,1	Nein	672,1	Nein	672,1	Nein	672,1
BNAP062	KW Lünen	Lünen 8	Steinkohle	Nein	44536	Lünen	NW	2022	In Planung	735,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNAP029	Datteln	Datteln 4	Steinkohle	Ja	45711	Datteln	NW	2020	In Bau	1052,0	Ja	263,0	Ja	526,0	Ja	789,0	Ja	526,0
BNA0646b	GKM	Block 9	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2015	in Betrieb	843,0	Ja	210,8	Ja	421,5	Ja	632,3	Ja	421,5
BNA1558	Moorburg B	B	Steinkohle	Ja	21079	Hamburg	HH	2015	in Betrieb	800,0	Ja	200,0	Ja	400,0	Ja	600,0	Ja	400,0
BNA1673	Moorburg A	A	Steinkohle	Ja	21079	Hamburg	HH	2015	in Betrieb	800,0	Ja	200,0	Ja	400,0	Ja	600,0	Ja	400,0
BNA1674	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	2015	in Betrieb	731,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0413c	Westfalen	E	Steinkohle	Nein	59071	Hamm- Uentrop	NW	2014	in Betrieb	763,7	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0518b	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDk 8	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	2014	in Betrieb	834,0	Ja	208,5	Ja	417,0	Ja	625,5	Ja	417,0
BNA0216b	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	2013	in Betrieb	725,0	Ja	181,3	Ja	362,5	Ja	543,8	Ja	362,5
BNA1508	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		Steinkohle	Ja	44536	Lünen	NW	2013	in Betrieb	735,0	Ja	183,8	Ja	367,5	Ja	551,3	Ja	367,5
BNA0644	GKM	Block 6	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	2005	in Betrieb	255,0	Ja	63,8	Ja	127,5	Ja	191,3	Ja	127,5
BNA1075a	HKW Nord	Generator A	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000	in Betrieb	61,5	Ja	15,4	Ja	30,8	Ja	46,1	Ja	30,8
BNA1075b	HKW Nord	Generator B	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	2000	in Betrieb	61,5	Ja	15,4	Ja	30,8	Ja	46,1	Ja	30,8

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmehjahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035: KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0019	Heizkraftwerk Alt- bach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1997	in Betrieb	336,0	Ja	84,0	Ja	168,0	Ja	252,0	Ja	168,0
BNA0510b	HKW Karchestr.	20	Steinkohle	Ja	67655	Kaiserslautern	RP	1996	in Betrieb	13,4	Ja	3,4	Ja	6,7	Ja	10,1	Ja	6,7
BNA0849	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	Steinkohle	Ja	18147	Rostock	MV	1994	in Betrieb	514,0	Ja	128,5	Ja	257,0	Ja	385,5	Ja	257,0
BNA0402	Tiefstack	Tiefstack	Steinkohle	Ja	22113	Hamburg	HH	1993	in Betrieb	194,0	Ja	48,5	Ja	97,0	Ja	145,5	Ja	97,0
BNA0646a	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1993	in Betrieb	435,0	Ja	108,8	Ja	217,5	Ja	326,3	Ja	217,5
BNA0270	Heizkraftwerk FL	Block 11	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1992	in Betrieb	31,0	Ja	7,8	Ja	15,5	Ja	23,3	Ja	15,5
BNA0377	Staudinger	5	Steinkohle	Ja	63538	Großkrotzen- burg	HE	1992	in Betrieb	510,0	Ja	127,5	Ja	255,0	Ja	382,5	Ja	255,0
BNA0969b	Nord 2	2	Steinkohle	Ja	85774	Unterföhring	BY	1991	in Betrieb *	332,7	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0085a	Moabit	Moabit A	Steinkohle	Ja	13353	Berlin	BE	1990	in Betrieb	89,0	Ja	22,3	Ja	44,5	Ja	66,8	Ja	44,5
BNA0758	Heizkraftwerk Offenbach		Steinkohle	Ja	63067	Offenbach	HE	1990	in Betrieb	54,0	Ja	13,5	Ja	27,0	Ja	40,5	Ja	27,0
BNA0801	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Wirbelschicht- block	Steinkohle	Ja	75175	Pforzheim	BW	1990	in Betrieb	26,9	Ja	6,7	Ja	13,5	Ja	20,2	Ja	13,5
BNA1500	Werk Uelzen		Steinkohle	Ja	29525	Uelzen	NI	1990	in Betrieb	40,0	Ja	10,0	Ja	20,0	Ja	30,0	Ja	20,0
BNA0144	KW Hastedt	Block 15	Steinkohle	Ja	28207	Bremen	HB	1989	in Betrieb	119,0	Ja	29,8	Ja	59,5	Ja	89,3	Ja	59,5
BNA0289b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989	in Betrieb	61,5	Ja	15,4	Ja	30,8	Ja	46,1	Ja	30,8
BNA0290	HKW West	Block 3	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	HE	1989	in Betrieb	61,5	Ja	15,4	Ja	30,8	Ja	46,1	Ja	30,8
BNA0420	GKH	Block1	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989	in Betrieb	136,0	Ja	34,0	Ja	68,0	Ja	102,0	Ja	68,0
BNA0421	GKH	Block2	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	NI	1989	in Betrieb	136,0	Ja	34,0	Ja	68,0	Ja	102,0	Ja	68,0
BNA0450	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	Ja	44655	Herne	NW	1989	in Betrieb	449,0	Ja	112,3	Ja	224,5	Ja	336,8	Ja	224,5
BNA0498	Heizkraftwerk	Block B	Steinkohle	Ja	65926	Industriepark Höchst	HE	1989	in Betrieb	66,0	Ja	16,5	Ja	33,0	Ja	49,5	Ja	33,0
BNA0999	Heizkraftwerk	HKV	Steinkohle	Ja	66333	Völklingen- Fenne	SL	1989	in Betrieb	211,0	Ja	52,8	Ja	105,5	Ja	158,3	Ja	105,5
BNA0087	Reuter West	Reuter West E	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1988	in Betrieb	282,0	Ja	70,5	Ja	141,0	Ja	211,5	Ja	141,0
BNA0216a	KW Walsum	Walsum 9	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	NW	1988	in Betrieb	370,0	Ja	92,5	Ja	185,0	Ja	277,5	Ja	185,0
BNA0271	Heizkraftwerk FL	Block 10	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1988	in Betrieb	33,0	Ja	8,3	Ja	16,5	Ja	24,8	Ja	16,5
BNA0861b	HKW Römerbrücke	Kohleanlage	Steinkohle	Ja	66121	Saarbrücken	SL	1988	saisonale Konservie- rung	50,0	Ja	12,5	Ja	25,0	Ja	37,5	Ja	25,0
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	BE	1987	in Betrieb	282,0	Ja	70,5	Ja	141,0	Ja	211,5	Ja	141,0
BNA0793	Heyden	4	Steinkohle	Nein	32469	Petershagen	NW	1987	in Betrieb	875,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	Ja	85406	Zolling	BY	1986	in Betrieb	472,0	Ja	118,0	Ja	236,0	Ja	354,0	Ja	236,0
BNA1467			Steinkohle	Ja	77704	Oberkirch	BW	1986	in Betrieb	18,5	Ja	4,6	Ja	9,3	Ja	13,9	Ja	9,3
BNA0020	Heizkraftwerk Alt- bach/Deizisau	ALT HKW 1	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	BW	1985	in Betrieb **	433,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0272	Heizkraftwerk FL	Block 9	Steinkohle	Ja	24939	Flensburg	SH	1985	in Betrieb	33,0	Ja	8,3	Ja	16,5	Ja	24,8	Ja	16,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA0336	FWK Buer		Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1985	in Betrieb	70,0	Ja	17,5	Ja	35,0	Ja	52,5	Ja	35,0
BNA0434	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	BW	1985	in Betrieb	778,0	Ja	194,5	Ja	389,0	Ja	583,5	Ja	389,0
BNA0493	Ibbenbüren	B	Steinkohle	Ja	49479	Ibbenbüren	NW	1985	saisonale Konservie- rung	794,0	Ja	198,5	Ja	397,0	Ja	595,5	Ja	397,0
BNA0518a	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	BW	1985	in Betrieb	517,0	Ja	129,3	Ja	258,5	Ja	387,8	Ja	258,5
BNA1076a	HKW West	Block 1	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985	in Betrieb	138,5	Ja	34,6	Ja	69,3	Ja	103,9	Ja	69,3
BNA1076b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	NI	1985	in Betrieb	138,5	Ja	34,6	Ja	69,3	Ja	103,9	Ja	69,3
BNA0138	HKW-Mitte	Block 1	Steinkohle	Ja	38106	Braunschweig	NI	1984	in Betrieb	43,3	Ja	10,8	Ja	21,7	Ja	32,5	Ja	21,7
BNA0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1984	in Betrieb	45,0	Ja	11,3	Ja	22,5	Ja	33,8	Ja	22,5
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	Steinkohle	Nein	66450	Bexbach	SL	1983	in Betrieb ***	726,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0662a	Kraftwerk I	Block 5	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1983	in Betrieb	68,4	Ja	17,1	Ja	34,2	Ja	51,3	Ja	34,2
BNA0645	GKM	Block 7	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	BW	1982	saisonale Konservie- rung	425,0	Ja	106,3	Ja	212,5	Ja	318,8	Ja	212,5
BNA0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT12	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	BW	1982	in Betrieb	45,0	Ja	11,3	Ja	22,5	Ja	33,8	Ja	22,5
BNA0998	Modellkraftwerk	MKV	Steinkohle	Ja	66333	Völklingen- Fenne	SL	1982	saisonale Konservie- rung	179,0	Ja	44,8	Ja	89,5	Ja	134,3	Ja	89,5
BNA0067	Bergkamen	A	Steinkohle	Nein	59192	Bergkamen	NW	1981	saisonale Konservie- rung	717,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0261b	HKW Erlangen	K6 DT2	Steinkohle	Ja	91052	Erlangen	BY	1980	in Betrieb *	17,4	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0146	KW Hafen	Block 6	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	HB	1979	in Betrieb	303,0	Ja	75,8	Ja	151,5	Ja	227,3	Ja	151,5
BNA0464	KWM	Block3	Steinkohle	Nein	31249	Hohenhameln OT Mehrum	NI	1979	in Betrieb	690,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1405a	Heizkraftwerk Magirusstraße		Steinkohle	Ja	89077	Ulm	BW	1978	in Betrieb	20,7	Ja	5,2	Ja	10,4	Ja	15,5	Ja	10,4
BNA0820	Weier	Weier III	Steinkohle	Ja	66287	Quierschied	SL	1976	in Betrieb ***	655,6	Ja	163,9	Ja	327,8	Ja	491,7	Ja	327,8
BNA1061	Wilhelmshaven	1	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	NI	1976	in Betrieb	757,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0834	Solvay Kraftwerk Rheinberg		Steinkohle	Ja	47495	Rheinberg	NW	1975	in Betrieb	79,0	Ja	19,8	Ja	39,5	Ja	59,3	Ja	39,5
BNA0557b	Kraftwerk N 230		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld- Uerdingen	NW	1971	in Betrieb	110,0	Ja	27,5	Ja	55,0	Ja	82,5	Ja	55,0
BNA0660	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	Ja	45772	Marl	NW	1971	in Betrieb	55,6	Ja	13,9	Ja	27,8	Ja	41,7	Ja	27,8
BNA0147	Farge	Farge	Steinkohle	Nein	28777	Bremen	HB	1969	in Betrieb	350,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0331	Scholven	C	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1969	in Betrieb	345,0	Ja	86,3	Ja	172,5	Ja	258,8	Ja	172,5
BNA0926b	Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH	Konventionelles Sammelschienen- kraftwerk Turbine 7	Steinkohle	Ja	63811	Stockstadt	BY	1969	in Betrieb	24,8	Ja	6,2	Ja	12,4	Ja	18,6	Ja	12,4
BNA0332	Scholven	B	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	NW	1968	in Betrieb	345,0	Ja	86,3	Ja	172,5	Ja	258,8	Ja	172,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	KWK Ja/Nein	PLZ	Ort	Bundesland/ Land	Inbetrieb- nahmejahr	Status	el. Leistung 06.02.2020	A 2035: KWK-Ersatz	A 2035: Leistung	B 2035 KWK-Ersatz	B 2035: Leistung	C 2035: KWK-Ersatz	C 2035: Leistung	B 2040: KWK-Ersatz	B 2040: Leistung
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	BW	1967	in Betrieb **	148,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Steinkohle	Nein	74076	Heilbronn	BW	1966	in Betrieb **	125,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Steinkohle	Nein	74076	Heilbronn	BW	1965	in Betrieb **	125,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	BW	1964	in Betrieb **	96,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0
BNA0403	Wedel	Wedel 2	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1962	in Betrieb	123,0	Ja	30,8	Ja	61,5	Ja	92,3	Ja	61,5
BNA0600b	G-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	51368	Leverkusen	NW	1962	in Betrieb	103,0	Ja	25,8	Ja	51,5	Ja	77,3	Ja	51,5
BNA0404	Wedel	Wedel 1	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	SH	1961	in Betrieb	137,0	Ja	34,3	Ja	68,5	Ja	102,8	Ja	68,5
BNA0557a	Kraftwerk L 57		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld- Uerdingen	NW	1957	in Betrieb	26,0	Ja	6,5	Ja	13,0	Ja	19,5	Ja	13,0
BNA1331	Reno De Medici	HD - Kraftwerk	Steinkohle	Ja	59821	Arnsberg	NW	1923	in Betrieb	19,0	Ja	4,7	Ja	9,5	Ja	14,2	Ja	9,5
KW<10 MW			Steinkohle	Ja		ohne Zuordnung			in Betrieb	19,7	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0	Nein	0,0

Anlage 2: Rückmeldungen der Verteilernetzbetreiberabfrage

Betriebsnummer	Unternehmensname
10000414	Albwerk GmbH & Co. KG
10001806	AllgäuNetz GmbH & Co. KG
10001863	AVU Netz GmbH
10001033	BEW Netze GmbH
10003780	Covestro Brunsbüttel Energie GmbH
10003486	DB Energie GmbH
10001880	DONETZ - Dortmunder Netz GmbH
10002941	DREWAG Netz GmbH
10001370	EGT Energie GmbH
10001826	ELE Verteilnetz GmbH
10001535	Elektrizitätswerke Reutte GmbH & Co. KG
10002966	energcity Netz GmbH
10000634	Energieversorgung Dahlenburg-Bleckede AG
10001870	Energieversorgung Halle Netz GmbH
10000195	Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung
10001874	ENSO NETZ GmbH
10001488	Erlanger Stadtwerke AG
10001846	EWE NETZ GmbH
10006804	FairNetz GmbH
10001457	GEW Wilhelmshaven GmbH
10000495	GGEW AG
10000241	HEW HofEnergie+Wasser GmbH
10001893	inetz GmbH
10000202	infra fürth gmbh
10003739	InfraLeuna GmbH
10001177	LEW Verteilnetz GmbH
10003079	Mainzer Netze GmbH
10001645	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
10000698	Netz Lübeck GmbH
10001294	NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH
10000843	Netze BW GmbH
10001891	Netze Magdeburg GmbH
10003767	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
10001607	nvb Nordhorner Versorgungsbetriebe GmbH

10001747	OsthessenNetz GmbH
10001836	ovag Netz GmbH
10002992	Pfalzwerke Netz AG
10001422	SEW Stromversorgungs-GmbH
10003572	Städtische Werke Netz + Service GmbH
10003707	Stadtwerk am See GmbH & Co. KG
10000410	Stadtwerke Amberg Holding GmbH
10000859	Stadtwerke Bernburg GmbH
10001198	Stadtwerke Buxtehude GmbH
10000826	Stadtwerke Coesfeld GmbH
10003055	Stadtwerke Düsseldorf AG
10001204	Stadtwerke Elbtal GmbH
10001393	Stadtwerke EVB Huntetal GmbH
10000514	Stadtwerke Fürstfeldbruck GmbH
10010250	Stadtwerke Greifswald GmbH
10000487	Stadtwerke Grevesmühlen GmbH
10000160	Stadtwerke Gronau GmbH
10000359	Hellenstein-Energie-Logistik GmbH
10001064	Stadtwerke Konstanz GmbH
10000619	Stadtwerke Lippstadt GmbH
10000391	Stadtwerke Marburg GmbH
10000994	Stadtwerke Menden GmbH
10000930	Stadtwerke Norderstedt
10000604	Stadtwerke Schwabach GmbH
10003168	Stadtwerke Schwerte GmbH
10001013	Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH
10000434	Stadtwerke Tübingen GmbH
10001465	Stadtwerke Unna GmbH
10001344	Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH
10001736	Stadtwerke Warburg GmbH
10001503	Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH
10001834	Stromnetz Berlin GmbH
10007065	Stuttgart Netze Betrieb GmbH
10000219	STWB Stadtwerke Bamberg GmbH
10001113	SW Kiel Netz GmbH
10007066	swa Netze GmbH
10001196	SWB Netz GmbH
10003039	SWE Netz GmbH

10001016	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
10003122	SWS Netze GmbH
10001285	Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
10001268	Energieversorgung Sylt GmbH
10001495	Syna GmbH
10003091	TWS Netz GmbH
10001614	Überlandzentrale Wörth/I.-Altheim Netz AG
10003018	VSE Verteilnetz GmbH
10001481	VW Kraftwerk GmbH

Anlage 3: Publikationsliste der Metastudie „Dezentralität, Regionalität und Stromnetze“ (2018)

Öko-Institut, Prognos: **Stromsystem 2035** (im Auftrag des WWF), 2018 (Öko-Institut & Prognos 2018)

Öko-Institut: **Transparenz Stromnetze** (gefördert durch BMBF), 2018 (Öko-Institut 2018)

Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: **Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung** (im Auftrag der Monopolkommission), 2017 (FAU 2017)

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy: **Langfristszenarien** (im Auftrag des BMWi), 2017 (Fraunhofer ISI et al. 2017)

E-Bridge, Prognos, RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft: **Energiewende Outlook 2035** (im Auftrag von 50 Hertz Transmission), 2016 (E-Bridge et al. 2016)

Consentec: **Netzstresstest** (im Auftrag von TenneT TSO), 2016 (Consentec 2016)

Prognos, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg: **Dezentralität und zellulare Optimierung** (im Auftrag von N-ERGIE), 2016 (Prognos & FAU 2016)

Egerer, J., Weibezahn, J., Hermann, H.: **Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects**, 2015 (Egerer et al. 2015)

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energetische Gesellschaft: **Der zellulare Ansatz**, 2015 (VDE/ETG 2015)

Reiner Lemoine Institut: **Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland** (im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW)), 2013 (RLI 2013)

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung der Szenarien: Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber	14
Abbildung 2: Darstellung der Abhängigkeiten auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur genehmigten Annahmen.....	18
Abbildung 3: Die unterschiedlichen Dimensionen von Dezentralität und Zentralität (Quelle: Öko-Institut).....	38
Abbildung 4: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2018.....	56
Abbildung 5: Ausrichtung der europäischen Szenarien	93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger.....	22
Tabelle 2: Betriebsdauer von Windenergieanlagen an Land	25
Tabelle 3: Betriebsdauer von Photovoltaikanlagen	26
Tabelle 4: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern	36
Tabelle 5: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen.....	37
Tabelle 6: Elektromobilität in den Szenarien.....	42
Tabelle 7: Entwicklung des Gebäudebestands in den Szenarien.....	43
Tabelle 8: Wärmepumpen in den Szenarien.....	44
Tabelle 9: Aufkommen und Jahresstromverbrauch von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln.....	46
Tabelle 10: Installierte Leistung, Volllaststunden und Stromverbrauch von Power-to-Gas Anlagen	49
Tabelle 11: Leistung des Lastmanagements klassischer Stromanwendungen in den Szenarien	51
Tabelle 12: Anzahl, Kapazität und Leistung von Batteriespeichern in den einzelnen Szenarien	54
Tabelle 13: Bestimmung des zukünftigen Nettostromverbrauchs	60
Tabelle 14: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2018/2019	62
Tabelle 15: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2018/2019	63
Tabelle 16: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten.....	67
Tabelle 17: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2035	69

Tabelle 18: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2035	70
Tabelle 19: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario A 2035	70
Tabelle 20: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2035	71
Tabelle 21: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2035	74
Tabelle 22: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2035	74
Tabelle 23: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2035	75
Tabelle 24: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2035	76
Tabelle 25: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2035	79
Tabelle 26: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2035	79
Tabelle 27: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario C 2035	80
Tabelle 28: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2035	81
Tabelle 29: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B 2040	83
Tabelle 30: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B 2040	84
Tabelle 31: Kriterien zum Zubau von in Planung befindlichen Kraftwerken in Szenario B 2040	85
Tabelle 32: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2040	85
Tabelle 33: Ermittlung des Bruttostromverbrauchs 2018	87
Tabelle 34: Prognose des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien	88
Tabelle 35: Volllastbetriebsstunden der Erneuerbaren Energien	89
Tabelle 36: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien	90
Tabelle 37: Zu überprüfende Interkonnektorenprojekte	97
Tabelle 38: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee	101
Tabelle 39: Potenzial in ausgewiesenen Flächen unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Abstands zu Siedlungen (Quelle: ÜNB)	106
Tabelle 40: Wind an Land nach Bundesland (EEG in Zahlen 2018 der Bundesnetzagentur)	113
Tabelle 41: Ergebnisse der Raumordnungsabfrage im Vergleich mit Raumordnungsplan-Monitor Daten	115
Tabelle 42: Übersicht der zu modellierenden Anwendungssektoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	117
Tabelle 43: Sektorale Landkreisregionalisierung mittels Indikatoren (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	118
Tabelle 44: Bevölkerungsentwicklung	119
Tabelle 45: Anzahl und Jahresverbrauch der Elektromobilität in den einzelnen Szenarien	119
Tabelle 46: Anzahl und Jahresverbrauch von Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien	119

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Kraftwerkliste zum Szenariorahmen 2021-2035.....	133
Anlage 2: Rückmeldungen der Verteilernetzbetreiberabfrage.....	159
Anlage 3: Publikationsliste der Metastudie „Dezentralität, Regionalität und Stromnetze“ (2018).....	162

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Szenariorahmen2021-2035@BNetzA.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

Juni 2020

Text

Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz