



Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011

Genehmigung

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,

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. EnBW Transportnetze AG, vertreten durch den Vorstand,

Kriegsbergstr. 32, 70174 Stuttgart

4. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

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

am 20.12.2012

den Szenariorahmen nach § 12a Abs. 3 EnWG wie folgt genehmigt:

1. Dem Netzentwicklungsplan 2012 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung und Stromverbrauch

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Technologie - ÜNB	Referenz - 2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
Summe konv. KW	101,8	91,1	89,1	87,3	89,1
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
Summe EE	56,3	115,6	129,8	174,7	149,0
Summe Erzeugung	158,1	206,7	218,9	262,0	238,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostrombedarf	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4

Tabelle 2: Jahreshöchstlast

Annahmen zur Jahreshöchstlast					
	Referenz	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B - 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
Jahreshöchstlast [GW]	84,0 - 87,5	84,0	84,0	84,0	84,0

2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet zu begründen, welcher Wert aus der angegebenen Bandbreite für die Jahreshöchstlast in 2010 bei der Bestimmung der bestehenden Netzbelastung zur Anwendung gekommen ist. Herleitung, Berechnungsmethodik und verwendete Datenquellen sind umfassend darzulegen.

3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen die Auswirkung einer 10 % tigen Absenkung des Stromverbrauchs bis 2020 und einer 25 % tigen Absenkung des Stromverbrauchs bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 2008 sowie eine damit einhergehende Absenkung der Last auf den Netzausbaubedarf zu ermitteln.

4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen der Regionalisierung oder der Netzmodellierung Angaben zum errechneten oder geschätzten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der jeweiligen Erzeugungsart zu veröffentlichen. Dabei ist zwischen Kraftwerken über und unter 20 MW Erzeugungskapazität zu differenzieren.

5. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen der Regionalisierung oder der Netzmodellierung die unter Zugrundelegung eines nachvollziehbaren Marktmodells aus den unter 1 genannten Stromerzeugungskapazitäten die wahrscheinliche Stromerzeugungsmenge zu ermitteln und zu veröffentlichen. Den Strommengen sind auf Basis typisierter Annahmen der voraussichtliche Primärenergieträgereinsatz sowie voraussichtliche Treibhausgasemissionsmengen beizustellen.

Gliederung

I. Verfahren	7
A. Vorlage des Szenariorahmens	7
B. Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung	7
1. Konsultationsteilnehmer	7
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen	9
2.1 Anforderungen an die Ausgestaltung der Szenarien	9
2.1.1 Entwicklungspfade	9
2.1.2 Kraftwerkspark	11
2.1.3 Ziele der Bundesregierung	11
2.1.4 Einpassung in den europäischen Rahmen	12
2.2 Einwände zu konkreten Einzelwerten aus dem Szenariorahmen	12
2.2.1 Szenario A.....	12
2.2.1.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	13
2.2.1.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	13
2.2.2 Szenario B.....	14
2.2.2.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	14
2.2.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	15
2.2.3 Szenario C	16
2.2.3.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	16
2.2.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung	17
2.3 Verbrauch und Last	18
2.4 Sonstige Einwände	18
2.4.1 Regionalisierung.....	18
2.4.2 Modellierung.....	19
2.4.3 Mögliche Reduktionsmaßnahmen	20
2.4.4 Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatepreise	21
2.4.5 Berücksichtigung der unterlagerten Netz.....	22
2.4.6 Transparenz, Akzeptanz, Detaillierungsgrad	23
C. Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber vor Genehmigung	24
II. Entscheidungsgründe.....	25
A. Zuständigkeit und formelle Anforderungen	25
B. Einbettung des Szenariorahmens in den Gesamtprozess	25
1. Schritt: Erstellung des Szenariorahmens.....	25
2. Schritt: Regionalisierung.....	26
3. Schritt: Modellierung der Stromeinspeisung / Marktsimulation.....	27
4. Schritt: Bestimmung der Netzbelastung.....	28
5. Schritt: Bestimmung des Netzausbaubedarfes	28

C. Anforderungen gemäß § 12a Abs. 1 EnWG an den Szenariorahmen.....	30
1. Gemeinsamer Szenariorahmen.....	30
2. Entwicklungspfade	30
2.1 Auseinandersetzung mit der Forderung nach Aufnahme weiterer Szenarien	31
2.2 Stellungnahmen zum Betrachtungshorizont.....	33
3. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen.....	34
3.1 Begrifflichkeit	34
3.2 Grundcharakteristik.....	36
3.3 Methodik der Szenariogestaltung.....	38
3.3.1 Methodik Erneuerbare Energien.....	38
3.3.2 Methodik Konventionelle Energien	39
4. Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung.....	43
4.1 Minderung der Treibhausgasemissionen	44
4.2 Senkung des Primärenergieverbrauchs	44
4.3 Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.....	45
4.4 Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung	46
4.5 Minderung des Stromverbrauchs	47
4.6 Ausstieg aus der Kernkraft.....	47
5. Erzeugung, Versorgung, Verbrauch	47
5.1 Erzeugung	48
5.2 Versorgung	48
5.3 Verbrauch	49
6. Einpassung in den europäischen Rahmen	49
D. Begründung der Szenarien im Einzelnen	51
1. Referenz 2010.....	51
1.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	51
1.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	53
2. Szenario A.....	54
2.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	54
2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	56
3. Szenario B 2022.....	57
3.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	57
3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	59
4. Szenario B 2032.....	60
4.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern.....	60
4.2 Annahmen zur Erzeugung aus konventionellen Energieträgern.....	61
5. Szenario C	62
5.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern.....	62
5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	63

6. Verbrauch und Last	64
6.1 Verbrauch	64
6.2 Last.....	68
6.2.1 Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010	68
6.2.1.1 Optionen zur Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010.....	68
6.2.1.1.1 Beibehaltung des konsultierten Höchstlastwertes	69
6.2.1.1.2 Verwendung der „vertikalen Netzlast“	69
6.2.1.1.3 Anwendung des Höchstlastwertes gemäß dem Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz.....	72
6.2.1.1.4 Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zur Hochrechnung des Höchstlastwertes.....	73
6.2.1.1.5 Modifikation der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Methodik zur Hochrechnung des Höchstlastwertes	75
6.2.1.2 Entscheidung zur Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010	76
6.2.2 Annahmen zur Jahreshöchstlast in den Szenarien A, B und C.....	76
6.2.3 Smart Grid und Lastmanagement.....	77
7. Speicher.....	81
7.1 Großspeicher	81
7.2 Kleinspeicher	82
7.3 Gasnetz als „Stromsenke“, chemische Speicher.....	82
E. Begründung der Nebenbestimmungen	84
1. Wert der Jahreshöchstlast in 2010	84
2. Absenkung des Stromverbrauchs.....	84
3. Angaben zu Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen.....	85
4. Treibhausgasemission, Primärenergieeinsatz und Stromerzeugungsmenge.....	85

Gründe

I. Verfahren

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Entwicklung des Netzentwicklungsplans. Gemäß § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Betreibern von Übertragungsnetzen (ÜNB) vorgelegten Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

A. Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 18.07.2011 den Entwurf eines Szenariorahmens vor. Die Bundesnetzagentur machte diesen Entwurf des Szenariorahmens am vom 19.07.2011 auf ihrer Internetseite (www.bundesnetzagentur.de) öffentlich bekannt und gab der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 29.08.2011 Gelegenheit zur Stellungnahme.

Zur weiteren Diskussion der eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur alle Teilnehmer der schriftlichen Konsultation zu einem Termin eingeladen, in dessen Rahmen am 6.10.2011 die Stellungnahmen erneut dargelegt und diskutiert werden konnten („Workshop“).

Im Anschluss an die Anhörung („Workshop“) fand ein Treffen zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern am 11.10.2011 in der Bundesnetzagentur statt, welches der Klärung von durch den Anhörung („Workshop“) aufgeworfenen Fragen diente. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Aufforderung der Bundesnetzagentur im Nachgang zur Konsultation des Szenariorahmens Informationen und Daten ergänzt.

B. Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung

1. Konsultationsteilnehmer

Im Rahmen dieser Konsultation sind Stellungnahmen folgender Institutionen und Unternehmen eingegangen:

3M Deutschland GmbH

AIR LNG GmbH

Axia Solar GmbH & Co. KG

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Bürgerinitiative "pro Erdkabel"

Bürgerinitiative „Biosphäre unter Strom - keine Freileitung durchs Reservat“

Bürgerinitiative „Delligsen in der Hilsmulde e.V.“

Bürgerinitiative „Gegen das Steinkohlekraftwerk in Arneburg“
Bürgerinitiative „Keine 380-kV-Freileitung im Werra-Meißner-Kreis e. V.“
Bürgerinitiative „Quickborn unter Höchstspannung“
Bürgerinitiative „Region Sibbesee“
Brandenburgisches Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)
Bundesamt für Naturschutz (BfN)
Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V. (BBU)
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (BNE)
Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW)
Bundesverband Windenergie e.V.
Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
E.ON Energie AG
eMeter Corporation
EnBW Regional AG
Energy Consulting Meyer
ENERVIE - Südwestfalen Energie und Wasser AG
envia Verteilnetz GmbH
Förderkreis Solar- und Windenergie Neumarkt e.V.
FR- Frankensolar GmbH
Friends of the Supergrid (FOSG)
Greenpeace e.V.
Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (GEODE)
IAEW – Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen
IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Klima-Allianz Deutschland
LichtBlick AG
Ministerium für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlandes
Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein
MVV Energie AG
Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU)
N-ERGIE Netz GmbH
Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz
Offshore - Forum Windenergie GbR
Öko-Institut e.V.
projekt21plus GmbH

RWE AG

RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Staatskanzlei Mecklenburg -Vorpommern

Staatskanzlei Rheinland - Pfalz

Stadtverwaltung Attendorn

Stadtwerke München GmbH (SWM)

Statkraft Markets B.V.

Stiftung OFFSHORE - WINDENERGIE

Technische Universität Dortmund – Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie

Umweltbundesamt (UBA)

Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH

Vattenfall Europe Generation AG

VDMA - Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (VZBV)

VGB PowerTech e. V.

Wagner & Co Solartechnik GmbH

WEMAG Netz GmbH

whs Enertec GmbH

Windland Energieerzeugungs GmbH

Wir in der Biosphäre e.V.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

WWF Deutschland

Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI)

Zukunft Biosphäre und Lebensraum Angermünde e.V. (ZUBILA)

Darüber hinaus haben sich zahlreiche Privatpersonen zum Entwurf des Szenariorahmens geäußert. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Die im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahmen beinhalten im Wesentlichen:

2.1 Anforderungen an die Ausgestaltung der Szenarien

2.1.1 Entwicklungspfade

Zur grundsätzlichen Ausgestaltung des Szenariorahmens machen viele Konsultationsteilnehmer geltend, dass eine Ergänzung um ein zusätzliches Szenario erforderlich sei.

Es solle ein Szenario erstellt werden, das unter der Prämisse eines möglichst geringen Netzausbaus stehe. Durch die zusätzliche Berücksichtigung einer sinnvollen regionalen Verteilung neuer Erzeugungskapazitäten würde der Netzausbau auf höhere regionale Akzeptanz stoßen.

Andere Teilnehmer der Konsultation fordern die Berücksichtigung technologischer Neuentwicklungen in einem zusätzlichen Szenario. Dabei müsse der Fokus der Modellierung auf einer Reduzierung der Kosten gelegt werden.

Zudem wird die Prüfung eines Szenarios gefordert, das Veränderungen der Rahmenbedingungen des Marktes (z. B. Kapazitätsmarkt/-prämie) berücksichtige. Dieses Szenario solle eine seitens der Bundesregierung geforderte Nettoautarkie in der Stromversorgung beinhalten.

Es wird ebenfalls die Ansicht vertreten, dass ein viertes Szenario angesichts der zu ergänzenden Einflussfaktoren notwendig sei. Diese Einflussfaktoren seien Verteilnetzoptimierung, Energieeffizienzpotentiale, und spartenübergreifende Optimierungs- und Speicherpotentiale. Dieses Szenario könne den Fokus auf die Entwicklung der Verteilnetze legen und den Ausbaustand intelligenter Netze simulieren.

Zusätzlich wird vorgetragen, dass ein Szenario eine Übererfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele beinhalten solle. Dabei müsse ein verbrauchsnaher Ausbau der Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt werden, um einen betriebs- und volkswirtschaftlich zu groß dimensionierten Netzausbau zu vermeiden.

Zudem wird die Ansicht vertreten, die Auswahl der Szenarien durch die ÜNB sei willkürlich, da sich Variationen in der Zusammensetzung der Stromerzeugung und in der Nachfrage nicht begründen ließen. Es fehle nach anderer Ansicht in der Gesamtschau der drei Szenarien an systematisch ausgestalteten „Storylines“. Diese könnten dem Netzentwicklungsplan zu Grunde gelegt werden, damit dieser den Kriterien Wahrscheinlichkeit, Robustheit und Transparenz genüge. Aus diesem Grund sei eine alternative Ausgestaltung des Szenariorahmens mit konsistenten Szenarien und Sensitivitätsanalysen erforderlich. Die technologische Entwicklung sowie die Marktentwicklung seien ebenfalls zu betrachten. Sensitivitätsbetrachtungen seien für den Fall durchzuführen, dass die Standortwahl für neu errichtete Erzeugungskapazitäten als aktive Maßnahme zur Netzentlastung betrachtet würde.

Es wird vorgetragen, der betrachtete Entwicklungszeitraum der Szenarien sei zu kurz. Dieser Zeitraum müsse vergrößert werden, um Planungs- und Umsetzungszeitspannen sowie Änderungen des Leitungsbedarfs erfassen zu können. Man solle von einer Elektrizitätsversorgung ausgehen, die zum überwiegenden Anteil oder zu 100 % aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden könne. Hierzu wird die Aufnahme eines Szenarios bis 2050 vorgeschlagen. Der Netzausbau solle bis zum folgenden Jahrzehnt sinnvolle Zwischenschritte ermöglichen. Nach einer

weiteren Ansicht sei ein Szenario erforderlich, das den strukturellen Wandel zu einer kohlestofffreien Elektrizitätsversorgung abbilde.

2.1.2 Kraftwerkspark

Es wird die Ansicht vertreten, dass die Ausgestaltung des fossilen Kraftwerksparks zu oberflächlich sei. Es sei nicht ersichtlich, zu welchem Zeitpunkt und an welchem Ort einzelne Kraftwerke an das Netz gingen beziehungsweise vom Netz gingen. Die summarische Annahme, bestehende Kraftwerke würden eine Laufzeit von 50 Jahren ausschöpfen und Kraftwerksneubauten an bestehenden Standorten erfolgen, sei nicht angemessen. Der Einspeisevorrang von Strom aus Erneuerbaren Energien sei nicht ausreichend beachtet. Es sei davon auszugehen, dass Teile des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks wegen unzureichender Anreize für den Bau neuer fossiler Kraftwerke und künftig zurückgehender Jahresvolllaststunden länger in Betrieb sein würden. Daher seien ökonomische Betrachtungen der Laufzeiten der einzelnen Kraftwerke vorzunehmen. Vorgetragen wird auch, dass Angaben zur Reserve beziehungsweise reservefähigen Kraftwerken fehlen würden. Es seien Annahmen zu der durch die aus Erneuerbaren Energien erzeugte fluktuierende Stromerzeugung zu treffen.

2.1.3 Ziele der Bundesregierung

Es wird die Ansicht vertreten, dass die im Szenariorahmen unterstellten Entwicklungspfade mit den mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung nicht übereinstimmen.

Es seien Aussagen zur Erreichung der Klimaschutzziele und angemessene Angaben zur Erzeugung zu treffen. Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers würden insbesondere die Entwicklung der installierten Leistungen der Steinkohlekraftwerke und der Windenergie nicht einer wahrscheinlichen Entwicklung entsprechen.

Zudem wird vorgetragen, dass die in den Szenarien B und C prognostizierte Entwicklung des Energiebedarfs nicht der Zielsetzung der Bundesregierung und verschiedener EU-Richtlinien entspreche. Ein überschätzter Energiebedarf führe zu einer Überdimensionierung des Netzausbaubedarfs und verringere den politischen Druck, wirksame Stromeinsparmaßnahmen zu beschließen.

Teilweise wird die Ansicht vertreten, lediglich Szenario A erfülle die von der Bundesregierung geforderte Senkung des Energiebedarfs um 10 % bis zum Jahr 2020. Es mangle an einer Erklärung, aus welchem Grunde im Szenariorahmen zwischen 2022 und 2032 von erhöhtem Energiebedarf durch Elektrowärme ausgegangen werde. Auch wird vorgetragen, dass die angesetzten Energieeffizienzziele nicht eingehalten würden und die Kraft-Wärme-Kopplung unterschätzt würde.

Verschiedene Stellungnahmen befassen sich zudem mit den KWK-Anlagen. Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer sollen die Szenarien danach unterschieden werden, ob die Technologie mit oder ohne KWK einsetzbar ist. Es wird vorgetragen, dass die Annahmen zum Ausbau der KWK-Anlagen gesamtheitlich nicht den gesetzlichen Vorgaben entsprechen.

Es wird kritisiert, dass die Verwendung der Zielwerte 2020 beziehungsweise 2030 im Szenario-rahmen für die Jahre 2022 beziehungsweise 2032 in einem sehr dynamischen Umfeld den zu erwarteten Ausbau von 2020 – 2022 und 2030 - 2032 vernachlässige. Hierfür sei eine Interpolation beziehungsweise eine Extrapolation um den zu überbrückenden Zeitraum erforderlich.

Zusätzlich wird die Ansicht vertreten, dass die Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht der Ausbauprognose für Photovoltaik aus dem Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien und aktuellen Gesetzesentwürfen entsprächen. Die zukünftige Entwicklung habe sich an einem zügigen Atomausstieg und zunehmender regenerativer Stromerzeugung sowie einem Zuwachs an Gaskraftwerken zu orientieren. Teilweise wird auch vorgetragen, dass nicht von einer vollständigen Abschaltung der Atomkraftwerke ausgegangen werden könne.

2.1.4 Einpassung in den europäischen Rahmen

Im Hinblick auf die Einpassung der Szenarien in einen europäischen Kontext wird die Ansicht vertreten, dass ein Hinweis fehle, inwiefern der Szenariorahmen mit den Annahmen für den „Ten Year Network Development Plan 2012“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) übereinstimme. Mögliche Unterschiede in den Szenariorahmen seien zu begründen. Zusätzlich sei nicht ersichtlich, inwieweit Überlegungen zum Netzausbau auf europäischer Ebene oder auch energie- und klimapolitische Überlegungen anderer Mitgliedstaaten der europäischen Union in die vorgesehenen Untersuchungen Eingang finden würden. Die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes würde eine Anpassung der Übertragungsnetze erfordern. Nur unter Berücksichtigung des internationalen Stromaustauschs könne abgeschätzt werden, inwieweit mit dem Szenariorahmen die Ziele der Bundesregierung erreicht werden können.

2.2 Einwände zu konkreten Einzelwerten aus dem Szenariorahmen

2.2.1 Szenario A

Hinsichtlich des Szenarios A wird vorgetragen, dass es sich aufgrund des geringeren Anteils von Erneuerbaren Energien, bezogen auf den Netzausbau, um ein konservatives Szenario handle. Dies ergäbe sich unter anderem aufgrund der Annahme eines im Vergleich zum Leitszenario höheren Stromverbrauchs und variableren Kraftwerksparks. Vorgetragen wird, dass neue Steinkohlekraftwerke in Norddeutschland zu einem gesteigerten Netzausbaubedarf führen würden. Lokale Problemstellungen, die mit der sehr unterschiedlich ausgeprägten Konzentration von dezentralen Erzeugeranlagen einhergehen, seien unzureichend aufgegriffen.

2.2.1.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Hinsichtlich der Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario A wird die Vereinbarkeit mit den Klimazielen der Bundesregierung in Frage gestellt. Es wird vorgetragen, dass die Ausbauziele für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung bei Zugrundelegung dieser Annahmen deutlich verfehlt würden. Ein großes Wachstum an Steinkohlekraftwerken, statt eines verstärkten Ausbaus von Gaskraftwerken und einhergehende mangelnde Flexibilität würden dabei unnötig den Netzausbaubedarf erhöhen. Dieses Vorgehen stehe somit nicht im Einklang mit dem Erreichen der langfristigen Klimaziele. Teilweise wird vorgetragen, dass zwar das Stromsparziel bis 2020 erfüllt werde, nicht jedoch das Ausbauziel der Erneuerbaren Energien.

Es sei davon auszugehen, dass der Ausbau von Erneuerbaren Energien stärker sei, als in Szenario A angenommen. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass insbesondere der Ausbau der Photovoltaiknutzung unterschätzt wird. So wird ein Anheben der Prognose bis 2020 gefordert beziehungsweise dass sich das Szenario an der Photovoltaik Roadmap 2020 zu orientieren habe.

Hinsichtlich der Entwicklung der onshore-Winderzeugung wird vorgetragen, dass die Ausbauzahl erhöht werden müsse. So wird die Ansicht vertreten, dass bereits die aktuellen Neuinstallationen der onshore-Winderzeugungsanlagen die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber überschritten hätten. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer stuft die Voraussage - im Vergleich zur „Leitstudie 2011“ des BMU – als am unteren Rand einer wahrscheinlichen Entwicklung liegend ein. Im Bereich der Windenergie sei zudem aufgrund der prognostizierten hohen Windleistung (speziell bei offshore-Anlagen) mit proportionalen Stromtransportverlusten auf den zu erwartenden langen Nord-Süd-Trassen zu rechnen.

Hinsichtlich des prognostizierten Ausbaus der Biomasse werden nach Ansicht der Konsultationsteilnehmer unzureichende Angaben zur Betriebsführung der Biomasseanlagen gemacht. Es wird vorgetragen, dass aufgrund der in der EEG-Novelle eingeführten Marktprämie ein vom Strompreis unbeeinflusster Betrieb für die Gesamtheit der Anlagen nicht mehr wahrscheinlich sei. Daher sollte in allen Szenarien davon ausgegangen werden, dass mindestens die Hälfte der installierten Leistung entsprechend der Strompreise erzeugungsvariabel betrieben werden.

2.2.1.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Es wird die Auffassung vertreten, dass die Annahme über eine tatsächliche Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten nicht gesichert sei. Der Bestand, der Bau und die Inbetriebnahme geplanter konventioneller Kraftwerke und Speicher seien nicht exakt voraussagbar.

Der generelle Zubau von Kohlekraftwerken wird angezweifelt. Aufgrund kürzerer Betriebszeiten sei eine sinkende Wirtschaftlichkeit und damit eine abnehmende Attraktivität für Investitionen anzunehmen. Schließlich sei darzulegen, welche Annahmen konkret zu welchen Kohlekraftwerkskapazitäten getroffen werden.

Hinsichtlich der Entwicklung der Braun- und Steinkohlekapazitäten erachten mehrere Konsultationsteilnehmer die prognostizierten installierten Leistungen im Jahr 2022 als zu hoch. Es wird vorgetragen, dass der massive Zuwachs der Steinkohle-Kraftwerkskapazitäten bei gleichzeitigem Schrumpfen des Marktes inkonsistent erscheine.

Die Prognosen über die Entwicklung der Gas-Kraftwerkskapazitäten seien zu niedrig. Andere vertreten die Auffassung, dass in Hinblick auf die Anstrengungen zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung eine Stagnation der Erdgas-Kraftwerkskapazitäten nicht hinreichend zu begründen sei. Teilweise wird gefordert, die Entwicklung der Kapazitäten mit den Ergebnissen der Marktsimulation zu erläutern.

2.2.2 Szenario B

Laut den Stellungnahmen kommt Szenario B den Effizienzzielen der Bundesregierung am nächsten. Dennoch werden sie nach Ansicht mehrerer Teilnehmer nicht vollständig erreicht. Die Senkung des Strombedarfs solle sich nach Ansicht der Konsultationsteilnehmer an der in Szenario A getroffenen Annahme orientieren. Das Verhältnis von Kohle- zu Gaskraftwerken sei zugunsten der Gaskraftwerke zu korrigieren, da die damit einhergehende Flexibilität zur Integration Erneuerbarer Energien notwendig sei. Vorgetragen wird zudem die Ansicht, dass ein unflexibler Kraftwerkspark und ein geringer Stromverbrauch dazu führten, dass sich die Fluktuationen der Wind- und Solareinspeisung stärker auf das Übertragungsnetz auswirkten und damit ein Steigen des Netzausbaubedarfs nach sich zögen.

2.2.2.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Die Prognose für den Ausbau Erneuerbarer Energien wird als plausibel bezeichnet, da sie auf der „Leitstudie 2010“ des BMU basiere. Unter Berücksichtigung der Ziele der Bundesregierung wird der Zubau der Erneuerbaren Energien teilweise als angemessen, teilweise als überhöht betrachtet.

Hinsichtlich der Prognosen einzelner Technologien werden verschiedene Ansichten vorgebracht: Mehrere Konsultationsteilnehmer erachten den erwarteten Ausbau der onshore-Windenergieanlagen für zu hoch. Er liege für das Jahr 2022 über dem Niveau aktueller Studien. Andere rechnen aufgrund von Repowering, politischen Zielen der Bundesländer, technischer

Umsetzbarkeit, sowie geänderten politischen Rahmenbedingungen mit erhöhter installierter Leistung.

Der Ausbau der Photovoltaik wird, im Vergleich zur „Leitstudie 2010“, teilweise als zu hoch erachtet. Eine Erhöhung der Prognose in geringem Maße sei angemessen, da für das Jahr 2022 zu erwarten sei, dass der Preis für Haushaltstrom den Preis für Solarstrom überschreite und damit weitere Installationen von Photovoltaik-Anlagen hinzukämen. Auch wird die Ansicht vertreten, der Ausbau der Übertragungsnetze solle sich an den Szenarien der PV Roadmap 2020 orientieren.

Hinsichtlich des prognostizierten Ausbaus der Biomasse werden nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer die Ziele der Bundesregierung verfehlt. Zudem würden unzureichend Angaben zur Betriebsweise der Biomasseanlagen gemacht. In einer Stellungnahme wird vorgetragen, dass auf Grund der in der EEG-Novelle eingeführten Marktprämie ein vom Strompreis unbeeinflusster Betrieb für die Gesamtheit der Anlagen nicht mehr realistisch sei.

2.2.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Hinsichtlich des konventionellen Kraftwerksbereichs wird von den Konsultationsteilnehmern vielfach die Ansicht vertreten, dass die Leistung der Kohlekraftwerke – im Bezug auf die zu erwartende Entwicklung bis 2022 – zu hoch angesetzt sei. Insbesondere bei den Steinkohlekraftwerken sei der Zubau im Verhältnis zum Abbau übermäßig hoch angesetzt. Ebenso wird angebracht, dass die Kapazitätsbetrachtung der Kraftwerke bei Szenario A realistischer sei als bei Szenario B 2022. Andererseits wird vorgetragen, die Kapazitätsentwicklung für Braunkohlekraftwerke liege unter der zu erwartenden Entwicklung. Widerrum Andere halten den Kapazitätsrückgang von 1 GW für plausibel. Auch wird vertreten, dass der Bestand der Kraftwerke die Annahmen der „Leitstudie 2010“ des BMU übertreffe. Zum Teil wird vertreten, der Rückbau der Kraftwerke sei als zu langsam unterstellt. Andere vertreten die Auffassung, dass Kohlekraftwerke länger als 50 Jahre am Netz sein werden und dieser Aspekt zu beachten sei.

Die Möglichkeit kleinere Kohlekraftwerke (100 - 300 MW) auf 30 % ihrer möglichen Last zu fahren, um sie als Spitzenlastkraftwerke einsetzen zu können, wurde von einem der Teilnehmer als weitere Option eingebracht.

Einige Konsultationsteilnehmer vertreten in Bezug auf die Ziele der Bundesregierung die Ansicht, dass der Kohleausbau der Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele der Regierung widerspreche. So sei eine Erreichung des Zieles der Stromreduzierung um 25 % bei gleichbleibendem Verbrauch bis 2022 nicht möglich. Auch wird vertreten, dass das langfristige Ziel der Absenkung unter 500 TWh unwahrscheinlich sei.

Teilweise wird von den Konsultationsteilnehmern vertreten, dass in Bezug auf den Zubau von Erneuerbaren Energien und Erdgas ein realistisches Szenario erstellt worden sei. Ebenfalls wird vorgetragen, dass der Zuwachs von 15 GW Erdgas die wahrscheinliche obere Grenze darstellen würde. Ein Maximum von 10 GW sei eher zu erwarten. Aus dem Szenario B gehe nach Ansicht eines Teilnehmers nicht hervor, wie lange die Kraftwerke laufen sollen beziehungsweise welche Auslastung für sie angenommen werde. Es werden gleichermaßen die Positionen vorgetragen, dass im Bereich Erdgas in den nächsten Jahren von einem deutlichen Zubau ausgegangen werden könne, sowie dass der Gaskraftwerksausbau eher willkürlich erscheine. Es wird weiterhin angemerkt, dass die Kapazität der Erdgaskraftwerke den Annahmen der „Leitstudie 2010“ des BMU entspreche.

2.2.3 Szenario C

Hinsichtlich des Szenarios C wird die Ansicht vertreten, dass die Anforderungen des § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG nicht erfüllt würden. Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerk-parks sei vor dem Hintergrund der bekannten Planungen und Stilllegungsvorgaben unplausibel. Die angenommenen Mindestwerte für fossile Kraftwerk-parks seien unlogisch, da nach massiven Abschaltungen der Kohlekraftwerke keine positiven Effekte für die Ausweitung der Gaskraftwerke erkennbar seien. Im Bereich der Erneuerbaren Energien wird vorgetragen, dass durch den starken Ausbau der Windenergie Szenario C als ausserordentliches Szenario bezogen auf die Leistungsfähigkeit und den Ausbau des Netzes anzusehen sei. Teilweise wird die Auffassung vertreten, Szenario C sei ungeeignet für den Netzentwicklungsplan.

Einige Konsultationsteilnehmer befürworten einen erhöhten Stromverbrauch, da so Kapazitätsengpässe ausgeschlossen werden können. Dies geschehe vor dem Hintergrund der Untersuchungen des Umweltbundesamt und des Sachverständigenrats für Umweltfragen.

2.2.3.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Ein mehrfach genannter Aspekt in den Stellungnahmen zum Szenario C sind die Ausbauwerte für Erneuerbare Energien. Es wird die Ansicht vertreten, dass diese auf energiepolitischen Analysen und Zielen der Bundesländer basieren, welche durch sehr unterschiedliche Qualität, Verbindlichkeit, Transparenz und Konsistenz gekennzeichnet seien. Daher seien diese Werte mit speziellen Maßnahmen zu hinterlegen. Einzelne Teilnehmer der Konsultation beschrieben diese Forderung dahingehend, dass dabei das Länder-Ranking der Agentur für Erneuerbare Energien Beachtung finden solle und für noch nicht im Länder-Ranking berücksichtigte Bundesländer Studien zu Erneuerbaren Energien angefertigt werden sollten. Andere schlagen vor, die Ziele der Bundesländer zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gegebenenfalls an Hand ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit zu gewichten. Schließlich sei der Netzausbau maßgeblich Folge des

Windenergieausbau (on-/offshore). Andere erachteten die prognostizierten Leistungswerte vor dem Hintergrund der politischen Ziele der Bundesländer für gerechtfertigt.

Weitere Konsultationsteilnehmer sehen ein wesentlich größeres technisches und wirtschaftliches Potenzial bei den Erneuerbaren Energien und fordern daher einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien um ca. 20 GW im Szenario C und demgegenüber einen Abbau der konventionellen Kraftwerke in Höhe von 20 GW.

Im Bereich Windenergie vertreten einige Konsultationsteilnehmer die Ansicht, dass die angestrebte Windenergieleistung sehr ambitioniert und eher unrealistisch erscheine. Ein hoher Zubau an Windenergie sei nur unter Änderung der Rahmenbedingungen realisierbar. Explizit gefordert wird eine Änderung mit dem Ziel einer kontinuierlichen Deckung der Residuallast.

Nach einer Auffassung sei die Windleistung onshore gerechtfertigt, die Windleistung offshore aber zu hoch. Ein anderer Teilnehmer sieht die Windleistung offshore als zu hoch an und fordert eine Senkung um 10 GW, da sich die Installation von Windenergieanlagen offshore schwieriger gestalten als erwartet. Dieser Wert sei auch von der Bundesregierung im Rahmen des „nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien“ an die Europäische Union übermittelt worden. Andere sehen die angenommene Windleistung onshore als zu hoch an, da sie nach der EEG-Novelle und den unzureichenden Förderungsmaßnahmen nicht erreichbar sei.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass einige Bundesländer eine zu geringe Wind- und Photovoltaikleistung ausgewiesen hätten. Die Photovoltaik-Leistung schätzen einige Konsultationsbeteiligte als realistisch ein. Andere hingegen sehen die angenommene installierte Leistung, bei gleichbleibender Förderung durch das EEG ohne Maßnahmen der Deckelung vorausgesetzt, als zu gering an. Nach deren Ansicht solle mindestens die gleiche Leistung wie in Szenario B erreicht werden. Widerrum andere empfehlen höhere Ausbauzahlen für Photovoltaik, um hierdurch bessere Analysen von Extremen erstellen zu können.

Schließlich wird hinsichtlich des Stromerzeugungspotenzials aus Laufwasser erklärt, dass es keine Gründe dafür gebe, warum in Szenario C 1 GW weniger installierte Leistung angenommen wird als in Szenario A.

2.2.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Es wird die Ansicht vertreten, dass der Kraftwerkausbau von Gaskraftwerken nicht ausreichend berücksichtigt werde. Unter Miteinbeziehung der über die derzeit in Bau befindlichen hinaus geplanten Kraftwerke wäre die Höchstlast gedeckt. Dies gelte umso mehr vor dem Hintergrund des von der Bundesregierung beschlossenen Kraftwerksförderprogramms. So wurde vorgetragen, durch die Hinzunahmen der in Planung befindlichen Kraftwerke sei mindestens ein Zubau von

10 GW zu erwarten. Zudem sollen Gaskraftwerke zur Sicherung der Reserveleistung eingesetzt werden.

Des Weiteren wird bemängelt, dass in Szenario C die höchste installierte Leistung geplant sei, aber dennoch die Höchstlast allein von konventionellen Kraftwerken nicht gedeckt werde. Mehrere Teilnehmer befürworteten insoweit den Ausbau von Gaskraftwerken, da dieser die vorhandenen Kapazitätsdefizite decken könnte. Überdies werde das Marktpotenzial von Erdgas deutlich unterschätzt und sei deshalb wenig plausibel. In Folge dessen sei die hohe installierte Leistung für Stein- und Braunkohlekraftwerke ebenfalls nicht nachvollziehbar, da sich nach Informationen des Umweltbundesamts lediglich ca. 3,66 GW Steinkohlekraftwerke im fortgeschrittenen Planungszustand befinden würden und derzeit keine weiteren Braunkohlekraftwerke in Planung seien.

2.3 Verbrauch und Last

Hinsichtlich der verschiedenen Annahmen der Szenarien bezüglich des Strombedarfs werden von den Konsultationsteilnehmern unterschiedliche Kritikpunkte vorgetragen. In mehreren Stellungnahmen wird die Ansicht vertreten, dass nicht ausreichend ersichtlich sei, aus welchen Studienvorlagen Annahmen für die Entwicklung des Stromverbrauchs entnommen werden. Es fehle an Begründungen für die Auswahl der einzelnen Annahmen.

Des Weiteren sei eine ausschließliche Betrachtung der installierten Leistung unzureichend. So müsse die tatsächliche Stromarbeit berücksichtigt werden. Speziell bei den Erneuerbaren Energien gelte es Volllaststunden zu definieren und zu beachten. Ein weiterer Teilnehmer erachtet das angesetzte Ausgangsniveau der Stromnachfrage als zu niedrig. Zusätzlich wird eine fehlende Vereinheitlichung der Annahmen bezüglich der Stromnachfrage in den drei Szenarien kritisiert. So sei ein Sinken der Nachfrage in Szenario A nicht schlüssig, während bei den Szenarien B und C von gleichbleibender Nachfrage ausgegangen wird.

Vermeehrt wird die Auffassung vertreten, dass die Annahme der Szenarien hinsichtlich des Energiebedarfs die Ziele der Bundesregierung verfehle. Auch europäische Energieeinsparziele würden hierbei nicht ausreichend beachtet. Ein Absinken des Stromverbrauchs müsse Grundlage der Szenarien sein. Zusätzlich würden keine Aussagen über Energieeffizienzmaßnahmen gemacht werden.

2.4 Sonstige Einwände

2.4.1 Regionalisierung

Es wird angemerkt, dass keine Annahmen zur regionalen Verteilung der installierten Erzeugungsanlagen gemacht werden, obwohl diese für die Leistungsflüsse ausschlaggebend sind.

Dies stehe im Widerspruch zur Absicht der Bundesregierung (vgl. „Energiekonzept der Bundesregierung“), eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur zu erreichen. Die regionalen Anforderungen der Verteilernetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber seien bei der Entwicklung angemessener Übertragungsnetze zu berücksichtigen. Eine stärkere dezentrale Verteilung der Erzeugungsanlagen in der nächsten Dekade werde Auswirkungen vor allem auch auf der Höchstspannungsebene haben. Um hier eine korrespondierende und volkswirtschaftlich sinnvolle Planung zu erreichen, wäre ein direkter Einbezug der Hochspannungsebene entsprechend § 14 Abs. 1b EnWG 2012 sinnvoll.

Es sei davon auszugehen, dass der überwiegende Teil, der in den Szenarien benannten Erzeugerleistung aus Erneuerbaren Energien mit Verknüpfungspunkten in die Verteilernetze eingebunden werde. Eine Ausnahme bilden hier offshore-Windparks. Daher müssten die Schnittstellen (vor allem Ausspeisestellen für Überschuss an regenerativer Erzeugung) zwischen Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber als wichtiger Bestandteil des NEP zwingend berücksichtigt werden. Die integrierte Netzausbauplanung über alle Spannungsebenen sei eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente und nachhaltige Netzentwicklung und eine erfolgreiche Integration der Erneuerbare Energien in das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem.

Es wird kritisiert, dass für die Szenarien A und B keine Regionalisierung vorgenommen werde. Auch der Elektrizitätsbedarf werde nicht regional zugeordnet. Spätestens für die Netzberechnungen zum Netzentwicklungsplan sei eine regionale netzknotenscharfe Zuordnung unumgänglich.

Die Annahmen der Einspeise- und Lastszenarien werden unter Berücksichtigung der Zeitvorgabe als angemessen erachtet. Ein Teilnehmer ist der Ansicht, dass für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs auch die Abnahmeleistungen regional zugeordnet werden müssten. Des Weiteren müsse berücksichtigt werden, dass in zahlreichen Bundesländern noch keine umfangreichen Potentialstudien für Erneuerbare Energien existierten und daher anzunehmen sei, dass viele Landesziele weit unter den Landespotentialen liegen würden.

2.4.2 Modellierung

Bei dem zu Grunde gelegten Modellierungsansatz wird vorgetragen, dass der gewählte Ansatz einer Top-Down Analyse unvorteilhaft sei. Es müsse eine Bottom-Up-Planung von der Verteilernetzebene bis hin zur Höchstspannungsebene zur Bestimmung des Netzausbaubedarfes vorgenommen werden, um auch regionale Gegebenheiten zu berücksichtigen. Im Rahmen der dynamischen Simulation sei ein hoher Stellenwert auf eine detailgetreue Abbildung der räumlichen Verteilung der Leistung aus Erneuerbaren Energien zu legen. Des Weiteren müsse industrielle Eigenerzeugung beim Ausbau der Netze berücksichtigt werden. Zu mehreren Punkten würden konkrete Ausführungen zum Modellierungsansatz fehlen. Es wird vorgetragen, dass Emissions-

minderungsziele gesetzt werden sollten und daraufhin modellintern die für diese Ziele notwendigen CO₂-Preise ermittelt werden müssten. Einen abweichenden Ansatz stellt der Vorschlag dar, stochastische, witterungsgeprägte Energieversorgungsmodelle zugrunde zu legen um kurz- und langfristige Witterungsschwankungen und die damit verbundene fluktuierende Stromeinspeisung zu erfassen. Dabei sei ebenfalls zu berücksichtigen, dass die Infrastruktur den saisonalen Variationen der Import- und Exportkapazitäten standhalte.

Weiterhin müssten in der Modellierung Annahmen zum Verbleib von Überschussenergie aus Erneuerbare Energien getroffen werden, speziell in den Szenarien B und C. Des Weiteren könne es in der Kombination von Solar- und Windeinspeisung zu großen Leistungsgradienten kommen. Das Modell solle die Nebenbedingungen abbilden, aus welchen Anlagen und welchen Betriebszuständen die erforderlichen Leistungsgradienten bereit gestellt werden könnten. Zusätzlich wird die Meinung vertreten, bei der Modellierung müssten Abhängigkeiten zwischen Kosten der Netzerichtung, Standorten der Kraftwerke, und Lastmanagement Berücksichtigung finden. Dadurch würde der Ausbau limitiert und Netzabschnitte, die nur sehr kurze Zeiten im Jahr benötigt würden, ausgeschlossen. Insbesondere könne es sinnvoll sein, zu bestimmten Zeiten die Kraftwerke nicht nach den niedrigsten Grenzkosten der Stromerzeugung zu betreiben. So sei die Beachtung des Gesamtbildes aus Netzkosten und Erzeugungskosten Voraussetzung für eine flexiblere Gestaltung der Stromeinspeisung und eines optimierten Netzausbaus. Es wird vorgetragen, dass die für 2022 und 2032 erwarteten Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten für die Modellierung des grenzüberschreitenden Stromaustausches zu berücksichtigen seien. Laut einem Teilnehmer ließen sich Verbesserungen erreichen, wenn die Standortentscheidung für Gaskraftwerke in Abhängigkeit vom Netzausbau und ggf. unterschiedlichen Nodalpreisen gesetzt würden. Auch sollten Kostenansätze für Stromimporte aus Erneuerbare Energien mit einbezogen werden, die bei höheren CO₂-Preisen wettbewerbsfähig würden. Ebenso könne eine Unterdeckung des Bedarfs in Kauf genommen werden, wenn sich hierdurch nur vorübergehend benötigte Leitungen vermeiden ließen. Auch wird die Ansicht vertreten, dass der wirtschaftlich optimale Ausbau durch Engpässe gekennzeichnet sei. Ein Teilnehmer trägt in seiner Stellungnahme vor, dass die Modellierung Finanzbelastungen berücksichtigen müsse. So seien die kumulierten Investitionen in die Infrastruktur und ausgezahlte EEG-Förderung als Kontrollgrößen mitzuführen und für einen Realitätscheck der einzelnen Szenarien zu verwenden.

2.4.3 Mögliche Reduktionsmaßnahmen

In den Stellungnahmen werden Kritikpunkte bezüglich der Maßnahmen zur Verringerung des Energiebedarfs vorgetragen. Vielfach wird vorgetragen, dass die getroffenen Annahmen zu Speicherkapazitäten zu niedrig seien. Hier müsse ein Ausbau der Technologie bedacht werden. Weiterhin wird gefordert, es müssten alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beim Netzausbau berücksichtigt werden, da von Seiten der Netzbetreiber keine Aussagen

über Realisierungswahrscheinlichkeiten einzelner Kraftwerke getroffen werden könnten. Ein Konsultationsteilnehmer erachtet die konkrete Auswahl der derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke als nicht transparent.

Abgesehen von Pumpspeicherkraftwerken sollten weitere Technologien in den Szenarien betrachtet werden, die unter Umständen in Kürze günstiger seien als der Leitungsausbau. Besonders in den langfristigen Szenarien seien explizit Stromspeicher zu berücksichtigen. So ließe sich für 2032 aufgrund unterschiedlicher Forschungs- und Industrieaktivitäten auf einen Ausbau der Kapazitäten schließen. Die Akzeptanz hänge wesentlich davon ab, ob zuvor alle energiewirtschaftlich vertretbaren Maßnahmen zur Verringerung des Ausbaubedarfs ausgeschöpft worden sind. So sollten bspw. chemische Speicher für die Nutzung von Erzeugungsüberschüssen, Pumpspeicher in Bergwerkstollen, Batteriespeicher sowie das Gasnetz über Elektrolyse als Möglichkeiten der Speicherung Berücksichtigung finden. In einer Stellungnahme werden darüber hinaus die Kombination verschiedener Erzeugungskapazitäten in einem bedarfsgerecht anbietenden Hybrid- oder Kombikraftwerk oder die Nutzung von abschaltbaren Lasten zur Senkung extremer Verbrauchsspitzen als Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfs vorgetragen. Smart Grid Technologien, Elektroautos und andere Demand-Side-Management-Verfahren, welche zur Senkung der Stromnachfrage und somit zur Senkung der Kosten des Netzausbaus führen, müssten berücksichtigt werden. Es müsse eine Simulation, die den Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement berücksichtigt, verwendet werden.

2.4.4 Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Bezüglich der Ausgestaltung der CO₂-Zertifikatspreise bringen die Konsultationsteilnehmer unterschiedliche Kritikpunkte an. Über eine Vereinheitlichung der Preise von CO₂-Zertifikaten herrscht Uneinigkeit. So sei eine einheitliche Bepreisung von 25 €/t CO₂ berechtigt, da ein derart starker Preisanstieg wahrscheinlich nicht eintrete, der Einfluss auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke hätte. Im Szenariorahmen ist hier eine mindestens notwendige Verdreifachung des Preisniveaus aufgeführt, die ein anderer Teilnehmer jedoch als nicht sachgerecht erachtet. Eine Vereinheitlichung als zu undifferenziert angesehen. So sollten auch Auswirkungen eines deutlich niedrigeren Preisniveaus berücksichtigt werden, wie es bspw. Zurzeit zu beobachten sei. Bezüglich der Höhe der CO₂-Zertifikatspreise sind verschiedene Ansichten unter den Stellungnahmen vertreten, wobei insgesamt ein zu niedriges Preisniveau angenommen wurden sei. So wird eine Vergleichsstudie als Argument für höhere CO₂-Preise hinzugezogen, eine notwendige Abkehr von der Kohleverstromung als Begründung höherer Preise genannt und auf die Gefahr zu geringer europaweiter Investitionen in Erneuerbare Energien hingewiesen. Auch werde die zukünftige Preisentwicklung von Zertifikaten unterschätzt. Ein Konsultationsteilnehmer hingegen erachtet die Höhe der angesetzten Zertifikatspreise für angemessen.

Hinsichtlich der Brennstoffpreise lassen sich ebenfalls verschiedene Meinungen unter den Konsultationsteilnehmern feststellen. Mehrere Konsultationsteilnehmer betrachten die Wahl der Preise als angebracht. So seien bei einer derartigen Preissetzung keine belastbaren Aussagen über die Höhe der Kosten des Energiesystems möglich. Darüber hinaus sei die Verwendung des „New Policy Scenarios“ als Grundlage der Bepreisung der Brennstoffe fragwürdig, weil das Szenario die volle Umsetzung der Emissionsminderungsvorschläge von Kopenhagen voraussetze. Des Weiteren werden Abweichungen bei der Preissetzung der Brennstoffe vom Preispfad A beziehungsweise vom Preispfad B für 2032 der Leitstudie kritisiert. Es wird vorgetragen, dass die Brennstoffpreise tendenziell zu gering angesetzt seien. Im Einzelnen wird der Braunkohlepreis für deutlich zu niedrig erachtet. Auch der Uranpreis werde häufig anders prognostiziert (z. B. BMU, Prognos). Der Braunkohlepreis sollte sich an der Studie „Energieszenarien 2011“ orientieren. Besonders bei der Steinkohle sei es kritisch von langfristigen Brennstoffpreisen auszugehen. Dagegen sei der Preis für Erdgas laut einer Stellungnahme aufgrund der aktuellen Marktentwicklung als zu hoch angesetzt. Demnach sollten hier Erdgaspreise anderer aktueller Studien („Energieszenarien 2011“) herangezogen werden, beziehungsweise eine Korrektur des Preisverhältnisses zwischen Erdgas und Steinkohle vorgenommen werden. Die Ansicht einer zu hohen Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas wird von einem weiteren Teilnehmer geteilt.

Nach anderer Ansicht ist der gewählte Preispfad praxisfern und führe zu einer Änderung des Kraftwerkseinsatzes. So würden die angesetzten Preispfade für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate unterstellen, dass GuD-Kraftwerke mit einem Netto-Wirkungsgrad von ca. 60 % Steinkohle-Kraftwerke mit einem Netto-Wirkungsgrad von nur ca. 30 % in der Zukunft in der Merit-Order verdrängen würden. Heute betrage der Wirkungsgrad der verdrängten Kraftwerke mehr als 35 %. In 10 Jahren müsse man von deutlich höheren Wirkungsgraden ausgehen.

2.4.5 Berücksichtigung der unterlagerten Netz

Zudem wird die Ansicht vertreten, dass unterlagerte Netze nicht ausreichend berücksichtigt würden. Ein Teil der Einspeisung werde zurzeit und auch mittelfristig durch die Netzrestriktion von Verteilnetzen begrenzt. Daher seien die regionalen Anforderungen der Verteilnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung angemessener Übertragungsnetze zu berücksichtigen. Wesentlicher Grund für den Ausbau der Verteilnetze sei der Ausbau dezentraler regenerativer Energieeinspeisung. Es sei davon auszugehen, dass der überwiegende Teil der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien mit Verknüpfungspunkten in die Verteilnetze eingebunden würde. Daher seien die Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber als Bestandteil des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen. Diese integrierte Netzausbauplanung über alle Spannungsebenen sei eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente und nachhaltige Netzentwicklung und eine erfolgreiche Integration der Erneuerbaren Energien ins Versorgungssystem.

2.4.6 Transparenz, Akzeptanz, Detaillierungsgrad

In der Konsultation wurde die Meinung vertreten, dass die Darstellung des Szenariorahmens nicht verständlich sei. In den Stellungnahmen wird vorgetragen, dass die zugrunde gelegten Begriffe nicht eindeutig seien. Insbesondere mangle es an Klarheit, wenn einerseits von „Energie“ gesprochen werde, an anderer Stelle der Begriff „Strom“ Verwendung finde und auch „Energieverbrauch aller Stromverbraucher“ gebraucht würde. Auch sei der Begriff „Summe Erzeugung“ missverständlich, da es sich nicht um die Inlandserzeugung handele.

Es wird darüber hinaus vorgetragen, dass der Szenariorahmen nur die Eingangsparameter nenne. Aus dem Dokument gehe nicht hervor, welchen Umfang der Netzausbau habe und ob er, unter Berücksichtigung weiterer Sensitivitäten, gerechtfertigt sei. Für die Akzeptanz sei eine verständlichere Darstellungsweise erforderlich. Die zu Grunde gelegte Datenbasis sei schwer nachzuvollziehen. Dadurch fehle es an Transparenz bei den getroffenen Annahmen.

Hinsichtlich der Entwicklung des Stromverbrauchs und weiterer Eingangsdaten sei nicht ersichtlich, welche Zielvorgaben beziehungsweise Annahmen getroffen würden und warum diese nur bei zwei der Szenarien identisch seien. Insbesondere die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch seien nicht ausreichend.

Es wird die Ansicht vertreten, dass die angefügten Quellenangaben nicht ausreichend seien, so dass die Auswahl von Annahmen teilweise willkürlich erscheine. Daher wird eine Veröffentlichung aller getroffenen Angaben auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gefordert.

Die Aussagen aus dem Konsultationspapier seien darüber hinaus stärker zu begründen. Unbegründet bliebe beispielsweise die Aussage, dass die stärkere Dezentralisierung der Stromversorgung nach bisherigen Erkenntnissen keinen signifikanten Einfluss auf den zusätzlichen Transportbedarf in den Höchstspannungsnetzen habe.

Angemerkt wird auch, dass die Weiterverarbeitung der Daten der Szenarien in der Simulation, aus der der notwendige Netzausbau bestimmt werde, unklar sei. Prämissen und Ergebnisse der Marktsimulation für Netzausbaupläne betroffener Verteilnetzbetreiber seien zugänglich zu machen.

Es wird vertreten, dass der Detaillierungsgrad des Szenariorahmens zu summarisch sei und daher dem Anspruch einer belastbaren Grundlage für die Netzausbaubestimmung nicht gerecht werde. Eine nachvollziehbare regionale Modellierung fehle. So sei eine regional differenzierte Betrachtung und Abschätzungen über die Entwicklung des Kraftwerksparks zu berücksichtigen. Eine Betrachtung der erwarteten Erzeugungs- und Lastgrößen, bezogen auf die Bundesländer, greife zu kurz. Hier müsse ein höherer Detaillierungsgrad gewählt werden. Bei-

spielsweise wird die Ansicht vertreten, dass ortsbezogen dargestellte Grundlagendaten von Kraftwerken und anderen Stromeinspeisern sowie der Stromnetze dargelegt werden müssten.

Zusätzlich wird vertreten, es sei zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Entwicklungen in den verschiedenen Szenarien eine getrennte Darstellung der im Vergleich zum Referenzjahr 2010 stillgelegten und neu errichteten Kraftwerkskapazitäten pro Technologie erforderlich. Es sei darüber hinaus zwischen Kraftwerkstechnologien mit und ohne KWK zu unterscheiden. Zu weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Stellungnahmen (abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de) Bezug genommen.

C. Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber vor Genehmigung

Den Übertragungsnetzbetreibern wurde durch die Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 29.11.2011 Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Genehmigung bis zum 3.12.2011 gegeben. Diese Gelegenheit wurde in einer gemeinsamen Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber vom 02.12.2011 genutzt. In der Stellungnahme wird der Konsultationsprozess der Bundesnetzagentur begrüßt. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass alle Szenarien mit dem energiepolitischen Programm der Bundesrepublik Deutschland und den gesetzlichen Anforderungen in vollem Einklang stehen. Auch die von der Bundesnetzagentur aufgebene Orientierung an den angegebenen Höchstlastwerten werden sie gerne übernehmen. Einschränkungen nehmen die Übertragungsnetzbetreiber an zwei Punkten vor. Die Übertragungsnetzbetreiber würden sich bei den Sensitivitätsbetrachtungen auf die Szenarien B 2022 und B 2032 konzentrieren und diese für die qualitativen Aussagen hinsichtlich Szenarien A und C heranziehen. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen bei den Kraftwerksliste einen geringfügigen Anpassungsbedarf, den die Übertragungsnetzbetreiber während der Bearbeitung vornehmen und kommunizieren wollen.

II. Entscheidungsgründe

A. Zuständigkeit und formelle Anforderungen

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG. Die Genehmigung beruht auf § 12a Abs. 3 EnWG. Nachdem die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf des Szenariorahmens gemäß § 12a Abs. 2 Satz 1 EnWG der Regulierungsbehörde vorgelegt haben, wurde dieser öffentlich gemacht und entsprechend § 12a Abs. 2 Satz 2 EnWG die Öffentlichkeit berücksichtigt. Die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in Form von Stellungnahmen und Wortbeiträgen im Workshop sind gemäß § 12a Abs. 3 EnWG in der Genehmigung berücksichtigt. Da es sich nicht um ein formelles Beteiligungsverfahren im Sinne des Verwaltungsverfahrensgesetzes handelt, wurde auch der Inhalt von Stellungnahmen in der Genehmigung berücksichtigt, die bis zum 5.12.2012 eingegangen sind.

B. Einbettung des Szenariorahmens in den Gesamtprozess

Der Szenariorahmen ist Bestandteil der Netzentwicklungsplanung. Die sich an den Szenariorahmen anschließenden Schritte werden im Folgenden dargestellt.

Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. An diesen besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Unter Umständen kann in einzelnen Fällen auch der Rückbau von Netzinfrastrukturen geprüft werden. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen „bedarfsgerecht“ erweitert oder ausgebaut werden.

Die in der Praxis etablierte und in Fachkreisen anerkannte Methodik zur Bestimmung des zukünftig erforderlichen Netzausbaubedarfs beruht auf einer Modellierung der zukünftig erwarteten Last- und Einspeisesituation mit einer darauf basierenden Ermittlung der Netzauslastung und des Netzausbaubedarfes. Diese Vorgehensweise ist „Stand der Technik“ und wird in den folgenden fünf Schritten in verkürzter Form beschrieben.

1. Schritt: Erstellung des Szenariorahmens

Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz in den betrachteten Referenzjahren 2022 und 2032.

Um die Einspeisungen in den Referenzjahren zu bestimmen, ist zunächst die installierte Leistung der Erzeuger in diesen Jahren zu prognostizieren. Bestandsanlagen sind um den zu erwar-

teten Rückbau von Altanlagen zu bereinigen und um den erwarteten Zubau von Neuanlagen zu ergänzen. Dabei ist zwischen den verschiedenen Erzeugungstechnologien zu differenzieren. Entsprechend der jeweiligen Einschätzung zur weiteren Entwicklung beim Umbau der Energieversorgung werden unterschiedliche Erzeugungsszenarien in den Referenzjahren 2022 und 2032 unterstellt.

Der im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde gelegte konventionelle Kraftwerkspark ist nicht das Resultat einer Modellierung, in der auch Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen getroffen werden müssten. Sie basieren vielmehr auf konkrete Planungen der Kraftwerksbetreiber, die von der Bundesnetzagentur nicht mittels Wirtschaftlichkeitsrechnungen zur Disposition gestellt werden. Die Ausweisung von Brennstoff- und CO₂-Preisen ist zum Zweck der Bestimmung einer Erzeugungsleistung vor diesem Hintergrund nicht erforderlich.

Zwar sind die in der Konsultation genannten Argumente für einen sogenannten „bottom-up“-Ansatz, der ausgehend von Annahmen über Brennstoff- und CO₂-Preise einen Kraftwerkspark auf Basis einer eigenen ökonomischen Modellierung ableitet, durchaus beachtlich. Die Bundesnetzagentur ist dem aber nicht gefolgt, weil sie damit eigene planerische und quasi-unternehmerische Überlegungen angestellt hätte. Für diese Aufgabe sind die Kraftwerksbetreiber bis auf Weiteres besser geeignet. Die Bundesnetzagentur sieht ihre Rolle zwar in Bezug auf die Netze durchaus auch planerisch. Im Hinblick auf die Erzeugung, die nach dem EnWG weiterhin wettbewerblich organisiert sein soll, kann die Bundesnetzagentur aber gegenwärtig aus dem Gesetz keine behördliche Planungsaufgabe entnehmen.

Neben der Einspeisung von Strom bestimmt auch die Stromentnahme die Netzbelastung maßgeblich. Die Entnahme / der Verbrauch von elektrischer Energie aus dem Stromnetz muss hierbei näherungsweise ermittelt werden.

Die vorliegende Genehmigung beschreibt die drei für die Netzbedarfsermittlung relevanten Szenarien mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und der Versorgung in den Jahren 2022 und 2032. Im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung am Szenariorahmen wurde auch die Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten thematisiert.

2. Schritt: Regionalisierung

Der Szenariorahmen enthält bundesweit aggregierte Daten zur Erzeugungsleistung nach Energieträgern und zur Last. Der nach § 12a Abs. 2 S. 2 EnWG konsultierte Entwurf des Szenariorahmens enthält demnach lediglich im Szenario C bereits eine Regionalisierung der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien nach Bundesländern. Darüber hinaus werden keine Aussagen zur räumlichen Zuordnung von Ein- und Ausspeiseleistung getroffen. Im Rahmen der Regionalisierung wird die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung - soweit unmittel-

bar im Übertragungsnetz angeschlossen - direkt dem jeweiligen Netzknoten zugeordnet. Für die Bestimmung der Netzauslastung ist darüber hinaus eine Zuordnung der Erzeugungsanlagen und der Last auf die regional verteilten einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes (ca. 450) zwingend erforderlich. Abhängig von der verwendeten Erzeugungstechnologie sind zur Durchführung der Regionalisierung unterschiedliche Herangehensweisen geboten.

3. Schritt: Modellierung der Stromeinspeisung / Marktsimulation

Nach erfolgter regionaler Zuordnung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes ist in einem dritten Schritt die Einspeisung der Erzeuger in das Stromnetz zu bestimmen.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen privilegierten/geförderten Anlagen (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung- oder EEG-Anlagen), für die ein Einspeisevorrang existiert und Anlagen, deren Einsatz marktgetrieben erfolgt, die also immer dann eingesetzt werden, wenn der Strompreis höher als die Produktionskosten des Kraftwerks sind. Dies erfolgt über eine sogenannte „Marktsimulation“.

In der Marktsimulation wird auf Basis historischer Wetterdaten zunächst eine für die Referenzjahre 2022 und 2032 zu erwartende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bestimmt. Die Differenz der ermittelten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zur Verbraucherlast (die sog. „Residuallast“), wird von im Markt befindlichen Kraftwerken gedeckt, deren Einsatz nach der sogenannten „Merit Order“, also nach deren Produktionskosten erfolgt. Entscheidende Rahmenparameter sind damit zum Beispiel die Höhe der Brennstoffkosten, der CO₂-Kosten, der Brennstofftransportkosten oder die Wirkungsgrade der Kraftwerke. Weitere Restriktionen und den Kraftwerksbetrieb beeinflussende Parameter (z.B. Mindeststillstandszeiten, Mindestlaufzeiten, eingeschränkte Flexibilitäten) sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Abhängig von der Netzlast und der Höhe der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ergibt sich der resultierende Kraftwerkseinsatz. Resultat der Marktsimulation ist somit, abhängig von der betrachteten Witterungssituation und abhängig vom betrachteten Netznutzungsfall (Entnahme), für jeden Netzknoten ein Wert für die Einspeise- oder Entnahmeleistung an diesem Knoten.

Die im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen sind ausdrücklich nicht Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens und daher auch nicht einer eingehenden Prüfung unterworfen worden. Für die Modellierung des Netzentwicklungsplanes 2012 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation dargelegt, aus Gründen der Vereinheitlichung auf die von Prognos für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas zu Grunde gelegten Brennstoff- und CO₂-Preise zu zugreifen. Die Bundesnetzagentur empfiehlt, bzgl. der Brennstoff- und CO₂-Preise die von Prognos für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas zu Grunde gelegten Annahmen zu

verwenden. Hierdurch soll ein möglichst kohärentes Vorgehen zwischen den Netzentwicklungsplänen im Gas- und Strombereich erreicht werden.

Für künftige Netzentwicklungspläne wird zu überdenken sein, Brennstoff- und CO₂-Preise als Bestandteil der Genehmigung des Szenariorahmens auszuweisen. Vorstellbar wäre dann auch die Durchführung von Sensitivitätsrechnungen, um den Bedenken einiger Konsultationsteilnehmer in den kommenden Jahren in einem frühzeitigen Stadium Rechnung zu tragen. Für die Aufstellung des ersten Netzentwicklungsplanes ist dies angesichts von alternativem und der Bundesnetzagentur hoch priorisiertem Untersuchungsbedarf wie die Durchführung von Sensitivitätsbetrachtungen beim Verbrauch unverhältnismäßig.

4. Schritt: Bestimmung der Netzbelastung

Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast ergibt sich die Netzbelastung.

Zur Bestimmung der Netzbelastung wird rechnergestützt eine betriebsmittelscharfe Nachbildung des Übertragungsnetzes mit den Einspeisungen und Entnahmen an den einzelnen Netzknoten „beaufschlagt“. Unter Berücksichtigung von Transitflüssen ergibt sich aus der Beaufschlagung mit den knotenscharfen Einspeisungen und Entnahmen für jede Leitung eine Strombelastung und für jeden Knoten (z.B. Umspannstation) ein Spannungswert. Strombelastung und Spannungswert dürfen dabei bestimmte Bandbreiten nicht verlassen, da sonst die Netzstabilität gefährdet würde.

Die Analyse der Netzbelastungen ist fokussiert auf netzauslegungsrelevante Nutzungsfälle und bezieht die Absicherung der Netzstabilität gegen unplanmäßige Ausfälle von Betriebsmitteln im Netz sowie ungeplante Ausfälle von Kraftwerken ein.

5. Schritt: Bestimmung des Netzausbaubedarfes

Aus den in Schritt 4 ermittelten Netzbelastungen wird der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet.

Dazu sind zunächst Kriterien zu entwickeln, ab welchem Grad beziehungsweise ab welcher Häufigkeit der Überlastung ein Netzausbau erforderlich wird. Beispielsweise wäre der Ausbau einer für nur 1 Stunde im Jahr zu 1 % überlasteten Leitung wahrscheinlich unverhältnismäßig – da Redispatch als Abhilfe für die Netzüberlastung vermutlich wirtschaftlicher ist.

Wird auf Basis der Analyse ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf festgestellt, wird dieser in geeigneter Form in einen Netzentwicklungsplan überführt. Aussagen zur Auslastung von Erzeugungsanlagen, den Primärenergieträgereinsatz, freigesetzte Treibhausgasemissionen sowie insbesondere Aussagen über den resultierenden Netzentwicklungsbedarf sind somit nicht Bestandteil der Genehmigung des Szenariorahmens.

Aus der dargestellten Schrittfolge ergibt sich, dass Forderungen aus der Konsultation, welche sich der Sache nach auf Vorgaben an die Übertragungsnetzbetreiber für eine bestimmte Vorgehensweise bei den Schritten 2 bis 5 bezogen, von der Bundesnetzagentur bei der Genehmigung des Szenariorahmens bis auf die aus den Auflagen ersichtlichen Ausnahmen nicht aufgegriffen wurden.

Solche teilweisen Vorwegnahmen künftiger Verfahrensschritte sind im Rahmen der vorliegenden Genehmigung weder notwendig noch sinnvoll. Damit würde dieser Verfahrensschritt überfrachtet. Sollte sich im Rahmen des weiteren Prozesses zeigen, dass Vorgaben erforderlich werden, steht dafür das Instrument der Festlegung gemäß § 12c EnWG zur Verfügung.

C. Anforderungen gemäß § 12a Abs. 1 EnWG an den Szenariorahmen

Der genehmigte Szenariorahmen erfüllt den Anforderungen aus § 12a Abs. 1 EnWG. Er entspricht damit im Einzelnen den folgenden Kriterien:

Der Szenariorahmen ist von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam zu erarbeiten (vgl. 1). Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre (vgl. 2) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen (vgl. 3) im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (vgl. 4) abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen (vgl. 2). Für den Szenariorahmen legen die Betreiber von Übertragungsnetzen angemessene Annahmen für die jeweiligen Szenarien zu Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von Strom (vgl. 5) sowie dessen Austausch mit anderen Ländern zu Grunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur (vgl. 6).

Die Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen an den Szenariorahmen bezüglich der genannten Kriterien wird in den jeweils angegebenen Absätzen ausführlich dargelegt.

1. Gemeinsamer Szenariorahmen

Betreiber von Übertragungsnetzen (Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB) im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG sind die 50Hertz Transmission GmbH, die Amprion GmbH, die EnBW Transportnetze AG und die TenneT TSO GmbH.

Der am 18.07.2011 der Bundesnetzagentur vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens wurde entsprechend § 12a Abs. 1 Satz 1 EnWG gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet. In dem anschließenden Konsultations- und Abstimmungsprozess waren alle genannten Übertragungsnetzbetreiber umfassend einbezogen.

2. Entwicklungspfade

Ein Entwicklungspfad beziehungsweise ein Szenario erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt.

Der Entwurf eines ersten Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG ist am 03.06.2012 vorzulegen. Drei Entwicklungspfade aus dem Szenariorahmen müssen, ausgehend vom Zeitpunkt der Vorlage des Entwurfs des ersten Netzentwicklungsplans, für die Abdeckung eines Zeitraums von zehn Jahren somit das Jahr 2022 abbilden. Ein weiterer Entwicklungspfad muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre abdecken und somit das Zieljahr 2032 abbilden.

Die Szenarien A, B und C erfassen zunächst das Jahr 2022. Das (Leit-)Szenario B wird zusätzlich bis zum Jahr 2032 fortgeschrieben.

Die Aufnahme von mehr als drei Szenarien in den Szenariorahmen ist nicht erforderlich. Es ist grundsätzlich geboten, die Anzahl der im Szenariorahmen zu genehmigenden Szenarien auf eine möglichst kleine Anzahl zu beschränken. Weiterhin ist dem Grundsatz zu folgen, lediglich so viele Szenarien in den Szenariorahmen aufzunehmen, wie es für die Ableitung belastbarere Ergebnisse für den Netzentwicklungsplan erforderlich ist, dabei jedoch so wenige Szenarien wie möglich zu berücksichtigen. Entgegen der Forderung verschiedener Konsultationsteilnehmer werden folglich keine weiteren Szenarien aufgenommen.

Für die Beschränkung auf eine möglichst kleine Zahl geeigneter Szenarien spricht ebenfalls, dass in den folgenden Prozessschritten (Markmodellierung, Netzberechnung etc.) hin zur Entwicklung eines Netzausbaubedarfs für alle aufgenommenen Szenarien umfangreiche Arbeitsschritte zu leisten sind. Die Aufnahme weiterer Szenarien führt in den nachfolgenden Arbeitsschritten zu einer Vervielfachung des Aufwandes. Dies kann mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass die gesetzliche Frist zur Vorlage des Entwurfs eines Netzentwicklungsplanes durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht eingehalten werden kann. Die Aufnahme weiterer Szenarien wäre nur gerechtfertigt, wenn der zusätzliche Aufwand und die damit verbundenen Verzögerungen, zusätzlich gewonnene, relevante Erkenntnisse für die Ableitung eines Netzentwicklungsbedarfs ergeben würden. Dies ist nicht der Fall.

Mit der in eine Nebenbestimmung aufgenommenen Verpflichtung zur Analyse von Variationen des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast werden die wesentlichen von den genehmigten Szenarien abweichende Entwicklungen inhaltlich abgedeckt (Vgl. hierzu II.E).

Dass die genehmigten Szenarien A, B und C sowie die Vorgaben aus der Nebenbestimmung die in § 12a EnWG geforderte Abdeckung einer wahrscheinlichen Bandbreite zukünftiger Entwicklungen darstellen, wird in den Teilen 3 und E ausführlich begründet.

2.1 Auseinandersetzung mit der Forderung nach Aufnahme weiterer Szenarien

Den Forderungen nach der Aufnahme weiterer Szenarien in den Szenariorahmen wurde nicht nachgekommen.

Die Forderungen beinhalten die Aufnahme eines netzoptimalen Szenarios mit minimal möglichem Netzausbau, eines Szenarios unter Berücksichtigung möglicherweise geänderter Rahmenbedingungen auf dem Erzeugermarkt, eines Szenarios unter Berücksichtigung vorrangig lastnaher Erzeugung, eines Szenarios mit besonderem Fokus auf den Ausbau der Verteilernet-

ze unter Einbeziehung des Potenzials von Smart Grids sowie eines Szenarios, bei dem eine Übererfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele angelegt ist.

Im Einzelnen gilt:

Der Vorgabe nach der Aufnahme eines „*netzoptimierten*“ Szenarios kommt die Bundesnetzagentur nicht nach, weil es hierbei erforderlich wäre, die zu einer bestimmten Netzkonfiguration führenden Entwicklungspfade aus eben dieser Netzkonfiguration rekursiv abzuleiten. Gegenwärtig ist fachlich nicht geklärt, wie sich einzelne Parameterausprägungen des Szenariorahmens kausal auf den Netzentwicklungsbedarf auswirken. Zu möglichen Wechselwirkungen zwischen Parametern liegen keine Erkenntnisse vor. In diesem Sinne kann keine Aussage darüber getroffen werden, welche konkreten Annahmen des Szenariorahmens zu einem optimierten, das heißt minimalen, Netzausbau führen werden.

Die sehr heterogene Erwartungshaltung bezüglich der Wirkung einzelner Effekte auf den Netzausbaubedarf kann am Beispiel der dezentralen Einspeisung verdeutlicht werden. So gehen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Konsultationsdokument davon aus, dass eine vermehrt dezentrale Einspeisung keinen nennenswerten Effekt auf den Netzausbaubedarf auf der Übertragungsnetzebene habe. Im Gegensatz hierzu wird in verschiedenen Stellungnahmen die dezentrale Errichtung von Erzeugungsanlagen als Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs erachtet.

Für die Bewertung eines möglichen Anpassungsbedarfs auf Ebene der Verteilernetze und möglicher Rückkopplungen auf die Ebene der Übertragungsnetze sind dabei unter anderem folgende Zusammenhänge zu beachten: Während konventionelle Kraftwerke in der Vergangenheit in die Nähe der Verbrauchszentren errichtet wurden, richten sich heutige, insbesondere auf Basis Erneuerbarer Energien erzeugende Anlagen nicht mehr nach diesem Grundsatz. Hier geben vielmehr meteorologische und die Vergütung berücksichtigende Faktoren den Ausschlag für den Anlagenstandort. Dies führt dazu, dass in der Zukunft sowohl lokale beziehungsweise regionale („zentrale“ Anlagen wie zum Beispiel offshore-Windanlagen) Anlagen(parks) zur Erzeugung regenerativen Stroms als auch dezentrale (zum Beispiel PV-Anlagen im Süden) Anlagen an das Netz angeschlossen werden. Selbst die dezentralen Anlagen führen jedoch immer dann zu Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen, wenn der lokale oder regionale Strom nicht mehr vor Ort abgenommen werden kann. Bei onshore-Windenergieanlagen im Norden und Osten der Republik ist dies bspw. schon heute der Fall.

Ein wesentliches Ergebnis des Netzentwicklungsplanes 2012 und der weiteren Netzentwicklungspläne wird somit sein, für den Netzausbau begünstigende und dämpfende Faktoren transparent abzuleiten. Die Identifikation für den Netzausbau begünstigender und dämpfender Ent-

wicklungen ist Ergebnis der Untersuchung zum Netzentwicklungsplan und kann aus diesem Grund nicht Voraussetzung für die Erstellung des Szenariorahmens sein.

Die Forderung eines Konsultationsteilnehmers nach der Aufnahme eines weiteren Szenarios, das sich auf die *Entwicklung der Verteilnetze und den Ausbaustand intelligenter Netze*, konzentrieren soll, wurde nicht in der Genehmigung berücksichtigt. Der Ausbaubedarf der Verteilernetze ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplanes. Ein möglicher Ausbaubedarf der Verteilernetze lässt sich aus den Annahmen zur Regionalisierung von Lasten und Erzeugungskapazitäten allenfalls abstrakt ableiten und für weitere Planungen verwenden. Die Änderungen der Knotenbilanzwerte, welche sich aus der Marktmodellierung ergeben, repräsentieren die sich ändernden Strukturen auf Ebene der Verteilernetze. Diese Änderungen determinieren damit auch den Ausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber sowie an den Schnittstellen zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzebene. Die Forderung eines Konsultationsteilnehmers nach Offenlegung der Prämissen und Ergebnisse der Marktsimulation für Netzausbaupläne wird seitens der Bundesnetzagentur unterstützt. Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich zur Kooperation verpflichtet. Der Öffentlichkeit sind - nach Nachweis eines berechtigten Interesses und der Vertrauenswürdigkeit – alle für die Netzberechnung relevanten Daten offenzulegen.

Die von einem Konsultationsteilnehmern geforderte Aufnahme eines Entwicklungspfades, der eine *Übererfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung* nach sich zieht, wurde nicht erfüllt. Die Betrachtung eines derartigen Szenarios ist nicht Gegenstand des gesetzlichen Auftrags. Darüber hinaus ist, wie bereits ausgeführt, die Erfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele allein auf Basis des Szenariorahmens überwiegend nicht exakt bestimmbar. Insofern ist auch nicht ausgeschlossen, dass die genehmigten Szenarien zu einer Übererfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung führen werden.

2.2 Stellungnahmen zum Betrachtungshorizont

Die von einzelnen Konsultationsteilnehmern geforderte Berücksichtigung eines längeren Betrachtungshorizontes für die Netzentwicklungsplanung bis beispielsweise 2050 wird in der Genehmigung nicht berücksichtigt.

Die Vorgabe eines längeren Betrachtungszeitraumes in der Genehmigung ist keine sich aus der gesetzlichen Grundlage ergebende Anforderung. Auch verspricht die Aufnahme eines Szenarios bis 2050 gegenüber der ohnehin schon enthaltenen Perspektive auf das Jahr 2032 keine relevante neue Einsicht mit Bezug auf den Netzentwicklungsbedarf.

Tatsächlich wäre auch eine kostenoptimale Planung des Netzes bei perfekter Voraussicht über die zukünftigen Entwicklungen des Energiesystems über den Zeitpunkt 2032 hinaus möglich.

Allerdings sind die Erwartungen bezüglich der Entwicklungen im Energiesystem von großer Unsicherheit geprägt, so dass die Annahme perfekter Voraussicht hier unangemessen ist.

Unklare Erwartungen über das Zielsystem in 2050 können zu hochgradig spezifischen und irreversiblen Investitionen führen, die sich rückblickend als falsch erweisen. Die Wahrscheinlichkeit einer fehlerhaften Annahme über die Zukunft nimmt dabei mit dem zu überschauenden Zeithorizont zu.

Auch bietet eine auf ein Zielsystem 2050 ausgerichtete Planung der Netzinfrastruktur keine Flexibilität, auf etwaige Entwicklungen zu Zwischenzeitpunkten angemessen zu reagieren. Die Berücksichtigung von Entwicklungsschritten im Energiesystem kann nur durch eine „mit“-wachsende Energieinfrastruktur erreicht werden. Hierbei sind die im Gesetz vorgegebenen Betrachtungshorizonte von 10 und 20 Jahren geeignete Orientierungspunkte für die langfristige Weiterentwicklung des Systems.

3. Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

Der Szenariorahmen stellt eine Bandbreite verschiedener wahrscheinlicher Entwicklungen dar.

3.1 Begrifflichkeit

Für die Zusammensetzung der im Szenariorahmen zu berücksichtigenden Szenarien gilt, dass diese das Spektrum der wahrscheinlichen Entwicklungspfade in Form einer Bandbreite repräsentieren müssen. Die Verengung dieser Bandbreite auf einen einzelnen wahrscheinlichen oder wahrscheinlichsten Entwicklungspfad ist somit ausgeschlossen.

Maßstab für die Aufnahme eines Szenarios in den Szenariorahmen ist, dass es „wahrscheinlich“ eintreten wird. Vor dem Hintergrund der Zielsetzung des Szenariorahmens als Grundlage für die Ableitung des Netzentwicklungsbedarfs ist ein Szenario 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. Eine Eingrenzung der als „wahrscheinlich“ zu erachtenden Entwicklungen findet dabei durch das unter 4. behandelte Kriterium der Erfüllung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung statt.

Politische Zielvorgaben stellen dabei keinen alleinigen Maßstab für eine im eigentlichen Sinne wahrscheinliche Entwicklung dar. Sie bilden jedoch ein wesentlicher Anhaltspunkt hierzu. So wurden auch die von den Bundesländern bestätigten und teilweise angepassten Zielwerte für den Ausbau Erneuerbarer Energien als Eingangsgröße für das Szenario C angenommen, obgleich von verschiedener Seite Kritik an den Werten vorgebracht wurde (vgl. hierzu die vertiefenden Auseinandersetzung in Teil II.D 5.1). Ein Rückgang des Stromverbrauchs auf die Werte

entsprechend der Ziele der Bundesregierung ist zwar mittelfristig nicht zu erwarten, allerdings im Rahmen des Szenariorahmens dennoch zu untersuchen (vgl. Aufnahme in die Nebenbestimmung 3).

Die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien zeichnen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen auf (vgl. hierzu die Grundcharakteristik der einzelnen Szenarien in Teil II.C 3.2). Die Bundesnetzagentur ist hier zunächst dem Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber mit einem Spektrum verschiedener Entwicklungspfade gefolgt, hat gegenüber dem ursprünglichen Ansatz jedoch die Entwicklungspfade im Bereich der konventionellen und Erneuerbaren Erzeugung einander angenähert, so dass die Bandbreite der Entwicklungen eingeeengt wurde.

Die Auswahl einer Bandbreite möglicher Entwicklungspfade gegenüber einem Ansatz mit sehr eingeschränkten Variationen bietet für den weiteren Netzentwicklungsprozess erhebliche Vorteile.

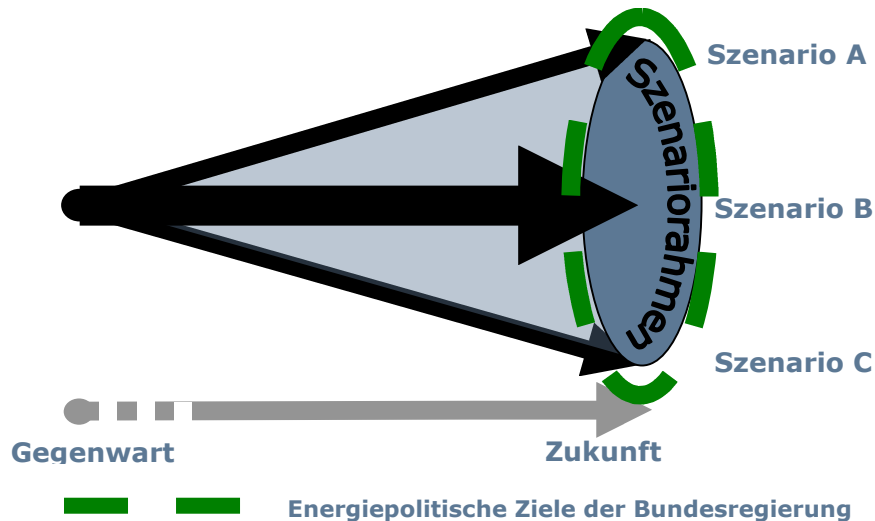
Durch einen hinreichend breit angelegten Untersuchungsrahmen kann untersucht werden, ob der ermittelte Netzausbaubedarf spezifisch an ein Szenario gebunden ist. Es wird also deutlich, ob ein grundlegend anderer Netzentwicklungsbedarf resultiert oder ob sich ein bestimmter Bedarf in allen angenommenen Szenarien zugleich ergibt. Es kann damit auf die Robustheit des Netzentwicklungsbedarfs gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen geschlossen werden.

Eine Einschätzung zur Robustheit des Netzentwicklungsbedarfs gegenüber sich ändernden Rahmendaten ist angesichts der langen Nutzungsdauer von Netzinfrastrukturen von besonderer Bedeutung. Zusätzlich steigern die (überwiegende) Irreversibilität der Anlagen sowie Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen die Bedeutung der Robustheit. Die vorzeitige Verengung der gesetzlich gebotenen Bandbreite von Entwicklungspfaden würde unter Umständen zur Ableitung eines sehr spezifischen Investitionsbedarfs führen. Bei nur leichten Abweichungen vom unterstellten Entwicklungspfad, kann dies zu einem erheblichen Anpassungsbedarf bei den erstellten Infrastrukturen führen. Unsicherheiten bezüglich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind angesichts langfristiger Entwicklungshorizonte jedoch zwangsläufig. Diese erheblichen Unsicherheiten über die Entwicklungstendenzen im deutschen Energiesystem in einem zeitlichen Horizont von 10 bis 20 Jahren erwachsen aus den noch unbekanntem technischen Entwicklungspotenzialen im Bereich Erneuerbarer Energien. Weitere Gesichtspunkte sind zukünftigen Mechanismen zur Förderung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie insbesondere auch die allgemeinen makroökonomischen Rahmenbedingungen.

Der Ansatz des Szenario-Rahmens ist in der Abbildung 1 schematisch dargestellt. Die Szenarien A, B und C bilden einen "Szenario-Trichter". Szenario B als Leitszenario markiert dabei die

zentrale Referenzentwicklung, während die Szenarien A und B diese Entwicklung mit abweichenden Annahmen flankieren (vgl. hierzu die Grundcharakteristik der einzelnen Szenarien in Teil II.D.3.2). Insgesamt führen alle Szenarien im Zieljahr zu einem Ergebnis, das mit den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung vereinbar ist.

Abbildung 1: „Szenario-Trichter“.



3.2 Grundcharakteristik

Die genehmigten Szenarien erfüllen das Kriterium einer wahrscheinlichen Entwicklung. Im Folgenden wird dargelegt, über welche Methoden und Annahmen die Entwicklungspfade der einzelnen Szenarien abgeleitet wurden.

Die energiewirtschaftliche Zukunft wird durch einen Ausbau der Erneuerbaren Energien gekennzeichnet sein. Dies wird den zukünftig notwendigen Netzausbau maßgeblich beeinflussen. Der Netzausbau muss mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energie Schritt halten. Jedoch ist das Tempo des Ausbaus von Erneuerbaren Energien durch Unsicherheiten gekennzeichnet. Aus diesem Grund wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den jeweiligen Szenarien variiert. Bei der Ermittlung der Szenariowerte muss vom heutigen Stand der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen werden. Zukünftige Entwicklungen der gesetzlichen Grundlagen bis 2022 (beziehungsweise 2032), welche Auswirkungen auf die Förderung einzelner Erneuerbarer Energieträger haben, sind ebenso wenig vorherzusagen wie die Entwicklung von Marktpreisen oder alternativen Technologien.

Das Szenario B bildet dabei ein Leitszenario mit einem realitätsnahen, mittleren Ausbau an Erneuerbaren Energien. Flankierend wird auf der einen Seite ein Szenario untersucht, welches durch einen vergleichsweise moderaten Ausbau an Erneuerbaren Energien und damit korrespondierend einem hohen Anteil an konventionellen, insbesondere Kohle-Kraftwerken gekenn-

zeichnet ist (Szenario A). Auf der anderen Seite wird ein Szenario (Szenario C) mit einem überaus ambitionierten Ausbau an Erneuerbaren Energien betrachtet. An dieser von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf des Szenariorahmens angelegten grundsätzlichen Ausdifferenzierung hält die Bundesnetzagentur in der Genehmigung fest. Dies steht im Gegensatz zur gut begründeten und teilweise heftig geübten Kritik an dem von den Bundesländern propagierten Zubau an Erneuerbaren Energien. Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur eine Plausibilitätsprüfung der Szenarien durchgeführt. Im Ergebnis wurde der Szenarientrichter bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien eingengt. Hiermit wird der genehmigte Szenariorahmen den gesetzlichen Anforderungen gerecht, dass nicht alle „denkbaren“ zukünftigen Entwicklungspfade sondern „nur“ die Bandbreite der „wahrscheinlichen“ Entwicklungspfade abgebildet werden soll.

Neben den Erneuerbaren Energien haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Szenariorahmens in den Szenarien jeweils auch die installierte Kapazität der konventionellen Energien variiert. Dies ist für die Bundesnetzagentur angebracht, weil dies die Struktur der zukünftig notwendigen Netzentwicklung ebenfalls beeinflussen wird.

Der durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelte konventionelle Kraftwerkspark ist hierbei nicht das Resultat einer Modellierung, welche aufgrund verschiedener energiewirtschaftlicher Aspekte, jeweilige Kraftwerkstypen konstruiert. Um Unsicherheiten hinsichtlich der konventionellen Kraftwerke abzubilden, gehen in den Szenariorahmen Informationen über Bestandskraftwerke, Kraftwerke „in Bau“ und Kraftwerke „in Planung“ ein. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist ein Vorgehen, welches sich an Bestandskraftwerken, Zubauten und konkreten Planungen von Kraftwerksbetreiber orientiert, sinnvoll. Dabei wurde von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber ein standardisiertes Verfahren angewandt, das alle Kraftwerke im jeweiligen Szenario gleich behandelt. Je nach Szenario ergaben sich über eine Variation des Planungsstands unterschiedliche Werte für kohle- sowie erdgasbefeuerte Kraftwerkskapazitäten. Mit Kenntnis der einzelnen Kraftwerke lassen sich daraus standortscharfe Aussagen für die einzelnen Szenarien treffen. Eine derartige Vorgehensweise bietet den Vorteil, bereits bekannte, wenn auch nicht in allen Fällen sichere Kraftwerksprojekte im Szenariorahmen abhängig vom Szenario in unterschiedlicher Weise abzubilden. Es wurde von der Bundesnetzagentur nicht geprüft, welche Kraftwerkskapazitäten erforderlich wären, um die Jahreshöchstlast durch inländische Kraftwerke decken zu können.

Es wird als Unterscheidungsmerkmal im jeweiligen Kraftwerkspark (und der entsprechenden Kapazitäten) angenommen, dass dieser mit zunehmender installierter Leistung aus Erneuerbaren Energien flexibler ausgelegt wird. Konventionelle Kraftwerke werden bei einer zunehmenden Integration Erneuerbarer Energien insgesamt mit weniger Volllaststunden gefahren. Dies bevorzugt Kraftwerkstypen mit einem geringeren Fixkostenanteil. Die zunehmende Einspeisung Er-

neuerbarer Energien bedingt darüber hinaus ein häufigeres An- und Abfahren von konventionellen Kraftwerken zur Deckung der residualen Last. Auch dieser Umstand spricht eher für einen vermehrten Einsatz kleinerer bis mittelgroßer Gaskraftwerke als großer Kohleblöcke. Dies führt zu einer erhöhten Leistung von Erdgas betriebenen Kraftwerken in den Szenarien B 2022 und B 2032. Gleichzeitig werden Investitionen in neue Steinkohlekraftwerke, als wenig attraktiv eingeschätzt. Dies ist Folge einer erwarteten Verringerung der Volllastbenutzungsdauer. Für Szenario C mit dem höchsten Zuwachs an Erneuerbaren Energien nehmen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass es keinen Zuwachs an konventionellen Energien über die bereits im Bau befindlichen Projekte hinaus geben wird. Diese Annahme ist zu restriktiv. Ein Zubau an flexiblen Gaskraftwerken, deren Planungen sich bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden, erscheint sachgerecht. Die konkrete Vorgehensweise bei der Definition insbesondere von „moderatem Zubau“ und „einem fortgeschrittenem Stadium“ sowie die Berücksichtigung von Braunkohle und Speichern in den jeweiligen Szenarien wird in Teil D dargelegt.

3.3 Methodik der Szenariogestaltung

Bei der Ermittlung der Szenariowerte muss vom heutigen Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen werden. Zukünftige Entwicklungen der gesetzlichen Grundlagen bis 2022 beziehungsweise 2032, die Auswirkungen auf die Förderung einzelner Erneuerbarer Energieträger haben, sind ebenso wenig vorherzusagen wie die Entwicklung von Marktpreisen oder alternativen Technologien.

3.3.1 Methodik Erneuerbare Energien

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Ausbau von Erneuerbaren Energien zwischen den jeweiligen Szenarien variiert. Hierbei wird in Szenario A ein moderater in Szenario B mittlerer Ausbau und in Szenario C ein erheblicher Ausbau Erneuerbaren Energien unterstellt. Die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien gilt als maßgeblich für den zukünftig notwendigen Netzausbau. Der Netzausbau muss mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energie Schritt halten.

Entsprechend des Leitgedankens, in den Szenarien die Ausbauziele für Erneuerbare Energien der Bundesregierung zu spiegeln, wurden für die Szenarien A und B im Entwurf des Szenario Rahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende grundlegende Studien herangezogen. Die installierten Kapazitäten in Szenario A bauten dabei auf der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ von Prognos/EWI/GWS aus dem Jahr 2010¹ auf. Die höheren Werte in Szenario B resultierten aus der vom DLR/Fraunhofer IWES/ IFNE im Auftrag des BMU erstellten „Leitstudie 2010“,² ebenfalls aus dem Jahr 2010. Bis auf die Werte

¹ Prognos/EWI/GWS (2010).

² DLR/IWES/IFNE (2010).

für Wind onshore (bereits nach oben korrigiert) wurden von den Erstellern des Szenariorahmens keine Aktualisierungen vorgenommen. Dies wurde im Rahmen der Konsultation deutlich kritisiert. Die Übernahme der Studienwerte hatte dazu geführt, dass die Angaben zu der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien und die den neuen energiepolitischen Gegebenheiten geschuldeten aktuellen Ausbauzielen auseinanderfielen. Im Szenario C basierten die Werte für Erneuerbare Energien auf Angaben der Bundesländer im Zuge einer Abfrage durch die Deutsche Energieagentur (dena).

Die Entwicklungen der Erneuerbaren Energien bewegt sich in Szenario A im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand. Die Wahrscheinlichkeit dieser Entwicklung wurde in einigen Stellungnahmen angezweifelt. Zwar wurden mit der aktualisierten Studie „Energieszenarien 2011“ neue Rahmenbedingungen aufgegriffen, der Entwicklungspfad für den Energieträger Wind onshore und PV ist aber weiterhin sehr niedrig angesetzt, während die Untergrenze für Wind offshore zu hoch angesetzt ist. Die Bundesnetzagentur hat auf der Basis von Plausibilitätsüberlegungen Korrekturen an diesen Werten durchgeführt. Ziel dieser Korrekturen war die Ermittlung einer „wahrscheinlichen“ Untergrenze.

Szenario B weist im Vergleich zu Szenario A im Szenariorahmen einen höheren Ausbaupfad bei Erneuerbaren Energien aus. Die Annahmen für die Entwicklung der Erneuerbaren Energieträger bis 2022 beziehungsweise 2032 basieren, ausgenommen des Energieträgers Wind onshore und abgesehen von leichten Korrekturen in Szenario B auf der für das Bundesumweltministerium erstellten „Leitstudie 2010. Bis auf die Werte für Wind onshore (bereits nach oben korrigiert) wurden von den Erstellern des Szenariorahmens keine Aktualisierungen vorgenommen.

Im Rahmen der Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens wurden die Referenzwerte (2010) für sämtliche Energieträger korrigiert. Daraus resultierend und unter Berücksichtigung der Stellungnahmen hat die Plausibilisierung der Werte zur installierten Leistung Anpassungsbedarf in allen drei Szenarien ergeben. Neben den zitierten Studien wurden auch aktualisierte Studienergebnisse, aktuelle Zubauzahlen sowie gesetzlich formulierte Zielvorgaben berücksichtigt. Für das Szenario C wurden während der Konsultationsphase einzelne Werte von den Bundesländern selbst korrigiert (Aktualisierung Tabelle 3: Aufschlüsselung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern).

3.3.2 Methodik Konventionelle Energien

Die Kraftwerkskapazitäten der Energieträger in den jeweiligen Szenarien werden wie folgt bestimmt:

In Bestand 2010

- rechnerische Außerbetriebnahme bis 2022/32

+ in Bau 2011

+ Planung (abhängig vom Szenario)

= Installierte Leistung in 2022/32

Kraftwerke in Bestand 2010 und in Bau 2011

Es gibt in Deutschland heute noch keine Kraftwerksliste, die den Bestand an Kraftwerken jeglicher Größenordnung vollständig erfasst. Aus diesem Grund sind gewisse Unschärfen bei der Ausweisung des Bestandes an installierter Leistung unvermeidbar. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur die von ihnen für den Entwurf des Szenariorahmens verwendete Kraftwerksliste (vgl. Anlage 1) offen gelegt. In einem umfangreichen Abstimmungsprozess mit den Übertragungsnetzbetreibern sind auf Basis einer von der Bundesnetzagentur erhobenen Kraftwerksliste Korrekturen vorgenommen worden. Für Gaskraftwerke sind die Fernleitungsnetzbetreiber vertreten durch Prognos in den Abstimmungsprozess einbezogen worden. Wenn sich im Zuge der Regionalisierung Informationen als nachweisbar falsch erweisen sollten, sind Anpassungen in der Kraftwerksliste selbstverständlich weiterhin möglich. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass allenfalls marginale Anpassungen erforderlich sein werden.

Rechnerische Außerbetriebnahme bis 2022/32

Kraftwerke in Bestand und in Bau werden in allen Szenarien zu Grunde gelegt, sofern sie in 2022 beziehungsweise 2032 nicht als „gestorben“ angenommen werden. Die Laufzeit der Kraftwerke in Abhängigkeit des Energieträgers wird in allen Szenarien einheitlich angenommen. Für Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie für Gaskraftwerke wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in allen Szenarien einheitlich eine Lebensdauer von 50 Jahren angesetzt. Die Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken ist nicht trivial. Nicht immer werden Kraftwerke nach Ende der technischen Lebensdauer stillgelegt. Die Lebensdauer der Kraftwerke kann durch Retrofit verlängert werden. In der von Prognos/EWI/GWS (2010) durchgeführten Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“³ wurde für Braun- und Steinkohle eine Lebensdauer von 45 Jahren angesetzt. Das Öko-Institut et al. (2007) hat in einer Studie eine Lebensdauer von 50 Jahren zu Grunde gelegt.⁴ Die dena setzt in einer Studie eine Lebensdauer von 45 Jahren an.⁵ Hier entsprechen die angenommenen Lebensdauern nach Aussage der dena Durchschnittswerten aus der Praxis und lägen somit teilweise oberhalb der übli-

³ Prognos/EWI/GWS (2010).

⁴ Öko-Institut et al. (2007).

⁵ dena (2008).

cherweise angenommenen technischen Lebensdauer. Bei Braun- und Steinkohle ist eine angenommene Lebensdauer von 50 Jahre somit zwar an der oberen Grenze dessen, was in Studien üblicherweise angenommen wird, ist aber vertretbar. Aus der Kraftwerksliste sind im Bestand elf Kohlekraftwerke länger als 50 Jahre in Betrieb. Für Gaskraftwerke war im ursprünglichen Genehmigungsentwurf eine Lebensdauer ebenfalls von 50 Jahren angesetzt. Dies ist im Lichte der üblicherweise angesetzten Lebensdauern zu hoch angesetzt. Prognos/EWI/GWS (2010) haben für GuD-Kraftwerke eine technische Lebensdauer von maximal 30 Jahren angenommen, ebenso wie das Öko-Institut. Die dena (2008) kommt für Gaskraftwerke unter Berücksichtigung von Durchschnittswerten aus der Praxis auf eine Lebensdauer von bis zu 50 Jahren. Eine geringere technische Lebensdauer für Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken scheint vor diesem Hintergrund sinnvoll. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Integration Erneuerbarer Energien und dem erhöhten Bedarf an flexiblen Kraftwerken ist es sachgerecht nach 45 Betriebsjahren einen Ersatz von Gaskraftwerken am gleichen Standort mit gleicher Leistung (ggf. unter Berücksichtigung konkreter Anschlussbegehren) zu unterstellen. Ein Ersatz von Kraftwerken hat Auswirkungen auf die Marktsimulation, die durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Basis des genehmigten Szenariorahmens vorzunehmen ist. Neue Anlagen haben einen höheren Wirkungsgrad als alte Anlagen, damit verbunden geringere variable Kosten und somit wahrscheinlich höhere Einsatzhäufigkeiten. Die Annahme eines Ersatzes von Kraftwerken am selben Standort ist, wie von einem Konsultationsteilnehmer vorgetragen, auch aus Sicht der Bundesnetzagentur eine starke Vereinfachung. Allerdings ist die Annahme angemessen. Ein Ersatz an einem erschlossenen Kraftwerksstandort ist aus Sicht der Bundesnetzagentur wahrscheinlich, da Kraftwerksstandorte über spezifische Faktoren wie eine leistungsfähige Einbindung in das Stromnetz, ausreichende Versorgung mit Kühlwasser und Anbindung an Versorgungsinfrastrukturen wie Erdgasleitungen verfügen müssen. Weiterhin sind an den bekannten Standorten Flächennutzungsmöglichkeiten für Kraftwerksbetriebe bereits eingeräumt. Ein erschlossener und von der Bevölkerung akzeptierter Standort hat einen wirtschaftlichen Wert, von dem angenommen werden darf, dass er genutzt werden wird.

Pumpspeicherkraftwerke „sterben“ nach Annahme der ÜNBs nicht. Dies ist angesichts des wirtschaftlichen Potenzials von Pumpspeicherkraftwerken und begrenzter Speicheralternativen eine sinnvolle Annahme.

Die Lebensdauer für AKW ist gesetzlich definiert. Entgegen der Forderung von einzelnen Konsultationsteilnehmern hält die Bundesnetzagentur an der Vorgabe einer Erzeugungskapazität aus Kernkraftwerken von 0 GW in 2022 fest. Diese kontrafaktische Annahme ist gerechtfertigt, da es ökonomisch und technisch sinnvoll ist, das Netz nicht mehr auf diese Kraftwerke, die nur ein Jahr später vom Netz gehen, auszulegen. Die Aufnahme der Kernkraftwerke in den Szenariorahmen würde ein falsches Bild über die ab 2022 zu erwartende Entwicklung zeichnen. Ein etwaiger zusätzlicher Netzausbaubedarf aus dem Wegfall der Restkapazitäten der AKW würde

statt in 2022 spätestens in 2023 erforderlich werden. Es ist äußerst unwahrscheinlich, dass ein zusätzlicher Netzausbaubedarf 2023 aufgrund dann verfügbarer Alternativen wieder obsolet wird.

Die Szenarien unterscheiden sich nicht in den Werten zum Bestand 2010, den Zubauten in 2011 und den Außerbetriebnahmen bis 2022/32. Anders stellt sich die Lage hinsichtlich der darüber hinaus realisierten Zubauten bis 2022 dar.

Bestimmung des Kriteriums „in Planung“

Auf der einen Seite könnten bis 2022 oder bis 2032 zusätzliche Kraftwerksprojekte realisiert werden, die heute noch nicht bekannt sind. Auf der anderen Seite werden nicht alle von Kraftwerksbetreibern angedachten Kraftwerksprojekte realisiert werden. Ob und welche Kraftwerksprojekte tatsächlich realisiert werden hängt neben den Investitionskosten und insbesondere von den heutigen und zukünftigen Erwartungen der Kraftwerksbetreiber bezüglich der zukünftigen Entwicklungen von Brennstoffpreisen, CO₂-Zertifikatspreisen und Strompreisen ab. Ferner wird dies davon abhängen, ob Technologien wie Technologien zur Abscheidung von Kohlendioxid anwendungsfähig sind. Insgesamt lässt sich zusammenfassen, dass die Entwicklung der konventionellen Energien mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden ist, die eine Variation zwischen den jeweiligen Szenarien gerechtfertigt erscheinen lässt. Die Bandbreite der Erwartungen zur zukünftigen Entwicklung der relevanten Parameter kann anhand der heute bekannten konkreten Planung der Kraftwerksbetreiber gespiegelt werden. Eine Untergrenze stellt eine Entwicklung dar, in der kein Zubau eines Energieträgers über die aktuellen Zubauten hinaus stattfindet. Eine „wahrscheinliche Obergrenze“ kann dadurch definiert werden, dass alle Kraftwerke, für die ein Netzanschlussbegehren oder bereits eine -zusage nach der Kraftwerksanschluss- Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt, realisiert werden. Nach § 9 KraftNAV haben Netzbetreiber ein gemeinsames Register mit allen Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung größer oder gleich 100 MW zu führen. Hier müssen auch Netzanschlussbegehren erfasst werden. Durch ein Anschlussbegehren signalisiert der Kraftwerksbetreiber ein konkretes, allerdings unverbindliches Interesse. Ein weiteres Kriterium stellen sogenannte Engineering-Studien, Machbarkeitsstudien zum Netzanschluss eines Kraftwerks dar.

Die in allen Szenarien ausgewiesenen Leistungen geplanter Speicherkraftwerke basieren auf den bestehenden Anlagen unter Einbeziehung aller Arten von Speicherkraftwerken in allen Netzen und den Planungen, die in der Kraftwerksliste ausgewiesen und mit den Attributen Anschlussbegehren, Anschlusszusage und Engineering-Studie gekennzeichnet sind.

4. Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

Neben dem Kriterium der „wahrscheinlichen“ Entwicklung müssen die Entwicklungspfade zudem im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung liegen. Die mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung werden durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. Juni 2011 definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 29. September 2010 und die Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm (Meseberger Beschlüsse vom 23. August 2007).

Die von der Bundesregierung definierten Ziele decken sich weitestgehend mit den in § 1 Abs. 1 formulierten Zielen des EnWG. Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruht.

Im Wesentlichen handelt es sich um folgende energiepolitische Ziele, die im Rahmen der Szenarien berücksichtigt werden:

- Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 von 40 % bis 2020 und 55 % bis 2030, 70 % bis 2040;
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008;
- Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf 35 % in 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050⁶;
- Verdopplung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf etwa 25 %;⁷
- Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber 2008“);⁸
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie gemäß der Neuregelung des Atomgesetz aus 2011

⁶ Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S.4; BT-Drs. 17/6071, S.1; Nationaler Aktionsplan der Bundesregierung für Erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, S.2, wobei hier ein Wert von 19,6% am Bruttoendenergieverbrauch für 2020 zu Grunde gelegt wird.

⁷ Vgl. § 1 KWK-G; Meseberger Beschlüsse vom 23.08.2007, S.9.

⁸ BMU/BMWi (2010).

Die im Szenariorahmen genehmigten Entwicklungspfade erfüllen, soweit eine Aussage hierzu methodisch bereits möglich ist, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Eine Einzelbewertung findet in den sich anschließenden Absätzen statt.

4.1 Minderung der Treibhausgasemissionen

Die mittel- und langfristigen Energiepolitischen Ziel der Bundesregierung erfassen das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 von 40 % bis 2020, 55 % bis 2030 und 70 % bis 2040. Die Treibhausgasreduzierung bezieht sich dabei allerdings auf den Gesamtausstoß der Treibhausgasemissionen in Deutschland über alle Sektoren. Ein sektorspezifisches Minderungsziel für den Bereich der Stromerzeugung ist nicht Gegenstand der Ziele der Bundesregierung. Erreicht der Sektor Stromerzeugung die globale Minderungsquote nicht, wären entsprechend überproportionale Minderungen in anderen Sektoren zu erzielen.

Da für die Treibhausgasemissionen kein sektorales Minderungsziel vorliegt, wird diesbezüglich für den Szenariorahmen keine Bewertung vorgenommen.

Es wird im Szenariorahmen noch keine Aussage über die Auslastung der erfassten Kraftwerkskapazitäten getroffen. Insofern können die erzeugte Strommenge und die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen noch nicht bestimmt werden. Eine Aussage über die erzeugte Strommenge und die korrespondierenden Treibhausgasemissionen können erst nach Durchführung der Marktsimulation getroffen werden (vgl. hierzu die Darstellung des Gesamtprozesses in II.B.).

Angesichts der in allen Szenarien deutlichen Zunahme Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung kann aber keinesfalls angenommen werden, die Szenarien schlossen eine Erreichung der Ziele der Treibhausgasreduzierung aus.

4.2 Senkung des Primärenergieverbrauchs

Das Ziel einer Absenkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008 bezieht sich auf den gesamten Primärenergieträgereinsatz in der Bundesrepublik Deutschland über alle Sektoren. Der Szenariorahmen erfasst hingegen isoliert den Sektor Stromerzeugung. Allein deshalb kann aus dem Szenariorahmen keine Aussage über eine zielkonforme Entwicklung des gesamten Primärenergieträgereinsatzes getroffen werden.

Selbst für den Bereich der Stromerzeugung können noch keine Aussagen getroffen werden, da hierfür Erkenntnisse über den Primärenergieträgereinsatz bei der Stromerzeugung erforderlich wären, die sich aber erst nach Durchführung der Marktmodellierung ergeben werden (vgl. hierzu die Darstellung des Gesamtprozesses in II.B.). Aus dem Szenariorahmen allein lassen sich über den Primärenergieträgereinsatz noch keine Aussagen treffen. Es kann zudem nicht zwingend

unterstellt werden, dass der Primärenergieträgereinsatz im Bereich der Stromerzeugung um den gleichen Anteil sinken muss wie in anderen Sektoren.

4.3 Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Bezüglich der Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 35 % in 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050 kann im Rahmen des Szenariorahmens keine exakte Ableitung von Zwischenergebnissen vorgenommen werden. Hierfür müssten die im Szenariorahmen enthaltenen Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien bereits regionalisiert und mit regionenspezifischen Auslastungsstunden hinterlegt sein. Diese Arbeitsschritte schließen sich an die Genehmigung des Szenariorahmens an (vgl. hierzu die Darstellung des Gesamtprozesses in II.B.).

Dennoch können an Hand von Standardvollbelastungsstunden in einem pauschalen Verfahren die Erzeugungsmengen grob abgeschätzt werden. Diese können ins Verhältnis zu dem im Szenariorahmen genehmigten Nettostrombedarf gesetzt werden. Die eigentlich anzuwendende Bezugsgröße Bruttostromverbrauch ergibt sich allerdings wiederum erst aus der Marktmodellierung. Gemäß dem Schreiben der Übertragungsnetzbetreiber vom 17.10.2011 kann der Bruttostrombedarf näherungsweise durch einen Aufschlag von 10 % auf den Nettostrombedarf abgeschätzt werden.

Die Vollbelastungsstunden der Erneuerbaren Energien gemäß der folgenden Tabelle ergeben sich aus dem Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen der Bundesrepublik Deutschland.⁹

Aus der überschlägig errechneten erzeugten Strommenge aus Erneuerbaren Energien und dem aus dem Nettostrombedarf abgeschätzten Bruttostrombedarf ergeben sich für 2022 Anteilswerte von 40 % in Szenario A, 45 % in Szenario B und 53 % in Szenario C. Der Zielwert von 35 % in 2020 wird somit mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht werden. Auch eine Quote von 50 % wird in 2030 auf Basis der Abschätzung sicher erreicht werden können, hier ergibt die Abschätzung für 2032 bereits einen Anteil von 63 %.

⁹ Bundesregierung (2010).

Tabelle 3: Abschätzung zur erzeugten Strommenge aus Erneuerbaren Energien

Abschätzung zur erzeugten Strommenge aus erneuerbaren Energien in TWh								
Technologie - ÜNB	Szenario A 2022		Szenario B - 2022		Szenario B - 2032		Szenario C 2022	
	Vollauslastungsstunden	erzeugte Strommenge	Vollauslastungsstunden	erzeugte Strommenge	Vollauslastungsstunden	erzeugte Strommenge	Vollauslastungsstunden	erzeugte Strommenge
Wasserkraft	4641,0	20,9	4641,0	21,8	4641,0	22,7	4641,0	20,0
Wind (onshore)	2100,0	92,2	2100,0	99,8	2100,0	135,5	2100,0	148,5
Wind (offshore)	3250,0	31,5	3250,0	42,3	3250,0	91,0	3250,0	54,3
Photovoltaik	800,0	38,4	800,0	43,2	800,0	52,0	800,0	38,9
Biomasse	5604,0	42,6	5604,0	47,1	5604,0	52,7	5604,0	37,5
andere reg. Erzeugung	5577,0	10,6	5577,0	12,3	5577,0	16,2	5577,0	11,2
Summe EE-Erzeugung		236,2		266,4		370,0		310,3
Energiebedarf netto [TWh]		535,4		535,4		535,4		535,4
Anteil der EE-Erzeugung am Netto-Strombedarf		44%		50%		69%		58%
Bruttostromverbrauch abgeschätzt [Aufschlag von 10% auf Nettostrombedarf] [TWh]		588,9		588,9		588,9		588,9
Anteil der EE-Erzeugung am Brutto-Stromverbrauch		40%		45%		63%		53%

Quelle: Bundesnetzagentur

Das Ziel bezüglich des Anteils Erneuerbarer Stromerzeugung an der Bruttostromerzeugung wird somit unter den gegebenen Annahmen erreicht. Bei Annahme eines sinkenden Stromverbrauchs steigen die Anteile jeweils deutlich an.

4.4 Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

Gemäß dem KWK-Gesetz und den Inhalten der Meseberger Beschlüsse soll eine Verdopplung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf etwa 25 % erfolgen.¹⁰ Das KWK-Gesetz wird derzeit reformiert; dabei wird die Bundesregierung auch die Umsetzung des 25 % - Ziels in Angriff nehmen. Es sind keine Gründe ersichtlich, warum die Annahmen des Szenariorahmens der Erreichung des KWK-Ziels entgegenstehen sollten. Detailliertere Bezifferungen einer voraussichtlichen KWK-Quote sind erst nach Abschluss des Gesetzgebungsprozesses und der Durchführung einer Marktanalyse möglich, die sich jedoch erst an die Genehmigung des Szenariorahmens anschließt. Für die Marktmodellierung sind dabei umfassende Angaben über die dem KWK-Betrieb jeweils zugeordneten Kraftwerksleistungsscheiben zu ermitteln. Eine abschließende Ermittlung der kraftwerksscharfen Abgrenzung der wärme- und stromgeführten Anteile an der Gesamtleistung konnte bis zum Zeitpunkt der Erstellung der Genehmigung nicht erbracht werden.

Nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber vom 17.10.2011 liegen von Kraftwerksbetreibern jeweils nur Angaben über die grundsätzliche Teilnahme eines Kraftwerksblocks an der KWK-Förderung nach dem KWK-G vor. In der Konsequenz könne jeweils auch nur pauschal die ge-

¹⁰ Vgl. § 1 KWK-G; Meseberger Beschlüsse vom 23.08.2007, S.9.

samte Kraftwerksleistung dem Sektor KWK zugeordnet werden, obgleich nur jeweils ein kraftwerksblockscharfer Anteil an der Gesamtleistung stromgeführt ist.

Daher verpflichtet die Nebenbestimmung 3 die Übertragungsnetzbetreiber, im Rahmen der Regionalisierung oder der Netzmodellierung Angaben zum errechneten oder geschätzten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der jeweiligen Erzeugungsart zu veröffentlichen. Dabei ist zwischen Kraftwerken über und unter 20 MW Erzeugungskapazität zu differenzieren. Zusätzlich ist der Anteil des in KWK-Anlagen erzeugten Stroms an der gesamten Stromerzeugung im Sinne der Zieldefinition des KWK-G auszuweisen.

Es ergeben sich keine Hinweise, dass die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen einer Zielerreichung entgegen stehen.

4.5 Minderung des Stromverbrauchs

Das Ziel der Bundesregierung bezüglich der Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber 2008“ gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung wird in der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt.¹¹

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen die Auswirkung einer mit den Zielen der Bundesregierung konformen Verbrauchsentwicklung in Verbindung mit einer entsprechenden Reduktion der Last auf den Netzausbaubedarf zu bestimmen (Vgl. Nebenbestimmung 3). In der Genehmigung der Bundesnetzagentur ist bezüglich des Verbrauchs zunächst ein gleichbleibender Strombedarf in allen Szenarien in 2022 und 2032 auf das Niveau von 2010 festgeschrieben (vgl. II.B.6.1).

4.6 Ausstieg aus der Kernkraft

Gemäß § 7 des Atomgesetzes verlieren die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 mit Ablauf des 31. Dezember 2022 als letzte Kernkraftwerke in Deutschland ihre Berechtigung zum Leistungsbetrieb. Mit dem 01.01.2023 ist daher eine Erzeugungsleistung von 0 GW für Kernkraftwerke anzunehmen.

Für das Jahr 2022 ist in allen Szenarien des Szenariorahmens eine installierte Erzeugungskapazität von 0 GW aus Kernkraftwerken angenommen. Damit ist der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß den Vorgaben des AtG berücksichtigt.

5. Erzeugung, Versorgung, Verbrauch

Die genehmigten Szenarien enthalten die in § 12a EnWG geforderten angemessenen Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom.

5.1 Erzeugung

Die Erzeugung von Strom ist in den Szenarien als installierte Erzeugungsleistung der Kraftwerke in GW Nettoengpassleistung enthalten. Bei der Erzeugung handelt es sich dabei nicht um die erzeugten Strommengen, sondern um Kapazitäten zur Stromerzeugung.

Die in Tabelle 1 beschriebenen Szenarien enthalten die nach Energieträgern differenzierten Angaben zur installierten Erzeugungsleistung der Kraftwerke als Nettoengpassleistung.

Eine Aussage zur erzeugten elektrischen Energie je Energieträger wird erst im Rahmen der Marktmodellierung generiert werden können (vgl. hierzu die Darstellung des Gesamtprozesses in II.B.). Insofern kann der Forderung verschiedener Konsultationsteilnehmer diesbezüglich nicht nachgekommen werden. Aussagen zur Auslastung der fossilen Energieträger können ebenfalls erst im Rahmen der Marktmodellierung getroffen werden. Für den konventionellen Teil des Kraftwerksparks ist eine Abschätzung mit Standardvollbelastungstunden nicht möglich.

5.2 Versorgung

Der Begriff „Versorgung“ erfasst das zusammenhängende Wechselspiel von Stromerzeugern, Stromhändlern, Netzbetreibern und Verbrauchern. Diese Definition lässt sich auch aus § 3 Nr. 36 EnWG ableiten, gemäß der Versorgung „die Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes“ ist.

Der Begriff der „Versorgung“ wird im Szenariorahmen in den jeweiligen Szenarien durch die zeitgleiche netzebenenübergreifende Jahreshöchstlast in GW charakterisiert. Die Jahreshöchstlast kennzeichnet dabei als zeitpunktbezogene Größe den maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretenden Transportbedarf im Stromnetz. Sie zeigt damit auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungssystem in dem oben beschriebenen Verhältnis aus Erzeugern, Transporteuren und Verbrauchern genügen muss.

Die Jahreshöchstlast als singuläre Größe führt dabei zu einer vereinfachenden, aber im Rahmen des Szenariorahmens beschreibbaren Charakteristik. Für die an den Szenariorahmen anknüpfenden Netzberechnungen ist der singuläre Wert der Jahreshöchstlast um eine ganzjährige Lastgangkurve zu ergänzen.

Die einzelnen für den Transport von Strom erforderlichen Betriebsmittel, also das zu erwartenden Bestandsnetz in seinen einzelnen Komponenten, können kein geeigneter Maßstab für den Parameter Versorgung sein, da sich der Bedarf an Betriebsmitteln endogen aus der Netzberechnung und dem ermittelten Entwicklungsbedarf ergeben wird.

¹¹ BMU/BMWi (2010).

Zur Festlegung der Jahreshöchstlast findet sich eine detaillierte Darstellung des Abwägungsprozesses unter II.D.6.2. Die in Tabelle 1 beschriebenen Szenarien enthalten die Angaben zur Jahreshöchstlast für die einzelnen Szenarien.

5.3 Verbrauch

Der Verbrauch von Strom ist als Nettostrombedarf im Szenariorahmen enthalten. Der Nettostrombedarf ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung, reduziert um den Nettoexport, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste.

Es handelt sich somit um die Ausspeisung von Strom an Letztverbraucher. Angaben zum Bruttostromverbrauch beziehungsweise zur Bruttostromerzeugung sind Resultat der Marktmodellierung und können nicht bereits im Szenariorahmen angegeben werden (vgl. hierzu die Einbindung in den Gesamtprozess in II.B.).

Die in Tabelle 1 beschriebenen Szenarien enthalten die Annahmen zum Nettostromverbrauch.

6. Einpassung in den europäischen Rahmen

Nach §12a Abs. 1 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Länder sowie geplante Investitionsvorhaben der europäischen Infrastruktur zu Grunde legen. Die Austauschbeziehungen mit dem Ausland sind das Ergebnis einer Marktsimulation, bei denen Übertragungskapazitäten zwischen den Elektrizitätsmärkten in Europa berücksichtigt werden müssen. Eine exakte Angabe der Austauschleistungen mit dem Ausland kann nicht Gegenstand der Genehmigung sein. Die Übertragungskapazitäten Deutschlands zu den Nachbarländern können nicht im Rahmen des (nationalen) Netzentwicklungsplans bestimmt werden, sondern sind das Ergebnis einer europäischen Netzplanung. Die Investitionsvorhaben der europäischen Infrastruktur werden durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des gemeinschaftsweiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplanes (10 Years Network Development Plan - TYNDP) identifiziert.¹² Der TYNDP wird vom europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity- ENTSO-E) nach europäischem Recht ermittelt. Maßgeblich sind die Vorgaben nach Verordnung Nr. 714/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates. Hiernach muss ENTSO-E alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan (einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromversorgung) verabschieden und veröffentlichen. Der TYNDP muss u. a. auf den nationalen Investitionsplänen beruhen sowie die Entwicklung von Szenarien und eine Modellierung des integrierten Netzes beinhalten. Am 28.06.2010 wurde von ENTSO-E ein Pilotplan veröffentlicht (ENTSO-E 2010). Der erste verordnungskonforme Netzentwicklungsplan ist für März 2012 angekündigt. Die deutschen

¹² ENTSO-E (2010).

Übertragungsnetzbetreiber werden bei der Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans die im TYNDP (2012) ermittelten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern zu Grunde legen. Die Übertragungskapazitäten zwischen den übrigen Elektrizitätsmärkten bauen auf dem heutigen Stand und dem ENTSO-E Pilotplan (2010) auf. Im Rahmen der Marktsimulation werden auch Annahmen zu europäischen Verbrauchsdaten, konventionellen Kraftwerkskapazitäten und Erneuerbaren Energien getroffen werden müssen. Hierzu wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf den von ENTSO-E im Jahr 2011 veröffentlichten „Scenario Outlook and System Adequacy Forecast“ (SO&AF) zurückgegriffen.¹³

Der konkrete Leistungsaustausch im TYNDP wird sich voraussichtlich vom Leistungsaustausch im nationalen Netzentwicklungsplan unterscheiden. Der unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse genehmigte nationale Szenariorahmen unterscheidet sich von dem im gemeinschaftsweiten TYNDP für Deutschland angenommenen Entwicklungspfad, der im von ENTSO-E im SO&AF dargelegt ist. Unter anderem legt der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen anders als der SO&AF einen Ausstieg aus der Kernenergie zu Grunde. Dies wird bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans § 12c EnWG zu berücksichtigen sein. Bei der anzustrebenden Kongruenz zwischen dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und dem nationalen Netzentwicklungsplan handelt es sich um einen iterativen Prozess. Die Ergebnisse des nationalen Netzentwicklungsplans sollten in die kommenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungspläne einfließen. Hinsichtlich des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens ist der Stromaustausch mit anderen Ländern sowie geplante europäische Investitionsvorhaben nach dem zuvor beschriebenen Verfahren angemessen berücksichtigt.

¹³ ENTSO-E (2011).

D. Begründung der Szenarien im Einzelnen

1. Referenz 2010

Die Referenzwerte für 2010 sind nicht Bestandteil der Genehmigung. Sie werden vielmehr zur Begründung der Szenarien herangezogen. Der Bestand in 2010 wird als Ausgangsbasis für die Bestimmung der installierten Leistung von konventionellen Energien und als Plausibilisierungsmaßstab für die installierte Leistung von Erneuerbaren Energien in 2022 und 2032 herangezogen. Die Nennung der Referenzwerte für 2010 im Tenor der Genehmigung dient insofern nur der leichteren Verständlichkeit der angenommenen Entwicklungspfade.

Für 2010 liegen belastbare Daten für alle Energieträger vor, die im Folgenden dargelegt werden.

1.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien erfasst:

- Wind onshore
- Wind offshore
- Photovoltaik
- Biomasse
- Wasserkraft
- Andere regenerative Erzeugung

Für Wind onshore ist ein Referenzwert 2010 in Höhe von 27,1 GW anzunehmen. Dies ergibt sich zum einen aus der Abschätzung des Bestandes auf Basis der Anlagenstammdaten (Stand 01.09.2011)¹⁴ und der zu erwartenden Nachmeldungen. Die Bestandsdaten 2010 für Windenergieanlagen lagen den Übertragungsnetzbetreibern zum Zeitpunkt der Erstellung und der Genehmigung des Szenariorahmens noch unvollständig vor. Zum anderen kann auf den vom Deutschen Windenergie Institut (DEWI)¹⁵ am 26.01.2011 veröffentlichten Gesamtwert Windenergie in Höhe von 27.214 MW zurückgegriffen werden, abzüglich der Wind offshore Leistung (korrigiert auf 0,1 MW, siehe unten).

Zum 31.12.2010 waren in Deutschland Wind offshore Anlagen in Höhe von 80 MW installiert. Der Wert der Übertragungsnetzbetreiber (0,2 GW) lag auf Grund eines Zuordnungsfehlers um 0,1 GW zu hoch und wurde auf 0,1 GW reduziert.

¹⁴ 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetz AG; TenneT TSO GmbH (2011).

¹⁵ DEWI (2011).

Der Bestand an Photovoltaikanlagen zum Ende 2009 lag bei 10.566 MW.¹⁶ Der Zubau in 2010 betrug nach Angaben der Bundesnetzagentur 7.400 MW.¹⁷ Damit ergibt sich ein neuer Wert für die zum 31.12.2010 installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Höhe von 18,0 GW.

Unter Biomasse werden im Szenariorahmen die Erzeugungsanlagen zusammengefasst, die als Energieträger feste oder flüssige Biomasse, Deponiegas und Klärgas verwenden. Bei Anlagen mit fester oder flüssiger Biomasse wurde ein üblicher Zubau von ca. 400 MW angenommen, bei den Deponie- und Klärgasanlagen mit einem leichten Rückgang von -20 MW gerechnet. Basierend auf den Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich für den Energieträger Biomasse ein Referenzwert 2010 in Höhe von 5,0 GW.¹⁸

Der Energieträger „Wasserkraft“ umfasst Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen sowie Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Im ursprünglichen Szenariorahmen war als Energieträgerrubrik allein „Laufwasser“ ausgewiesen. Bei den Werten in den Szenarien handelte es sich aber um das gesamte Spektrum von Wasserkraftanlagen. Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss sind als eigene Rubrik unter den konventionellen Kraftwerken einsortiert. Der Referenzwert 2010 für Erneuerbare Wasserkraftanlagen liegt bei 4,4 GW.¹⁹ Dieser Wert wurde von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Rahmen der Überarbeitung der Leistungszeitreihe Wasserkraft in Deutschland erst kürzlich aktualisiert und fließt in die für Ende Dezember anstehende Aktualisierung der Broschüre „Erneuerbare Energien“ in Zahlen ein.

Unter „andere regenerative Erzeuger“ werden im Szenariorahmen Geothermieanlagen und Anlagen, die den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen und aus Haushalten und Industrie als Energieträger verwenden, zusammengefasst. Grubengasanlagen (EEG-Anlagen aber keine Erneuerbare Energie) sind mit 0,3 GW installierter Leistung Ende 2010 dagegen in die Rubrik „Sonstige“ bei den konventionellen Energieträgern geflossen. Als Referenzwert 2010 für andere regenerative Erzeuger wird 1,7 GW angesetzt.²⁰

¹⁶ 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetz AG; TenneT TSO GmbH (2011).

¹⁷ Bundesnetzagentur (2011a).

¹⁸ 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetz AG; TenneT TSO GmbH (2011).

¹⁹ BMU (2011).

²⁰ BMU (2011).

1.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Tabelle 4: Konventionelle Kapazitäten in Referenzjahr 2010

[in GW]	Entwurf Szenario- rahmen ÜNBs (18.07.2011)	Genehmigung (Stand: 7.12.2011)
Braunkohle	21,2	20,1
Steinkohle	29,5	25,0
Erdgas	22,1	24,0
Öl	3,3	3,0
Pumpspeicher	6,7	6,3
Sonstige	3,0	3,0

Quelle: Bundesnetzagentur

Im Bestand 2010²¹ für Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Pumpspeichern wurden Korrekturen entsprechend der veröffentlichten konsolidierten Kraftwerksliste vorgenommen. Unterschiede resultieren aus veränderten Leistungswerten, einer veränderten Ausweisung des Energieträgers, oder neu aufgenommenen oder weggefallenen Kraftwerken. Bei Pumpspeicherkraftwerken werden nur Kraftwerke in Deutschland herangezogen.

Unter der Rubrik „Sonstige“ verbergen sich Energieträger, die nicht (eindeutig) den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl zugeordnet werden konnten. Es kann sich hierbei auch um eine Kombination dieser Energieträger handeln. Energieträger können aber auch z.B. Abfall, Gichtgas, Kuppelprodukte aus der Stahlerzeugung, etc. sein. Aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur konnte für einige dieser Kraftwerke zum Zwecke der Erstellung eines Szenariorahmens eine weitere Differenzierung der Leistungsangaben nach Energieträgern vorgenommen werden und so den Energieträgern Kohle oder Gas zugewiesen werden. Nach dieser Anpassung beträgt der Wert der sonstigen Energieträger 3,7 GW. Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen Wert von 3,0 GW konsultiert. Dieser Wert ist aber auch nicht unplausibel. In den Kraftwerken mit mehreren Energieträgern sind auch Kraftwerke mit einem biogenen Anteil enthalten, die systematisch der Position Erneuerbare Energien zuzuordnen wären. Aus diesem Grund wird die installierte Kapazität an sonstigen Kraftwerke mit 3,0 GW angesetzt.

²¹ Auf eine explizite Ausweisung von Kraftwerken, die 2011 in Betrieb gegangen sind, also formal korrekt weder zum Bestand 2010 noch zu Kraftwerken in Bau in 2011 zugeordnet werden können, wurde verzichtet. Kraftwerke, die – soweit bekannt – 2011 in Betrieb gegangen sind, werden im Bestand 2010 ausgewiesen. Auf die angenommene installierte Kapazität in den jeweiligen Szenarien hat dies keine Auswirkungen.

2. Szenario A

2.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien bewegt sich im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber in Szenario A im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand. Die Wahrscheinlichkeit dieser Entwicklung wurde in einigen Stellungnahmen angezweifelt. Zwar wurden mit der aktualisierten Studie „Energieszenarien 2011“²² neue Rahmenbedingungen aufgegriffen, der Entwicklungspfad für den Energieträger Wind onshore ist aber weiterhin sehr niedrig angesetzt.

Bei Wind onshore betrug die installierte Kapazität im Jahr 2010 bereits 27,1 GW. Die im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber in Szenario A angeführte installierte Leistung von 33,6 GW Wind onshore für das Jahr 2022 scheint vor diesem Hintergrund unrealistisch niedrig und würde eine jährliche Zubaurate von nur 0,5 GW/Jahr implizieren. Im Durchschnitt der letzten 5 Jahre betrug die zugebaute Leistung etwa 1,8 GW/Jahr.²³ Die Zuwachsrate im Jahr 2010 betrug 1,4 GW. Für das Szenario A wird diese im Vergleich der letzten Jahre eher moderate Zuwachsrate angenommen und führt zu einer installierten Leistung in Höhe von 43,9 GW in 2022. Dieser Wert soll nicht als Festlegung einer Ausbau-Untergrenze verstanden werden. Entscheidend werden dafür zum Einen die zukünftige Entwicklung der Fördersätze sein, zum Anderen aber auch die regionalen Potentiale der Nutzung von Windenergie.

Im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber ist für Wind offshore ein Wert von 11,3 GW angegeben. Die aktualisierte Studie von Prognos/EWI/GWS zu den Energieszenarien der Bundesregierung aus 2011²⁴ gibt als Entwicklungspfad für Wind offshore einen Wert in Höhe von 9,4 GW für das Jahr 2020 und 12,0 GW für das Jahr 2025 an. Um aus diesen Randwerten einen vorsichtigen Wert für 2022 für das Szenario A abzuleiten, hat die Bundesnetzagentur zur Konkretisierung der Kapazitäten die Genehmigungen der offshore-Windenergieparks (OWP) durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)²⁵ zum Zeitpunkt der Genehmigung herangezogen. Aus diesen ergibt sich ein Wert von 9,7 GW. Eine BSH-Genehmigung ist auch im Positionspapier der Bundesnetzagentur zur Konkretisierung der Netzanbindungsverpflichtung nach § 17 Abs. 2a EnWG²⁶ das erste von vier Kriterien, die ein OWP erfüllen muss, um die Netzanbindungsverpflichtung durch den Übertragungsnetzbetreiber zu konkretisieren. Der Bundesnetzagentur liegen schon jetzt Investitionsbudgetanträge nach §23 ARegV für Netzanlüsse von OWPs, die dieses Kriterium erfüllen, ebenfalls in Höhe von 9,7 GW vor. Diese eher zurückhaltende Erwartung bezüglich des Zubaus von OWP wird als

²² Prognos/EWI/GWS (2011).

²³ Bundesnetzagentur (2009a).

²⁴ Prognos/EWI/GWS (2011).

²⁵ BSH (2011).

Entwicklungspfad für das Szenario A herangezogen und führt zu einem offshore-Wert von 9,7 GW.

Für Photovoltaik sieht der Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber einen Wert von 34,1 GW vor. Das EEG sieht bei der Degression der Fördersätze von Photovoltaikanlagen einen „atmenden Deckel“ vor. Nach § 20a EEG verringert sich die Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen wenn der Zubau 3,5 GW überschreitet und er erhöht sich, wenn er 2,5 GW unterschreitet. Der untere Wert wurde als neuer Ansatz für einen wahrscheinlichen Mindestzuwachs herangezogen und führt, ausgehend von einer installierten Kapazität Ende 2010 in Höhe von 18 GW, zu einem Wert in Höhe von 48 GW für das Jahr 2022. Der Wert für Photovoltaik liegt in Szenario A somit jetzt wesentlich höher als noch im Entwurf des Szenariorahmens. Eine in den Stellungnahmen geforderten Orientierung an der PV-Roadmap 2020,²⁷ beziehungsweise dem nationalen Aktionsplan²⁸ die von einem jährlichen Zubau von mindestens 3,5 GW PV-Leistung ausgehen, wäre aufgrund des Ansatzes eines mäßigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien nicht zielführend.

Ein im Szenario A angenommener kontinuierlicher Anstieg der installierten Leistung von Biomasseanlagen von 2,6 GW zwischen 2010 und 2011, entsprechend den Energieszenarien der Bundesregierung, führt zu einem Gesamtwert von 7,6 GW.

Beim Energieträger Wasserkraft geht die aktualisierte Studie zu den Energieszenarien der Bundesregierung von einem sehr geringen Zuwachs der installierten Leistung von knapp 0,1 GW²⁹ aus. Aufsetzend auf dem Basiswert von 4,4 GW ergibt sich für Szenario A ein Wert von 4,5 GW.

In den Energieszenarien der Bundesregierung werden unter den „anderen erneuerbaren Brennstoffen“, anders als im Szenariorahmen, auch Deponie- und Klärgasanlagen zusammengefasst. Da deren Bestand (2010 ca. 340 MW), ausgehend von der aktuellen Tendenz, zukünftig eher unverändert oder sogar leicht rückgängig ist, kann die angenommene Steigerung der anderen Erneuerbaren Brennstoffen in den Energieszenarien in Höhe von 0,2 GW trotz unterschiedlicher Definition übernommen werden. Als Szenario A-Wert ergibt sich für den Energieträger „andere reg. Erzeugung“ damit 1,9 GW.

²⁶ Bundesnetzagentur (2009b).

²⁷ Prognos/Berger (2010).

²⁸ Bundesregierung (2010).

²⁹ Prognos/EWI/GWS (2011).

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Kapazität Wasserkraft von 5,6 auf 4,5 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Wind onshore von 33,4 auf 43,9 GW
- Senkung der installierten Kapazität Wind offshore von 11,3 auf 9,7 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Photovoltaik von 34,1 GW auf 48 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Biomasse von 7,4 GW auf 7,6 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität andere reg. Erzeugung von 1,7 GW auf 1,9 GW

2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Szenario A mit dem geringsten Zubau an Erneuerbaren Energien ist im konventionellen Bereich durch einen moderaten Zubau an Braun- und Steinkohlekapazitäten gekennzeichnet, während keine Gaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden. Für Steinkohle werden dabei alle Kraftwerksplanungen berücksichtigt, für die eine Netzanschlusszusage vorliegt. Dies umfasst insgesamt Kapazitäten in einer Größenordnung von 5,5 GW. Unter Berücksichtigung des Bestandes in 2010, angenommene Stilllegungen und der Zubauten in 2011 weisen Braunkohlekraftwerke in 2022 eine Kapazität von 21,2 GW aus. Bei Braunkohle werden die Kraftwerke Niederaußem und Profen in Szenario A als in 2022 realisierte Kraftwerke unterstellt. Für das Kraftwerk Niederaußem mit insgesamt 2,1 GW wurde eine engineering-Studie erstellt. Hier hat RWE am 7. Oktober 2011 bei der Bezirksregierung Köln einen Antrag auf Änderung des Regionalplans gestellt. Das Kraftwerk Profen mit rund 600 MW ist im KraftNAV-Register mit Netzanschlusszusage erfasst. Insgesamt beträgt die Kapazität Braunkohle in Szenario A damit 21,2 GW. In Szenario A werden keine weiteren Erdgaskraftwerke in Planung realisiert. Allerdings sterben Gaskraftwerke annahmegemäß anders als Braun- und Steinkohlekraftwerke auch nicht, sondern werden annahmegemäß mit gleicher Leistung ersetzt. Somit sinken die Gaskapazitäten bis 2022 nicht, sondern erreichen inklusive der Zubauten in 2011 einen Wert von 25,1 GW.

Speicher erreichen unter Berücksichtigung der aktuellen Planungen in Höhe von 2,7 GW eine Kapazität von insgesamt 9 GW.

Die Kapazitäten für ölbefeuerte Kraftwerke belaufen sich in Szenario mit Stilllegungen in Höhe von 0,1 GW auf 2,9 GW.

Bei den sonstigen Kraftwerken ist ein Wert von 2,2 GW anzusetzen.

Tabelle 4: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Speicher
	In Bestand 2010	20,1	25,0	24,0	3,0	6,3
-	Rechnerische Außerbetriebnahme bis 2022	4,4	7,1	0,0	0,1	0,0
+	In Bau 2011	2,7	7,3	1,2	0,0	0,0
+	In Planung	2,7	5,5	0,0	0,0	2,7
=	In Bestand 2022	21,2	30,6	25,1	2,9	9,0

Quelle: Bundesnetzagentur

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

- Erhöhung der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken von 20,4 GW auf 21,3 GW
- Senkung der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken von 33,4 GW auf 30,6 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerke von 23,3 GW auf 25,1 GW
- Erhöhung installierten Leistung von Ölkraftwerke von 2,1 auf 2,9 GW
- Senkung der installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken von 9,1 auf 9 GW

3. Szenario B 2022

3.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Szenario B weist im Vergleich zu Szenario A schon im Entwurf des Szenariorahmens einen höheren Ausbaupfad bei Erneuerbaren Energien aus. Die Annahmen für die Entwicklung der Erneuerbaren Energieträger bis 2022 basieren, ausgenommen der Energieträger Wind onshore, in diesem Szenario auf der für das Bundesumweltministerium erstellten „Leitstudie 2010“.³⁰

Für Wind onshore wird eine Zubaurate von 1,7 GW/Jahr angenommen. Eine Zubaurate in dieser Größenordnung war in den letzten Jahren mehrfach zu beobachten und kann für diesen Energieträger als wahrscheinlicher mittlerer Ausbaupfad angenommen werden. Ausgehend vom Referenzwert 2010 erhält man im Szenario B eine installierte Nettoleistung bei Wind onshore in Höhe von 47,5 GW für das Jahr 2022. In diesem Punkt wurde der Werte aus dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber auf den rechnerisch sich ergebenden Wert korrigiert. Das Szenario B weicht an dieser Stelle von der „Leitstudie 2010“ des BMU bezüglich der dort ausgewiesenen Wachstumspfade ab. Der durchschnittliche jährliche Zubau Wind onshore war dort mit 0,8 GW (bis 2020) angegeben. Diese Ausbauziele sind hinsichtlich der geänderten politischen Rahmenbedingungen nicht plausibel.

³⁰ DLR/IWES/IFNE (2010).

Die Angabe der ÜNB zu den Kapazitäten für Wind offshore in Szenario B von 13,0 GW in 2022 ist als interpolierter Wert der „Leitstudie 2010“ entnommen. Die Erreichung erscheint auf Basis der beim BSH beantragten OWP-Projekte grundsätzlich als realisierbar.

Der im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber auf der „Leitstudie 2010“ des BMU basierende Wert für Photovoltaik in Höhe von 54 GW für das Jahr 2022 entspricht einer jährlichen Zuwachsrate von 3 GW/Jahr. Dies ist, gemessen an dem im EEG ausgewiesenen Förderkorridor von 2,5 bis 3,5 GW/Jahr, ein mittlerer Zubaupfad und deckt sich mit den aktuellen Förderzielen beziehungsweise Ausbauerwartungen der Bundesregierung. Mögliche zukünftige Anpassungen der PV-Förderziele können an dieser Stelle ebenso wenig berücksichtigt werden wie mögliche Marktentwicklungen. Die PV-Roadmap von Prognos/Berger³¹ geht von einer möglichen installierten PV-Leistung für das Jahr 2022 zwischen 58 und 76 GW aus, was einem jährlichen Zubau von mindestens 3,5 GW entspricht. In der Studie wird allerdings auch von dem Erreichen eines Bündels weiterer Ziele hinsichtlich des Einsatzes von Photovoltaik ausgegangen (Senkung der Systempreise, verstärkte Investition in Forschung und Entwicklung, Einsatz dezentraler Speicher) und damit von deutlich veränderten Rahmenbedingungen.

Beim Energieträger Biomasse muss beim Verweis auf die „Leitstudie 2010“ des BMU berücksichtigt werden, dass biogener Abfall zwar einzeln ausgewiesen wird, in der Summenbetrachtung aber dem Energieträger Biomasse zugeordnet wird. Um diesen Wert bereinigt, ergibt sich für die Entwicklung bis 2022 ein Wert von plus 3,4 GW. Damit wird eine installierte Nettoleistung für das Jahr 2022 in Höhe von 8,4 GW angenommen. Der Ausbaupfad entspricht in etwa dem, der auch im Nationalen Aktionsplan der Bundesregierung ausgewiesen ist (Zubau bis 2020 ca. 2,5 GW, interpoliert für 2022 ca. 3,0 GW).³² Letzterer stützt sich insbesondere auf die Ausweitung der Biogasnutzung (60 Prozent mehr installierte Leistung bei Biogasanlagen bis 2020, ausgehend von 2010).

An dem angenommenen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Szenario B sind Wasserkraftanlagen nur im geringen Maße beteiligt. Bei Lauf- und Speicherwasseranlagen sind die Potenziale in Deutschland größtenteils genutzt. Eine Kapazitätssteigerung wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht und nur vereinzelt durch wirkliche Neubauten. Der in der „Leitstudie 2010“ des BMU angenommene Zuwachs von 0,3 GW bis 2022 führt ausgehend vom Referenzwert 2010 zu Leistungswerten in Höhe von 4,7 GW beziehungsweise 4,9 GW.

Zusammen mit der Nutzung von biogenem Abfall zur Stromerzeugung ist von einer installierten Nettoleistung anderer regenerativer Erzeugung basierend auf der „Leitstudie 2010“ in Höhe von 2,2 GW (2022) auszugehen.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2022 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung von Wind onshore von 44 auf 47,5 GW in 2022
- Senkung der installierten Leistung von Biomasse von 9,1 auf 8,4 GW in 2022
- Erhöhung der installierten Leistung anderer reg. Erzeugung von 1,8 auf 2,2 GW in 2022

3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

In Szenario B mit einem im Vergleich zu Szenario A erhöhtem Ausbau an Erneuerbaren Energie ist durch einen Zubau an flexiblen Gaskraftwerken gekennzeichnet während Braun- und Steinkohleplanungen anders als in Szenario A nicht umgesetzt werden. Damit werden annahmego-
mäÙ auch die geplanten Braunkohlekraftwerke Niederaußem und Profen nicht realisiert ebenso wenig wie geplante Steinkohlekraftwerke nach Szenario A in Höhe von 5,5 GW. Die Bundes-
netzagentur geht dabei im Gegensatz zum Entwurf des Szenariorahmes der Übertragungsnetz-
betreiber in Szenario B nicht davon aus, dass die geplanten Braunkohlekraftwerke aus Szenario
A in Szenario B realisiert werden. Dementsprechend beträgt die installierte Kapazität von
Braunkohle im Jahr 2022 18,6 GW und die von Steinkohle 25,1 GW. Bei Gaskraftwerken wird
hingegen mit einem Zubau gerechnet, Anders als im Entwurf des Szenariorahmens durch die
Übertragungsnetzbetreiber werden aber nicht sämtliche Kraftwerksplanungen für Gas berück-
sichtigt. Die Realisierung aller geplanten Gaskraftwerke schon bis zum Jahr 2022 wäre unrealis-
tisch. Es werden somit nur noch diejenigen Planungen einbezogen, die sich in einem fortge-
schrittenen Stadium befinden. Diese werden wie folgt definiert:

Berücksichtigung finden zunächst geplante Kraftwerke, die im Kraftwerks-Anschlussregister
nach § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zudem entweder eine positiv beschiedene Reser-
vierungsanfrage gemäß § 38 GasNZV vorliegt oder ein Kapazitätsausbauanspruch gemäß
§ 39 GasNVZ wirksam geltend gemacht worden ist. Einbezogen sind ferner solche Kraftwerks-
vorhaben, für die bei einem Übertragungsnetzbetreiber ein Anschlussbegehren gestellt worden
ist und für die vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV im September 2010 eine Kapazitäts-
anfrage des jeweiligen Kraftwerksbetreibers vom Fernleitungsnetzbetreiber positiv beschieden
worden ist. Eine weitere Gruppe setzt sich aus Anlagen zusammen, über deren Planungen ein
Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis hat, z.B. Anhand von Anschlussbegehren an das Strom-
netz, und für deren Zugang zu Gaskapazitäten interne Bestellungen eines nachgelagerten Netz-
betreibers bei einem Fernleitungsnetzbetreiber vorliegen. Schließlich sind auch solche Vorhaben
aufgenommen worden, deren „Existenz“ aufgrund entsprechender öffentlich-rechtlicher Pla-
nungsverfahren öffentlich bekannt sind. Keine Berücksichtigung haben indes Anlagen gefunden,
die im Kraftwerks-Anschlussregister gemäß § 9 KraftNAV aufgeführt sind, für die aber weder
eine positiv beschiedene Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV vorliegt, noch eine ver-

³¹ Prognos/Berger (2010).

³² Bundesregierung (2010).

gleichbare positive Erklärung über eine Kapazitätszuteilung vor dem Inkrafttreten von § 38 GasNZV oder ein Kapazitätsreservierungsanspruch wirksam geltend gemacht worden ist.

Tabelle 5: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2022

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Speicher
	In Bestand 2010	20,1	25,0	24,0	3,0	6,3
-	Rechnerische Außerbetriebnahme bis 2022	4,4	7,1	0,0	0,1	0,0
+	In Bau 2011	2,7	7,3	1,2	0,0	0,0
+	In Planung	0,0	0,0	6,2	0,0	2,7
=	In Bestand 2022	18,5	25,1	31,3	2,9	9,0

Quelle: Bundesnetzagentur

Die installierte Kapazität an Speicherkraftwerken (9,0 GW) wie von Ölkraftwerken (2,9 GW) und von sonstigen Kraftwerken (2,2 GW) unterscheidet sich nicht von derjenigen in Szenario A.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2022 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken von 20,4 GW auf 18,5 GW
- Senkung der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken von 26,2 GW auf 25,1 GW
- Senkung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerke von 37 GW auf 31,3 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Ölkraftwerke von 2,1 auf 2,9 GW
- Senkung der installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken von 9,1 auf 9 GW

4. Szenario B 2032

4.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern

Analog zu Szenario B 2022 bauen die Annahmen für die Entwicklung der Erneuerbaren Energieträger bis 2032 mit Ausnahme des Energieträgers Wind onshore auf der für das Bundesumweltministerium erstellten „Leitstudie 2010“ auf.³³

Für Wind onshore wird ebenfalls analog zu Szenario B 2022 und abweichend von der „Leitstudie 2010“ eine Zubaurate von 1,7 GW/Jahr unterstellt. Dann beträgt der rechnerisch korrekte Wert für die installierte Nettoleistung Wind onshore in Szenario B 2032 64,5 GW.

Der Wert von Wind offshore in Szenario B 2032 in Höhe von 28,0 GW in 2032 resultiert aus einer Interpolation auf Basis der „Leitstudie 2010“. Nimmt man die beim BSH beantragten OWP-Projekte als Maßstab, ist dies realistisch.

Der im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber auf der „Leitstudie 2010“ basierenden Werte für Photovoltaik in Höhe von 65 GW für das Jahr 2032 kann nicht als unplausibel identifiziert werden. Ein weiterer Zubau in Höhe von 11 GW nach 2022 ist zumindest nicht unrealistisch.

Beim Energieträger Biomasse ergibt sich aufbauend auf die „Leitstudie 2010“ bis 2032 ein Zuwachs von 4,4 GW. Auch hier gilt es analog zu Szenario B 2022 zu berücksichtigen, dass biogener Abfall einzeln ausgewiesen, in der Summe aber dem Energieträger Biomasse zugeordnet wird. Bis zum Jahr 2032 muss nach Szenario B von 9,4 GW Biomasse ausgegangen werden.

Der in der „Leitstudie 2010“ angenommene Zuwachs von 0,5 GW für Wasserkraft bis 2032 führt ausgehend vom Referenzwert 2010 zu einem Leistungswert in Höhe von 4,9 GW.

Durch die Betrachtung bis 2032 fällt im Szenario B erstmals auch die Entwicklung von Geothermieanlagen ins Gewicht. Die „Leitstudie 2010“ geht für 2032 von einer installierten Leistung von Geothermieanlagen von über 1 GW aus. Zusammen mit der Nutzung von biogenem Abfall zur Stromerzeugung wird eine installierte Nettoleistung in Höhe von 2,9 GW in 2032 unterstellt.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2032 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung von Wind onshore von 61 auf 64,5 GW in 2032
- Senkung der installierten Leistung von Biomasse von 10,0 auf 9,4 GW in 2032
- Erhöhung der installierten Leistung anderer reg. Erzeugung von 2,8 auf 2,9 GW in 2032

4.2 Annahmen zur Erzeugung aus konventionellen Energieträgern

Im Szenario B 2032 wird von einer weiteren Stilllegungen von Braun- und Steinkohle sowie Ölkraftwerken ausgegangen und angenommen, dass über die sich bereits im Bau befindlichen Kraftwerke in 2011 keine weiteren Zubauten erfolgen werden. Dementsprechend sinkt die installierte Kapazität von Braunkohlekraftwerken auf 13,8 GW, die von Steinkohle auf 21,2 GW und von Öl auf 0,5 GW. Zusätzliche Speicherkapazitäten bis 2032 sind zwar wahrscheinlich, lassen sich aber nicht seriös beziffern. Insbesondere Ort und Technologie von in weiter Zukunft verfügbaren Speichern sind ungewiss, gleichzeitig aber maßgeblich für die Netzausbauplanung. Die Bundesnetzagentur kann sich hierüber kein Wissen anmaßen und verzichtet auf weitere Vorgaben. Die installierte Leistung von sonstigen Kraftwerken sinkt auf 1,6 GW.

Mit einem weiteren Zubau von Gaskraftwerken wird jedoch gerechnet. Über die Planungen in B 2022 (6,2 GW) hinaus soll angenommen werden, dass zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 8,8 GW realisiert werden, In der Summe entstehen somit bis 2022 zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 15,0 GW. Es werden somit sämtliche Projekte erfasst, für die ein Anschlussbegehren oder eine Anschlusszusagen nach KraftNAV besteht.

³³ DLR/IWES/IFNE (2010).

Tabelle 6: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2032

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Speicher
	In Bestand 2010	20,1	25,0	24,0	3,0	6,3
-	Rechnerische Außerbetriebnahme bis 2032	9,1	11,1	0,0	2,4	0,0
+	In Bau 2011	2,7	7,3	1,2	0,0	0,0
+	In Planung	0,0	0,0	15,0	0,0	2,7
=	In Bestand 2032	13,8	21,2	40,1	0,5	9,0

Quelle: Bundesnetzagentur

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B 2032 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Senkung der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken von 15,8 GW auf 13,8GW
- Senkung der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken von 21,9 GW auf 21,2 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerke von 37 GW auf 40,1 GW
- Senkung der installierten Leistung von Ölkraftwerken von 0,6 auf 0,5 GW
- Senkung der installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken von 9,1 auf 9 GW

5. Szenario C

5.1 Annahmen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern

In einigen Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass die Erneuerbarenzahlen für Wind im Szenario C unrealistisch hoch sind. Die Erneuerbarenziele der Bundesländer scheinen tatsächlich sehr ambitioniert zu sein. Allein für Wind onshore wurde eine Zuwachsrate von über 4 GW/Jahr unterstellt. Diese wurde in der Vergangenheit nie beobachtet. Auch das hohe Ausbauziel für Wind offshore im Szenario C wird im Rahmen der Konsultation in Frage gestellt, da eine schnellere Realisierung beantragter Projekte vor dem Hintergrund der heutigen Rahmenbedingungen, als unwahrscheinlich angenommen werden muss.

Es ist kurzfristig nicht möglich die Angaben der Bundesländer durch detailliertere Angaben hinterlegen zu lassen. Die Bundesnetzagentur hat sich entschieden, dennoch die Grundstruktur des Szenarios C auf Basis der Meldungen der Bundesländer zu genehmigen. Sie teilt jedoch die Einschätzung der Konsultationsteilnehmer, dass hinsichtlich der Realisierbarkeit der angegebenen Kapazitätsziele teilweise erhebliche Zweifel bestehen. Es handelt sich um einen Grenzfall einer noch als „wahrscheinlich“ bezeichnenbaren Entwicklung. Die Werte für die Energieträger Wasser, Photovoltaik, Biomasse und andere regenerative Erzeuger werden daher unter Berücksichtigung der Korrekturen aus der Konsultationsphase beibehalten (vgl. Tabelle 7). Sicherheits halber werden die sich über alle Bundesländer ergebenden Ausbauziele für onshore- und offshore-Windkraftanlagen jeweils um 10% pauschal reduziert. Die Durchführung einer bundesländerspezifischen Potenzialanalyse war der Bundesnetzagentur in der zur Verfügung stehenden Zeit nicht möglich. Damit wäre der Gesamtprozess durch Klärung von Einzelfragen im Rahmen

eines Randszenarios um mehrer Wochen aufgehhalten worden. Angesichts der Möglichkeit, diese Fragen in der jährlichen Aktualisierung des Netzentwicklungsplans und des Szenariorahmens abzuarbeiten, war eine solche Verzögerung nicht vertretbar.

Unter Zugrundelegung der pauschal vorgenommenen Kürzung in den Bereichen onshore- und offshore-Windkraftanlagen kommt die Bundesnetzagentur zu der Einschätzung, dass Szenario C die gesetzliche Anforderung an einen wahrscheinlichen Entwicklungspfad noch erfüllt. Für zukünftige Netzentwicklungspläne kann womöglich ein anderes Vorgehen anvisiert werden.

Tabelle 7: Länderzahlen

Alle Angaben in GW	Biomasse		Geothermie		Fotovoltaik		Wasserkraft		Wind onshore		Wind offshore		Summe	
	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation	Entwurf Szenario-rahmen	Nach-meldungen Konsultation
Baden-Württemberg	0,8	0,8	0,1	0,1	7,0	8,0	1,2	0,9	4,5	4,0	0,0	0,0	13,6	13,8
Bayern	1,5	1,5	0,1	0,1	16,0	14,0	3,0	3,0	2,4	4,3	0,0	0,0	23,0	22,9
Berlin	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,5	0,5
Brandenburg	2,7	0,4	0,0	0,0	1,6	3,3	0,0	0,0	7,0	7,5	0,0	0,0	11,3	11,2
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,3
Hessen	0,2	0,2	0,1	0,1	3,8	3,8	0,0	0,0	3,3	3,3	0,0	0,0	7,4	7,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,2	0,35	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	2,9	3,5	3,0	3,5	6,3	7,9
Niedersachsen	1,1	1,1	0,0	0,0	3,7	3,7	0,1	0,1	14,2	14,2	12,0	12,0	31,1	31,1
Nordrhein-Westfalen	0,8	0,8	0,0	0,0	5,5	5,5	0,1	0,1	10,3	10,3	0,0	0,0	16,7	16,7
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,1	0,1	2,7	2,7	0,0	0,0	1,8	4,5	0,0	0,0	4,8	7,5
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,7	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,7	1,2
Sachsen	0,2	0,2	0,0	0,0	1,0	1,0	0,1	0,1	1,6	1,6	0,0	0,0	2,9	2,9
Sachsen-Anhalt	0,3	0,3	0,0	0,0	1,5	1,5	0,0	0,0	6,0	6,0	0,0	0,0	7,8	7,8
Schleswig-Holstein	0,2	0,2	0,2	0,2	2,0	2,0	0,0	0,0	13,0	13,0	3,0	3,0	18,4	18,4
Thüringen	0,2	0,36	0,0	0,0	1,1	1,7	0,0	0,0	2,3	5,4	0,0	0,0	3,6	7,5
Deutschland	8,7	6,7	0,6	0,6	46,8	48,6	4,6	4,3	69,9	78,5	18,0	18,5	148,6	157,3
Genehmigung	8,7	6,7	0,6	0,6	46,8	48,6	4,6	4,3	69,9	70,7	18,0	16,7	148,6	147,6

Es lagen keine Stellungnahmen vor

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Leistung von Wasserkraft von 4,6 auf 4,3 GW in 2022
- Erhöhung der installierten Leistung von Wind onshore von 69,9 auf 70,7 GW in 2022 (inkl. 10% Abschlag)
- Senkung der installierten Leistung von Wind offshore von 18,0 auf 16,7 GW in 2022 (inkl. 10% Abschlag)
- Erhöhung der installierten Leistung von Photovoltaik von 46,8 auf 48,6 GW in 2022
- Senkung der installierten Leistung von Biomasse von 8,7 auf 6,7 GW in 2022

5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

In Szenario C haben die Übertragungsnetzbetreiber beschrieben argumentiert, dass aufgrund von geringen Volllaststunden keine sich in Planung befindlichen Kraftwerke realisiert werden. Für Gaskraftwerke erachtet es die Bundesnetzagentur für sinnvoll, entsprechend dem Vorgehen in Szenario B Gaskraftwerke zu berücksichtigen, die sich in einem fortgeschrittenen Projektstadium befinden. Deswegen beträgt die installierte Kapazität für Gaskraftwerke wie in Szenario B 2022 bei Gaskraftwerken 31,3 GW.

Tabelle 8: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C

	[in GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Speicher
	In Bestand 2010	20,1	25,0	24,0	3,0	6,3
-	Rechnerische Außerbetriebnahme bis 2022	4,4	7,1	0,0	0,1	0,0
+	In Bau 2011	2,7	7,3	1,2	0,0	0,0
+	In Planung	0,0	0,0	6,2	0,0	2,7
=	In Bestand 2022	18,5	25,1	31,3	2,9	9,0

Quelle: Bundesnetzagentur

Bei Braunkohle-, Steinkohle- und Ölkapazitäten gibt es keinen Zuwachs über die sich in 2011 im Bau befindlichen Kapazitäten hinaus. Aufgrund von Stilllegungen beträgt die installierte Kapazität von Braunkohle dann 18,5 GW, die von Steinkohle 25,1 GW und die von Öl 2,9 GW. Die installierte Kapazität an Speichern beträgt wie in Szenario A und B 9 GW. Sonstige Kraftwerke weisen eine Kapazität von 2,2 GW auf.

Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger

- Erhöhung der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken von 17,7 GW auf 18,5 GW
- Senkung der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken von 26,2 GW auf 25,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerke von 23,3 GW auf 31,3 GW
- Erhöhung installierten Leistung von Ölkraftwerke von 2,1 auf 2,9 GW
- Senkung der installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken von 9,1 auf 9 GW

6. Verbrauch und Last

6.1 Verbrauch

Als Maßstab für den Stromverbrauch wird in der Genehmigung der Nettostrombedarf verwendet. Der Nettostrombedarf ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung, reduziert um den Nettoexport, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und um die Netzverluste.

Im Jahr 2010 betrug der Nettostrombedarf 535,4 TWh. Dieser Wert wurde der Studie der Prognos AG „Letztverbrauch 2012 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage“

für das Jahr 2010 entnommen. Der in der Studie der Prognos AG³⁴ verwendete Wert ist der aktuellste verfügbare Wert zum Nettostrombedarf des Jahres 2010 in Deutschland.

Die Bundesnetzagentur setzt im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens den Stromverbrauch der Jahre 2022 und 2032 in allen Szenarien auf das tatsächliche Verbrauchsniveau des Jahres 2010 fest. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber in den Szenarien A, B und C für die Jahre 2022 und 2032 einen Nettostrombedarf von 535,4 TWh anzusetzen. Es wird insofern unterstellt, dass der Nettostromverbrauch in Deutschland bis 2022 und 2032 im Vergleich zum Jahr 2010 nicht absinken wird.

Folgende Erwägungen liegen der Entscheidung der Bundesnetzagentur zu Grunde:

Die Stellungnahmen aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer sind hinsichtlich der Erwartungen zur Stromverbrauchsentwicklung heterogen. Für die Vorgabe einer Entwicklung des Stromverbrauchs hat die Bundesnetzagentur darüber hinaus relevante wissenschaftliche Studien ausgewertet, über die im Folgenden ein kurzer Überblick gegeben werden soll:

- Die EWI-Studie „Roadmap 2050 - a closer look“ aus Oktober 2011 unterstellt bis zum Jahr 2030 einen Anstieg des Stromverbrauchs in Deutschland.³⁵ Zwischen 2010 und 2020 liegt die Zuwachsrate bei 0,7%, zwischen 2020 und 2030 bei 0,3%. Erst ab 2030 wird angenommen, dass sich ein weitergehendes Wirtschaftswachstum stromverbrauchsneutral einstellen wird. Wesentliche Annahmen, welche die Entwicklung für Deutschland determinieren, sind ein leichter Rückgang der Bevölkerung, ein stabiles Wachstum des BIP sowie große Fortschritte im Bereich der Energieeffizienz.

Die Annahmen zum Stromverbrauch basieren dabei auf den Ergebnissen des Updates 2009 zu den „Energy Trends to 2030“ gemäß dem dort untersuchten sog. baseline scenario.³⁶ Auch im Rahmen des sogenannten reference-scenario stellen sich für Deutschland zwischen 2010 und 2020 sowie zwischen 2020 und 2030 positive Wachstumsraten ein.

- Eine ähnliche Entwicklung zeigt der Bericht „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009“ von IER, ZEW und RWI aus 2010.³⁷ Dort wird von 2007 auf 2012 ein leichter Anstieg des Stromverbrauchs modelliert, an den sich von 2012 bis 2030 ein stetiger Zuwachs von 0,2% pro Jahr anschließt. Als wesentliche Triebfedern für die Verbrauchszunahme werden eine zunehmende Nachfrage im Bereich elektrisch betriebener Fahrzeuge, ein steigender Bedarf an Elektroanwendungen im Haushaltssektor (hier bspw. eine zunehmende Ausstattung mit Geräten aus dem Bereich der Informati-

³⁴ Prognos (2011).

³⁵ EWI/energynautics (2011).

³⁶ European Commission (2010).

ons- und Kommunikationstechnologie, der Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen und ein erhöhter Klimatisierungsbedarf) sowie ein steigender Strombedarf in der Industrie genannt.

- Die Studie „Entwicklungsperspektiven des deutschen Elektrizitätsmarktes“ von Schmitt und Forsbach aus 2009, welche von der HEAG Südhessische Energie AG (HSE) in Auftrag gegeben wurde, legt einen von 2010 bis 2020 nahezu konstant bleibenden und von 2020 bis 2030 nur minimal ansteigenden Stromverbrauch zu Grunde.³⁸ Der Zuwachs ergibt sich in der Untersuchung vorrangig aus den Sektoren Industrie und Verkehr.
- Die Studie des Fraunhofer IZM/ISI „Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft“ aus 2009 prognostiziert einen Stromverbrauchsanstieg für Anwendungen aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien in Deutschland zwischen 2007 und 2020 um 20%. Allerdings kann aus dieser rein sektorspezifischen Betrachtung keine Schlussfolgerung für die gesamte Stromnachfrage über alle Sektoren abgeleitet werden.³⁹

In anderen Untersuchungen werden sinkende Verbräuche ermittelt:

- Die Untersuchungen von Prognos/EWI/GWS für die „Energieszenarien 2011“ unterstellen eine rückläufige Stromverbrauchsentwicklung.⁴⁰ Allerdings wird hier in der Veröffentlichung bereits darauf hingewiesen, dass es sich bei den dargestellten Szenarien um „Zielszenarien mit hohen Effizienzsteigerungen“ handelt. Durch die unterstellten hohen Effizienzgewinne wird der deutliche Rückgang des Stromverbrauchs erreicht.
- Die „dena-Netzstudie II“ aus November 2010 nimmt aufgrund der Realisierung von Effizienzpotenzialen eine bis 2020 gegenüber 2008 um 8 % zurückgehende Stromnachfrage an.⁴¹ Eine nähere Aufschlüsselung der sektoralen Entwicklung wird im Rahmen der Studie nicht dargestellt.
- Die Studie „Wege in die moderne Energiewirtschaft - Ausbauprognose der EE-Branche“ vom BEE prognostiziert einen sinken Stromverbrauch bis 2020.⁴² Der rückläufige Stromverbrauch ist im Rahmen dieser Untersuchung auf wirtschaftliche Einsparpotenziale wie Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen zurückzuführen.

³⁷ IER/RWI/ZEW (2010).

³⁸ Schmitt/Forsbach (2009).

³⁹ IZM/ISI (2009).

⁴⁰ Prognos/EWI/GWS (2011).

⁴¹ dena (2010).

⁴² BEE (2009)

Eine einheitliche und eindeutige Schlussfolgerung bezüglich der zu erwartenden Stromverbrauchsentwicklung kann aus den ausgewerteten Studien nicht abgeleitet werden. Als Grundtendenz zeigt sich aber, dass die überwiegende Zahl der Untersuchungen einen konstanten oder allenfalls moderaten Anstieg des Stromverbrauchs unterstellt oder prognostiziert und sich sinkende Verbrauchsannahmen stark an politischen Zielvorgaben orientieren.

Ein auf dem Niveau von 2010 konstant verharrender Stromverbrauch ist daher aus Sicht der Bundesnetzagentur als wahrscheinliche Entwicklung im Sinne der Vorgaben des § 12a EnWG zu erachten und damit bei der Ausgestaltung der Szenarien zu berücksichtigen. Schon diese Konstanz ist bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum ein höchst ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeffizienz voraussetzt. Es muss davon ausgegangen werden, dass erzielte Verbrauchseinsparungen durch Steigerung der spezifischen Effizienz durch einen Zuwachs bei Anwendungen sowie durch ein mit dem Stromverbrauch positiv korreliertes Wirtschaftswachstum kompensiert werden. Insbesondere in den Bereichen Transport (Elektromobilität) und Wärmeerzeugung (Wärmepumpen, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Speicher) ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Energieträgern durch Strom und damit mit einer Zunahme des Stromverbrauchs zu rechnen. Dies folgt dem Interesse der Reduzierung des CO₂ – Ausstoßes, muss aber bei der Anschätzung des künftigen Stromverbrauchs entsprechend berücksichtigt werden.

Die Bundesnetzagentur verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, neben der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs in den Szenarien A, B und C auch die Auswirkungen einer Verbrauchsreduktion auf den Netzausbau in Deutschland im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen zu untersuchen. Hierbei wird bezogen auf den Nettostrombedarf des Jahres 2008 gem. Prognos (2011) i.H.v. 538,4 TWh für das Zieljahr 2020 ein Zielwert von 484,6 TWh und für 2050 ein Zielwert von 403,8 TWh unterstellt. Diese Werte entsprechen damit den Zielvorgaben aus dem Energiekonzept der Bundesregierung. Für die Jahre 2022 und 2032 ergeben sich durch lineare Interpolation zwischen den beiden Zielwerten in 2020 und 2050 Nettostrombedarfe von 479,2 TWh und 452,3 TWh. Diese Berechnung unterstellt einen vereinfachenden linearen Zielerreichungspfad.

Durch die Auflage zur Erstellung einer Sensitivitätsbetrachtung, bei der die Erreichung des Verbrauchsreduktionsziels der Bundesregierung angenommen wird, wird der gesetzlichen Anforderung an den Szenariorahmen Genüge getan. Angaben zu spezifischen Energieeffizienzmaßnahmen sind hierbei nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht Bestandteil des Szenariorahmens. Der Effekt von Effizienzmaßnahmen ist durch die in der Sensitivitätsbetrachtung zu untersuchende Verbrauchsreduktion abgebildet.

Auf eine Differenzierung des Strombedarfs zwischen den Szenarien, wie dies im ursprünglichen Dokument der Übertragungsnetzbetreiber zunächst vorgesehen war, wird verzichtet, um die

wesentlichen Treiber für den Netzausbau leichter identifizieren zu können. Bei einer Bedarfsdifferenzierung zwischen den Szenarien wäre der Rückschluss auf den Einfluss der Verbrauchsreduktion erschwert gewesen.

Änderungen Verbrauch

- Der Nettostrombedarf des Referenzjahres 2010 wird mit 535,4 TWh angenommen.
- In den Szenarien A, B und C wird für die Jahre 2022 und 2032 ein Nettostrombedarf von 535,4 TWh unterstellt.
- Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen sind für die Szenarien A, B und C im Jahr 2022 ein Nettostrombedarf von 479,2 TWh und für das Szenario B in 2032 ein Nettostrombedarf von zu 452,3 TWh unterstellen.

6.2 Last

6.2.1 Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010

Für die Ableitung geeigneter Annahmen zur Jahreshöchstlast in den Szenarien soll, wie auch für die Fortschreibung im Bereich des Kraftwerksparks, von der Ist-Situation des Jahres 2010 auf die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung geschlossen werden.

Die zeitgleiche netzebenenübergreifende Jahreshöchstlast kann im Unterschied zur verfügbaren Erzeugungskapazität jedoch nicht technisch exakt bestimmt werden, da hierzu geeignete Messeinrichtungen nicht flächendeckend vorhanden sind. Für die Ermittlung eines geeigneten Wertes für die Jahreshöchstlast des Jahres 2010 muss daher auf Hochrechnungen und Näherungsverfahren zurückgegriffen werden.

Die Ermittlung eines Ausgangswertes für die Jahreshöchstlast des Referenzjahres 2010 wird verlangt, um die Plausibilität der für die Jahre 2022 und 2032 abgeleiteten Zielwerte für die Jahreshöchstlast beurteilen zu können.

In den folgenden Absätzen werden die untersuchten Verfahren vorgestellt.

6.2.1.1 Optionen zur Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010

Für die Herleitung der Jahreshöchstlast in 2010 sind verschiedene Ansätze diskutiert worden.

Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnisse werden für die Ableitung eines Höchstlastwertes im Szenariorahmen die folgenden fünf Alternativen diskutiert:

1. Beibehaltung des ursprünglich konsultierten Höchstlastwertes in Höhe von 83,0 GW;
2. Verwendung der von den Übertragungsnetzbetreibern gemessenen „vertikalen Netzlast“;

3. Anwendung des Höchstlastwertes aus dem Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz in Höhe von 79,3 GW;
4. Anwendung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Methodik zur Hochrechnung des Höchstlastwertes aus dem Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz;
5. Modifikation der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Methodik zur Hochrechnung des Höchstlastwertes aus dem Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz.

6.2.1.1.1 Beibehaltung des konsultierten Höchstlastwertes

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im ursprünglichen Konsultationsdokument eine Jahreshöchstlast von 83,0 GW bei einem Kraftwerkspark von 161,0 GW unterstellt. Für diesen Leistungswert haben die Übertragungsnetzbetreiber keinen Nachweis geliefert. Stattdessen haben sie in Ihrem Schreiben vom 14.10.2011 darauf hingewiesen, dass die ursprünglich angesetzten Verbrauchs- und Lastwerte aufgrund unterschiedlicher Quellen nicht zueinander passten.

Auch Seitens der Bundesnetzagentur konnten die von den Übertragungsnetzbetreibern im Konsultationsdokument gemachten Angaben nicht verifiziert werden. Der Ansatz von 83,0 GW ist daher für die Genehmigung des Szenariorahmens nicht verwendbar.

6.2.1.1.2 Verwendung der „vertikalen Netzlast“

Im Bericht der Bundesnetzagentur zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes vom 31.08.2011 wurde die sogenannte „vertikale Netzlast“ als Maßstab für die Jahreshöchstlast herangezogen.⁴³ Diese ist von den Übertragungsnetzbetreibern durch Messungen an den Netzknotenpunkten exakt bestimmbar.

Die „vertikale Netzlast“ erfasst die Summe aller Leistungsflüsse aus dem Übertragungsnetz an unterlagerte Netze oder an direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Verbraucher. Damit werden mit der vertikalen Netzlast jeweils nur die für die Transportaufgabe auf Übertragungsebene relevanten Netzlasten erfasst. Sich gegenseitig aufhebende Einspeisungen und Entnahmen auf Ebene der Verteilernetze werden jedoch nicht abgebildet.

Würde die für einen Zeitpunkt bestimmte vertikale Netzlast als Maßstab für eine zukünftige Entwicklung des Transportbedarfs auf der Übertragungsebene fortgeschrieben, würde damit ein unverändertes Einspeise- und Entnahmeverhalten auf den unterlagerten Netzebenen unterstellt. Die Entwicklung von Einspeisungen und Entnahmen auf den unterlagerten Netzebenen und ihr Einfluss auf die Transportaufgabe der Übertragungsebene ist aber eben das Ergebnis der sich

an den Szenariorahmen anschließenden Arbeitsschritte der Regionalisierung und Marktmodellierung.

Dieser Zusammenhang soll an folgendem Beispiel illustriert werden:

Das Beispielnetz besteht aus zwei Netzebenen, der Verteiler- und der Übertragungsnetzebene. Auf beiden Ebenen sind jeweils Erzeugungsleistungen und Verbraucher angeschlossen. Es wird ein „Referenz-Fall“ und ein „Energiewende-Fall“ untersucht.

Im Referenzfall treten zum Zeitpunkt der netzebenenübergreifenden Jahreshöchstlast in Höhe von 100 GW die in folgender Tabelle erfassten Ein- und Ausspeisungen auf:

Tabelle 9: Beispielbetrachtung "Referenzfall"

„Referenzfall“ [in GW]	Verteilernetz	Übertragungsnetz	Gesamtleistung = Gesamtlast
Einspeisung in das ...	10	90	100
Ausspeisung an Letztverbraucher aus dem ...	90	10	100
Ausspeisung aus dem Übertragungsnetz an das Verteilernetz		80	
Ausspeisung aus dem Verteilernetz an das Übertragungsnetz	0		
Vertikale Netzlast		90	

90 GW der Jahreshöchstlast entfallen auf Ausspeisungen an Letztverbraucher aus dem Verteilernetz und nur 10 GW auf Ausspeisungen an Letztverbraucher aus dem Übertragungsnetz. Die korrespondierenden Einspeisungen hingegen erfolgen mit 90 GW in das Übertragungs- und nur 10 GW in das Verteilernetz. Die vertikale Netzlast, als Maß für Leistungsflüsse aus dem Übertragungsnetz an unterlagerte Netzebenen und direkt an die Übertragungsnetzebene angeschlossenen Letztverbraucher liegt somit bei 90,0 GW. 10,0 GW entfallen auf die Abnahme der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher und 80,0 GW auf die zur

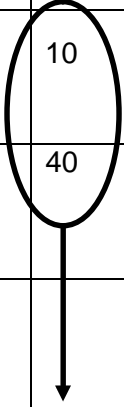
⁴³ Bundesnetzagentur (2011b).

Lastdeckung vom Übertragungsnetz an das unterlagerte Verteilernetz ausgespeiste Last. Das System der Referenzsituation ist somit durch eine auf die Verteilernetzebene konzentrierte Ausspeisung bei einer auf der Übertragungsnetzebene konzentrierten Ausspeisung charakterisiert. Die ungleiche Verteilung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern auf die Netzebenen determiniert damit den relativ hohen Wert für die vertikale Netzlast.

Bedingt durch die Energiewende wird eine zunehmende Installation von Erzeugungsanlagen auf unterlagerten Netzebenen erfolgen, die Verteilung von Erzeugungsleistung und Verbrauchern auf die zwei Netzebenen wird sich angleichen. Dieser Wandel der Erzeugungsstruktur wird im folgenden Tableau als „Energiewende-Fall“ bezeichnet:

Tabelle 10: Beispielbetrachtung "Energiewende-Fall"

„Energiewende-Fall“ [in GW]	Verteilernetz	Übertragungsnetz	Gesamtleistung = Gesamtlast
Einspeisung in das ...	50	50	100
Ausspeisung an Letztverbraucher aus dem ...	90	10	100
Ausspeisung aus dem Übertragungsnetz an das Verteilernetz		40	
Ausspeisung aus dem Verteilernetz an das Übertragungsnetz	0		
Vertikale Netzlast		50	



Obgleich die Gesamthöchstlast des Jahres im „Energiewende-Fall“ weiterhin bei 100 GW liegt und deren Verteilung auf die Netzebenen unverändert bleibt, sinkt die vertikale Netzlast gegenüber dem Referenzfall von 90 GW auf 50 GW. Dieses Absinken ist das Ergebnis der geänderten Verteilung der Erzeugungsstruktur zwischen den Netzebenen.

Würde die vertikale Netzlast – als Maßstab für die Gesamtlast - auf Basis des Referenzfalls für den „Energiewende-Fall“, also für die zu genehmigenden Szenarien, ohne weitere Anpassung fortgeschrieben, würde damit implizit auch die Verteilung der Erzeugungs- und Laststruktur fest-

gelegt. Die Entwicklung der Verteilung von Ein- und Ausspeisungen zwischen den Netzebenen wird aber eben im Rahmen der Regionalisierung und Marktmodellierung untersucht.

Die „vertikalen Netzlast“ ist somit im Rahmen des Szenariorahmens als Ausgangswert für eine Fortschreibung der Lastentwicklung bis 2022 oder 2032 nicht zu verwenden.

6.2.1.1.3 Anwendung des Höchstlastwertes gemäß dem Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz

Im Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG an das BMWi weisen die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2010 einen Höchstlastwert von 79,3 GW bei einer installierten Netto-Einspeiseleistung von 145,4 GW aus. Die Nettoeinspeiseleistung „beschreibt die Leistung, die von den jeweiligen Erzeugungseinheiten an das Netz abgegeben werden kann. Diese ergibt sich aus der installierten Bruttoleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung.“⁴⁴ Für die Ermittlung des Lastwertes haben die Übertragungsnetzbetreiber die Einspeiseleistungen in ihrem Netz gemessen beziehungsweise geschätzt. Aus den ermittelten Einspeisungen wird unter Beachtung der Import- und Exportbeziehungen mit dem Ausland ein Lastgang für das Jahr ermittelt.

Bei der Ermittlung haben die Übertragungsnetzbetreiber neben den von ihnen direkt gemessenen oder an sie gemeldeten Einspeisungen (bspw. der direkt angeschlossenen Kraftwerke) teilweise Abschätzungen zur Einspeisung konventioneller Kraftwerke auf Ebene der Verteilernetze und für EE-Erzeugungsanlagen auf Hochrechnungen und Prognosen zugegriffen.

Die ÜNB erreichen mit diesem Ansatz jedoch keine Vollabdeckung:

„Dies liegt zunächst daran, dass den vier Übertragungsnetzbetreibern derzeit nicht sämtliche Einspeisedaten aus den unterlagerten Spannungsebenen vorliegen. Dadurch kann nur ein Teil der tatsächlichen Erzeugung abgebildet und damit die Last nur angenähert werden. Das bedeutet, dass auch nur der dieser Erzeugung entsprechende Teil der installierten Kapazität in der Leistungsbilanz berücksichtigt werden kann. Damit ergeben sich Abdeckungsgrade zwischen 80 und 99 % bei der Darstellung der Situation in den Regelzonen beziehungsweise in Deutschland.“

Gründe für die nicht vollständige Abdeckung der Daten sind in erster Linie:

- Einzelne Kraftwerke sind den ÜNB nicht bekannt und werden nicht berücksichtigt (bspw. EE-Erzeugungsanlagen oder Kraftwerke für industrielle Eigenerzeugung);

⁴⁴ Übertragungsnetzbetreiber, „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG“, 30.09.2011, S. 6.

- Einspeisedaten einzelner Kraftwerke liegen nicht vor und werden somit nicht oder allenfalls auf Basis der Fahrplandaten für den Folgetag berücksichtigt;
- Einzelne (bspw. Industrie)-Kraftwerke melden in der Fahrplanmeldung nur das Profil des Saldos aus Einspeisungen und Ausspeisungen, so dass ihre Einspeisung und damit die abgenommene Last nicht erfasst werden;

Insgesamt decken die Übertragungsnetzbetreiber mit ihrem Bericht nur 145,4 GW von insgesamt 158,1 GW gemäß den dieser Genehmigung zugrunde liegenden Erzeugungskapazitäten ab. Insofern wird die ermittelte Leistungskurve aus Messungen und Abschätzungen nicht die tatsächliche Jahreshöchstlast abbilden.

Die getroffenen Aussagen zur eingeschränkten Verwendbarkeit der publizierten Lastdaten gelten in gleicher Form auch für die an ENTSO-E gemeldeten Werte, bei denen der Höchstlastwert in 2010 mit 79,9 GW eine ähnliche Größe annimmt wie im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz. Es handelt sich bei den dort ausgewiesenen Daten damit ebenfalls nur um eine Näherung an den „tatsächlichen“ Gesamtlastwert.

Die Verwendung des Wertes in Höhe von 79,3 GW als Jahreshöchstlast ist aus den diskutierten Erwägungen nicht möglich. Der ermittelte Lastwert ist nicht kongruent zu dem ermittelten Kraftwerkspark gemäß dem Szenariorahmen. Umfangreiche Justierungen an Lastwert und / oder Kapazitätsannahmen wären im Nachgang im Zuge der Modellierung vorzunehmen.

6.2.1.1.4 Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zur Hochrechnung des Höchstlastwertes

In ihrer Meldung vom 28.10.2011 schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, für die Ermittlung eines netzebenenübergreifenden Gesamtlastwertes auf eine von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Lastgangkurve aufzusetzen.⁴⁵ Der sich aus der Lastgangkurve ergebende Höchstlastwert sei allerdings anzupassen, da er zum einen nicht alle deutschlandweit verfügbaren Kraftwerkskapazitäten (vgl. hierzu auch die Ausführungen aus dem vorangehenden Abschnitt) und nicht die in Deutschland an Letztverbraucher ausgespeiste Strommenge repräsentiere.

Aus der von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Zeitreihe ergibt sich ein leicht höherer Lastwert von 79,6 statt 79,3 GW aus dem Bericht zur Leistungsbilanz gemäß II.B.6.2.1.1.3. Eine mögliche Erklärung hierfür kann die Behandlung der Ein- und Ausspeisungen ausländischer, aber an die Regelzone angeschlossener Kraftwerke, sein. Für die weitere Betrachtung wird der sich aus der Lastgangkurve ergebende Wert für die Jahreshöchstlast von 79,6 GW (gerundet aus 79,554 GW) verwendet.

⁴⁵ Vgl. Lastgangzeitreihe der Übertragungsnetzbetreiber gem. Datenzusendung vom 04.11.2011.

Über das ermittelte Leistungs- beziehungsweise Lastprofil werden 486,7 TWh an ausgespeister Arbeit erklärt. Die ermittelte Lastgangkurve beobachtet damit nur einen Teil der tatsächlich ausgespeisten Arbeit und beobachtet damit auch nur einen Teil der tatsächlichen netzebenenübergreifenden Jahreshöchstlast.

Für die Justierung des Lastwertes wird folgende Vorgehensweise angewendet:⁴⁶

- Aus der Veröffentlichung des BDEW „Energiamarkt Deutschland, Sommer 2010“ lässt sich für den auf Netzverluste entfallenden Anteil des Stromverbrauchs ein pauschaler Wert von 5% ableiten. Hier wird aus den Daten für das Jahr 2009 bei einem Nettostromverbrauch von 512 TWh eine Position für „Verluste und statistische Differenzen“ im Umfang von 27 TWh ausgewiesen. Verluste und statistische Differenzen machen hier einen Anteil von ca. 5,2 % aus.
- Wird die aus der ermittelten Leistungskurve abgeleitete Arbeitsmenge von 486,7 TWh pauschal um den auf Netzverluste entfallenden Anteil von 5% reduziert, ergibt sich eine zum Nettostrombedarf gem. Prognos (2011) vergleichbare Größe in Höhe von 462,4 TWh. Es ergibt sich bezüglich der erklärbaren ausgespeisten Arbeit ein Abdeckungsrad von 86,4 % (462,4 TWh gemäß Lastgangkurve der Übertragungsnetzbetreiber von 535,4 TWh gemäß Prognos (2011)).
- Die Anwendung der für das Jahr 2009 ermittelten Abzugsposition für Netzverluste von 5 % auch für das Jahr 2010 ist dabei gerechtfertigt, da Verbrauch und Verluste korrespondieren und (tendenziell) ein gleichbleibendes Verhältnis aufweisen.
- Der ermittelte Höchstlastwert von 79,6 GW (gerundet aus 79,554 GW) wird ebenfalls um den auf Netzverluste entfallenden Lastanteil von 5% reduziert, so dass sich die Ausgangsbasis für die Jahreshöchstlast auf 75,576 GW reduziert.
- Der reduzierte Wert der Jahreshöchstlast von 75,576 GW wird abschließend mit dem Faktor $1 / 86,4 \%$ proportional auf 87,509 GW skaliert.

Das gewählte Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber ist grundsätzlich vertretbar, führt jedoch wegen der Anwendung eines einheitlichen Skalierungsfaktors auf die Leistungswerte tendenziell zu einem Ergebnis „am oberen“ Rand der als wahrscheinlich zu erachtenden Ergebnisse. So steigt bei dieser Herangehensweise jeder Wert, also auch die Jahreshöchstlast, um den Faktor von $1 / 86,6 \%$.

⁴⁶ Im Rahmen der vorliegenden Berechnung wurde jeweils auf die sich aus den der Bundesnetzagentur vorliegenden Quellen ergebenden Wertansätze sowie ermittelte Zwischenergebnisse zurückgegriffen.

Hohe Lasten werden dadurch bei absoluter Betrachtung weiter verstärkt. Bei relativer Betrachtung ist der Anstieg für jeden Zeitpunkt gleich.

6.2.1.1.5 Modifikation der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Methodik zur Hochrechnung des Höchstlastwertes

In Anlehnung an die im vorherigen Absatz 6.2.1.1.4 vorgestellten Herangehensweise kann ein alternativer Lastwert bestimmt werden, indem für die nicht beobachtete Arbeit eine durchgängige „Banderzeugung“ unterstellt wird. Hierbei wird an Stelle der Skalierung mit einem einheitlichen Faktor jeder Lastwert zu jedem Zeitpunkt um denselben identischen Betrag angehoben. Der Anpassungsbetrag stellt insofern eine „nicht beobachtete“ Erzeugung beziehungsweise Last dar, die als (idealisiertes) Band abgebildet wird. Aus diesem Ansatz ergibt sich eine tendenziell unterschätzte „tatsächliche“ Jahreshöchstlast.

Ausgehend vom dem in Absatz 6.2.1.1.4 ermittelten Verbrauch gemäß der von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Lastgangkurve nach Abzug von Netzverlusten in Höhe von 462,4 TWh sowie einer gemäß Lastgangkurve beobachteten und um den Netzverlustanteil reduzierten Jahreshöchstlastwert von 75,576 GW wird hier für die Justierung des Lastwertes mittels einer angenommenen Banderzeugung wie folgt vorgegangen:⁴⁷

- Gegenüber dem Nettostrombedarf gemäß Prognos (2011) von 535,4 TWh werden über die Lastgangkurve mit einer Ausspeisung von 462,4 TWh insgesamt 73,0 TWh „nicht beobachtet“.
- Bezogen auf 8.760 Stunden im Jahr ergibt sich hieraus eine fehlende „Banderzeugung“ von ca. 8,3 GW. Wird diese geschätzte Erzeugung zu dem um 5% reduzierten Höchstlastwert aus der Lastgangkurve der Übertragungsnetzbetreiber von ca. 75,6 GW addiert, ergibt sich eine Gesamtlast von ca. 84,0 GW.

Im Unterschied zum Ansatz aus dem vorangegangenen Absatz wird hier eine konsequente Erzeugung der nichtbeobachteten Arbeit in einem konstanten Band unterstellt. Diese Annahme kann derzeit nicht durch eine Beschreibung der nicht erhobenen Kraftwerke untermauert werden. Für die Annahme spricht jedoch, dass unter anderem Laufwasser- und Biomasseanlagen teilweise nicht erfasst sein dürften. Diese Kraftwerkstypen speisen, wie auch kleine Blockheizkraftwerke, peak-unabhängig und eher gleichmäßig in das Netz ein. Hinzu kommen Industriekraftwerke, die sich ebenfalls nicht zwingend an der Tageslaststruktur, sondern Produktionszyklen orientieren.

⁴⁷ Im Rahmen der vorliegenden Berechnung wurde jeweils auf die sich aus den der Bundesnetzagentur vorliegenden Quellen ergebenden Wertansätze sowie ermittelte Zwischenergebnisse zurückgegriffen.

Bei der hier unterstellten „Banderzeugung“ wird die zusätzliche, „nicht beobachtete“ Last in Höhe von 8,3 GW zur „beobachteten“ Last hinzuaddiert. Jeder Wert der „beobachteten Lastkurve“ steigt somit um einen einheitlichen Betrag nach oben und an allen Zeitpunkten ist der Anstieg, absolut betrachtet, gleich. Jedoch ergibt sich für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ein geringeres relatives Wachstum als an allen anderen Zeitpunkten.

6.2.1.2 Entscheidung zur Bestimmung der Jahreshöchstlast in 2010

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass sich die netzübergreifende zeitgleiche Jahreshöchstlast unter Einbeziehung der Übertragungs- und Verteilernetzebene in einer Bandbreite von 84,0 bis 87,5 GW bewegt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes an der angegebenen Bandbreite zu orientieren und haben darzulegen, welcher Wert aus der angegebenen Bandbreite für die Jahreshöchstlast in 2010 zur Anwendung kommt. Die Auswahl des Höchstlastwertes ist umfassend zu begründen. So ist für den Nachweis der Eignung des Gesamtlastwertes für 2010 ein sogenanntes „back-testing-Verfahren“ durchzuführen, in dem die Eignung der gewählten Modellparameter durch Plausibilisierungsschritte zu belegen ist. Im Rahmen der Plausibilisierung ist insbesondere darzulegen, inwieweit die Größe „Jahreshöchstlast“ zu den Parametern „berücksichtigter Kraftwerkspark“ und „ausgespeiste Arbeit“ kongruent ist.

Die Ermittlung eines Ausgangswertes für die Jahreshöchstlast des Referenzjahres 2010 wird verlangt, um die Plausibilität der für die Jahre 2022 und 2032 abgeleiteten Zielwerte für die Jahreshöchstlast beurteilen zu können.

6.2.2 Annahmen zur Jahreshöchstlast in den Szenarien A, B und C

Ungeachtet der Bandbreite für den heutigen Wert der Jahreshöchstlast haben die Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2022 und 2032 bei der Netzberechnung in allen Szenarien eine Jahreshöchstlast von 84,0 GW zu unterstellen.

Mit 84,0 GW liegt die Jahreshöchstlast der Jahre 2022 und 2032 auf dem unteren Rand der für 2010 angenommenen Bandbreite von 84,0 bis 87,5 GW. Insofern liegt der Vorgabe die Annahme zu Grunde, dass die sich gegenüber dem (im Rahmen der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes festzustellenden) Leistungswert 2010 ergebene Lastabsenkung bei Vorgabe eines weiterhin konstanten Strombedarfs durch geeignete Maßnahmen zu erreichen ist.

Den Übertragungsnetzbetreibern wird weiterhin aufgetragen, in den Sensitivitätsbetrachtungen zur Verbrauchsreduktion auf den Netzausbaubedarf folgende Annahmen zutreffen:

Es ist davon auszugehen, dass sich im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung die Jahreshöchstlast des Jahres 2022 ($Jahreshöchstlast_S^{2022}$) zum Jahresverbrauch (als Nettostrombedarf) des Jahres 2022 ($Verbrauch_S^{2022}$) genau so verhält wie die Jahreshöchstlast von 84,0 GW ($Jahreshöchstlast_{NEP}^{2022}$) zum Jahresverbrauch von 535,4 TWh ($Verbrauch_{NEP}^{2022}$) aus den Wertvorgaben zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Der Wert für die Jahreshöchstlast des Jahres 2022 im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung ergibt sich damit wie folgt:

$$Jahreshöchstlast_S^{2022} = \frac{Jahreshöchstlast_{NEP}^{2022}}{Verbrauch_{NEP}^{2022}} * Verbrauch_S^{2022}$$

Analog hierzu ist davon auszugehen, dass sich im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung die Jahreshöchstlast des Jahres 2032 ($Jahreshöchstlast_S^{2032}$) unter Einbeziehung des Jahresverbrauchs 2032 ($Verbrauch_S^{2032}$) aus folgender Formel ergibt:

$$Jahreshöchstlast_S^{2032} = \frac{Jahreshöchstlast_{NEP}^{2022}}{Verbrauch_{NEP}^{2022}} * Verbrauch_S^{2032}$$

Eine umfassende Abschätzung des technischen Potenzials zur Reduktion der Jahreshöchstlast wurde für den Zweck dieser Genehmigung nicht vorgenommen. Eine qualitative Einschätzung zum Potenzial der Smart Grid Technologien sowie zu den hieran anknüpfenden Smart Markets wird in Absatz 3.6.2.3 gegeben.

Änderungen Last

- Die zeitgleiche netzebenenübergreifende Gesamlast im netz wird in den Szenarien A, B und C für die Jahre 2022 und 2032 mit 84,0 GW festgesetzt.
- Im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen haben die Netzbetreiber hiervon abweichende Werte für die Jahreshöchstlast zu unterstellen. Die Jahreshöchstlast ergibt sich dabei aus den Annahmen zur Verbrauchsentwicklung gemäß den Nebenbestimmungen für die Jahre 2022 und 2032 sowie dem Verhältnis aus Jahreshöchstlast und Verbrauch gemäß dem Wertepaar aus den Szenarien.

6.2.3 Smart Grid und Lastmanagement

Im Rahmen der Konsultation und des öffentlichen Workshops am 06.10.2011 ist von einigen Beteiligten gefordert worden, die künftigen Möglichkeiten von Smart Grid Technologien und die verstärkte Nutzung von Lastmanagement-Maßnahmen netzausbauminimierend, insbesondere im Sinne einer Redzierung der Jahreshöchstlast zu berücksichtigen.

Aus den nachfolgenden Gründen hat die Bundesnetzagentur von einer spezifischen Berücksichtigung abgesehen:

Um die Auswirkungen von Smart Grid-Technologien auf den Energiebedarf qualitativ abschätzen zu können, ist es erforderlich den Begriff „Smart Grid“ zu definieren. Der Begriff wird aufgrund einer fehlenden allgemeingültigen Definition sehr heterogen verwendet. Die Bundesnetzagentur unterscheidet in der diesbezüglichen Diskussion Netz- und Marktthemen und trennt die jeweiligen Aspekte in Smart Grid und Smart Market-Themen auf.

Das bestehende Netz sowie jeder konventionelle Netzausbau fallen unter den Begriff des „Grid“. Strenggenommen werden alle elektrotechnischen Komponenten, die erforderlich sind, um eine elektrische Verbindung zwischen Produzenten und Verbrauchern herzustellen, unter den Begriff „konventionelles Netz“ gefasst. Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.

Bei Übertragungsnetzen liegt der Fokus beim Einsatz von Smart Grid-Komponenten auf der technischen Aufrüstung bestehender Leitungsabschnitte. Durch diese Maßnahmen lassen sich die Netze weiter an die reale Kapazitätsgrenze heranführen, was ceteris paribus eine dämpfende Wirkung auf den konventionellen Netzausbau dieser Netzebene bewirkt. Allerdings müssen neben dem zusätzlichen Ausbaubedarf für fluktuierende Erneuerbare Energie auch Effekte in den Verteilernetzen berücksichtigt werden sowie die Auswirkungen durch Anforderungen der wettbewerblichen Akteure, die eine ausreichende Netzkapazität als Grundlage ihrer Geschäftsmodelle im Smart Market benötigen.

Ein Smart Grid führt also zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur. Dies kann den Ausbaubedarf dämpfen oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessern. In Bezug auf Verteilernetze wird unter diesem Begriff die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz überhaupt nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Damit wird neben der Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern aus sowohl lokalen als auch überregionalen Quellen eine verstärkte Möglichkeit zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom und seiner Weitergabe an übergeordnete Spannungsebenen ohne Verlust der Netzsicherheit verstanden. Dies heißt auch, dass verschiedene Parameter, die in einem konventionellen Netz fixiert waren, veränderbar werden. So lassen sich in smarten Netzen zum Beispiel Kapazitäten (in Abhängigkeit von der Seiltemperatur) erhöhen oder Flussrichtungen (in Abhängigkeit von der Einspeisesituation) über einzelne Leitungsabschnitte verändern.

Smart Grid-Strukturen sollten vor allem auch dazu dienen, die Grundlage dafür zu schaffen, dass zukünftig verstärkt Möglichkeiten marktlichen Handelns auch für kleine Netznutzer entstehen (Smart Market) – ohne dass die Netzsicherheit darunter beeinträchtigt wird.

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien erhöht die Fluktuation der Verfügbarkeit auf der Angebotsseite. Variable Tarife und weitere Dienstleistungen als Bestandteile des Smart Market erhöhen die Variabilität auf der Abnahmesseite. Sogenannte „Prosumer“ kehren temporär ihre Netznutzung um; mal konsumieren, mal produzieren sie. Eine daraus resultierende unstetigere Netznutzung führt zu einem Netzausbaubedarf, bei dem die durchschnittliche Netzauslastung sinkt. Um diesen Ausbaubedarf auf ein wirtschaftlich vertretbares Maß zu begrenzen, sollte ein Teil des Verbrauchs der Erzeugung nachgeführt werden. Gegengesteuert werden kann – in Teilen, soweit wirtschaftlich – durch eine Verstetigung der Erzeugung mittels virtueller Kraftwerke oder Hybridkraftwerke oder ähnlichen Technologien.

Unter Lastmanagement sind Maßnahmen im Bereich der Netze zu verstehen, bei denen unmittelbar in die Betriebsführung einzelner Lastabnehmer eingegriffen wird (z.B. durch Abschalten und Einschalten). Demand Response Maßnahmen sind bei den Vertrieben und somit im wettbewerblichen Bereich angesiedelt. Lastmanagement und Demand Response Maßnahmen unterscheiden sich in den Akteuren sowie den Mitteln.

Unausgeschöpfte Potenziale aus Maßnahmen, die die Verbrauchsseite (Bedarfsseite, Stromnachfrage, Last im Sinne von Energieabnahme in dem Netz) beeinflussen, sind in aller Regel auf der Nieder- beziehungsweise Mittelspannungsebene angesiedelt. Dort ist der überwiegende Anteil der noch nicht am Lastmanagement teilnehmenden Letztverbraucher angeschlossen. Aus diesem Grund ist es schwierig, die genauen Rückwirkungen auf den Netzausbaubedarf der Übertragungsnetzebene aus den im Verteilernetz induzierten Maßnahmen abzuleiten.

Auf Verteilnetzebene ist es möglich und erprobtes Mittel, Lastspitzen durch Lastmanagement zu vermeiden beziehungsweise zu glätten. Diese Ansätze gilt es in der Zukunft auszuweiten und somit die nutzbaren Potenziale zu steigern.

Das angestrebte Ergebnis von Lastmanagement und Demand Response Maßnahmen ist in beiden Fällen die Lastreduzierung pro Zeiteinheit durch:

- Lastverlagerung (also Lastvermehrung pro anderer Zeiteinheit) oder
- Lasteinsparung („echter“ Energieeinsparung pro Zeiteinheit)

Je nachdem, wer die Maßnahme durchführt, wird die Lastverlagerung oder -einsparung zu unterschiedlichen Zwecken angestrebt: Aus Netzperspektive soll hierdurch ein Beitrag zur Verstetigung der Netzlast geleistet werden. Aus Perspektive des Stromvertriebs sollen Beschaffung und Abnahme in Einklang gebracht werden. Dies hat zur Konsequenz, dass sich vertriebsseitige Anreize zur Lastverlagerung oder -einsparung keineswegs positiv auf die Netzlast auswirken müssen. Produkte, die durch den Vertrieb angeboten werden, bei denen aber auch Netzbedürf-

nisse berücksichtigt werden, werden derzeit nur in Modellregionen erprobt, sind jedoch zur Anwendung im Gesamtnetz noch nicht ausreichend erprobt beziehungsweise ausgereift.

Maßnahmen zur Beeinflussung der Last vermeiden nicht zwingend den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz. Je tiefer die Netzebene (also je niedriger die Netzspannung), desto geringer wird die Korrelation zwischen Netzlast im Gesamtsystem und Spitzenlast des regionalen / lokalen Netzes (Entmischungseffekt). Dies limitiert die Wirkung von (Großhandels-) preisgesteuerter Lastverlagerung durch Demand Response Programme bei den Verbrauchern in der Verteilnetzebene auf die Übertragungsnetzebene.

Der derzeitige notwendige Netzausbau beruht nicht nur auf einer den Bedarf deckenden Lastabgabe des Netzes an die Verbraucher, sondern auch auf der Fähigkeit, Kapazitäten für die Aufnahme erzeugter Energie vorzuhalten. Diese Kapazitäten werden für an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen (sogenannte „zentrale“ Standorte wie konventionelle Kraftwerke oder offshore-Windparks) benötigt oder sind aufgrund von Rückspeisemengen von der Verteilnetzebene zurück in die Übertragungsnetzebene erforderlich (ausgelöst durch sogenannte dezentrale Erzeuger in den Verteilnetzen wie z.B. PV- oder KWK-Anlagen). Auch Bemühungen zur Verstetigung der Last auf der Verteilnetzebene führen also nicht zwingend zu einem geringeren Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene.

Lastmanagement und Demand Response schaffen in diesem Rahmen nur bedingt Abhilfe beziehungsweise haben nur dann in nennenswerten Maße positive Auswirkungen auf das überlagerte Netz, wenn die örtliche Last der örtlichen Erzeugung derart folgt, so dass keine Rückspeisungen in das Übertragungsnetz und keine oder nur geringe Entnahmen aus der Übertragungsnetzebene erforderlich werden. Nur dann ist tatsächlich von einer substanziellen Entlastung auszugehen. Hybrid-, Kombikraftwerke oder auch virtuelle Kraftwerke können, so sie wirtschaftlich zu betreiben sind, bei diesen Flexibilisierungserfordernissen durch Verstetigung einen wertvollen Beitrag zur Netzentlastung leisten.

Diese Art der Erzeugung bedingt jedoch ebenfalls größere Flexibilität beim Verbraucher und die Abnahme der erzeugten Mengen müsste an entsprechende Lieferverträge gekoppelt sein. Zum einen müssen sich also die Erzeugungsanlagen zukünftig am Markt bewähren und zum anderen müssen die Verbraucher bereit sein, gegebenenfalls den Anlagenbetreiber vor Ort beziehungsweise dessen Vertrieb als Lieferanten zu wählen, soll die Rückwirkung auf höhere Netzebenen begrenzt werden. Beides sind mögliche aber gegenwärtig noch nicht wahrscheinliche Szenarien.

All diese Maßnahmen bzw. Entwicklungen lassen sich daher heute noch nicht quantifizieren. Weder eine gesicherte Verminderung der Netznutzung noch eine gesicherte Erhöhung der Transportkapazität lassen sich beziffern. Abgesehen davon wäre letzteres nicht für den Szenario-

riorahmen von Belang, sondern für die Ermittlung der Netzbelastbarkeit und des Netzausbaubedarfs, mithin die nachfolgenden Verfahrensschritte.

7. Speicher

In der Konsultation ist schließlich eine stärkere bzw. eigenständige Berücksichtigung der Entwicklung von Speicherkapazitäten gefordert worden. Mit Ausnahme der Entwicklungspfade bei Pumpspeicherkraftwerken ist dieser Forderung die Bundesnetzagentur nicht gefolgt.

Dies liegt zum einen daran, dass außer bei Pumpspeicherkraftwerken keine belastbaren Annahmen über konkrete Zahlenwerte vorliegen. Zum anderen haben Speichertechnologien stark unterschiedliche, zum Teil völlig konträre Auswirkungen auf die Netzbelastung und damit den Netzausbaubedarf. Der Erkenntnisgewinn eines „Speicherszenarios“ für den Netzausbaubedarf wäre daher gering. Tendenziell wird durch den Verzicht auf eine solche Kategorie der Netzausbau eher unterschätzt. Denn Speicher dienen primär dem Ausgleich fluktuierender Erzeugung, nicht der Verringerung von Transport. Jede zu speichernde Strommenge muss zuerst vom Erzeuger zum Speicher und sodann vom Speicher zum Verbraucher transportiert werden. Dies bedeutet prinzipiell mindestens den gleichen Transportbedarf wie bei einem sofortigen Verbrauch der erzeugten Strommenge.

Nur für den Fall, dass die Erzeugung von Strom, die Speicherung und der Verbrauch am selben Ort stattfinden, haben Speicher ein Potenzial zur Verringerung des Transportbedarfs. Dieses Potenzial ist heute nicht schätzbar. Dafür fehlen sowohl technische wie ökonomische Grundlagen.

Qualitativ gelten folgende Überlegungen:

7.1 Großspeicher

Speicher können in Abhängigkeit von ihrem Anschlusspunkt an das Netz und ihrer Fahrweise grundsätzlich verschiedene Funktionen erfüllen.

Mit Hilfe von Speichern kann das Netz stabiler betrieben werden, wenn bei Kapazitätsengpässen im Netz, verursacht durch einen regionalen Überschuss an erzeugter Leistung (zum Beispiel bei der Einspeisung einer zu großen Menge an Erneuerbarer Energie), Energiemengen gespeichert werden und bei drohender Unterspeisung wieder ausgespeichert werden.

Ebenso lassen sich Speicher allein aus Marktgesichtspunkten betreiben, indem günstige Preise für Elektrizität zur Einspeicherung genutzt und bei hohen Preisen Strom abgegeben wird. Eine derartige Netznutzung kann netzdienlich, kann aber auch netzbelastend sein. Dies entscheidet sich je nach Standort des Speichers und der aktuellen Situation im Netz. Im Prinzip unterschei-

den sich derartige Speicher in ihren Netzanforderungen nicht grundsätzlich von anderen Netznutzern.

Speicher haben im Betrieb keinen primären Netzfokus, sondern einen Erlösfokus. Auch wenn die Erbringung von Regelenergieleistung eine mögliche Erlösquelle darstellt, so wird in einem Smart Market-Szenario die Überbrückungsfunktion für angebotsbedingte Produktionsausfälle Erneuerbarer Energie dominant werden. Dies bedeutet, dass sich Speicher nach den Unterschieden in den Energiepreisen optimieren und nicht unbedingt nach Netzgesichtspunkten. Sie sind somit im Smart Market zu verorten und setzen auf eine Verfügbarkeit von Netzkapazität zur Erbringung ihrer Dienstleistung.

Aus diesem Grund erscheint es gerade in der Zukunft fraglich, ob Speicher daher nicht eher mehr Netzausbaubedarf erzeugen als vermeiden.

Im Übrigen führen Abschätzungen zu notwendigem Überbrückungspotenzial für Zeiträume mit geringerem Angebot an Erneuerbarer Energie im Vergleich zur installierten und in absehbarer Zeit zubaubarem Speicherkapazität zu der Erkenntnis, dass Speicher zwar einen wichtigen, aber nur einen kleinen Teil zur Energiewende beitragen können. So beträgt die in Deutschland verfügbare Speicherkapazität derzeit etwa 40 GWh. Zum Vergleich: Im Mai 2011 betrug der Stromverbrauch im Schnitt an einem Tag rund 1.440 GWh.

7.2 Kleinspeicher

Während Großspeicher in der Regel direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, werden Batterie- und andere Kleinspeicher bis auf wenige Ausnahmen zukünftig im Verteilernetz zu finden sein. Sie werden dort in verschiedensten Ausprägungen auftreten, zum Beispiel als Batteriespeicher in Elektromobilen, als Stromspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von EEG-Anlagen oder in anderen Systemen. Alle Speicher, die im Verteilernetz angesiedelt sind, haben nur mittelbare Auswirkungen auf den Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen, da sie nur in ihrer Gesamtheit mit allen anderen Erzeugern und Verbrauchern aggregiert über die Grenzen der Verteilernetze auf die überlagerten Netzebenen zurückwirken. Der genaue Effekt des Einsatzes der Kleinspeicher auf den Netzausbaubedarf auf Übertragungsebene ist noch unbestimmt. Allerdings gilt auch: Je eher diese Speicher unter Marktaspekten betrieben werden (wovon auszugehen ist, da für Haushaltskunden Netzrestriktionen nicht im Mittelpunkt stehen), umso weniger netzfreundliche Auswirkungen sind zu erwarten.

7.3 Gasnetz als „Stromsenke“, chemische Speicher

Indem überschüssiger Strom per Elektrolyse in Wasserstoff verwandelt und ggf. in einem weiteren Prozessschritt unter Zugabe von CO₂ zu Methan umgewandelt wird, können Gasnetze dazu

dienen, überschüssige Energie aus dem Stromnetz aufzunehmen. Dies kann die Abschaltung von Erzeugern aus Gründen von Netzüberlastung vermeiden

Man kann diese technische Option als einen „chemischen Stromspeicher“ bezeichnen, wenn zum Beispiel in einem Hybridkraftwerk oder in einem GuD-Kraftwerk das Gas wieder zurückverstromt wird. Genauso ist es möglich, das Gas einer alternativen Verwertung zuzuführen, zum Beispiel als Treibstoff für Autos oder für Heizzwecke.

Das Gasnetz würde somit zu einer Stromsenke. Sowohl im Umgang mit dem End- oder Zwischenprodukt Wasserstoff als auch mit dem Vorprodukt CO₂ sind jedoch viele technische, organisatorische und ökonomische Fragen noch offen.

Dieser Befund deckt sich mit den Erkenntnissen des Workshops der Bundesnetzagentur und des Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES in Kassel zum Thema „Power-to-Gas“ vom 22.11.2011, bei dem eine praktische Relevanz des Themas erst für den Zeitraum allenfalls nach dem Jahr 2022 gesehen wurde.

E. Begründung der Nebenbestimmungen

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Durchführung der untenstehenden Analyseschritte in Form von Nebenbestimmungen steigert die Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit der Annahmen im Szenariorahmen 2011 und dient der Vorbereitung der folgenden Prozessschritte. Den Analysen kommt eine hohe funktionale Bedeutung zu.

Die Bundesnetzagentur hat sich zur Verpflichtung in Form von Nebenbestimmungen entschieden, um hierdurch die rechtliche Durchsetzbarkeit zu sichern.

1. Wert der Jahreshöchstlast in 2010

Die Ermittlung eines Ausgangswertes für die Jahreshöchstlast des Referenzjahres 2010 wird verlangt, um die Plausibilität der für die Jahre 2022 und 2032 abgeleiteten Zielwerte für die Jahreshöchstlast beurteilen zu können.

Die Bundesnetzagentur genehmigt im Szenariorahmen keinen Einzelwert für die zeitgleiche netzebenenübergreifende Jahreshöchstlast für das Jahr 2010. Die Bundesnetzagentur geht stattdessen davon aus, dass sich die netzübergreifende zeitgleiche Jahreshöchstlast in einer Bandbreite von 84,0 bis 87,5 GW bewegt. Eine exakte Bestimmung der tatsächlichen Jahreshöchstlast für das Jahr 2010 ist mit dem derzeitig verfügbaren Stand der Technik nicht möglich.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes an der angegebenen Bandbreite zu orientieren und haben darzulegen, welcher Wert aus der angegebenen Bandbreite für die Jahreshöchstlast in 2010 zur Anwendung kommt. Aus der Herleitung des für das Jahr 2010 anzuwendenden Jahreshöchstlastwertes muss hervorgehen, inwieweit die Größe „Jahreshöchstlast“ zu den Parametern „berücksichtigter Kraftwerkspark“ und „ausgespeiste Arbeit“ kongruent ist. Für die Plausibilisierung sind geeignete Verfahren durchzuführen.

2. Absenkung des Stromverbrauchs

Durch die Auflage zur Erstellung einer Sensitivitätsbetrachtung, bei der die Erreichung des Verbrauchsreduktionsziels der Bundesregierung angenommen wird, wird der gesetzlichen Anforderung an den Szenariorahmen Genüge getan.

Neben der im Szenariorahmen angegebenen, wahrscheinlichen konstanten Entwicklung des Stromverbrauchs auf dem Niveau des Jahres 2010 muss daher auch die Auswirkung eines sinkenden Stromverbrauchs auf den Netzentwicklungsbedarf im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen untersucht werden.

Die Netzbetreiber haben dabei die Auswirkung einer 10 % tigen Absenkung des Stromverbrauchs bis 2020 und 25 % tigen Absenkung des Stromverbrauchs bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 2008 zu untersuchen. Bezüglich der damit korrespondierenden Jahreshöchstlast haben die Netzbetreiber geeignete Annahmen zu treffen. Eine geeignete Annahme ist die Annahme eines konstanten Verhältnisses aus Stromverbrauch und Jahreshöchstlast, auf Basis des hierzu im Szenario A für das Jahr 2022 genehmigten Wertepaares.

3. Angaben zu Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen

Eine abschließende Ermittlung der kraftwerksscharfen Abgrenzung der wärme- und stromgeführten Anteile an der Gesamtleistung konnte bis zum Zeitpunkt der Erstellung der Genehmigung nicht erbracht werden. Mit Schreiben vom 17.10.2011 liegen von Kraftwerksbetreibern jeweils nur Angaben über die grundsätzliche Teilnahme eines Kraftwerksblocks an der KWK-Förderung nach dem KWK-G vor. In der Konsequenz könne jeweils auch nur pauschal die gesamte Kraftwerksleistung dem Sektor KWK zugeordnet werden, obgleich nur jeweils ein kraftwerksblockscharfer Anteil an der Gesamtleistung stromgeführt ist.

Für die Marktmodellierung sind allerdings geeignete Annahmen zur konkreten Ausgestaltung des Kraftwerksparks und zur Abgrenzung der strom- und wärmegeführten Kraftwerksscheibe zu machen. Diese sind entsprechend der Vorgabe der Nebenbestimmung zu veröffentlichen.

4. Treibhausgasemission, Primärenergieeinsatz und Stromerzeugungsmenge

Die Berechnung der in den unter 1 genehmigten Stromerzeugungskapazitäten wahrscheinlich generierten Stromerzeugungsmengen kann erst im Rahmen der Regionalisierung oder der Netzmodellierung die unter Zugrundelegung eines nachvollziehbaren Marktmodells erfolgen. Eine Ableitung der Stromerzeugungsmengen allein auf Basis des Szenariorahmens ist methodisch nicht zu leisten.

Für eine abschließende Ermittlung der Entwicklung der Stromerzeugung aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die Entwicklung des Ausstoßes von Treibhausgasemissionen im Stromerzeugungssektor sowie die Entwicklung des Primärenergieträgereinsatzes im Stromerzeugungssektor ist die Herleitung und Veröffentlichung der Stromerzeugungsmengen, des Primärenergieträgereinsatzes und der korrespondierenden Treibhausgasemissionen erforderlich.

Die beigefügte Anlage ist Bestandteil dieser Genehmigung.

Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

Bonn, den 20.12.2012

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung und Stromverbrauch	2
Tabelle 2: Jahreshöchstlast.....	3
Tabelle 3: Abschätzung zur erzeugten Strommenge aus Erneuerbaren Energien.....	46
Tabelle 4: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A	57
Tabelle 5: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2022	60
Tabelle 6: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B 2032	62
Tabelle 7: Länderzahlen.....	63
Tabelle 8: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C	64
Tabelle 9: Beispielbetrachtung "Referenzfall"	70
Tabelle 10: Beispielbetrachtung "Energiewende-Fall"	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: „Szenario-Trichter“ 36

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
IFNE	Ingenieurbüro für neue Energien

ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZM	Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration
KKW	Kernkraftwerk
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windenergiepark
PV	Photovoltaik
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SN	Stellungnahme
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/EnBW Transportnetz AG/TenneT TSO GmbH (2011), Anlagenstammdaten. Stand 01.09.2011. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>

BDEW (2011), Energiemarkt Deutschland. Sommer 2010. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom-, und Fernwärmeversorgung. Berlin. Zugriff am 09.12.2011 über http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiemarkt

BEE (2009), Wege in die moderne Energiewirtschaft. Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Berlin. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.bee-ev.de/Publikationen/Studien.php>

BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen. Berlin. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36706/>

BMU/BMWi (2010), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. Zugriff am 13.12.2011 über <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=360808.html>

BSH (2011), Hamburg. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>

Bundesnetzagentur (2011a), Pressemitteilung vom 16.06.2011. Bonn. Zugriff am 08.12.2011 über http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/110616_PhotovoltaikZahlen.html?nn=65116

Bundesnetzagentur (2011b), Pressemitteilung vom 31.08.2011. Bonn. Zugriff am 09.12.2011 über http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/110831_BerichtNotwendigkeitResKKW.html

Bundesnetzagentur (2011c), Monitoringbericht 2011. Bonn. Zugriff am 14.12.2011 über http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html

Bundesnetzagentur (2009a), EEG-Statistikbericht 2009. Bonn. Zugriff am 09.12.2011 über http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VeroeffentlichungZahlenEEG_Basepage.html?nn=135464

Bundesnetzagentur (2009b), Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung. Bonn. Zugriff am 09.12.2011 über

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/AnbindungOffshoreWindparks/AnbindungOffshoreWindparks_Basepage.htm

Bundesregierung (2010), Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46202>

dena [Hrsg.] (2008), Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.dena.de/infos/presse/studien#c5277>

dena [Hrsg.] (2010), dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.dena.de/themen/thema-esd/projekte/projekt/dena-netzstudie-ii>

DEWI (2011), Jahresbilanz Windenergie 2010. Wilhelmshaven. Zugriff am 08.12.2011 über http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=12&L=1&id=12&tx_ttnews%5Btt_news%5D=108&cHash=893fa048b35feffe7b7d9314fd9fdaa8

DLR/IWES/IFNE (2010), Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow. Zugriff am 08.12.2011 über http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php

ENTSO-E (2010), Ten Year Network Development Plan. Brüssel. Zugriff am 08.12.2011 über <https://www.entsoe.eu/index.php?id=232>

ENTSO-E (2011), Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2011-2025. Brüssel. Zugriff am 13.12.2011 über <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/>

EWI/energynautics (2011), Roadmap 2050 - a closer look. Köln/Langen. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.ewi.uni-koeln.de/>

European Commission (2010), EU Energy Trends to 2030 - Update 2009. Athen. Zugriff am 09.12.2011 über http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/

Schmitt/ Forsbach (2009), Entwicklungsperspektiven des deutschen Elektrizitätsmarktes. Zugriff am 05.12.2011 über http://www.hse.ag/presse/pressemitteilungen/pressemeldung.html?tx_nidaghseintranetcontent

[pi1%5Bpressid%5D=6787&tx_nidaghseintranetcontent_pi1%5Bsearchterm%5D=entwicklungsperspektiven&tx_nidaghseintranetcontent_pi1%5Bsuchart%5D=AND&cHash=1d28f37a5f8f36d56cfd9ae759444f48](http://www.zew.de/de/publikationen/publikation.php3?action=detail&nr=5844)

IER/RWI/ZEW (2010), Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Essen/Mannheim/Stuttgart. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.zew.de/de/publikationen/publikation.php3?action=detail&nr=5844>

IZM/ISI (2009), Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Berlin/Karlsruhe. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=305306.html>

Öko-Institut et al. (2007): Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030. Endbericht für WWF und DUH. Berlin/Hamburg. Zugriff am 08.12.2011 über http://www.oeko.de/das_institut/mitarbeiterinnen/dok/630.php?id=59&dokid=718&anzeige=det&Titel1=&IAutor1=

Prognos (2011), Letztverbrauch 2012 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage. Basel. Zugriff am 09.12.2011 über <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>

Prognos/Berger (2010), Wegweiser Solarwirtschaft: PV Roadmap 2020. Basel/Düsseldorf. Zugriff am 09.12.2011 über [http://www.prognos.com/Publikationsdatenbank.28+M5562a40998b.0.html?&tx_atwpubdb_pi1\[showUid\]=288](http://www.prognos.com/Publikationsdatenbank.28+M5562a40998b.0.html?&tx_atwpubdb_pi1[showUid]=288)

Prognos/EWI/GWS (2011), Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.ewi.uni-koeln.de/nc/institut/presse/pressemitteilung/archive/2011/08/article/energieszzenarien-2011-schneller-ausstieg-aus-kernenergie-machbar/>

Prognos/EWI/GWS (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück. Zugriff am 08.12.2011 über <http://www.bmu.de/energiewende/downloads/doc/46367.php>

Anlage 1: Kraftwerkliste zur Begründung der Genehmigung

Kraftwerksbezeichnung	Inbetrieb- nahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Heizkraftwerk Reuter (Kraftwerk Reuter West Block C)	1969	132	Steinkohle				
Bergkamen A	1981	717	Steinkohle	717	717		717
Bexbach A	1983	721	Steinkohle	721	721	721	721
Datteln 1	1964	95	Steinkohle				
Datteln 2	1964	95	Steinkohle				
Datteln 3	1969	113	Steinkohle				
Dortmund Knepper C	1971	345	Steinkohle				
Duisburg-Hochfeld I 1	1985	100	Steinkohle	100	100	100	100
Duisburg-Hochfeld IIB B	1965	133	Steinkohle				
Duisburg-Walsum 7	1960		Steinkohle				
Duisburg-Walsum 9	1988	370	Steinkohle	370	370	370	370
Duisburg-Walsum Neu 10	2010	725	Steinkohle	725	725	725	725
Ensdorf A	1964	106	Steinkohle				
Ensdorf C	1971	283	Steinkohle				
Fernwärmekraftwerk(FWK) Gelsenkirchen Buer	1985	70	Steinkohle	70	70	70	70
Gemeinschaftskraftwerk Hannover Block 1	1989	125	Steinkohle	125	125	125	125
Gemeinschaftskraftwerk Hannover Block 2	1989	125	Steinkohle	125	125	125	125
Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt	1994	126	Steinkohle	126	126	126	126
Gersteinwerk K2	1984	600	Steinkohle	600	600	600	600
Grosskraftwerk Mannheim Block 3	1966	202,5	Steinkohle				
Grosskraftwerk Mannheim Block 4	1970	202,5	Steinkohle				
Grosskraftwerk Mannheim Block 6	2005	255	Steinkohle	255	255	255	255
Grosskraftwerk Mannheim Block 7	1983	425	Steinkohle	425	425	425	425
Grosskraftwerk Mannheim Block 8	1993	435	Steinkohle	435	435	435	435
Hamm Westfalen A	1963	152	Steinkohle				
Hamm Westfalen B	1963	152	Steinkohle				
Hamm Westfalen C	1969		Steinkohle				
Heizkraftwerk Braunschweig Mitte	1986	43,4	Steinkohle	43,4	43,4	43,4	43,4
Heizkraftwerk Flensburg	1974	142	Steinkohle	142	142		142
Heizkraftwerk Frankfurt West Block 2	1990	61,5	Steinkohle	61,5	61,5	61,5	61,5
Heizkraftwerk Frankfurt West Block 3	1990	61,5	Steinkohle	61,5	61,5	61,5	61,5
Heizkraftwerk Frankfurt West Block 4	1994	99	Steinkohle	99	99	99	99
Heizkraftwerk Völklingen HKV	1989	210	Steinkohle	210	210	210	210

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Heizkraftwerk Wolfsburg Nord	1989	121	Steinkohle	121	121	121	121
Heizkraftwerk Wolfsburg West Block 1	1984	128	Steinkohle	128	128	128	128
Heizkraftwerk Wolfsburg West Block 2	1985	153	Steinkohle	153	153	153	153
Heizkraftwerk, Schildescher Straße; Bielefeld	1950	53	Steinkohle				
Herne 3	1966	280	Steinkohle				
Herne 4	1989	440	Steinkohle	440	440	440	440
Herne 5	in Planung		Steinkohle	800			
Herne Schamrock	1956	132	Steinkohle				
Ibbenbueren B	1985	794	Steinkohle	794	794	794	794
Kraftwerk Altbach HKWI Dampfturbine 1	1985	433	Steinkohle	433	433	433	433
Kraftwerk Altbach HKWII Dampfturbine 2	1997	304	Steinkohle	304	304	304	304
Kraftwerk Bremen Block 5	1968	145	Steinkohle				
Kraftwerk Bremen Block 6	1979	315	Steinkohle	315	315		315
Kraftwerk Brunsbüttel SWS1	in Planung		Steinkohle	870			
Kraftwerk Brunsbüttel SWS2	in Planung		Steinkohle	870			
Kraftwerk Datteln 4	in Bau		Steinkohle	1055	1055	1055	1055
Kraftwerk Farge	1969	350	Steinkohle				
Kraftwerk Hamm Westfalen D	in Bau		Steinkohle	765	765	765	765
Kraftwerk Hamm Westfalen E	in Bau		Steinkohle	765	765	765	765
Kraftwerk Hastedt Block 15	1989	130	Steinkohle	130	130	130	130
Kraftwerk Heilbronn Block 5	1964	110	Steinkohle				
Kraftwerk Heilbronn Block 6	1966	110	Steinkohle				
Kraftwerk Heilbronn Block 7	1985	778	Steinkohle	778	778	778	778
Kraftwerk Heyden 4 Petershagen	1987	875	Steinkohle	875	875	875	875
Kraftwerk Kiel	1970	323	Steinkohle				
Kraftwerk Mehrum C	1979	690	Steinkohle	690	690		690
Kraftwerk Moabit Block A	1989	89	Steinkohle	89	89	89	89
Kraftwerk Moorburg Block 1	in Bau		Steinkohle	760	760	760	760
Kraftwerk Moorburg Block 2	in Bau		Steinkohle	760	760	760	760
Kraftwerk München Nord Block 2 Unterföhring	1991	335	Steinkohle	335	335	335	335
Kraftwerk Reuter West Block D	1987	282	Steinkohle	282	282	282	282
Kraftwerk Reuter West Block E	1988	282	Steinkohle	282	282	282	282
Kraftwerk Rostock Block A	1994	508	Steinkohle	509	509	509	509
Kraftwerk Stade	in Planung		Steinkohle	1055			
Kraftwerk Staudinger 6	in Planung		Steinkohle	1055			

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Kraftwerk Staudinger Block 1	1965	249	Steinkohle				
Kraftwerk Staudinger Block 3	1970	293	Steinkohle				
Kraftwerk Staudinger Block 5	1992	510	Steinkohle	510	510	510	510
Kraftwerk Tiefstack Block 2	1993	194	Steinkohle	190	190	190	190
Kraftwerk Veltheim Block 2	1965	93	Steinkohle				
Kraftwerk Veltheim Block 3	1970	303	Steinkohle				
Kraftwerk Walheim Block 1	1964	103	Steinkohle				
Kraftwerk Walheim Block 2	1967	153	Steinkohle				
Kraftwerk Wedel Block 1	1961	137	Steinkohle				
Kraftwerk Wedel Block 2	1962	123	Steinkohle				
Kraftwerk Wilhelmshaven	in Bau		Steinkohle	731	731	731	731
Kraftwerk Wilhelmshaven	1976	757	Steinkohle	757	757		757
Kraftwerk Zolling 5	1985	449	Steinkohle	449	449	449	449
Lünen 6	1962	149	Steinkohle				
Lünen 7	1970	324	Steinkohle				
Lünen Evonik 4	in Planung		Steinkohle	800			
Lünen Trianel	in Bau		Steinkohle	750	750	750	750
Mannheim GKM Block 9 P	in Bau		Steinkohle	845	845	845	845
Marl Chemiepark Block 4	1971	54	Steinkohle				
Marl Chemiepark CW 28 EG1	1983	65	Steinkohle	65	65	65	65
Marl Chemiepark CW26 KS1	1966	55	Steinkohle				
Modellkraftwerk Völklingen MKV	1982	178	Steinkohle	178	178	178	178
Rheinhafendampfkraftwerk Daxlanden Block 7	2001	505	Steinkohle	505	505	505	505
Rheinhafendampfkraftwerk Daxlanden RDK8	in Bau		Steinkohle	874	874	874	874
Scholven B	1968	345	Steinkohle				
Scholven C	1969	345	Steinkohle				
Scholven D	1970	345	Steinkohle				
Scholven E	1971	345	Steinkohle				
Scholven F	1979	676	Steinkohle	676	676		676
Voerde A	1982	695	Steinkohle	695	695	695	695
Voerde B	1985	695	Steinkohle	695	695	695	695
Voerde-West 1	1970		Steinkohle				
Voerde-West 2	1971		Steinkohle				
Weiher 3	1976	656	Steinkohle	656	656		656
Werdohl Elverlingsen 3	1971	186	Steinkohle				

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Werdohl Elverlingsen 4	1982	310	Steinkohle	310	310	310	310
Wuppertal-Elberfeld	1989	78	Steinkohle	78	78	78	78
Berrenrath 1	1991	49	Braunkohle	49	49	49	49
Fernwärmekraftwerk Kassel (FKK)	1988	33	Braunkohle	33	33	33	33
Frimmersdorf C	1957	129	Braunkohle				
Frimmersdorf D	1957	130	Braunkohle				
Frimmersdorf E	1959	130	Braunkohle				
Frimmersdorf F	1960	132	Braunkohle				
Frimmersdorf G	1960	124	Braunkohle				
Frimmersdorf I	1960	128	Braunkohle				
Frimmersdorf K	1962	136	Braunkohle				
Frimmersdorf L	1962	131	Braunkohle				
Frimmersdorf M	1962	138	Braunkohle				
Frimmersdorf N	1964	135	Braunkohle				
Frimmersdorf O	1964	133	Braunkohle				
Frimmersdorf P	1966	300	Braunkohle				
Frimmersdorf Q	1970	300	Braunkohle				
HKW Merkenich Block 6	2010	75,3	Braunkohle	75,3	75,3	75,3	75,3
Goldenberg E	1992	66	Braunkohle	66	66	66	66
Goldenberg F	1993	85	Braunkohle	85	85	85	85
Kraftwerk Lippendorf Block R	1999	890	Braunkohle	890	890	890	890
Kraftwerk Lippendorf Block S	1999	875	Braunkohle	875	875	875	875
Kraftwerk Boxberg Block N	1995	489	Braunkohle	489	489	489	489
Kraftwerk Boxberg Block P	1995	489	Braunkohle	489	489	489	489
Kraftwerk Boxberg Block Q	2000	858	Braunkohle	858	858	858	858
Kraftwerk Boxberg Block R	in Bau		Braunkohle	640	640	640	640
Kraftwerk Buschhaus	1985	352	Braunkohle	352	352	352	352
Kraftwerk Chemnitz Block 1	2009	190	Braunkohle	190	190	190	190
Kraftwerk Cottbus	1999	70,5	Braunkohle	70,5	70,5	70,5	70,5
Kraftwerk Deuben	1993	67	Braunkohle	67	67	67	67
Kraftwerk Frankfurt (Oder) Block 1	2000	42,3	Braunkohle	42,3	42,3	42,3	42,3
Kraftwerk Jänschwalde Block A	1996	490	Braunkohle	490	490	490	490
Kraftwerk Jänschwalde Block B	1995	490	Braunkohle	490	490	490	490
Kraftwerk Jänschwalde Block C	1996	490	Braunkohle	490	490	490	490
Kraftwerk Jänschwalde Block D	1996	490	Braunkohle	490	490	490	490

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Kraftwerk Jänschwalde Block E	1994	490	Braunkohle	490	490	490	490
Kraftwerk Jänschwalde Block F	1996	490	Braunkohle	490	490	490	490
Kraftwerk Klingenberg (Alt)	1973	160	Braunkohle	160	160		160
Kraftwerk Mumsdorf	1994	60	Braunkohle	60	60	60	60
Kraftwerk Profen	in Planung		Braunkohle	602			
Kraftwerk Schkopau Block A	1996	450	Braunkohle	450	450	450	450
Kraftwerk Schkopau Block B	1996	450	Braunkohle	450	450	450	450
Kraftwerk Schwarze Pumpe Block A	1997	767	Braunkohle	767	767	767	767
Kraftwerk Schwarze Pumpe Block B	1998	767	Braunkohle	767	767	767	767
Kraftwerk Wähilitz	1994	31	Braunkohle	31	31	31	31
Neurath A	1972	277	Braunkohle	277	277		277
Neurath B	1972	288	Braunkohle	288	288		288
Neurath C	1973	292	Braunkohle	292	292		292
Neurath D	1975	607	Braunkohle	607	607		607
Neurath E	1976	601	Braunkohle	601	601		601
Neurath F	in Bau		Braunkohle	1050	1050	1050	1050
Neurath G	in Bau		Braunkohle	1050	1050	1050	1050
Niederaußem A	1963	125	Braunkohle				
Niederaußem B	1963	125	Braunkohle				
Niederaußem BoA 4	in Planung		Braunkohle	1050			
Niederaußem BoA 5	in Planung		Braunkohle	1050			
Niederaußem C	1965	294	Braunkohle				
Niederaußem D	1968	297	Braunkohle				
Niederaußem E	1970	295	Braunkohle				
Niederaußem F	1971	299	Braunkohle				
Niederaußem G	1974	653	Braunkohle	653	653		653
Niederaußem H	1974	648	Braunkohle	648	648		648
Niederaußem K	2002	944	Braunkohle	944	944	944	944
Weisweiler C	1955	123	Braunkohle				
Weisweiler D	1959	135	Braunkohle				
Weisweiler E	1965	358	Braunkohle				
Weisweiler F	1967	300	Braunkohle				
Weisweiler G	1974	590	Braunkohle	590	590		590
Weisweiler H	1975	590	Braunkohle	590	590		590
Erdgasturbine Itzehoe	1972	88	Öl	88	88		88

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Flingern GTKW	1977	80	Öl	80	80		80
Gasturbine Audorf	1973	87	Öl	87	87		87
Gasturbinen Hausham 1-4	1982	100	Öl	100	100	100	100
Heizkraftwerk Stuttgart-Münster MÜN GT16	1974	23,3	Öl	23,3	23,3		23,3
Heizkraftwerk Stuttgart-Münster MÜN GT17	1974	23,3	Öl	23,3	23,3		23,3
Heizkraftwerk Stuttgart-Münster MÜN GT18	1974	23,3	Öl	23,3	23,3		23,3
HKW Flensburg (Kaltreserve) Block 5	1974	20	Öl				
HKW-Barmen	2008	60	Öl	60	60	60	60
Kraftwerk Anklam	1993	11,3	Öl	11,3	11,3	11,3	11,3
Kraftwerk Brunsbüttel Block 6	1974	63	Öl	63	63		63
Kraftwerk Brunsbüttel Block 7	1974	63	Öl	63	63		63
Kraftwerk Brunsbüttel Block 8	1974	63	Öl	63	63		63
Kraftwerk Brunsbüttel Block 9	1974	63	Öl	63	63		63
Kraftwerk Güstrow	1993	17	Öl	17	17	17	17
Kraftwerk Ingolstadt Block 3	1973	386	Öl	386	386		386
Kraftwerk Ingolstadt Block 4	1974	386	Öl	386	386		386
Kraftwerk Marbach Dampfturbine 3	1975	85	Öl	85	85		85
Kraftwerk Marbach Gasturbine 2	1971	77,4	Öl				
Kraftwerk Marbach Gasturbine 3	1975	262	Öl	262	262		262
Kraftwerk Schwedt	1998	186,5	Öl	186,5	186,5	186,5	186,5
Kraftwerk Walheim Gasturbine	1981	135	Öl	135	135		135
Kraftwerk Wilmersdorf Block 1	1977	91	Öl	91	91		91
Kraftwerk Wilmersdorf Block 2	1977	91	Öl	91	91		91
Kraftwerk Wilmersdorf Block 3	1977	91	Öl	91	91		91
Kraftwerk Zolling	1976	46	Öl	46	46		46
KW Mittelsbüren	1975	88	Öl	88	88		88
MiRO	1995	45	Öl	45	45	45	45
Raffineriekraftwerk Köln Godorf	1988	80	Öl	80	80	80	80
SKW Gasturbine	1988	24	Öl	24	24	24	24
ÜWAG Kraftwerk Fulda	1990	20,56	Öl	20,56	20,56	20,56	20,56
Wedel GT A	1972	50,5	Öl	50,5	50,5		50,5
Wedel GT B	1972	50,5	Öl	50,5	50,5		50,5
Kraftwerk Häusern	1931	100	Speicher	100	100	100	100
Kraftwerk Witznau	1943	220	Speicher	220	220	220	220
Kraftwerk Waldshut	1951	150	Speicher	150	150	150	150

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Kraftwerk Säckingen	1967	360	Speicher	360	360	360	360
Kraftwerk Wehr	1968	910	Speicher	910	910	910	910
Pumpspeicherkraftwerk Reisach	1955	99	Speicher	99	99	99	99
Pumpspeicherkraftwerk Happurg	1958	160	Speicher	160	160	160	160
Pumpspeicherkraftwerk Leitzach II	1960	38,2	Speicher	38,2	38,2	38,2	38,2
Pumpspeicherkraftwerk Erzhausen	1964	220	Speicher	220	220	220	220
Pumpspeicherkraftwerk Waldeck	1974	480	Speicher	480	480	480	480
Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten	1976	160	Speicher	160	160	160	160
Pumpspeicherkraftwerk Leitzach I	1983	49	Speicher	49	49	49	49
Pumpspeicherkraftwerk Waldeck 1/Bringhausen	2008	140	Speicher	140	140	140	140
Koepchenwerk 5 5	1989	150	Speicher	150	150	150	150
Pumpspeicherkraftwerk Roenkhausen R1	1969	70	Speicher	70	70	70	70
Roenkhausen R2 R2	1969	70	Speicher	70	70	70	70
Goldistal Pumpspeichersatz A	2003	265	Speicher	265	265	265	265
Goldistal Pumpspeichersatz B	2003	265	Speicher	265	265	265	265
Goldistal Pumpspeichersatz C	2004	265	Speicher	265	265	265	265
Goldistal Pumpspeichersatz D	2004	265	Speicher	265	265	265	265
Hohenwarte II Pumpspeichersatz A	1966	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz B	1966	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz C	1966	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz D	1966	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz E	1965	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz F	1965	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz G	1965	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte II Pumpspeichersatz H	1965	40	Speicher	40	40	40	40
Markersbach Pumpspeichersatz A	1979	160	Speicher	160	160	160	160
Markersbach Pumpspeichersatz B	1979	160	Speicher	160	160	160	160
Markersbach Pumpspeichersatz C	1980	160	Speicher	160	160	160	160
Markersbach Pumpspeichersatz D	1980	160	Speicher	160	160	160	160
Markersbach Pumpspeichersatz E	1981	160	Speicher	160	160	160	160
Markersbach Pumpspeichersatz F	1981	160	Speicher	160	160	160	160
Niederwartha Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 1	1960	20	Speicher	20	20	20	20
Niederwartha Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 2	1960	20	Speicher	20	20	20	20
Geesthacht Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 1	1959	120	Speicher	120	120	120	120
Wendefurth Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 1	1967	40	Speicher	40	40	40	40

Kraftwerksbezeichnung	Inbetrieb- nahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Wendefurth Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 2	1968	40	Speicher	40	40	40	40
Bleiloch Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 1	1932	40	Speicher	40	40	40	40
Bleiloch Pumpspeicherwerk Pumpspeichersatz 2	1932	40	Speicher	40	40	40	40
Hohenwarte Pumpspeicherwerk I Pumpspeichersatz 1	1959	30	Speicher	30	30	30	30
Hohenwarte Pumpspeicherwerk I Pumpspeichersatz 2	1959	30	Speicher	30	30	30	30
Pumpspeicherkraftwerk Glems	1964	90	Speicher	90	90	90	90
Rudolf-Fettweis-Werk Forbach	in Planung		Speicher	200	200	200	200
Speicher Atdorf 1	in Planung		Speicher	700	700	700	700
Speicher Atdorf 2	in Planung		Speicher	700	700	700	700
Pumpspeicherkraftwerk Waldeck M7	in Planung		Speicher	301	301	301	301
Pumpspeicherkraftwerk Riedl	in Planung		Speicher	300	300	300	300
ERES II	in Planung		Speicher	456	456	456	456
Speicher ADELE	in Planung		Speicher	90	90	90	90
Rudolf-Fettweis-Werk (Blockname: Pumpspeicherkraftwerk Schwarzenbach)	1926	43	Speicher	43	43	43	43
Pumpspeicherkraftwerk Tanzmühle	1959	28	Speicher	28	28	28	28
Bitterfeld Chemiepark	2000	106	Erdgas	106	106	106	106
Thyrow 2-1 bis 2-4	1989	146	Erdgas	146	146	146	146
Ahrensfelde 1 bis 4	1990	150	Erdgas	150	150	150	150
Schwarzheide	1994	40	Erdgas	40	40	40	40
Bernburg	1995	66	Erdgas	66	66	66	66
Dresden Nossener Brücke	1995	250	Erdgas	250	250	250	250
Kirchmöser	1995	160	Erdgas	160	160	160	160
Staßfurt 1 u. 2	1996	96	Erdgas	96	96	96	96
Berlin-Mitte HKW	1996	444	Erdgas	444	444	444	444
Jena-Süd	1996	192	Erdgas	192	192	192	192
Leipzig-Nord	1996	167	Erdgas	167	167	167	167
Rostock-Marienehe	1996	108	Erdgas	108	108	108	108
Hamburg Hafen City	1999	2	Erdgas	2	2	2	2
Berlin-Charlottenburg 4 bis 6	2000	211	Erdgas	211	211	211	211
GuD-HKW Hamburg Tiefstack	2007	127	Erdgas	127	127	127	127
SK Halle (Saale)	1994	135	Erdgas	135	135	135	135
SK Schwerin	1994	51,23	Erdgas	51,23	51,23	51,23	51,23
SK Potsdam	1995	84	Erdgas	84	84	84	84
SK Suhl	1995	13,5	Erdgas	13,5	13,5	13,5	13,5

Kraftwerksbezeichnung	Inbetrieb- nahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
SK Greifswald	1996	14,1	Erdgas	14,1	14,1	14,1	14,1
SK Neubrandenburg	1997	72,38	Erdgas	72,38	72,38	72,38	72,38
SK Gera	1997	73,32	Erdgas	73,32	73,32	73,32	73,32
SK Brandenburg an der Havel	1997	37	Erdgas	37	37	37	37
SK Erfurt	2000	77	Erdgas	77	77	77	77
SK Halle (Saale)	2005	94	Erdgas	94	94	94	94
Heizkraftwerk Halle-Trotha GmbH	1994	94	Erdgas	94	94	94	94
Greifswald (BHKW Altstadt)	1996	4,5	Erdgas	4,5	4,5	4,5	4,5
Hamburg (Öhlmühle Hamburg)	1992	11,28	Erdgas	11,28	11,28	11,28	11,28
Rudolstadt	1992	8,084	Erdgas	8,084	8,084	8,084	8,084
Berlin (Melitta Papierfabrik)	1993	4	Erdgas	4	4	4	4
Eisenach	1993	9	Erdgas	9	9	9	9
Hermisdorf	1993	5	Erdgas	5	5	5	5
Berlin-Köpenick	1994	9	Erdgas	9	9	9	9
Magdeburg	1994	5	Erdgas	5	5	5	5
Schwerin-Lankow	1994	23	Erdgas	23	23	23	23
Dessau	1995	53,58	Erdgas	53,58	53,58	53,58	53,58
Sermuth	1995	16	Erdgas	16	16	16	16
Dresden-Nord	1995	9	Erdgas	9	9	9	9
Leuna	1996	52	Erdgas	52	52	52	52
Wolfen	1996	40	Erdgas	40	40	40	40
Freiberg	1996	10	Erdgas	10	10	10	10
Berlin-Schöneeweide	2004	9	Erdgas	9	9	9	9
Grabe	2004	9	Erdgas	9	9	9	9
Berlin-Charité	2005	4	Erdgas	4	4	4	4
Zielitz	1996	23,3	Erdgas	23,3	23,3	23,3	23,3
Eilenburg (Stora Enso Sachsen)	1996	42,2	Erdgas	42,2	42,2	42,2	42,2
Schwarza	2008	20,8	Erdgas	20,8	20,8	20,8	20,8
Köln-Merkenich 4	2000	108	Erdgas	108	108	108	108
Dormagen (RWE Power AG)	2000	585	Erdgas	585	585	585	585
Ludwigshafen-Süd (BASF)	1998	390	Erdgas	390	390	390	390
Rüsselsheim	1999	100	Erdgas	100	100	100	100
Lausward A (Anton)	2000	100	Erdgas	100	100	100	100
Mainz-Wiesbaden 3-1	2001	398	Erdgas	398	398	398	398
Köln-Niehl II	2005	413	Erdgas	413	413	413	413

Kraftwerksbezeichnung	Inbetrieb- nahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Ludwigshafen GuD (BASF Kraftwerk Mitte)	2005	491	Erdgas	491	491	491	491
Marl III	2005	148	Erdgas	148	148	148	148
Münster GuD	2005	100	Erdgas	100	100	100	100
Hamm-Uentrop 1 (Trianel)	2007	422,5	Erdgas	422,5	422,5	422,5	422,5
Hamm-Uentrop 2 (Trianel)	2007	422,5	Erdgas	422,5	422,5	422,5	422,5
Herdecke H3 (Cuno)	2007	417	Erdgas	417	417	417	417
Knapsack - Hürth	2007	788	Erdgas	788	788	788	788
Emsland-Lingen D	2010	876	Erdgas	876	876	876	876
SK Köln	2000	70	Erdgas	70	70	70	70
SK Wuppertal	1988	58	Erdgas	58	58	58	58
SK Bonn	1998	24,175	Erdgas	24,175	24,175	24,175	24,175
SK Bochum	2004	21,2	Erdgas	21,2	21,2	21,2	21,2
SK Dortmund	2004	12	Erdgas	12	12	12	12
SK Augsburg	2004	28,5	Erdgas	28,5	28,5	28,5	28,5
Regionalverband Saarbrücken	2011	45	Erdgas	124	124	124	124
SK Pirmasens	2005	11	Erdgas	11	11	11	11
SK Wuppertal (HKW-Barmen)	2005	145	Erdgas	145	145	145	145
(Altbach KKW II GTE) GTE	1997	65	Erdgas	65	65	65	65
Karlsruhe-RDK 4s GuD	1998	353	Erdgas	353	353	353	353
SK Pforzheim (Ersatz im Jahr 2025)	1980	95	Erdgas	95	95	95	95
SK Freiburg im Breisgau	1998	61,639	Erdgas	61,639	61,639	61,639	61,639
LK Tübingen	2000	14,544	Erdgas	14,544	14,544	14,544	14,544
Obernburg	1996	64	Erdgas	64	64	64	64
Burghausen	2001	115	Erdgas	115	115	115	115
Heizkraftwerk (HKW) Niederrad, Block 1	2005	76	Erdgas	76	76	76	76
München-Süd GuD 2	2004	382,9	Erdgas	382,9	382,9	382,9	382,9
Nürnberg - Sandreuth	2005	150	Erdgas	150	150	150	150
Irsching 5	2009	847	Erdgas	847	847	847	847
Plattling	2010	56	Erdgas	56	56	56	56
Irsching 4	2011	600	Erdgas	530	530	530	530
LK Göttingen	1998	21,599	Erdgas	21,599	21,599	21,599	21,599
SK Erlangen	2005	20	Erdgas	20	20	20	20
SK Kiel	2005	27	Erdgas	27	27	27	27
Braunschweig 2011 (HKW Mitte GuD)	2011	46	Erdgas	46	46	46	46
BASF Nord (Ersatz im Jahr 2022)	1977	60	Erdgas	60	60	60	60

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Infraserv GT1(Wi-Bibrich)	2006	23,3	Erdgas	23,3	23,3	23,3	23,3
Weisweiler VGT G	2006	274	Erdgas	274	274	274	274
Weisweiler VGT H	2006	274	Erdgas	274	274	274	274
Emsland-Lingen Neu B1	2011	112	Erdgas	112	112	112	112
Emsland-Lingen Neu C1	2011	112	Erdgas	112	112	112	112
Bielefeld 2012	2012	55	Erdgas	55	55	55	55
Wilhelmshaven [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	56	Erdgas	56	56	56	56
Gaisburg GT13 [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	65	Erdgas	65	65	65	65
HKW Hiltrop [Ersatz im Jahr 2020]	Ersatz KW 202	30,8	Erdgas	30,8	30,8	30,8	30,8
Lichterfelde [Ersatz 2019]	Ersatz KW 202	432	Erdgas	290	290	290	290
Berlin-Buch [Ersatz im Jahr 2019]	Ersatz KW 202	5	Erdgas	4,7	4,7	4,7	4,7
Lünen GuD*	Ersatz KW 202	119	Erdgas	119	119	119	119
Gersteinwerk I [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	410	Erdgas	410	410	410	410
Emsland-Lingen B2 [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	355	Erdgas	355	355	355	355
Emsland-Lingen C2 [Ersatz im Jahr 2019]	Ersatz KW 202	355	Erdgas	355	355	355	355
Werdohl-Elverlingsen 1	Ersatz KW 202	150	Erdgas	150	150	150	150
Mainz-Wiesbaden 2-1 u. 2-2 [Ersatz im Jahr 2022]	Ersatz KW 202	335	Erdgas	350	350	350	350
Lausward E GT-1 und GT-2	1974	120	Erdgas				
Lausward E DT-1	1974	300	Erdgas				
Düsseldorf Lausward 2015	Ersatz KW 2022		Erdgas	500	500	500	500
Gersteinwerk F	1973	410	Erdgas				
Gersteinwerk G	1973	410	Erdgas				
Gersteinwerk Neubau 2015	Ersatz KW 2022		Erdgas	713	713	713	713
Altbach Block 4 GTA	Ersatz KW 202	50	Erdgas	50	50	50	50
Altbach Block 4 DT4	Ersatz KW 202	200	Erdgas	200	200	200	200
Altbach GTC	Ersatz KW 202	80	Erdgas	80	80	80	80
Altbach GTB	Ersatz KW 202	64	Erdgas	64	64	64	64
Bremen-Hastedt 14 [Ersatz im Jahr 2017]	Ersatz KW 202	170	Erdgas	170	170	170	170
Emden 4 [Ersatz im Jahr 2017]	Ersatz KW 202	430	Erdgas	433	433	433	433
Heizkraftwerk (HKW) Niederrad, Block 2	Ersatz KW 202	65	Erdgas	65	65	65	65
Franken I-1 (Nürnberg-Gebersdorf) [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	383	Erdgas	383	383	383	383
Landesbergen, Robert Frank 4 [Ersatz im Jahr 2017]	Ersatz KW 202	487	Erdgas	491	491	491	491
Irsching 3 [Ersatz im Jahr 2019]	Ersatz KW 202	415	Erdgas	415	415	415	415
Hannover-Herrenhausen	Ersatz KW 202	101	Erdgas	101	101	101	101
München-Freimann GT1 [Ersatz im Jahr 2020]	Ersatz KW 202	80	Erdgas	80	80	80	80

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Installierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
München-Freimann GT2 [Ersatz im Jahr 2020]	Ersatz KW 202	80	Erdgas	80	80	80	80
Kraftwerk Veltheim GT	1974	65	Erdgas				
Kraftwerk Veltheim DT	1975	335	Erdgas				
Veltheim 2-1 (GKW)*	Ersatz KW 2022		Erdgas	405	405	405	405
Franken I-2 (Nürnberg-Gebersdorf) [Ersatz im Jahr 2021]	Ersatz KW 202	440	Erdgas	440	440	440	440
Staudinger 4 [Ersatz im Jahr 2022]	Ersatz KW 202	622	Erdgas	622	622	622	622
Bützfleth (KWK Dow Stade) [Ersatz im Jahr 2017]	Ersatz KW 202	193	Erdgas	193	193	193	193
Braunschweig (HKW Mitte GT)	1965	25	Erdgas				
Braunschweig (HKW Mitte Block 12)	1971	20	Erdgas				
SK Braunschweig	Ersatz KW 2022		Erdgas	26,5	26,5	26,5	26,5
Hattorf Wintershall K+S [Ersatz im Jahr 2007]	Ersatz KW 202	88	Erdgas	110	110	110	110
Gersteinwerk H1 [Ersatz im Jahr 2018]	Ersatz KW 202	55	Erdgas	55	55	55	55
SK Duisburg	Ersatz KW 202	16,1	Erdgas	16,1	16,1	16,1	16,1
LK Emsland	Ersatz KW 202	13,02	Erdgas	13,02	13,02	13,02	13,02
SK Bochum	Ersatz KW 202	32,36	Erdgas	32,36	32,36	32,36	32,36
LK Emsland	Ersatz KW 202	13,02	Erdgas	13,02	13,02	13,02	13,02
SK Bonn	Ersatz KW 202	14,4	Erdgas	14,4	14,4	14,4	14,4
LK Havelland	Ersatz KW 202	58	Erdgas	58	58	58	58
SK Frankfurt am Main	Ersatz KW 202	95	Erdgas	95	95	95	95
LK Lippe	Ersatz KW 203	9,836	Erdgas	9,836	9,836	9,836	9,836
SK Oberhausen	Ersatz KW 203	21,45	Erdgas	21,45	21,45	21,45	21,45
SK Mainz	Ersatz KW 203	7,9	Erdgas	7,9	7,9	7,9	7,9
Thyrow 1-1 bis 1-4	Ersatz KW 203	150	Erdgas	150	150	140	150
Hagen-Kabel GuD	Ersatz KW 203	200	Erdgas	200	200	200	200
Gersteinwerk K / Werne (GT)	Ersatz KW 203	112	Erdgas	112	112	112	112
Kirchlengern 1	Ersatz KW 203	205	Erdgas	205	205	205	205
München-Süd GuD 1-2 [Ersatz im Jahr 2025]	Ersatz KW 203	275,5	Erdgas	275,5	275,5	272	275,5
LGKW Huntorf [Ersatz im Jahr 2023]	Ersatz KW 203	321	Erdgas	321	321	290	321
SK Karlsruhe (HKW West) [Ersatz im Jahr 2029]	Ersatz KW 203	37	Erdgas	37	37	37	37
Kraftwerk Hannover-Linden [Modernisierung Block 2 im Jahr 2012]	1998	100	Erdgas	230	230	230	230
Burghausen KWK IKW	in Bau	115	Erdgas	115	115	115	115
GuD Zeitz GmbH	in Bau		Erdgas	140	140	140	140
Knappsack-Hürth Neubau 2012	in Bau		Erdgas	409	409	409	409
Bremen Mittelsbüren 2013	in Bau		Erdgas	445	445	445	445

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Infraserv GT 2 und 3 (Industriepark Höchst)	in Bau		Erdgas	98	98	98	98
Weisweiler Neubau 2015	in Planung		Erdgas		713	713	713
Lichtenberg	in Planung		Erdgas		290	290	290
Eisenhüttenstadt EKO1	in Planung		Erdgas		390	390	390
Eisenhüttenstadt EKO2	in Planung		Erdgas		390	390	390
Klingenberg	in Planung		Erdgas		285	285	285
Premnitz	in Planung		Erdgas		424	424	424
Köln-Niehl GuD 3	in Planung		Erdgas		570	570	570
Braunschweig 2014	in Planung		Erdgas		400	400	400
Flensburg	in Planung		Erdgas		133	133	133
Kiel	in Planung		Erdgas		475	475	475
Burghausen 2015	in Planung		Erdgas		850	850	850
Quierschied	in Planung		Erdgas		490	490	490
Stuttgart	in Planung		Erdgas		400	400	400
Sindelfingen	in Planung		Erdgas		400	400	400
Grenzach-Wyhlen	2004	34	Erdgas	34	34	34	34
GuD Kraftwerk Hillegossen	2005	37,5	Erdgas	37,5	37,5	37,5	37,5
Schönerlinde	2005	0,5	Erdgas	0,5	0,5	0,5	0,5
HKW Fenne	2003	42	Erdgas	42	42	42	42
Heizkraftwerk Würzburg TS III	2008	23	Erdgas	23	23	23	23
Heizkraftwerk Würzburg TS II	2009	25	Erdgas	25	25	25	25
Heizkraftwerk Würzburg GT II	2009	29,5	Erdgas	29,5	29,5	29,5	29,5
Heizkraftwerk Würzburg GT I	2005	44,5	Erdgas	44,5	44,5	44,5	44,5
LK Tübingen (Eisenhut 2)	1995	3,1	Erdgas	3,1	3,1	3,1	3,1
LK Tübingen (GKT)	1996	4,4	Erdgas	4,4	4,4	4,4	4,4
BHKW "Greifswalder Thermo Insel" (Greifswald)	1996	0,6	Erdgas	0,6	0,6	0,6	0,6
BHKW "Siemensallee" (Greifswald)	1996	1,1	Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1
HKW Iderhoffstraße Erfurt	1996	12	Erdgas	12	12	12	12
Rosenheim Gasmotor 4	2011	9,5	Erdgas	9,5	9,5	9,5	9,5
Rosenheim Gasmotor 1-3	2004	9,8	Erdgas	9,8	9,8	9,8	9,8
Rosenheim Gasmotor 5	2011	4,4	Erdgas	4,4	4,4	4,4	4,4
HKW 2 Wörth	2007	51	Erdgas	51	51	51	51
HKW 3 Eltmann	2007	51	Erdgas	51	51	51	51
Neustadt Bayern Oil Cogeneration	1996	24,5	Erdgas	24,5	24,5	24,5	24,5
KWK Anlage Barby	1993	16	Erdgas	16	16	16	16

Kraftwerksbezeichnung	Inbetriebnahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
KWK Anlage Krefeld	2004	32	Erdgas	32	32	32	32
Gütersloh (Energiezentrum Mohn Media)	1994	22,2	Erdgas	22,2	22,2	22,2	22,2
Industriepark Werk Gendorf	2002	38	Erdgas	38	38	38	38
GuD Anlage Spreetal (Spremberg)	2009	50	Erdgas	50	50	50	50
Leuna (Infra Leuna; ILK GuD; GT1)	1994	35	Erdgas	35	35	35	35
Leuna (Infra Leuna; ILK GuD; GT2)	1994	35	Erdgas	35	35	35	35
Leuna (Infra Leuna; ILK GuD; GT3)	1994	35	Erdgas	35	35	35	35
Smurfit Kappa Zülpich Papier Gaskraftwerk GT1	1965	4,2	Erdgas	4,2	4,2	4,2	4,2
Smurfit Kappa Zülpich Papier Gaskraftwerk GT2	1965	4,2	Erdgas	4,2	4,2	4,2	4,2
Smurfit Kappa Zülpich Papier Gaskraftwerk GT3	1966	4,2	Erdgas	4,2	4,2	4,2	4,2
HKW Schildescherstrasse Bielefeld [Ersatz im Jahr 2022]	1977	25	Erdgas	25	25	25	25
Berlin Sportforum	1999	1	Erdgas	1	1	1	1
SK Kassel (Kasseler Fernwärme GmbH)	2005	51	Erdgas	51	51	51	51
Leistungsabsicherung (Erdgas)			Erdgas			8800	
Oberhausen HKW II	1973	24,5	Sonstige	24,5	24,5		24,5
Duisburg HKW I	1985	95	Sonstige	95	95	95	95
Duisburg HKWIII/A	2002	40	Sonstige	40	40	40	40
Duisburg-Wanheim III B (HKW III B)	2005	239	Sonstige	239	239	239	239
Huckingen A	1975	290	Sonstige	290	290		290
Huckingen B	1976	303	Sonstige	303	303		303
Industriekraftwerk Solvay Rheinberg	1955	82	Sonstige				
HKW Karlstraße Bonn	1900	12	Sonstige				
EEW Großräschen	2008	22	Sonstige	22	22	22	22
EBS-Heizkraftwerk Eisenhüttenstadt	2011	25	Sonstige	25	25	25	25
IKW VEO Eisenhüttenstadt	1998	95	Sonstige	95	95	95	95
HKW Bismarckstraße (Neumünster)	1982	73,1	Sonstige	73,1	73,1	73,1	73,1
MHKW Frankfurt T 7	2006	46,5	Sonstige	46,5	46,5	46,5	46,5
HKW Offenbach	1990	46	Sonstige	46	46	46	46
HKW Infraserb Block B	1989	66	Sonstige	66	66	66	66
HKW Infraserb Block A	2003	86	Sonstige	86	86	86	86
KW Nord Ludwigshafen S 300, VT1, VT2, NT7	1964	123	Sonstige				
HKW Karcherstr., Kaiserslautern		20	Sonstige				
HKW Mannheim	1977	5,6	Sonstige	5,6	5,6		5,6
HKW Mannheim	2005	8,7	Sonstige	8,7	8,7	8,7	8,7
HKW Mannheim	2009	22,1	Sonstige	22,1	22,1	22,1	22,1

Kraftwerksbezeichnung	Inbetrieb- nahmejahr	Istallierte Nettoleistung 2010 [MW]	Energieträger	Szenario A 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2022 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario B 2032 Installierte Nettoleistung [MW]	Szenario C 2022 Installierte Nettoleistung [MW]
Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg GAI DT 14 neu	2009	22,6	Sonstige	22,6	22,6	22,6	22,6
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster DT 12	1982	45	Sonstige	45	45	45	45
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster DT 15	1984	45	Sonstige	45	45	45	45
Stora Enso Maxau		81	Sonstige				
Leverkusen G15/G22	1991	108	Sonstige	108	108	108	108
Krefeld-Uerdingen N 230	1992	116	Sonstige	116	116	116	116
HKW Sandreuth	1992	25	Sonstige	25	25	25	25
MHKW Rosenheim	1988	9	Sonstige	9	9	9	9
ILK-GuD (Leuna DT1)	1994	8,7	Sonstige	8,7	8,7	8,7	8,7
ILK-GuD (Leuna KT1)	2010	20	Sonstige	20	20	20	20
Reuter M (Berlin)	1998	36	Sonstige	36	36	36	36
KW Mittelsbüren Block 4 (Bremen)	1974	160	Sonstige				
KW Mittelsbüren Block 3 (Bremen)	1974	110	Sonstige				
Kraftwerk SZ AB (Salzgitter)		94,5	Sonstige				
Kraftwerk SZ B11 (Salzgitter)		97	Sonstige				
Kraftwerk SZ B12 (Salzgitter)		97	Sonstige				
Flingern 1 (Düsseldorf)	2000	25	Sonstige	25	25	25	25
Duisburg Ruhrort 2	1955	60	Sonstige				
Duisburg Ruhrort 3	1963	90	Sonstige				
Duisburg Ruhrort 4	1968	165	Sonstige				
Duisburg Hamborn 3	1958	60	Sonstige				
Duisburg Hamborn 4	1976	100	Sonstige				
Duisburg Hamborn 5	2003	225	Sonstige	225	225	225	225
Kohlekraftwerk K06 Zülpich	2011	15	Sonstige	15	15	15	15
Frechen/Wachtberg	1956	118	Sonstige				