



Bundesnetzagentur

**Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf
die Übertragungsnetze und die
Versorgungssicherheit**

zugleich

**Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks
im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes**

31. August 2011

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis.....	5
Zusammenfassung.....	6
1. Einleitung	12
2. Prüfauftrag der Bundesnetzagentur in juristischer Sicht	14
2.1. Tatbestandsvoraussetzungen	14
2.2. Ermessen.....	15
3. Prüfauftrag der Bundesnetzagentur in technischer Sicht.....	20
3.1. Betrachtete Szenarien / Simulation der Last.....	21
3.2. Leitungsüberlastungen im Amprion-Netz Richtung Südwest	25
3.3. Spannungshaltung in den Regionen Rhein-Main und Rhein-Neckar	26
3.4. Spannungshaltung im Raum Hamburg.....	26
4. Entwicklungen seit dem zweiten Moratoriumsbericht.....	27
4.1. Zusammenfassung zusätzlicher thermischer Reservekapazitäten	27
4.2. Analyse des Kraftwerksparks in Deutschland.....	28
4.2.1. Erhebung der Bundesnetzagentur zu Bestandskraftwerken	28
4.2.2. Aktivierung zusätzlicher thermischer Reserveleistung in Süddeutschland.....	32
4.2.3. Verschiebung von Kraftwerksrevisionen.....	36
4.2.4. Erwarteter Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten	37
4.3. Europäische Koordinierung zu Fragen der Versorgungssicherheit.....	42
4.3.1. Diskussionen im Ausschuss für den Elektrizitätsbinnenmarkt	42
4.3.2. Gemeinsame Konferenz von Bundesnetzagentur und der Europäischen Kommission	43
4.4. Phasenschieberbetrieb eines Kernkraftwerksgenerators zur Spannungshaltung ..	43
4.5. Grenzüberschreitender Redispatch und strategische Reservekapazität im Ausland.....	45

4.5.1.	Redispatch- bzw. Reservepotenzial in Österreich	46
4.5.2.	Neue Erzeugungskapazitäten in Österreich	49
4.6.	Abschaltbare Lasten	49
5.	Untersuchung der kritischen Netzsituation	51
5.1.	Leistungsüberlastungen im Amprion-Netz Richtung Südwest	51
5.2.	Spannungshaltung im Raum Südwest.....	56
5.3.	Spannungshaltung im Raum Hamburg/Schleswig-Holstein.....	61
6.	Auswirkungen eines Reserve-Kernkraftwerks auf die Netzsituation	64
7.	Schlussfolgerung.....	65
8.	Erforderliche weitere Maßnahmen	68
8.1.	Leitung Hamburg/Krümmel – Schwerin	68
8.2.	Leitung Osterrath–Weißenthurm.....	69
8.3.	Thüringer Strombrücke.....	70
8.4.	Kraftwerk Datteln Blöcke 1–3	70
8.5.	Abschaltbare Lasten	71
8.6.	Einsatz von Regelenergie.....	72
9.	Ausblick	72
9.1.	Zuwachs von Erzeugungsleistungen	72
9.1.1.	T24 Problematik.....	75
9.1.2.	Abschaltung von alten thermischen Kraftwerken für neue (Datteln, GKM u.a.), „Nullsummenspiel“	76
9.2.	Netzausbau	76
10.	Glossar	78
	Anlage – Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2011–14.....	84

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Maximum der vertikalen Netzlast.....	25
Abbildung 2:	Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).	38
Abbildung 3:	Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto- Engpassleistungen in MW).....	41
Abbildung 4:	Netzauslastung auf der Rheinschiene unter exceptional contingencies und Ausfall des Kernkraftwerke Philippsburgs 2 bei ungestörtem Stromtausch mit den Ausland nach Schaltmaßnahmen, Redispatch und weiteren Maßnahmen.	52
Abbildung 5:	Spannungen im Übertragungsnetz bei Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern und Nichtverfügbarkeit von KKP2 (links ohne Moratorium, rechts mit abgeschalteten KKW) ohne Ergreifen von Gegenmaßnahmen. Die Skala in der Bildmitte stellt die Knotenspannungen in kV dar.....	57
Abbildung 6:	Links: Knotenspannungen bei hoher Windenergieeinspeisung und hoher Last mit Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehler und Nichtverfügbarkeit von KKP2 nach Redispatch mit deutschen Kraftwerken (inkl. KWM 2 und GKM 3). Rechts: Ausfallszenario wie links, jedoch mit Redispatch unter Zuhilfenahme der Pumpspeicherwerke der Schluchseewerk AG (ohne KWM 2).....	59
Abbildung 7:	Spannungen und Leitungsauslastungen bei Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehler mit Phasenschieberbetrieb von KWB Block A.	60
Abbildung 8:	Knotenspannungen bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern. Links vor der Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser, rechts nach der Abschaltung.....	61
Abbildung 9:	Spannungen im Raum Hamburg bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern, nach Ausschöpfung des gesamten Redispatchpotentials.	62
Abbildung 10:	Spannungen im Raum Hamburg bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern. Links: 3-Sammelschienenbetrieb um UW Dollern sowie Einspeisung von 200 MVar cap. über Baltic Cable. Rechts: Spannungen nach Fertigstellung des EnLAG Projekts 9: Schwerin – Hamburg/Krümmel ohne 3-Sammelschienenbetrieb und erhöhter Blindleistungseinspeisung über Baltic Cable (Pfeil).	64
Abbildung 11:	Weitere Verschärfung der Spannungssituation.	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Lastszenarien der Übertragungsnetzbetreiber	22
Tabelle 2:	Import- bzw. Exportsituation bei den untersuchten Last- und Einspeiseszenarien bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit eines Kernkraftwerks (positiv: Export; negativ: Import)	22
Tabelle 3:	Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweite Darstellung; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 20 MW; Stand 14.07.2011).	30
Tabelle 4:	Ergebnis Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 20 MW; Stand 14.07.2011).	31
Tabelle 5:	Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011 – 2014 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).	39
Tabelle 6:	Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto-Engpassleistungen in MW).	41
Tabelle 7:	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011–2022 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).	73
Tabelle 8:	Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011–2019 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).	73
Tabelle 9:	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011-2022 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).	74
Tabelle 10:	Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011–2019 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).	75
Tabelle 11:	Erwarteter Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich)	84
Tabelle 12:	Erwarteter Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten	85

Zusammenfassung

- 1 Mit dem Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl. I 1704) haben Bundestag und Bundesrat die Bundesnetzagentur ermächtigt, zur Verhinderung von Gefahren oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems den Reservebetrieb eines Kernkraftwerks anzuordnen (§ 7 Abs. 1e S.1 AtG). Von dieser Befugnis kann die Bundesnetzagentur für genau ein Kernkraftwerk bis zum 1. September 2011 Gebrauch machen. Danach erlischt die Kompetenz.
- 2 Die Befugnis zur Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks ist eine Ermessensentscheidung. Der Gesetzgeber hat die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet, eine solche Anordnung vorzunehmen, sondern ihr den Auftrag erteilt, nach sorgfältiger Prüfung des Sachhalts und unter Ausschöpfung aller alternativen Möglichkeiten eine Abwägung zwischen den durch einen Reservebetrieb erreichbaren Verbesserungen für die Versorgungssicherheit und den mit und ohne Reservebetrieb verbleibenden Risiken, Kosten und Folgewirkungen anzustellen.
- 3 Die Anordnung des Reservebetriebs ist nach den gesetzlichen Vorgaben keine anzustrebende Lösung, sondern stellt eine ultima ratio dar, wenn andernfalls die Netzstabilität und Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden können.
- 4 Es ist aus zeitlichen und technischen Gründen weder möglich noch sinnvoll, alle theoretisch denkbaren Belastungszustände der Stromübertragungsnetze durchzurechnen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei ihren Risikoabschätzungen daher zu Recht auf zwei wesentliche Szenarien und eine Paralleluntersuchung beschränkt, welche geeignete Indikatoren für extreme Belastungssituationen der Netze darstellen. Die Bundesnetzagentur hält dieses Vorgehen für sachgerecht und hat ihre eigene Prüfung des Sachverhalts daran ausgerichtet.
- 5 Die Szenarien sind wie folgt charakterisiert: Es handelt sich um einen kalten Wintertag in den frühen Abendstunden, d. h. es herrscht eine hohe bis sehr hohe Last im Netz. Wegen Dunkelheit steht keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen zur Verfügung und es tritt der so genannte (n-1)-Fall ein, d. h. ein wesentliches Betriebsmittel im Übertragungsnetz steht nicht zur Verfügung. Gesondert zu betrachten sind folgende Fälle:
 - a) Es herrscht so gut wie keine Windeinspeisung.
 - b) Es herrscht sehr hohe Windeinspeisung.

- c) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Brokdorf als einer der größten Einspeiser im Norden aus.
- d) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Philippsburg 2 als einer der größten Einspeiser im Süden aus.

Der Ausfall eines wesentlichen Betriebsmittels kombiniert mit dem gleichzeitigen Ausfall eines großen Kraftwerks ist zwar selten, aber nicht so selten, dass er vernachlässigt werden dürfte. Eine solche Betrachtung entspricht sorgfältigem Vorgehen bei der Netzplanung.

- 6 Nach den Grundsätzen sorgfältiger Netzplanung nicht mehr zwingend erforderlich, aus Sicherheitsgründen angesichts der angespannten Netzsituation durch die endgültige Außerbetriebnahme von 8,4 GW nuklearer Erzeugung aber angebracht, ist eine Untersuchung außergewöhnlicher Fehlerereignisse (exceptional contingency). Dazu gehören so genannte Common-Mode-Fehler und Sammelschienenfehler. Bei solchen Fehlern beschränken sich die Auswirkungen nicht auf ein bestimmtes Betriebsmittel, sondern erfassen gleich mehrere Betriebsmittel.
- 7 Bestimmte der genannten Szenarien führen dazu, dass sich im Großraum Hamburg massive Spannungshaltungsprobleme einstellen könnten. In den Szenarien können sich auf den Leitungen des Amprion-Netzes Richtung Frankfurt extrem hohe Belastungen einstellen und im Raum Südwestdeutschland ein erhebliches Spannungshaltungsproblem ergeben.
- 8 Amprion hat zu diesen Szenarien eine Paralleluntersuchung durchgeführt, die unterstellt, Südwestdeutschland müsse im Winter unter Jahreshöchstlast im (n-2)-Falle, d.h. bei Ausfällen zweier Betriebsmittel, und ohne jegliche EEG-Einspeisung vollständig autark aus deutschen Kraftwerken ohne jegliche Importe aus anderen Ländern versorgt werden. Amprion meint, für diesen Fall zusätzliche Erzeugungskapazität im Süden in Höhe von etwa 2.000 MW zu benötigen.
- 9 Die den Netzberechnungen zugrunde liegende Netzlast wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber mit Sicherheitszuschlägen versehen, um selbst Lasten, die deutlich über den historischen Maxima liegen, decken zu können.
- 10 Die Bundesnetzagentur hat zunächst die von den Übertragungsnetzbetreibern und deren Gutachtern in deren Berechnungen zu Grunde gelegten Erzeugungskapazitäten überprüft und damit erstmals eine zuverlässige Übersicht über alle Erzeugungskapazitäten ab 20 MW in Deutschland erstellt.

- 11 Die Bundesnetzagentur hat ferner die geplanten Revisionen von Erzeugungskapazitäten im Zeitraum bis März 2012 und den zu erwartenden Kapazitätszu- und -rückbau in den kommenden Jahren untersucht.
- 12 Die Bundesnetzagentur hat auf europäischer Ebene mit allen betroffenen Nachbarstaaten, deren Regulierungsbehörden und Netzbetreibern sowie der Europäischen Kommission Kontakt aufgenommen und diese aufgefordert, eventuelle Besorgnisse hinsichtlich der Netz- und Versorgungssicherheit zu äußern. Die Bundesnetzagentur hat gemeinsam mit der Europäischen Kommission eine Konferenz ausgerichtet, in der hochrangige Vertreter der Mitgliedstaaten sowie der Regulierungsbehörden vertreten waren. Konkrete Bedenken wurden der Bundesnetzagentur nicht vorgetragen.
- 13 Die Bundesnetzagentur hatte im Bericht vom 26. Mai 2011 bereits den Anstoß gegeben, einem so genannten Phasenschieberbetrieb der stillgelegten Kernkraftwerke nachzugehen. Mittlerweile haben Amprion und RWE Power den Phasenschieberbetrieb des Generators des Kernkraftwerks Biblis A durchprojektiert. Der Phasenschieber wird einen erheblichen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Bundesnetzagentur hat Amprion und RWE Power daher aufgefordert, umgehend in die Realisierung des Vorhabens einzutreten; diese könnte bis Januar 2012 erfolgen. Die notwendigen Kosten sind über die Netzentgelte refinanzierbar.
- 14 Die Bundesnetzagentur hat in Bezug auf die Kraftwerke Ensdorf Block 3, Mainz-Wiesbaden Kraftwerk 2, Großkraftwerk Mannheim Block 3 (GKM3) und Mineraloelraffinerie Oberrhein mit einer zusätzlichen thermischen Reserveleistung von insgesamt 849 MW sichergestellt, dass diese für die Spannungshaltung im Rhein-Main-Neckar-Raum wichtigen Anlagen im Bedarfsfalle für die Erbringung von Reserveleistungen zur Verfügung stehen können. Künftig kann auch das Reservekraftwerk Freimann in München mit 160 MW als zusätzliches Redispatchpotential durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden, wodurch sich in Süddeutschland zusätzliche Reservekapazitäten von 1.009 MW ergeben.
- 15 Die Bundesnetzagentur hat kontrahierbare Reserveleistung in Höhe von 1.075 MW in Österreich ermittelt. Die TenneT TSO GmbH hat die Bundesnetzagentur bei der Schaffung der für die Einholung verbindlicher Angebote notwendigen Voraussetzungen unterstützt und wird die operative Umsetzung sicherstellen. Die notwendigen Kosten sind über die Netzentgelte refinanzierbar.

- 16 Aus diesen verbindlichen Angeboten über Reservekapazitäten in Österreich ergeben sich zusammen mit den Reservekapazitäten in Süddeutschland gegenüber dem Stand vom 26. Mai 2011 zusätzliche Reservekapazitäten von 2.084 MW. Hinzu kommt im Januar 2012 die Inbetriebnahme neuer zusätzlicher Erzeugungskapazität in Österreich von 832 MW, die sich positiv auf die Netzsicherheit auswirken wird. Zwischen dem österreichischen und dem deutschen Netz sind in den zu erwartenden Szenarien ausreichende Übertragungskapazitäten vorhanden. Da bisher keine Engpässe aufgetreten sind, bilden der österreichische und der deutsche Markt eine einheitliche Preiszone auf Großhandelsebene.
- 17 Unter Berücksichtigung dieser neuen Umstände sind die in Ziffer 5 genannten extremen Belastungssituationen und die daraus resultierenden, in Ziffer 7 genannten Probleme, beherrschbar. Dazu bedarf es erheblicher Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber, einer deutlichen Korrektur des sich auf Basis der Marktergebnisse einstellenden Kraftwerkeinsatzes und des Gebrauchs nahezu aller zur Verfügung stehenden Sicherheitsreserven. In der Folge ergeben die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Gutachter selbst im Falle der exceptional contingencies ein betrieblich hinnehmbares Spannungsniveau und verantwortbare Leitungsbelastungen. Die Bundesnetzagentur erkennt die erhebliche Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber und ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und deren Einsatz ausdrücklich an.
- 18 Die Bundesnetzagentur rät dringend zu einer Genehmigung des Weiterbetriebs der Kraftwerksblöcke Datteln 1 bis 3 (Steinkohle, 303 MW) bis zur Fertigstellung von Datteln 4 (Steinkohle, 1.055 MW). Die Verzögerung der Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4 kann dazu führen, dass die Stromnachfrage der Deutschen Bahn AG im Winter 2012/2013 aus Süddeutschland gedeckt werden muss und damit zu einer zusätzlichen Belastung für die Übertragungsnetze wird. Die Bundesnetzagentur begrüßt die von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen in dieser Frage geäußerte Dialogbereitschaft und die Ankündigung, einen materiell genehmigungsfähigen Betrieb der Blöcke Datteln 1 bis 3 zu dulden.
- 19 Aufgrund der auch im Winter 2012/13 angespannten Erzeugungssituation in Süddeutschland rät die Bundesnetzagentur zudem auf der Basis der im kommenden Winter zu machenden Erfahrungen zu einer Prüfung, ob über den vorgegebenen Stilllegungstermin 31. Dezember 2012 hinaus ein Reservebetrieb des Kraftwerkes Staudinger 3 (Steinkohle, 293 MW) bis zum 31. März 2013 erforderlich und möglich zu machen ist.

- 20 Die Vollendung der 380-kV-Höchstspannungsleitung von Hamburg/Krümmel nach Schwerin muss höchste Priorität haben. Bereits im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde durch den Gesetzgeber ein vordringlicher Bedarf für diese Leitung festgestellt. Insbesondere im Szenario „Starklast ohne Erzeugung aus Windenergieanlagen“ muss mit einem sehr niedrigen Spannungsniveau in Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein gerechnet werden. Die für den kommenden Winter 2011/12 abgestimmten netztopologischen und HGÜ-Sondermaßnahmen sind nur als Übergangslösung zu sehen, die für den Winter 2012/13 ohne anderweitige Einschränkungen nicht verfügbar sein werden.
- 21 Das Hochfahren eines Kernkraftwerks aus dem für den Reservebetrieb vorgesehenen Zustand „kalt, unterkritisch“ dauert zwischen 36 und 72 Stunden. Der Vorgang ist sicher, es traten allerdings in der Vergangenheit gelegentlich kleinere Fehler auf, die zu Verzögerungen des Anfahrprozesses geführt haben. Der Reservebetrieb eines Kernkraftwerkes würde daher erfordern, dass nach erstmaliger Aufforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber das Kraftwerk zumindest gedrosselt über einen längeren Zeitraum durchläuft.
- 22 Sowohl ohne die Anordnung des Reservebetriebs als auch mit der Anordnung des Reservebetriebs, verbleiben Risiken für die Versorgungssicherheit. Eine vollständige Absicherung gegen alle Risiken ist auch schon vor dem Kernkraft-Moratorium unmöglich gewesen. Der Unterschied ist stets nur ein gradueller, auch wenn der Unterschied vor und nach dem so genannten Moratorium durchaus erheblich war. Nach derzeitigem Wissen sind die wesentlichen Extremsituationen für die Übertragungsnetze durch das vorhandene Eingriffsinstrumentarium der Übertragungsnetzbetreiber und damit ohne die Anordnung eines Reservekernkraftwerks gerade noch beherrschbar.
- 23 Die erforderliche Risiko- und Güterabwägung bedeutet nicht, dass das Risiko lokaler, regionaler oder großflächiger Netzausfälle zu vernachlässigen sei. Es bleibt im Gegenteil festzuhalten, dass dieses Risiko durch den zeitgleichen, endgültigen Verlust von 8,4 GW Erzeugungsleistung deutlich gestiegen ist. Das Risiko ist jedoch nach den vorliegenden Ergebnissen der Suche nach konventionellen Alternativen inzwischen mit anderen Maßnahmen besser beherrschbar als noch im Bericht der Bundesnetzagentur vom 26. Mai 2011 eingeschätzt werden musste. Dabei werden die üblichen, auch vor dem Moratorium gültigen Grundsätze der mittelfristigen Systemplanung der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde gelegt. Die Bundesnetzagentur verkennt nicht, dass diesen Planungsgrundsätzen bisher eine Netz- und Erzeugungsstruktur entsprach, die ihrerseits noch etliche Reserven und Sicherheitspolster barg.

Diese zusätzlichen Sicherheiten sind durch die endgültige Abschaltung von acht deutschen Kernkraftwerken aufgebraucht. Sie würden allerdings durch die Wiedereinschaltung eines Reservekraftwerks zum Teil, aber längst nicht vollständig wiederhergestellt.

- 24 Die Bundesnetzagentur geht dabei davon aus, dass alle Beteiligten sich nach Kräften bemühen, die nötigen Schritte zur Wahrung der Versorgungssicherheit zu unternehmen, d. h. beispielsweise, dass angebotene Reservekapazitäten von den Übertragungsnetzbetreibern auch tatsächlich rasch kontrahiert werden und dass die notwendigen und noch ausstehenden Planfeststellungen für die Leitungsbauprojekte, insbesondere von Hamburg/Krümmel nach Schwerin, alsbald erfolgen.

In Abwägung aller derzeit bekannten und inzwischen zusätzlich ermittelten Umstände gelangt die Bundesnetzagentur daher zu dem Schluss, dass die Bestimmung eines Kernkraftwerks für den Reservebetrieb im Rahmen des vom Gesetzgeber der Bundesnetzagentur in § 7 Abs. 1e S. 1 AtG eingeräumten Ermessensspielraums nicht erforderlich ist. Im Ergebnis sieht sich die Bundesnetzagentur weder rechtlich befugt, noch aus zwingenden technischen Gründen ermächtigt, ein höheres Sicherheitsniveau als es üblicherweise bei der Netzplanung zu Grunde zu legen ist, anzustreben.

1. Einleitung

Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan haben Bundesregierung und Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14. März 2011 beschlossen, alle Kernkraftwerke in Deutschland einer umfassenden Sicherheitsüberprüfung zu unterziehen. Die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel wurden mit unmittelbarer Wirkung für zunächst drei Monate vom Netz genommen.

Die Bundesnetzagentur hat am 11. April 2011 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einen ersten Bericht über die „Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“ vorgelegt. Der Bericht basierte im Wesentlichen auf den Antworten der Übertragungsnetzbetreiber auf Fragen der Bundesnetzagentur.

Am 26. Mai 2011 legte die Bundesnetzagentur eine Aktualisierung des Berichts vor (im Folgenden: zweiter Moratoriumsbericht). Dieser Bericht basierte auf ersten Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem IAEW¹ und der FGH², die sich mit den Auswirkungen der Stilllegung der acht Kernkraftwerke auf die Netzsituation im kommenden Winter befassten. Diese vorläufigen Berechnungen hatten eine Abschätzung ergeben, dass bei hoher Last unter bestimmten Witterungssituationen die Netzstabilität an ihre Grenzen stoßen könnte. Im Fall Starklast/keine EEG-Einspeisung, wie es typischerweise an einem frostigen windstillen Winterabend der Fall ist, drohte laut damaligem Kenntnisstand der Übertragungsnetzbetreiber eine Überlastung der Leitungssysteme zwischen dem Großraum Rhein-Ruhr und dem Großraum Rhein-Main-Neckar.³ Im Fall Starklast/Starkwind drohte hingegen ein Absinken der Spannung unterhalb des zulässigen Spannungsbandes insbesondere in Großraum Frankfurt⁴, während in einem Schwachwind-/Starklastszenario diese Spannungsproblematik im Raum Hamburg auftritt.⁵ Die Übertragungsnetzbetreiber forderten daher eine zusätzliche Einspeisung von 1.400 bis 2.000 MW in Süddeutschland.

Die Bundesnetzagentur hat ein solches Defizit an Kraftwerkskapazitäten bisher nicht bestätigt, kam allerdings nach Prüfung der Unterlagen der Übertragungsnetzbetreiber zu dem Schluss, dass im Falle von Mehrfachfehlern das Fehlen von Erzeugungskapazität in einer Größenordnung von ca. 1.000 MW im südwestdeutschen Raum nicht auszuschlie-

¹ Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen.

² Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.

³ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. 56 f.

⁴ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. 53 f.

⁵ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. 59.

ßen sei.⁶ Die Bundesnetzagentur leitete daraus die Forderung nach einer sorgfältigen Untersuchung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgetragenen Sachverhalte, insbesondere der Leistungsdefizite, bis Mitte August ab.⁷

Solche Untersuchungen haben nachfolgend die Übertragungsnetzbetreiber auf Betreiben der Bundesnetzagentur angestellt.

Die Bundesnetzagentur hat sich parallel zu den Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber der Hilfe eines Gutachters bedient. Als Gutachter wurde die Consentec GmbH in Kooperation mit Prof. Dr. Haubrich beauftragt. Auf die Ergebnisse des Gutachtens⁸, die sich die Bundesnetzagentur in vollem Umfang zu Eigen macht, wird im Zusammenhang mit den jeweiligen Sachfragen eingegangen.

Gegenstand des Gutachtens war die unabhängige und objektive Überprüfung der netztechnischen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu zählten sowohl die Plausibilisierung der zentralen Annahmen, der Eingangsparameter und der Vorgehensweise als auch die Bewertung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Der Gutachter sollte der Bundesnetzagentur im Fall der Notwendigkeit eines nuklearen Reservekraftwerks auch eine Empfehlung in Bezug auf aus netztechnischer Sicht geeignete Kernkraftwerke für den Reservebetrieb geben.

Im Einzelnen hat sich das Gutachten mit folgenden Fragen befasst:

- Sind die zwei von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Szenarien realistisch?
- Sind die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten auslegungsrelevanten Fehlerfälle angemessen?
- Sind die Ergebnisse der Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen nachvollziehbar?
- Welche Möglichkeiten zur Lösungen der mittels der Netzberechnungen prognostizierten Probleme, die ohne den Einsatz eines stillzulegenden Kernkraftwerks auskommen, gibt es?
- Ausschließlich für den Fall der Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks: Welche der abgeschalteten Kernkraftwerke können die netztechnischen Probleme lösen und unter welchen genau definierten Bedingungen müsste das ausgewählte Kraftwerk einspeisen?

⁶ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. 64.

⁷ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. 66.

⁸ Consentec in Kooperation mit Prof. Dr. Haubrich, Technische Untersuchung der Notwendigkeit eines Reserveatomkraftwerks vor dem Hintergrund der Neuregelung des Atomgesetzes, 16.08.2011, im Folgenden Consentec.

Da der vorgegebene Zeitrahmen zur Bearbeitung des Gutachtens im Verhältnis zu der komplexen Fragestellung äußerst knapp bemessen war, war der Gutachter gezwungen, auf eigenständige Netzsimulationen zu verzichten. Der Gutachter hat in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur eine Offenlegung der relevanten Informationen verlangt. Darüber hinaus wurden auf Anforderung durch den Gutachter bestimmte Netzsimulationen als Sensitivitätsrechnungen zusätzlich durchgeführt.

Mit dem Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl. I 1704) hat der Gesetzgeber auf den Erkenntnisstand vom 26. Mai 2011 und unter ausdrücklicher Bezugnahme auf den zweiten Moratoriumsbericht mit der Schaffung einer besonderen Regelung in § 7 Abs. 1e S. 1 AtG reagiert, nach der die Bundesnetzagentur zur Verhinderung von Gefahren oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems den Reservebetrieb genau eines Kernkraftwerks anordnen kann. Von dieser Befugnis kann die Bundesnetzagentur nur bis zum 1. September 2011 Gebrauch machen. Danach erlischt die Kompetenz.

Der vorliegende dritte Bericht dient der Erläuterung der Entscheidung der Bundesnetzagentur, von der Kompetenz zur Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerkes im Sinne des § 7 Abs. 1e S. 1 AtG keinen Gebrauch zu machen.

2. Prüfauftrag der Bundesnetzagentur in juristischer Sicht

Die Entscheidung beruht auf § 7 Abs. 1e S. 1 des Atomgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl. I S. 1704) geändert worden ist (AtG). Die Bundesnetzagentur ist gem. § 23c AtG für die Entscheidung nach § 7 Abs. 1e S. 1 AtG zuständig.

2.1. Tatbestandsvoraussetzungen

Die Bundesnetzagentur kann gem. § 7 Abs. 1e S. 1 AtG den Reservebetrieb eines Kernkraftwerks anordnen zur Verhinderung von Gefahren oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Sinne von § 13 EnWG. Eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt gem. § 13 Abs. 3 EnWG vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems i. S. d. § 13 Abs. 3 EnWG liegt auch dann vor, wenn die Gefährdung durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG abgewehrt wer-

den kann. Denn das Vorliegen einer Gefährdung ist Voraussetzung für die Anwendung dieser Abwehrmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Das Vorliegen einer Gefährdung gem. § 13 Abs. 3 EnWG bedeutet also nicht, dass eine tatsächliche Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bevorsteht, sondern lediglich, dass die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet sind, die notwendigen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 oder 2 EnWG zu ergreifen.⁹

Diese – niedrigen – Voraussetzungen liegen vor. Die Abschaltung der Kernkraftwerke durch das Moratorium macht in erheblich vermehrtem Umfang Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erforderlich.¹⁰

Dagegen liegt die alternative Voraussetzung für einen Reservebetrieb nach § 7 Abs. 1e S.1 AtG, eine Gefährdung oder Störung der Energieversorgung für den lebenswichtigen Bedarf im Sinne des Energiesicherungsgesetzes, erkennbar nicht vor.

2.2. Ermessen

Die Entscheidung, ob ein Kernkraftwerk bestimmt wird, das im Reservebetrieb zu halten ist, steht im Ermessen der Bundesnetzagentur. Dies wird bereits durch den Wortlaut des § 7 Abs. 1e S. 1 AtG deutlich („Die zuständige Behörde kann ... bestimmen, dass ...“). Die Entstehungsgeschichte und die Gesetzesbegründung bestätigen dies. So heißt es in der Gesetzesbegründung:

„Durch den neu gefassten Absatz 1e erhält die Regulierungsbehörde die Möglichkeit – soweit aus ihrer Sicht erforderlich – unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten den Genehmigungsinhaber einer Anlage nach Absatz 1a Satz 1 Nummer 1 zu verpflichten, die Anlage als Teil der Reserve für die nächsten zwei Jahre bereitzuhalten.“¹¹

[Herv. nicht im Orig.]

Durch die Regelung reagierte der Gesetzgeber auf die Tatsache, dass im Entscheidungszeitpunkt über das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes noch nicht abschließend beurteilt werden konnte, ob durch die sofortige Betriebseinstellung von acht Kernkraftwerken die Versorgungssicherheit und Systemstabilität gefährdet ist.

Bei der Ermessensausübung sind zwei Fragen zu unterscheiden: Zum einen die Frage, ob überhaupt ein Reservebetrieb eines Kernkraftwerks bestimmt wird (Aufgreifensermessen), und zum anderen die Frage – falls die erste Frage bejaht wird – welches Kernkraftwerk in den Reservebetrieb gehen muss (Auswahlermessen).

⁹ Vgl. zum Ganzen: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl., § 13 Rn. 4 ff.

¹⁰ Vgl. zweiter Moratoriumsbericht, S. IV.).

¹¹ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 7.

Bei der Ausübung des Aufgreifensermessens trifft die Bundesnetzagentur eine Abwägungsentscheidung zwischen Gründen für und gegen die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks. Dabei ist auf der einen Seite zu berücksichtigen, dass die Bestimmung eines Reservekernkraftwerkes und die Einspeisung von Elektrizität durch dieses Kernkraftwerk aus Sicht des Gesetzgebers eine Ausnahme darstellen. Mit dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes ist die Entscheidung getroffen worden, „die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Nutzung von Elektrizität zum frühestmöglichen Zeitpunkt zu beenden“.¹² Dementsprechend haben die Kernkraftwerke Biblis A, Neckarwestheim 1, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1 und Krümmel mit Inkrafttreten des Gesetzes ihre Berechtigung zum Leistungsbetrieb verloren (§ 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG). § 7 Abs. 1e AtG durchbricht diese Entscheidung und ist als Ausnahmeregelung daher eng auszulegen. Insbesondere ist dem Beschluss des Gesetzgebers, den Betrieb dieser Kernkraftwerke sofort zu beenden, so weit wie möglich Rechnung zu tragen.

Auf der anderen Seite macht die Regelung des § 7 Abs. 1e AtG aber auch deutlich, dass der Gesetzgeber der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems große Bedeutung beimisst. Die Möglichkeit der Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks wird geschaffen, „um zu verhindern, dass die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von netztechnischen Engpässen oder nicht hinnehmbaren Spannungszuständen gefährdet oder gestört wird“.¹³ Im Zeitpunkt der Entscheidung des Gesetzgebers waren „insbesondere zur Frage der Netzstabilität in Süddeutschland weitere Faktenerhebungen und Untersuchungen erforderlich“.¹⁴ Ferner heißt es in der Gesetzesbegründung: „Die Versorgungssicherheit muss jederzeit und überall, auch unter extremen Bedingungen, gewährleistet sein.“¹⁵

Dementsprechend hat die Bundesnetzagentur im Rahmen des Aufgreifensermessens zu untersuchen, ob die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch den Wegfall der Kernkraftwerke gem. § 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG gefährdet ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es immer – auch vor den Gesetzesbeschlüssen zum Ausstieg aus der Kernenergie – eine Abwägungsentscheidung darstellt, welches Maß an Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems notwendig ist. Absolute Sicherheit ist technisch und wirtschaftlich unmöglich. Es sind immer Konstellationen denkbar, in denen der Netzbetrieb nicht mehr uneingeschränkt aufrecht erhalten werden kann. Die An-

¹² Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 5.

¹³ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 8.

¹⁴ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 7 f.

¹⁵ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 8.

ordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks ist daher nicht allein deshalb zulässig, weil sich dadurch die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verbessert. Erforderlich ist vielmehr, dass die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks ohne vernünftige Alternative ist, um ein hinreichendes Niveau an Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu erzielen. Die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks kann nicht allein im Sinne der klassisch juristischen Erforderlichkeit beurteilt werden. Denn dann käme sie schon zur Anwendung, wenn kein gleich geeignetes milderer Mittel zur Verfügung steht. Da jede weitere Erzeugungskapazität das angespannte Sicherheitsniveau erhöht, liefe dies auf eine immer gegebene Erforderlichkeit hinaus. Wie die Gesetzesbegründung deutlich macht („soweit die Gefährdung oder Störung nicht durch andere gesetzlich vorgesehene Maßnahmen wie etwa die Inbetriebnahme fossiler Reservekraftwerke beseitigt werden kann“¹⁶), ist der Reservebetrieb eines Kernkraftwerks aber als ultima ratio konzipiert.¹⁷

Dem widerspricht nicht die Aussage in der Gesetzesbegründung¹⁸, dass die „Versorgungssicherheit [...] jederzeit und überall, auch unter extremen Bedingungen, gewährleistet“ sein muss. Diese Aussage rechtfertigt insbesondere nicht eine Auslegung von § 7 Abs. 1e S. 1 AtG, dass ein möglichst hohes Sicherheitsniveau anzustreben sei. Denn in diesem Fall wäre das Ermessen immer zugunsten eines Reservebetriebs eines Kernkraftwerks auszuüben. Hätte der Gesetzgeber dies gewollt, hätte er das Ermessen der Bundesnetzagentur auf die *Auswahl* eines (oder mehrerer) Kernkraftwerke beschränkt. Angesichts der Vorgeschichte, der Bezugnahme auf den Bericht der Bundesnetzagentur und der politischen Begleitdiskussion spricht alles dafür, dass der Gesetzgeber mit dem Begriff der „extremen“ Bedingungen die von den Übertragungsnetzbetreibern benannten und zum damaligen Zeitpunkt als kritisch eingeschätzten Fälle gemeint hat.

Der Gesetzgeber geht auch davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber vorhandene Möglichkeiten zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nutzen müssen, bevor der Einsatz eines Reservekernkraftwerks in Frage kommt. Dies wird in der Gesetzesbegründung deutlich:

„Um zu verhindern, dass die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von netztechnischen Engpässen oder nicht hinnehmbaren Spannungszuständen gefährdet oder gestört wird, muss – soweit die Gefährdung oder Störung nicht durch andere gesetzlich vorgesehene Maßnahmen wie etwa die Inbetrieb-

¹⁶ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 8.

¹⁷ Vgl. dazu auch den Beschluss der Bundesregierung „Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich“, S. 2.

¹⁸ Gesetzesbegründung, a. a. O.

nahme fossiler Reservekraftwerke beseitigt werden kann – *eine ausreichende Reservekapazität von einem der Kernkraftwerke nach § 7 Absatz 1a Satz 1 Nummer 1 vorgehalten werden können.*¹⁹ [Herv. nicht im Orig.]

Daraus folgt, dass die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks nicht allein deshalb zulässig ist, weil die Übertragungsnetzbetreiber andernfalls andere Maßnahmen ergreifen müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im erforderlichen Maß herzustellen. Vielmehr ist zu prüfen, ob das Übertragungsnetz bei Einsatz der erforderlichen alternativen Maßnahmen und Reserven zur Bekämpfung von Gefährdungen und Störungen auch unter extremen Bedingungen beherrschbar bleibt.

Bei der Beurteilung der Frage, welche Szenarien und Fehlerereignisse bei der Prüfung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zugrunde zu legen sind, sind auch die Folgen von Störungen zu berücksichtigen. Das Elektrizitätsversorgungssystem ist eine zentrale Infrastruktur in Deutschland. Ein Ausfall der Elektrizitätsversorgung hat gravierende Auswirkungen auf Wirtschaft und Menschen und führt zu sehr großen Schäden. Während lokale Stromausfälle in Verteilernetzen in der Regel nur mäßige Schäden hervorrufen, weil sie lokal begrenzt sind und meist schnell – d. h. innerhalb von Minuten oder wenigen Stunden – behoben werden können, haben Störungen des Übertragungsnetzes massive Auswirkungen. Gelingt es nicht, solche Störungen zu verhindern oder zumindest lokal zu begrenzen, können sie – etwa durch kaskadierende Fehlerauslösungen – einen großflächigen Blackout hervorrufen.

In der Praxis ist die Auswahl der zu untersuchenden Szenarien abhängig vom Untersuchungshorizont.

„Grundlage jeder Bewertung der Netz- und Systemsicherheit bildet die Beurteilung der Beherrschbarkeit von Fehlerereignissen im Rahmen sogenannter Ausfallsimulationen. Dabei gilt ein System als sicher betreibbar, wenn eine vorab definierte Klasse von Fehlerereignissen ohne nicht tolerierbare Grenzwertverletzungen beherrscht werden kann. Relevante Grenzwerte sind dabei insbesondere die Knotenspannung und die Strombelastung von Leitungen und Transformatoren.

Die geforderte Beherrschbarkeit definierter Fehlerereignisse wird in der Fachsprache vielfach als Einhaltung des (n–1)-Kriteriums bezeichnet. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass je nach Untersuchungshorizont die Betrachtung unterschiedlicher Fehlerereignisse, Grenzwerte und zulässiger Gegenmaßnahmen notwendig ist. So werden in der Netzplanung, die

¹⁹ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 8.

den bedarfsgerechten Ausbau eines Netzes für lange Zeiträume und alle dabei eintretenden Belastungsfälle sicherstellen muss, üblicherweise Ausfälle auf einem bereits durch wartungs- oder baubedingte Freischaltungen geschwächten Netz simuliert und die Einhaltung von dauerhaft möglichen Belastungsgrenzwerten gefordert. Im Systembetrieb hingegen wird eine konkrete Netzsituation bewertet, wobei Ausfälle ausschließlich ausgehend von der aktuellen Netztopologie betrachtet werden und Grenzwerte sich an den aktuell vorherrschenden Umweltbedingungen orientieren.“²⁰

Diese in der Praxis übliche Herangehensweise ist auch für die hier vorzunehmende Beurteilung der Systemsicherheit zutreffend. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es vorliegend um einen Zeitraum geht, der zwischen der langfristigen Sichtweise der Netzplanung und der kurzfristigen Sichtweise im Systembetrieb angesiedelt ist.²¹ Dies folgt aus dem Zeitraum von ca. eineinhalb Jahren, der nach § 7 Abs. 1e S. 1 AtG in den Blick zu nehmen ist. Außerdem war dem Gesetzgeber bekannt, dass zur langfristigen Sicherstellung eines ausreichenden Sicherheitsniveaus der Bau von weiteren Leitungen und der Ersatz der weggefallenen Kraftwerkskapazitäten nötig sind.

Daraus folgt, dass die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks jedenfalls erforderlich wäre, wenn bereits der sog. (n–1)-Fall zu nicht mehr beherrschbaren Situationen führt. Dabei ist es angemessen, den (n–1)-Fall als Kombination von Leitungsausfällen mit Kraftwerksausfällen zu interpretieren.²² Dies entspricht den Vorgaben zur Systembetriebsplanung im Transmission Code 2007.²³

Dagegen ist die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks nicht zulässig, um auch die bislang nicht auslegungsrelevanten, sehr seltenen sog. common-mode-Fehler oder Sammelschienenfehler ohne Beeinträchtigungen wie lokal begrenzte Versorgungsunterbrechungen oder abweichende technische Grenzwerte zu beherrschen. Ein grundsätzlich über die (n–1)-Sicherheit hinausgehendes Sicherheitskriterium entspricht nicht dem Stand der Technik im Rahmen der mittelfristigen Systembetriebsplanung.²⁴ Das Übertragungsnetz war dementsprechend vor dem Abschalten der betroffenen Kernkraftwerke nicht so ausgelegt, dass diese Fehler ohne Weiteres beherrschbar waren.

Nichtsdestotrotz ist es im Rahmen der vorliegenden Entscheidung nötig, höhere Anforderungen als die reine (n–1)-Sicherheit zu stellen, um schwerwiegende Störungen wie einen großflächigen Blackout zu verhindern. Daher erscheint es als angemessen, eine Be-

²⁰ Consentec, S. 10 f.; vgl. auch Transmission Code 2007, S. 56 f. und 61.

²¹ Vgl. auch Consentec, S. 11.

²² Vgl. Consentec, S. 12.

²³ Transmission Code 2007, S. 61.

²⁴ Consentec, S. 12.

herrschaft von sogenannten exceptional contingencies im Sinne der Policy 3 des Operational Handbook der ENTSO-E²⁵ Regional Group Continental Europe zu verlangen.

„Bei den exceptional contingencies handelt es sich um ausgewählte, periodisch von den Übertragungsnetzbetreibern der Regional Group Continental Europe bestimmte und untereinander ausgetauschte Zweifach- und Sammelschienenenausfälle [...], deren Eintritt potenziell Auswirkungen über das vom Ausfall betroffene Übertragungsnetz hinaus hätte und somit die Stabilität des Verbundbetriebs gefährden könnte. Bei der Beherrschung dieser Fälle können aufgrund des außergewöhnlichen Charakters eines solchen Ereignisses sowohl andere Grenzwerte als im (n–1)-Fall maßgeblich als auch lokal oder regional begrenzte Versorgungsunterbrechungen akzeptabel sein.“²⁶

Sind exceptional contingencies in diesem Sinne beherrschbar, ist damit zugleich die Erfüllung des (n–1)-Kriteriums sichergestellt, so dass die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks nicht in Betracht kommt.

Die Frage, ob ein Reservekernkraftwerk bestimmt wird, ist unabhängig von Fragen der nuklearen Sicherheit gem. § 2 Abs. 3a Nr. 2 AtG. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ist auf die Entscheidung beschränkt, nötigenfalls ein Reservekernkraftwerk zu bestimmen. Im Rahmen des Aufgreifensermessens prüft sie insoweit nur, ob die Bestimmung eines Reservekernkraftwerks unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten erforderlich ist.²⁷

3. Prüfauftrag der Bundesnetzagentur in technischer Sicht

Die Bundesnetzagentur hatte bereits in ihren vorangegangenen Berichten betont, dass der jeweilige Erkenntnisstand immer nur ein vorläufiger sein kann. Die Bundesnetzagentur hat ausdrücklich die weitere Nachprüfung der aus dem Ausstieg aus der Kernenergie folgenden Risiken für die Netz- und Versorgungssicherheit verlangt.

Einer solchen Nachprüfung sind allerdings Grenzen gesetzt. Aus zeitlichen und technischen Gründen ist es weder möglich noch sinnvoll, alle denkbaren Belastungszustände der Stromübertragungsnetze durchzurechnen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei ihren Risikoabschätzungen daher auf zwei wesentliche Szenarien und eine Paralleluntersuchung beschränkt, welche geeignete Beschreibungen für extreme Belastungssituationen der Netze darstellen. Die Bundesnetzagentur hält dieses Vorgehen für sachgerecht und hat ihre eigene Prüfung des Sachverhalts daran ausgerichtet.

²⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

²⁶ Consentec, S. 13.

²⁷ Vgl. Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6070, S. 7.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben

1. eine gemeinsame Untersuchung gemeinsam mit der FGH/IAEW der beiden o. g. kritischen Situationen unter Zugrundlegung einer Fundamentalmarktsimulation auf Basis eines europäischen Kraftwerksparks sowie
2. eine von Amprion durchgeführte Paralleluntersuchung des Szenarios kalter, windstiller Winterabend bei Starklast unter Annahme fehlender Stromimporte durchgeführt.

Die Szenarien sind grundsätzlich wie folgt charakterisiert: Es handelt sich um einen kalten Wintertag in den frühen Abendstunden, d. h. es herrscht eine hohe bis sehr hohe Last im Netz, wegen Dunkelheit steht keine Photovoltaik-Einspeisung zur Verfügung und es tritt der so genannte (n-1)-Fall ein, d. h. ein wesentliches Betriebsmittel im Übertragungsnetz steht nicht zur Verfügung. Gesondert zu betrachten sind folgende Fälle:

- a) Es herrscht so gut wie keine Windeinspeisung.
- b) Es herrscht sehr hohe Windeinspeisung.
- c) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Brokdorf als einer der größten Einspeiser im Norden aus.
- d) Es fällt unvorhergesehen das Kernkraftwerk Philippsburg 2 als einer der größten Einspeiser im Süden aus.

Der Ausfall eines wesentlichen Betriebsmittels, kombiniert mit dem gleichzeitigen Ausfall eines großen Kraftwerks ist zwar selten, aber nicht so selten, dass er vernachlässigt werden dürfte. Eine solche Betrachtung entspricht sorgfältigem Vorgehen bei der Netzplanung. Die Angemessenheit einer solchen Betrachtung hat der Gutachter bestätigt.

Nach den Grundsätzen sorgfältiger Netzplanung nicht mehr erforderlich, aus Sicherheitsgründen angesichts der angespannten Netzsituation durch die endgültige Außerbetriebnahme von 8,4 GW nuklearer Erzeugung aber angebracht, ist eine Untersuchung außergewöhnlicher Fehlerereignisse (exceptional contingencies), wie vorstehend in Kapitel 2.2 dargelegt. Dazu gehören so genannte Common-Mode und Sammelschienenfehler. Bei solchen Fehlern beschränken sich die Auswirkungen nicht auf ein bestimmtes Betriebsmittel, sondern sie können gleich mehrere Betriebsmittel erfassen.

3.1. Betrachtete Szenarien / Simulation der Last

Die Lastszenarien wurden seit dem letzten Bericht der Bundesnetzagentur verfeinert und konkretisiert. In diesem Bericht soll vor allem die Netzsituation im kommenden Winter 2011/12 betrachtet werden. Sie basiert zunächst auf der Festlegung der relevanten Erzeugungs- und Lastszenarien, welche netzseitig noch beherrschbar sein sollen. Zur Mo-

dellierung der Last greifen die Übertragungsnetzbetreiber in ihren gemeinsamen Untersuchungen mit der FGH/IAEW dabei auf historische Daten zurück und definieren daraus zwei unterschiedliche Fälle (s. Tabelle 1), die in der Folge detailliert analysiert wurden.

Tabelle 1: Lastszenarien der Übertragungsnetzbetreiber.

1. Winterwerktag mit hoher Windenergieeinspeisung (WEA-Einspeisung)	2. Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung
hohe Last (vertikale Netzlast bei 64 GW)	sehr hohe Last (vertikale Netzlast bei 67 GW)
hohe WEA-Einspeisung (23 GW)	Fast keine WEA-Einspeisung (0,1 GW)
keine PV-Einspeisung	keine PV-Einspeisung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Fall 1 stellt eine Situation in den frühen Abendstunden im Winter dar. Die Temperaturen sind niedrig, die Last ist bei gleichzeitig starkem Wind entsprechend hoch. Fall 2 tritt ebenfalls in den frühen Abendstunden eines Wintertages auf. Eine Hochdruckwetterlage kann Temperaturen unter dem Gefrierpunkt und Windstille bedingen. Diese Parameter werden hier zugrunde gelegt.

Die vertikale Netzlast²⁸ entspricht der Summe aller Leistungsflüsse in unterlagerte Netze oder an direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Verbraucher. Dieser Leistungsfluss muss durch Erzeugungseinheiten, welche an den Übertragungsnetzen angeschlossen sind, gedeckt oder aus dem Ausland importiert werden. Die in Tabelle 2 dargestellte Import- bzw. Exportbilanz stellt sich bei den gemeinsamen Untersuchungen der vier Übertragungsnetzbetreiber jeweils ein:

Tabelle 2: Import- bzw. Exportsituation bei den untersuchten Last- und Einspeiseszenarien bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit eines Kernkraftwerks (positiv: Export; negativ: Import).

Physikalische Bilanz Deutschland bei Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Philippsburg 2 oder Brokdorf	Winterwerktag mit hoher Windenergieeinspeisung	Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung
Ohne Moratorium	2,4 GW	0,2 GW
Mit Moratorium	1 GW	- 2,6 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

²⁸ Im Gegensatz zu den vorangegangenen Berichten wird die vertikale Netzlast als Maßstab herangezogen, da lediglich die vertikale Netzlast Auswirkungen auf das Übertragungsnetz hat und nur sie als gemessene Größe mit hinreichender Genauigkeit bekannt ist. Einspeisungen in unterlagerte Netze sind in den Lastprofilen der Übergabepunkte bereits enthalten.

Der durch das negative Vorzeichen ausgedrückte Import von Strom aus Nachbarländern besagt nicht, dass es an Winterwerktagen ohne Windenergieeinspeisung nicht genügend Erzeugungskapazität innerhalb Deutschlands gäbe. Die modellbasierte Analyse kommt lediglich zu dem Schluss, dass in solchen Zeiten im Ausland Strom vergleichsweise günstig und in ausreichender Menge hergestellt werden kann und es deshalb zu einem Stromimport kommen wird.

„Ohne Moratorium“ bzw. „Mit Moratorium“ bedeutet ohne bzw. mit Abschaltung der acht deutschen Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG, die Darstellung beider Zahlen dient zur Veranschaulichung der durch die Abschaltung entstandenen Änderungen. Die Ex- oder Importsituation ist jeweils Ergebnis einer Fundamentalmarktsimulation auf Basis eines kraftwerkscharfen europäischen Marktmodells. Unter Zugrundelegung des europäischen Kraftwerksparks und der vorhandenen Netzrestriktionen zwischen den Ländern wird die gesamte Nachfrage kostenoptimiert gedeckt. Insoweit sind die in Tabelle 2 dargestellten grenzüberschreitenden Flüsse keine technisch zwingend erforderliche Handelsbilanz, sondern der aus dem europäischen Stromhandel resultierende physikalische Fluss nach Deutschland oder aus Deutschland heraus. Ein Import bedeutet dabei wie oben ausgeführt insbesondere nicht, dass Deutschland in der untersuchten Situation auf Importe angewiesen ist, sondern nur, dass ausländische Kraftwerke gemäß ihrer Position in der europäischen Merit Order kostengünstiger produzieren als deutsche Kraftwerke.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Berechnungen angenommen, dass der grenzüberschreitende Stromhandel ungestört ist, also keine Beschränkungen für einen Stromimport auch an kalten windstillen Wintertagen existieren. Ergänzend dazu hat Amprion ein Szenario betrachtet, in dem kein Stromaustausch mit den Nachbarländern stattfindet, d. h. Importe zur Deckung des Strombedarfs aufgrund auch in den Nachbarländern angespannten Versorgungssituationen nicht zur Verfügung stehen. Auf dieses Szenario ohne Leistungsimport wird gesondert in Kapitel 5.1 eingegangen.

Der Einsatz der deutschen Kraftwerke ergibt sich in der gemeinsamen Berechnung der vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der FGH/IAEW ebenfalls aus einer modellbasierten Marktsimulation unter Vernachlässigung von Netzrestriktionen. Diese Marktsimulation wurde am IAEW durchgeführt. Aufbauend auf dem resultierenden Kraftwerkseinsatz wird dann überprüft, ob die Übertragungsnetze die sich ergebenden Belastungen strom- und spannungsseitig ohne Grenzwertverletzungen abfahren können.

Der Gutachter der Bundesnetzagentur führt zu den von den Übertragungsnetzbetreibern gewählten Szenarien aus:

„Insgesamt erscheint die Szenarienparametrierung in Verbindung mit der Verwendung einer Fundamentalmarktsimulation geeignet, möglicherweise kritische Zustände für den Systembetrieb realitätsnah, gerade auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Ausland, abzubilden.“²⁹

Dieser Wertung schließt sich die Bundesnetzagentur an. Die gewählten Szenarien sind extreme Situationen im Winter (hohe bis sehr hohe Netzlast gepaart mit keiner Stütze aus PV-Anlagen und viel bzw. fast keine Windeinspeisung), die das Übertragungsnetz jedoch bewältigen können muss.

Die Skalierung der vertikalen Netzlast, die - wie oben beschrieben - die Grundlage der Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber darstellt, ist jedoch sowohl aus Sicht des Gutachters³⁰ als auch der Bundesnetzagentur diskussionsbedürftig. Grundlage der Netzlast in den Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber bilden historische, zeitungleiche Maxima in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber. Die Bezugnahme auf die zeitungleiche Jahreshöchstlast spiegelt die höhere und damit ungünstigere Belastungssituation in den einzelnen Übertragungsnetzen gegenüber der Betrachtung der zeitgleichen Jahreshöchstlast wider. Leider sind die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber hierzu nicht konsistent, obwohl es sich bei der vertikalen Netzlast um einfach ermittelbare und nur wenig fehlerbehaftete, da gemessene Werte handelt. Die gemeinsamen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber gehen von 61,4 GW als maximale gesamtdeutsche zeitungleiche Netzlast aus. Zu diesem zeitungleichen – tatsächlich daher nicht aufgetretenen – Maximalwert von 61,4 GW wurde für das Szenario ohne Windenergieeinspeisung ein deutlicher Sicherheitsaufschlag von knapp 10% und auf das Szenario mit Windenergieeinspeisung immerhin noch ein Aufschlag von 4% addiert.

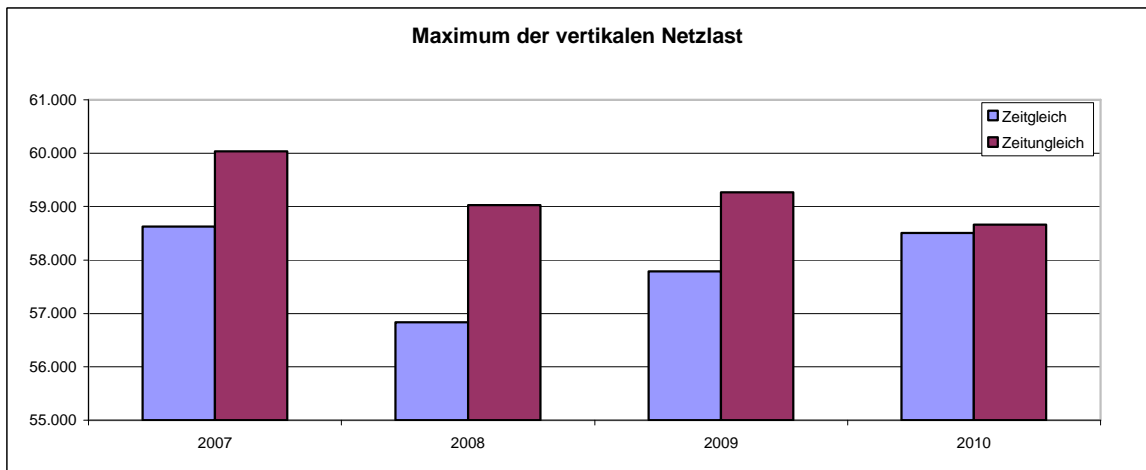
Andererseits hat Amprion für die Jahre 2007 bis 2010 folgende Werte für die zeitgleichen und zeitungleichen Maximallasten mitgeteilt:³¹

²⁹ Consentec, S. 8 f.

³⁰ Consentec, S. 6.

³¹ Auf Basis der Angaben von Amprion musste die Bundesnetzagentur den Wert für die zeitungleichen Maxima 2008 und 2010 korrigieren.

Abbildung 1: Maximum der vertikalen Netzlast.



Quelle: Amprion.

Einerseits fällt auf, dass in 2007 ein zeitungleicher Maximalwert von ca. 60,0 GW auftrat, andererseits hat das zeitgleiche Maximum 58,6 GW in letzten vier Jahren nicht überschritten. Weiterhin lagen das zeitungleiche und das zeitgleiche Maximum 2010 sehr nah zusammen, 2008 hingegen waren sie über 2 GW auseinander.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern zu Grunde gelegte Wert von 61,4 GW für die zeitungleiche vertikale Netzlast enthält u.a. einen Maximalwert aus dem Jahre 2004, der heute nicht mehr zu erwarten ist. Weiter ist festzustellen, dass die den Netzberechnungen zugrunde liegende vertikale Netzlast mit Sicherheitszuschlägen versehen wurde, um selbst Lasten, die deutlich über den historischen Maxima liegen, decken zu können. Solche Sicherheitsaufschläge sind grundsätzlich sinnvoll, in der hier gewählten Höhe jedoch fraglich; sie müssen bei der Interpretation der Ergebnisse der Netzberechnung auf jeden Fall als Puffer berücksichtigt werden.

3.2. Leitungsüberlastungen im Amprion-Netz Richtung Südwest

Wie bereits in den ersten beiden Berichten der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums dargestellt, trägt Amprion vor, es komme durch die Abschaltung der Moratoriumskraftwerke zu einem erhöhten Nord-Süd-Transportbedarf im Übertragungsnetz, der letztlich mit Überlastungen einhergehen könne. Bei einer geringen Windenergieeinspeisung, einem durch schwerwiegende Fehlerereignisse geschwächten Netz sowie bei Ausfall eines Großkraftwerks südlich des Engpasses, sollen Leitungsbelastungen von bis zu 140% auftreten können. Amprion legt auf Basis seiner Paralleluntersuchung dar, das Netz würde nahe seiner absoluten Grenzen betrieben und weitere Fehler könnten zur sicherheitsbedingten Abschaltung von Leitungen und Betriebsmitteln und in der Folge zu Versorgungsunterbrechungen führen.

3.3. Spannungshaltung in den Regionen Rhein-Main und Rhein-Neckar

Da Großkraftwerke wichtige Erbringer von Blindleistung sind, hat sich das Potential zur Erbringung von Blindleistung seit Beginn des Kernkraftwerksmoratoriums merklich reduziert. In den Berichten der Bundesnetzagentur aus dem April und Mai 2011 wurde bereits dargestellt, dass das Vorhandensein von Blindleistungsquellen zum sicheren Betrieb des Netzes unabdingbar ist. Fehlende Blindleistungskompensation führt zu Spannungsgrenzwertverletzungen und im Falle von hohen Lasten zu einem Absinken der Netzspannung. Die sich in den Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber einstellende Situation ist durch ein Absinken der Spannungen unter ein zulässiges Niveau gekennzeichnet, sofern nicht teilweise umfangreiche stabilisierende Maßnahmen ergriffen werden. Wird Blindleistung nicht in ausreichendem Maße kompensiert und sinken die Spannungen unter ein kritisches Niveau, nimmt der Stromfluss zu, um die Leistung weiterhin bereitstellen zu können. Bedingt durch den hohen Stromfluss kann es auch in diesem Fall zur Überlastung von Leitungen kommen, was zu einer Abschaltung von Leitungen mit den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Folgen führen kann.

3.4. Spannungshaltung im Raum Hamburg

Auch im norddeutschen Raum um Hamburg identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber ein Problem mit der Spannungshaltung im Winter. Dieses Problem wurde in dieser Ausprägung erst im Laufe der umfangreichen Untersuchungen bekannt und war im Gegensatz zu den Herausforderungen durch Überspannungen im Sommer in den vergangenen Berichten der Bundesnetzagentur noch nicht eingehend thematisiert. Vor allem im Schwachwindszenario treten um Hamburg bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf massive, durch Unterspannungen charakterisierte Probleme auf. Im Vergleich zu der Situation vor der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG ist allerdings im Raum Hamburg nur eine geringe Änderung im Kraftwerkspark zu beobachten. Lediglich das Kernkraftwerk Unterweser, dessen Auswirkungen auf das Netz in der Region Hamburg zwar vorhanden, aber beschränkt ist, ist von der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG betroffen. Ursächlich für die regional niedrigen Spannungen im Schwachwindszenario sind vor allem fehlende lastnahe Kraftwerke sowie fehlende Anlagen zur Blindleistungskompensation. Sofern die Netzbetreiber keine netzstabilisierenden Maßnahmen ergreifen würden, könnten sehr tiefe, die Netzstabilität akut gefährdende Spannungen von bis zu 360 kV auftreten. Die Region Hamburg wäre dann einem Blackout nahe.

4. Entwicklungen seit dem zweiten Moratoriumsbericht

Die Bundesnetzagentur hat seit dem zweiten Moratoriumsbericht verschiedene Untersuchungen und Maßnahmen ergriffen, um zusätzliche Kapazitäten und Möglichkeiten zur Stützung der Netzstabilität zu untersuchen und verfügbar zu machen. In diesem Kapitel werden die von der Bundesnetzagentur durchgeführten Maßnahmen und Untersuchungen zu Netzstützung beschrieben. Parallel hat die Bundesnetzagentur eine enge Abstimmung mit den europäischen Partnern und der Europäischen Kommission gesucht. Dieser Abstimmungsprozess wird im Folgenden ebenfalls dargestellt.

4.1. Zusammenfassung zusätzlicher thermischer Reservekapazitäten

Als Ergebnis der Erhebung der Bestandskraftwerke und nachfolgend geführter intensiver Gespräche mit Erzeugern und Netzbetreibern konnten durch die Bundesnetzagentur die folgenden zusätzlichen thermischen Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland ermittelt werden, die für Maßnahmen nach § 13 EnWG zur Verfügung stehen:

- Kraftwerke Mainz-Wiesbaden, Kraftwerk 2, Erdgas, 350 MW
- Großkraftwerk Mannheim, Block 3, Steinkohle, 203 MW
- Kraftwerk Ensdorf, Block 3, Mehrere Energieträger (u.a. Steinkohle), 286 MW
- Mineraloelraffinerie Oberrhein, Karlsruhe, Mineralölprodukte, 10 MW
- Reservekraftwerk Freimann in München (Erdgas) mit 160 MW.

Hieraus ergibt sich eine zusätzliche gesicherte Netto-Leistung in Süddeutschland von 1.009 MW.

Als Ergebnis der parallel durchgeführten Erhebung thermischer Reservekapazitäten in Österreich konnten verbindliche Angebote über folgende Kraftwerkskapazitäten gewonnen werden:

- Energieversorgung Niederösterreich, Block Theiß Kombi, Erdgas, 450 MW
- Energieversorgung Niederösterreich, Theiß und Korneuburg (je ein Block), Erdgas, 335 MW
- Verbund AG, Neudorf-Werndorf 2, Öl oder Gas, 150 MW
- Wien Energie, Donaustadt 1, Öl oder Gas, 140 MW

Hieraus ergibt sich eine zusätzliche gesicherte Netto-Leistung von 1.075 MW.

Weiterhin wird die Verbund AG nach erfolgreichem Abschluss des Probetriebs im Januar 2012 das Gas- und Dampfkraftwerk Mellach (GDK Mellach) mit einer Nettoleistung von 832 MW in Betrieb nehmen.

Insgesamt stehen damit für die erste Hälfte des kommenden Winters 2.084 MW an zusätzlicher Erzeugung zur Verfügung. In der zweiten Winterhälfte könnte sich diese Reserve sogar auf 2.916 MW erhöhen lassen.

4.2. Analyse des Kraftwerksparks in Deutschland

Bislang wurde im Zuge des Monitorings der Bundesnetzagentur nur der erwartete Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten erhoben und ausgewertet. Zu einer verlässlichen Bewertung der derzeitigen Erzeugungssituation und zur Gewährleistung einer hohen Validität der hierauf basierenden Netzberechnungen sind jedoch auch detaillierte Daten zum aktuellen Kraftwerksbestand erforderlich. Vor dem Hintergrund von Differenzen zwischen verschiedenen bestehenden Kraftwerkslisten sowie fehlender Kraftwerkskapazitäten in diesen Listen wurde von der Bundesnetzagentur eine Erhebung der Bestandskraftwerke durchgeführt. Neben technischen Daten der Kraftwerke wurden auch der Betriebsstatus sowie die geplanten Revisionen im Zeitraum 1. Oktober 2011 bis 31. März 2012 abgefragt.

4.2.1. Erhebung der Bundesnetzagentur zu Bestandskraftwerken

Die im Juni 2011 von der Bundesnetzagentur durchgeführte Erhebung der Bestandskraftwerke umfasste Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung³² von mindestens 20 MW, die an Übertragungs- oder Verteilernetze in Deutschland angeschlossen sind. Wind- oder Solarparks waren anzugeben, sofern die Summe der einzelnen Erzeugungsanlagen eines Parks mindestens 20 MW beträgt. Bei der Erhebung sollten Bestandskraftwerke kraftwerks- bzw. blockscharf berücksichtigt werden, deren kommerzielle Inbetriebnahme bereits erfolgt ist bzw. bis zum 30. September 2011 erfolgen wird.

Neben im Betrieb befindlichen Kraftwerken waren auch vorübergehend stillgelegte Kraftwerke („Kaltreserve“) anzugeben, die innerhalb von sechs Monaten in Betrieb genommen werden können. Endgültig, d.h. technisch irreversibel, stillgelegte Kraftwerke waren nicht anzugeben.

Die von der Bundesnetzagentur als Ergebnis der Erhebung erstellte Liste der Bestandskraftwerke wurde mit Kraftwerkslisten der Übertragungsnetzbetreiber, des Umweltbundesamtes, des Bundeskartellamtes sowie dem Kraftwerksregister gemäß § 9 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) abgeglichen und ergänzt.

³² Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und/oder Verteilernetz, Letztverbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpass-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist.

Als Ergebnis umfasst die Liste der Bestandskraftwerke 643 Kraftwerksblöcke aus der Erhebung der Bundesnetzagentur sowie weitere 25 Kraftwerksblöcke aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber sowie drei Kraftwerksblöcke aus dem KraftNAV-Register. Die erhobenen Daten zu den Kraftwerken umfassen u. a. folgende Punkte:

- Standort
- Betriebsstatus
- Energieträger
- Netto Engpassleistung
- Spannungsebene des Netzanschlusses
- geplante Revisionen

Gemäß der Kraftwerksliste befinden sich bundesweit insgesamt ca. 100,2 GW Kraftwerkskapazitäten ab 20 MW in Betrieb. Weitere 1,8 GW sind vorübergehend stillgelegt („Kaltreserve“). Die acht gemäß Atomgesetz stillgelegten Kernkraftwerke umfassen 8,4 GW. Die Auflistung enthält auch diejenigen Pumpspeicher und Speicherwasserkraftwerke in Luxemburg und Österreich, die unmittelbar an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Tabelle 3: Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweite Darstellung; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 20 MW; Stand 14.07.2011).

Elektrische Netto-Engpassleistung in MW (Bundesweit, alle Netz- und Umspannebenen; ≥ 20 MW)						
Energieträger	"Kaltreserve"	in Betrieb	stillgelegt gemäß AtG	noch nicht in Betrieb	Sonderfall ³³	Gesamtergebnis
Abfall		460				460
Biomasse		307				307
Braunkohle	383	16.831				17.214
Erdgas	350	20.279		98	144	20.871
Grubengas		42				42
Kernenergie		12.068	8.409			20.477
Laufwasser		2.154				2.154
Mehrere Energieträger	286	9.714				10.000
Mineralölprodukte	20	3.033				3.053
Pumpspeicher		8.876			276	9.152
Solare Strahlungsenergie		149				149
Sonstige Energieträger		1.348				1.348
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)		1.343				1.343
Steinkohle	755	21.514				22.269
Windenergie (Offshore-Anlage)		208				208
Windenergie (Onshore-Anlage)		1.909				1.909
Gesamtergebnis	1.794	100.235	8.409	98	420	110.955

Quelle: eigene Erhebung.

³³ Erdgas: Block ist bis zu seiner endgültigen Stilllegung 2014 nur noch wenige Stunden betreibbar; Pumpspeicher: momentan schadensbedingte Reparatur, Wiederinbetriebnahme in 2012.

Ziel der Erhebung war zum einen, eine möglichst aktuelle und vollständige valide Datengrundlage für die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Zum anderen wurde mit der Erhebung der Bestandskraftwerke das Ziel verfolgt, zusätzliche dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten zu ermitteln. Bundesweit wurden in diesem Zusammenhang ca. 1.794 MW Kapazitäten ermittelt, die derzeit vorübergehend stillgelegt sind. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit sind hierbei zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland von besonderem Interesse.

Tabelle 4: Ergebnis Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher; alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Engpassleistung ≥ 20 MW; Stand 14.07.2011).

Elektrische Netto-Engpassleistung in MW (Frankfurt am Main und südlicher; alle Netz- und Umspannebenen; ≥ 20 MW)						
Energieträger	"Kaltreserve"	in Betrieb	stillgelegt gemäß AtG	noch nicht in Betrieb	Sonderfall	Gesamtergebnis
Abfall		22				22
Biomasse		39				39
Erdgas	350	7.098		98		7.546
Grubengas		42				42
Kernenergie		7.969	4.947			12.916
Laufwasser		2.154				2.154
Mehrere Energieträger	286	1.044				1.329
Mineralölprodukte		1.564				1.564
Pumpspeicher		5.020			276	5.296
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)		1.323				1.323
Steinkohle	203	7.701				7.904
Windenergie (Onshore-Anlage)		94				94
Gesamtergebnis	839	34.069	4.947	98	276	40.228

Quelle: eigene Erhebung.

Von den oben genannten 1.794 MW „Kaltreserve“ befinden sich ca. 839 MW in Süddeutschland. Hierbei handelt es sich um Kraftwerk 2 der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden (KMW2) mit 350 MW, Block 3 des Kraftwerkes Ensdorf (286 MW) sowie Block 3 (203 MW) des Großkraftwerkes Mannheim (GKM).

4.2.2. Aktivierung zusätzlicher thermischer Reserveleistung in Süddeutschland

Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW)

Von KMW liegt der Bundesnetzagentur ein Angebot über Vorhaltung und restriktionsfreien Betrieb des Kraftwerkes 2 der KMW ab 15. Oktober 2011 (nach erfolgter Revision) auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber vor. Nach Angaben von KMW handelt es sich bei Kraftwerk 2 um ein Gas-Kombikraftwerk mit einer Netto-Leistung von maximal 350 MW aus dem Jahr 1977. Davon entfallen auf die schnell einsetzbare Gasturbine 80 MW und auf die Dampfturbine 270 MW.

Das Kraftwerk 2 (Erdgas, 350 MW) wird überwiegend als Besicherung und als Ersatz während der Revision (jeweils Mai/Juni) des Kraftwerkes 3 (Erdgas, 400 MW) eingesetzt. Sporadisch kommt Kraftwerk 2 zum Einsatz, wenn die Marktverhältnisse dies zulassen, was jedoch aufgrund des im Vergleich zu modernen Anlagen niedrigeren Wirkungsgrades sehr selten der Fall ist. Einzig in der Zeit vom September 2009 bis Anfang März 2010 kam es marktbedingt zu einer längeren Betriebsphase.

Der Betrieb von Kraftwerk 2 unterliegt keinerlei Restriktionen. Alle Genehmigungen liegen vor, das Kraftwerk ist stets gewartet und voll einsatzfähig, das Personal steht zur Verfügung und die Einspeisung des Stroms in die nahegelegenen 380/220 kV-Netze ist nach Angaben von KMW ohne Restriktionen möglich.

Für den Abschluss einer Vereinbarung zur Gewährleistung des Reservebetriebes von Kraftwerk 2 der KMW ist Amprion verantwortlich. In diesem Zusammenhang laufen derzeit von der Bundesnetzagentur initiierte Verhandlungen zwischen Amprion und KMW zur Abstimmung der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Großkraftwerk Mannheim (GKM)

Von GKM liegt ein Angebot über Vorhaltung und Betrieb des Blockes 3 der GKM auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber vor. Nach Angaben von GKM handelt es sich um einen Steinkohlekraftwerksblock mit einer Netto-Engpassleistung von 203 MW. Aus immissionsschutzrechtlichen Gründen durfte der Block 3 bislang nur bei einer Störung oder Wartung der anderen Kraftwerksblöcke 4, 6, 7 und 8 des GKM betrieben werden.

Die Netzanschlusskapazität bei der Pfalzwerke Netzgesellschaft und der 24/7 Netze ermöglicht nach Angaben von GKM einen Parallelbetrieb aller Kraftwerksblöcke.

GKM wird bis Mitte September einen Antrag beim Regierungspräsidium Karlsruhe für einen temporären 5-Block-Betrieb im Zeitraum 1. November 2011 bis 31. März 2012 sowie 1. Oktober 2012 bis 31. März 2013 stellen. Der Reservebetrieb von Block 3 im Rahmen eines Betriebes aller fünf Kraftwerksblöcke von GKM wird in diesem begrenzten Zeitraum ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Der Kraftwerksblock 3 wird hierbei nur zur Abwendung einer ansonsten kritischen Situation für die Stabilität in den Übertragungsnetzen eingesetzt.

Von Seiten des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft in Baden-Württemberg wird die erforderliche Genehmigung für einen temporären 5-Block-Betrieb bis zum 31. Oktober 2011 vorliegen. Damit das Verfahren in der kurzen Zeit rechtssicher abgeschlossen werden kann, wird der zu genehmigende Umfang für den temporären 5-Block-Betrieb auf 720 Betriebsstunden pro Kalenderjahr begrenzt, wobei Anfahrzeiten und Stillstandszeiten zwischen kurz aufeinander folgenden Einsätzen den Betriebsstunden zuzurechnen sind. Aus Sicht von EnBW Transportnetze ist dieser für den Reservebetrieb vorgesehene Zeitrahmen ausreichend.

Für den Abschluss einer Vereinbarung zur Gewährleistung des Reservebetriebes von GKM 3 ist EnBW Transportnetze verantwortlich. Zur Abstimmung der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen laufen die durch die Bundesnetzagentur angestoßenen Verhandlungen von EnBW Transportnetze mit GKM wobei ein Rahmenkonzept von den Beteiligten bereits erarbeitet wurde.

Kraftwerk Ensdorf (VSE)

Das Kraftwerk Ensdorf, Block 3 mit einer Netto-Engpassleistung von 286 MW wird mit mehreren Energieträgern (Steinkohle, Klärschlamm, Tiermehl, Ersatzbrennstoff) betrieben und ist derzeit an die Netzebene 220 kV angebunden.

Zum Zeitpunkt der Erhebung der Bestandskraftwerke befand sich Block 3 des Kraftwerkes Ensdorf seit März 2011 in Kaltreserve. Der Block 3 wurde zum 1. Juli 2011 von RWE Power an VSE verkauft. Von VSE wird dieser Kraftwerksblock an Saarstahl und Saarschmiede verpachtet. Saarstahl und Saarschmiede werden einen Teil der Leistung von Block 3 zur Deckung des Eigenbedarfs einsetzen.

Am Standort Ensdorf befindet sich zudem der Kraftwerksblock 1 von VSE mit einer Netto-Engpassleistung von 106 MW (Steinkohle, Tiermehl, Klärschlamm), der derzeit an die

110 kV-Netzebene angeschlossen ist. Im November 2011 soll ein Umschluss von Block 3 in das 110 kV Netz von VSE Verteilnetz und ein Umschluss von Block 1 in das 220 kV Netz von Amprion erfolgen.

Der Block 3 des Kraftwerkes befindet sich damit wieder im Betrieb und trägt zu einer Entspannung der Netzsituation im südwestdeutschen Raum bei. Um unabhängig von der tatsächlichen Vermarktung des Kraftwerkes Ensdorf einen Volllastbetrieb zu ermöglichen, ist Amprion sowohl für Block 1 als auch für Block 3 für den Abschluss von Redispatchvereinbarungen verantwortlich, um noch nicht ausgelastete Kraftwerkskapazitäten im Bedarfsfall abrufen zu können. Entsprechende Verhandlungen werden von Amprion bereits mit Saarstahl, Saarschmiede sowie VSE geführt.

Kraftwerk Mineraloelraffinerie Oberrhein (MiRO)

Von MiRO hat die Bundesnetzagentur ein Angebot über eine zusätzliche Netto-Leistungsbereitstellung von 10 MW erhalten. MiRO verfügt in Karlsruhe über ein Kraftwerk mit einer installierten Netto-Engpassleistung von 70 MW (Mineralölprodukte) und kann die Eigenstromproduktion über Kondensationsmaschinen um ca. 10 MW erhöhen. Bislang wurden diese 10 MW aus Wirtschaftlichkeitsgründen aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung bezogen und nicht selber produziert. Mit Erhöhung der Eigenstromproduktion kann der Strombezug entsprechend reduziert und das Netz entlastet werden.

Das Kraftwerk von MiRO ist an das 110 kV-Netz der EnBW Regional AG angeschlossen. Rund 50% der Leistung kann nach fünf Minuten, die restliche Leistung nach ca. 1,5 Stunden bereitgestellt werden.

Für den Abschluss einer Vereinbarung mit MiRO über die Erhöhung der Eigenstromproduktion im Bedarfsfall ist EnBW Transportnetze verantwortlich, die von der Bundesnetzagentur über das Angebot von MiRO informiert und um Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung gebeten worden ist.

Kraftwerk Freimann (SWM Services, München)

Die SWM Services betreibt zwei Gasturbinen am Standort Freimann mit einer installierten Leistung von je 80 MW. Diese Gasturbinen sind in einen kommunalen Reservepool eingestellt, in dem sich elf Unternehmen gegenseitig Dauerreserve stellen. Das Kraftwerk Freimann wird hauptsächlich zur Abdeckung von Reserveleistung im kommunalen Reservepool verwendet.

Falls der zuständige Übertragungsnetzbetreiber unter Berufung auf § 13 Abs. 1a EnWG den Betrieb dieser beiden Gasturbinen anordnet, wird die geforderte Leistung aus dem

Reservepool genommen und die Gasturbinen werden entsprechend der vertraglich zu definierenden Verfügbarkeit angefahren.

Das Kraftwerk Freimann ist an das 110 kV-Netz der SWM Infrastruktur angeschlossen. Für den Abschluss einer Redispatchvereinbarung mit SWM Services ist TenneT TSO verantwortlich, die von der Bundesnetzagentur über den Sachverhalt informiert und um Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung gebeten wurde.

Pflanzenöl-BHKW

Im Zuge der Untersuchungen zur Aktivierung zusätzlicher thermischer Reservekapazitäten wurde die Bundesnetzagentur auf derzeit stillstehende Pflanzenöl-BHKW hingewiesen. Diese seien aufgrund hoher Pflanzenölpreise nicht in Betrieb und könnten durch ihre Reaktivierung einen zusätzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Nach Angaben des Deutschen Biomasse Forschungszentrum (DBFZ) sind im Anlagenregister der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) etwa 2.300 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 460 MW erfasst. Im Rahmen der jährlichen Umfrage des DBFZ bei Pflanzenöl-BHKW-Betreibern wurde bereits im Dezember 2010 ein Stillstand von etwa einem Drittel zurückgemeldet. Hieraus ergab sich eine korrigierte Anlagenzahl von etwa 1.400 Pflanzenöl-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von weniger als 300 MW, die sich in Betrieb befinden.

Im Laufe des ersten Halbjahres 2011 ist allerdings nach Angaben des DBFZ mit einem weiterhin deutlich abnehmenden Trend im Hinblick auf betriebene Anlagen, Anlagenauslastung (Betriebs- und Volllaststunden) und damit auf die produzierte Strommenge zu rechnen. Die Differenz der aktuellen Situation der Pflanzenöl-BHKW zum Anlagenregister der BLE (Registrierung seit Oktober 2009) besteht aus:

- Anlagen, die vorübergehend außer Betrieb sind oder die mit minimaler bzw. nur absolut nötiger Auslastung betrieben werden (ökonomische Gründe, hoher Pflanzenölpreis),
- Anlagen, die auf einen anderen regenerativen Brennstoff umgerüstet wurden (z.B. Biomethan),
- Anlagen, die auf einen fossilen Energieträger umgestellt wurden und
- Anlagen, die zwischenzeitlich aus technischen, ökonomischen oder sonstigen Gründen stillgelegt wurden.

Zusammenfassend führt das DBFZ aus, dass Anzahl und Leistung weder der noch betriebenen Pflanzenöl-BHKW noch der ungenutzten und wieder nutzbaren Anlagenpotenziale quantifizierbar seien.

Vor dem Hintergrund der Ausführungen des DBFZ wird das Aktivierungspotential derzeit stillstehender Pflanzenöl-BHKW durch die Bundesnetzagentur als eher gering eingeschätzt. Zur Behebung kritischer Netzsituationen stehen Pflanzenöl-BHKW schon wegen ihrer räumlichen Verteilung allenfalls zu einem geringen Teil zur Verfügung. Die niedrige Anschlussebene der BHKW (Nieder- und Mittelspannungsnetz) mindert ihre Eignung zur Lösung der Probleme weiter. Im Übrigen sind Blockheizkraftwerke aus Gründen der Wärmelieferung an kalten Wintertagen typischerweise auch unabhängig von ihrer Konkurrenzfähigkeit auf dem Strommarkt in Betrieb. Sie sind daher bereits in der Betrachtung der residualen Netzlast in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt und stehen somit als zusätzliche Reserve nicht zuverlässig zur Verfügung.

4.2.3. Verschiebung von Kraftwerksrevisionen

Bei der durch die Bundesnetzagentur vorgenommenen Erhebung der Bestandskraftwerke sollten die befragten Unternehmen kraftwerks- bzw. blockscharf für den Zeitraum Oktober 2011 bis März 2012 den Zeitraum bzw. die Zeiträume für geplante Nichtverfügbarkeiten (Revisionen) angeben.

Die aufgrund von Revisionen und sonstigen notwendigen technischen Maßnahmen nicht verfügbaren oder eingeschränkt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten liegen im Oktober 2011 zwischen 9.000 MW und 3.000 MW und sinken dann voraussichtlich im November auf 4.500 MW bis 2.000 MW. Im Verlauf des Dezembers sinken die nicht verfügbaren bzw. eingeschränkt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten weiter auf 3.200 MW bis 1.200 MW und bleiben dann bis zum März 2012 auf unter 2.000 MW.

Die Erhebung zu geplanten Kraftwerksrevisionen und weiteren Einschränkungen in der Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten zeigt eine deutliche Tendenz zu einer höheren Kraftwerksverfügbarkeit zum Dezember 2011 hin. Aufgrund von zusätzlichen zeitgleichen, wenn auch teilweise kurzfristigen Nichtverfügbarkeiten größerer thermischer Kraftwerke sind jedoch innerhalb dieses Zeitraums auch Phasen absehbar, in denen ein größerer Anteil von Kraftwerkskapazitäten nicht verfügbar ist. Auf Nachfrage durch die Bundesnetzagentur wurde teilweise eine geringe zeitliche Flexibilität hinsichtlich der Nichtverfügbarkeiten und Leistungsbeschränkungen eingeräumt. Diese bewegen sich jedoch in einem engen Zeitraum von zwei Wochen und wären mit zusätzlichen Kosten in unbekannter Höhe und zusätzlichen Risiken verbunden. Eine Verschiebung dieser disponiblen

Nichtverfügbarkeiten sollte deshalb nur kurzfristig in Erwägung gezogen werden, falls ein Eintreten der kritischen Szenarienbedingungen vorhersehbar wird.

Aufgrund der bereits angespannten Netzsituation sind geplante zeitgleiche Revisionen zweier größerer Kraftwerkskapazitäten wenn irgend möglich zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber diesbezüglich ihre neuen Befugnisse nach § 13 Abs. 1a EnWG nutzen werden, soweit sie dies für erforderlich erachten.

4.2.4. Erwarteter Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten

Bundesweite Betrachtung der Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten

Derzeit befinden sich bundesweit rund 12.900 MW dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten in Bau, die voraussichtlich bis 2014 fertig gestellt sein werden. Auch hier gibt es jedoch Unwägbarkeiten wie die Kesselproblematik. So führt der Einsatz von Kesseln mit der neuartigen, hochtemperaturbeständigen und druckfesten Stahllegierung T24 (7 CrMo VTiB 10 10) zu technischen Problemen (siehe hierzu Kapitel 9.1.1). Bei mehreren im Bau befindlichen Kohlekraftwerken hat dies bereits zu Verzögerungen bei der geplanten Inbetriebnahme geführt.

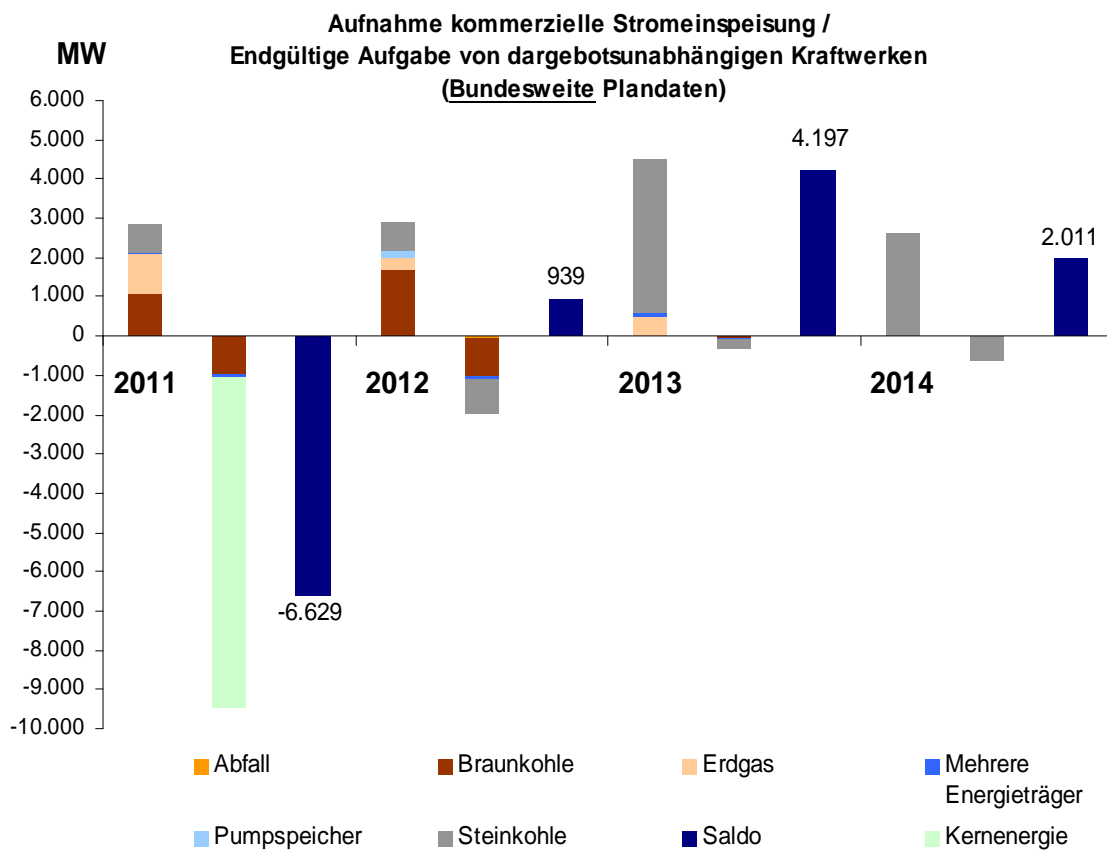
Die bereits während des Kernkraftwerkmoratoriums der Bundesregierung abgeschalteten acht Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 8.400 MW werden auf Basis des novellierten Atomgesetzes stillgelegt. Neben dem Rückbau der Kernenergie ist ein weiterer Rückbau von ca. 4.000 MW dargebotsunabhängiger Erzeugung bis Ende 2014 geplant. Durch den Zubau von dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung in Höhe von ca. 12.900 MW sollte der Wegfall von Kraftwerksleistung in Höhe von insgesamt 12.500 MW bis 2014 voraussichtlich wieder kompensiert sein. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist es notwendig, dass die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke entsprechend der derzeitigen Plandaten fertig gestellt werden. Eine Einzelaufstellung der Kraftwerke, die im Zeitraum 2011–2014 neu gebaut bzw. stillgelegt werden, findet sich in Anlage 1.

Die im Folgenden dargestellten Daten basieren auf der Monitoringerhebung 2011³⁴ der Bundesnetzagentur für Kraftwerkskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 5 MW. Bei dem erwarteten Zubau von Kraftwerksleistungen wurden in der folgenden Abbildung und Tabelle nur bereits im Bau befindliche Kraftwerke berücksichtigt, die dargebotsunabhängig sind. Gegenüber den Ende Mai im zweiten Moratoriumsbericht

³⁴ Jährliche Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur gemäß § 35 EnWG für alle Stufen der Wertschöpfungsketten Strom und Gas.

veröffentlichten Daten ist es zwischenzeitlich zu Verzögerungen bei den erwarteten Fertigstellungsterminen von drei Kraftwerken im Bau gekommen. Hierbei handelt es sich um die Kraftwerke Wilhelmshaven (Steinkohle, 731 MW), Datteln 4 (Steinkohle, 1.055 MW) und Großkraftwerk Mannheim Block 9 (Steinkohle, 845 MW), deren kommerzielle Inbetriebnahme zuvor 2012 (Wilhelmshaven) bzw. 2013 (Datteln 4 und GKM 9) vorgesehen war und sich nunmehr bei diesen drei Kraftwerken voraussichtlich bis 2014 verzögert.

Abbildung 2: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).



Quelle: Eigene Erhebung.

Tabelle 5: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011 – 2014 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).

Netto-Engpassleistung in MW	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
Energieträger	2011		2012		2013		2014	
Abfall	0	0	7	-33	26	0	0	0
Braunkohle	1.050	-980	1.690	-980	0	-60	0	0
Erdgas	1.038	0	281	0	445	0	0	0
Kernenergie	0	-8.409	0	0	0	0	0	0
Mehrere Energieträger	36	-89	0	-110	126	-50	0	0
Pumpspeicher	0	0	195	0	0	0	0	0
Steinkohle	725	0	750	-861	3.924	-214	2.631	-620
Summe	2.849	-9.478	2.923	-1.984	4.521	-324	2.631	-620
Saldo		-6.629		939		4.197		2.011

Quelle: Eigene Erhebung.

Betrachtung der Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland

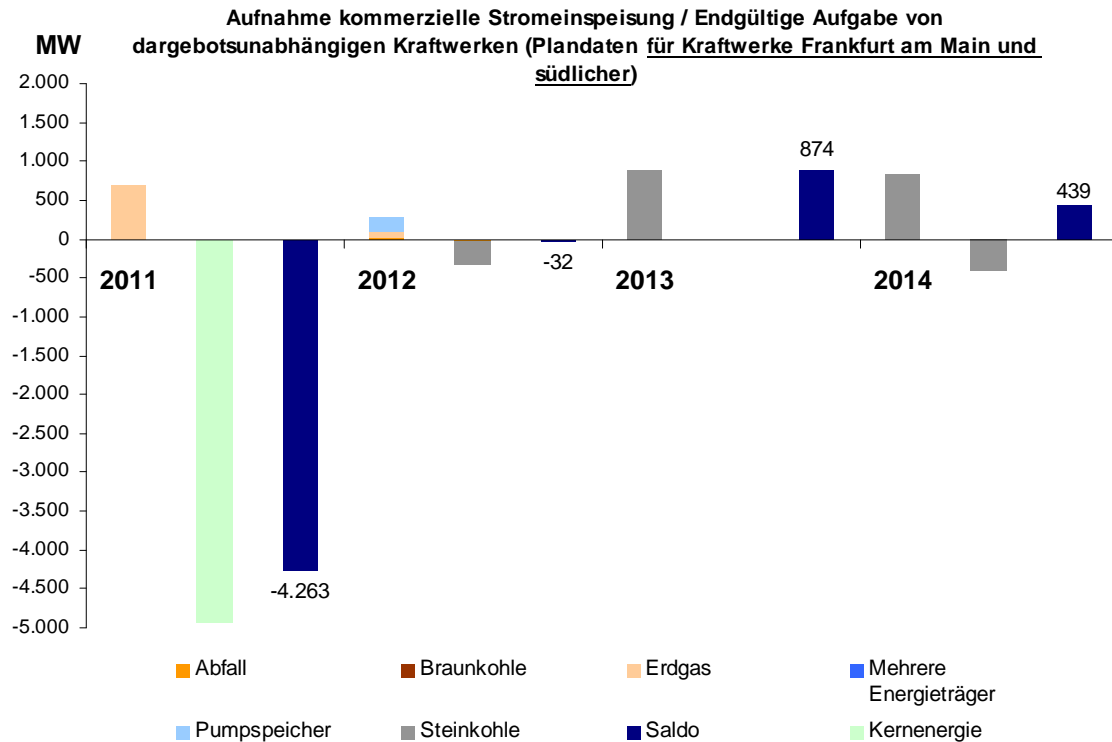
Von besonderer Bedeutung für die Systemstabilität in den Übertragungsnetzen sind zusätzliche dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland. Gegenüber den bereits im zweiten Moratoriumsbericht veröffentlichten Daten zur erwarteten Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten hat sich bei dem Inbetriebnahmejahr von GKM Block 9 eine Verzögerung von 2013 auf 2014 ergeben.

Wie die Daten zeigen, wird sich die Erzeugungssituation in Süddeutschland 2012 voraussichtlich nicht signifikant verändern. Dem erwarteten Zubau von 294 MW steht ein geplanter Rückbau von 326 MW gegenüber. Der Rückbau im Jahr 2012 basiert im Wesentlichen auf der endgültigen Stilllegung des Kraftwerksblocks Staudinger 3 zum 31. Dezember 2012. Dieser Kraftwerksblock mit einer Netto-Engpassleistung von 293 MW wird mit Steinkohle betrieben und ist an die 380 kV Netzebene angebunden.

Ein Weiterbetrieb von Staudinger 3 über den 31. Dezember 2012 hinaus ist nach Auskunft des Regierungspräsidiums Darmstadt aus genehmigungsrechtlichen Gründen nicht möglich, da durch E.ON die Stilllegungsanzeige vor dem 31. Dezember 2010 nicht widerrufen worden ist und demnach die entsprechenden Rechtsfolgen aus der 13. BImSchV am 31. Dezember 2010 eingetreten sind. Aufgrund der weiterhin angespannten Situation in Süddeutschland im Winter 2012/13 rät die Bundesnetzagentur jedoch zu einer Prüfung, ob ein Reservebetrieb von Staudinger 3 auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. März 2013 erforderlich und möglich zu machen ist.

Demnach ist davon auszugehen, dass im Winter 2012/13 eine zum Winter 2011/12 vergleichbare Erzeugungssituation vorliegen wird. Erst 2013 und 2014 wird durch die Fertigstellung von zwei Steinkohlekraftwerken ein Zubau an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung um insgesamt ca. 1.700 MW in Süddeutschland erwartet. Hierbei handelt es sich 2013 um das Kraftwerk Rheinhardendampfkraftwerk Block 8 (Karlsruhe, Steinkohle, 874 MW) und 2014 um GKM Block 9 (Mannheim, Steinkohle, 845 MW). Jedoch bleibt die Erzeugungssituation in Süddeutschland auch nach Fertigstellung dieser beiden Kraftwerke angespannt, da gegenüber der Situation vor der Stilllegung von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland ca. 3 GW dargebotsunabhängiger Erzeugungsleistung fehlen.

Abbildung 3: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto- Engpassleistungen in MW).



Quelle: Eigene Erhebung.

Tabelle 6: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2011–2014 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto-Engpassleistungen in MW).

Netto-Engpassleistung in MW	2011		2012		2013		2014	
	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
Energieträger	2011		2012		2013		2014	
Abfall	0	0	7	-33	0	0	0	0
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	684	0	92	0	0	0	0	0
Kernenergie	0	-4.947	0	0	0	0	0	0
Mehrere Energieträger	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	195	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	-293	874	0	845	-406
Summe	684	-4.947	294	-326	874	0	845	-406
Saldo		-4.263		-32		874		439

Quelle: Eigene Erhebung.

4.3. Europäische Koordinierung zu Fragen der Versorgungssicherheit

Aufgrund der engen Vermaschung des europäischen Stromnetzes und des regen grenzüberschreitenden Stromaustauschs in Europa haben nationale Entscheidungen hinsichtlich der Erzeugungsstruktur naturgemäß grenzüberschreitende Auswirkungen. Die Bundesnetzagentur hat aus diesem Grund frühzeitig auf bilateraler und multilateraler Ebene den Dialog mit den europäischen Regulierungsbehörden gesucht. Sie hat unter anderem im Rahmen einer ad hoc Arbeitsgruppe im Kreise der Energieregulierer an einer gemeinsamen Analyse mitgewirkt. Außerdem hat sie an mehreren Konferenzen der Mitgliedstaaten und Regulierer teilgenommen bzw. diese mit ausgerichtet. Im Fokus standen dabei insbesondere die Aspekte der Netz- und Versorgungssicherheit sowie die Auswirkungen des Atomausstiegs auf den Elektrizitätsbinnenmarkt.

4.3.1. Diskussionen im Ausschuss für den Elektrizitätsbinnenmarkt

Bereits am 28. März 2011 hat die Europäische Kommission eine außerordentliche Sitzung des Ausschusses für den Elektrizitätsbinnenmarkt („electricity cross-border committee“) einberufen. Die Bundesnetzagentur hat an der Sitzung teilgenommen. Der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E hat eine erste Analyse der Folgen des Kernkraftwerkmoratoriums vorgestellt. Die Ergebnisse decken sich mit den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Analysen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die in dem Ausschuss vertretenen Mitgliedstaaten hatten keine weiteren Anmerkungen.

Am 16. Juni 2011 hat der Ausschuss erneut getagt und sich mit dem ENTSO-E Bericht hinsichtlich des Winter-Rückblicks und der Sommer-Prognose beschäftigt. Die nach den Berechnungen von ENTSO-E für diesen Zeitraum zu erwartenden Erzeugungsmargen wichen in den Nachbarstaaten von den Vorjahreswerten nicht ab. Unter bestimmten Szenarien anzunehmende Erzeugungsdefizite, z. B. bei heißen Temperaturen in Frankreich, sind keine Folgen des Ausstiegs aus der Kernenergie. Auch scheint der Ausstieg die in derartigen Fällen zu ergreifenden Abhilfemaßnahmen nicht zu erschweren. Die Erzeugungsmargen für Deutschland sind auch unter Annahme extremer Szenarien leicht positiv. Der luxemburgische Vertreter hat auf die besondere Situation Luxemburgs hingewiesen, das als Teil der Regelzone von Amprion unmittelbar von den Vorgängen in Deutschland betroffen sein könnte. Die Bundesnetzagentur hat mittlerweile der Regulierungsbehörde Luxemburgs ILR mitgeteilt, dass sowohl luxemburgische Erzeugung als auch Last in den Berechnungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt sind und Luxemburg nach wie vor dasselbe Niveau an Versorgungssicherheit genießt wie Deutschland.

4.3.2. Gemeinsame Konferenz von Bundesnetzagentur und der Europäischen Kommission

Am 20. Juli 2011 hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission (DG ENER) eine Konferenz in Brüssel ausgerichtet. Teilnehmer waren hochrangige Vertreter der für den Energiebereich zuständigen Ministerien der Mitgliedstaaten, der nationalen Regulierungsbehörden, der Agentur ACER sowie ENTSO-E. Neben den aktuellen Auswirkungen des deutschen Ausstiegs aus der Kernenergie, die allseits als beherrschbar angesehen wurden, befassten sich die Beiträge der Vortragenden mit mittel- bis langfristigen Energieszenarien in den Mitgliedstaaten.

Da die Auswirkungen des deutschen Atomausstiegs mit Blick auf die Erzeugungsbilanz im Wesentlichen dem deutschen Ausstiegsplan von 2002 entsprechen und somit von einer gänzlich neuen oder unerwarteten Situation auch keine Rede sein kann, begrüßt die Bundesnetzagentur einen zukunftsgerichteten Dialog. Im Zusammenhang mit der Umstellung der Energiesysteme auf nachhaltige Erzeugung aus erneuerbaren Quellen war vor allem die Frage der Schaffung ausreichender gesicherter Kapazitäten zum Ausgleich der Fluktuation der Erneuerbaren Energien ein zentrales Thema. Mehrere Mitgliedstaaten prüfen in diesem Zusammenhang die Anwendung so genannter Kapazitätsinstrumente, die eine wirtschaftliche Grundlage für ansonsten nicht marktfähige Reservekraftwerke schaffen sollen.

Der Vertreter der belgischen Regulierungsbehörde CREG hat auf eine bis 2016 entstehende Erzeugungslücke hingewiesen, die aus den eigenen, d. h. belgischen Beschlüssen zur Abschaltung der ältesten Kernkraftwerke bzw. aus europarechtlich geforderten Abschaltungen älterer thermischer Kraftwerke beruht. Dies könnte eine Laufzeitverlängerung für belgische Kernkraftwerke nach sich ziehen, die allerdings nicht auf den deutschen Kernenergieausstieg zurückzuführen ist, sondern dem belgischen Wunsch nach Autarkie in der Stromerzeugung geschuldet ist.

4.4. Phasenschieberbetrieb eines Kernkraftwerksgenerators zur Spannungshaltung

In Extremszenarien werden Spannungshaltungsprobleme sowohl im Großraum Rhein-Main und Rhein-Neckar als auch im Raum Hamburg erwartet. Grund dafür ist das Fehlen ausreichender Blindleistungskompensationsanlagen in den Übertragungsnetzen in den betroffenen Regionen. Wie bereits im zweiten Moratoriumsbericht der Bundesnetzagentur beschrieben, besteht die Möglichkeit, mittels rotierender Phasenschieber, sog. Synchronmaschinen, sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung zur Spannungshaltung bereitzustellen.

Zur Blindleistungserzeugung ist es unerheblich, ob eine Synchronmaschine als Generator oder als Motor betrieben wird. Zur technischen Realisierung eines Phasenschieberbetriebs bei einem der stillgelegten Kernkraftwerke ist es insbesondere notwendig, Turbine und Generator voneinander zu entkoppeln. Das bedeutet, dass die Welle, die Turbine und Generator verbindet, aufgetrennt werden muss. Außerdem muss eine Hilfsmaschine installiert werden, die es ermöglicht, den Generator auf Netzfrequenz zu beschleunigen und mit dem Netz zu synchronisieren. Erst dann ist eine Umschaltung auf das Netz möglich und der Generator kann quasi als Motor am Netz laufen. Durch einen über- oder untererregten Betrieb, der durch den Erregungsspannungsregler eingestellt wird, kann dann induktive oder kapazitive Blindleistung kompensiert werden.

Dazu bieten sich grundsätzlich insbesondere die Generatoren stillgelegter Kernkraftwerke, namentlich Biblis A, Krümmel und Brunsbüttel an. Diese haben den Vorteil, dass sie erstens direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden sind, also keine Verluste in unterlagerten Netzen auftreten, und sie sich zweitens an den Stellen im Netz befinden, an denen Anlagen zur Blindleistungskompensation nur unzureichend zur Verfügung stehen.

Der Umbau eines Kernkraftwerksgenerators zum rotierenden Phasenschieber ist allerdings neben notwendigen kostspieligen Ertüchtigungsmaßnahmen auch mit Schwierigkeiten verbunden. So ist das Maschinenhaus, der Aufstellungsort von Turbine und Generator, von Siedewasserreaktoren (Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel) Teil des radioaktiven Kontrollbereichs des Kraftwerks. Ein Umbau würde hier die Änderung der strahlenschutzrechtlichen Betriebsgenehmigung erfordern. Dabei handelt es sich um ein langwieriges Verfahren, dessen Ausgang ungewiss ist. Eine Umrüstung der betreffenden Generatoren bis zum Winter ist jedenfalls ausgeschlossen.

Anders verhält es sich mit dem Generator des Druckwasserreaktors im Block A des Kernkraftwerks Biblis. Dieser befindet sich nicht im radioaktiven Kontrollbereich des Kraftwerks, eine Umrüstung ist also nicht mit den aufwändigen strahlenschutzrechtlichen Änderungen der Betriebserlaubnis verbunden. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur Amprion und RWE Power AG aufgefordert, den Generator im Block A des Kernkraftwerks Biblis zum rotierenden Phasenschieber umzurüsten. Der Einsatz von Kernkraftwerksgeneratoren als Phasenschieber wurde bereits im Bericht vom 26. Mai 2011 seitens der Bundesnetzagentur angeregt. Inzwischen wurden von der RWE Power AG und der Siemens AG Voruntersuchungen durchgeführt und das Projekt als bis in den Winter realisierbar bewertet. Auch zwischen der RWE Power AG und der Amprion GmbH wurden bereits Vertragsverhandlungen aufgenommen, die die Vergütung sowohl für die Umrüstung als auch den Betrieb des Phasenschiebers regeln.

4.5. Grenzüberschreitender Redispatch und strategische Reservekapazität im Ausland

Im zweiten Moratoriumsbericht der Bundesnetzagentur vom 26. Mai 2011 ist ausgeführt, dass bei Netzüberlastungen aufgrund von Nord-Süd-Lastflüssen durch grenzüberschreitende Redispatchmaßnahmen mit ausländischen Kraftwerksbetreibern u. U. Abhilfe geschaffen werden kann. Diese grundsätzliche Möglichkeit hat die Bundesnetzagentur in der Zwischenzeit vor allem mit Blick auf Österreich eingehender untersucht. Österreich verfügt zum einen über eine deutlich positive Leistungsbilanz aus konventionellen Kraftwerken und Wasserkraftwerken von 7 GW³⁵. Außerdem bestehen zwischen Österreich und Deutschland grundsätzlich keine netzseitigen Engpässe. Zum Redispatch bedarf es Erzeugungskapazität, die im Bedarfsfall auf Anweisung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Einspeisung in den süddeutschen Raum aktiviert werden kann. Parallel zu den eigenen Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, in ihren Risikoanalysen entsprechende Sensitivitätsanalysen zum Redispatch mit Kraftwerken in Österreich aufzunehmen.

Grenzüberschreitendes Redispatch- bzw. Reservepotenzial kann dann für die in Rede stehende Risikosituation (hohe Windeneinspeisung, betrachtete Nichtverfügbarkeiten und Fehler) nutzbar sein, sofern es geographisch und netztechnisch geeignet ist, eine erhöhte Leistungseinspeisung in Süddeutschland zu bewirken. Grundsätzlich kämen hier Erzeugungskapazitäten in Luxemburg, Frankreich, der Schweiz oder Österreich in Frage, für welche die Übertragungsnetzbetreiber allerdings noch keine Redispatchvereinbarungen (bspw. mit dem ausländischen Übertragungsnetzbetreiber) geschlossen haben. Ein restriktionsfreies Einspeisen in Süddeutschland kann allenfalls aus Luxemburg, dessen mit dem deutschen Höchstspannungsnetz verbundener Teil des Übertragungsnetzes Teil der Regelzone von Amprion ist, oder aus Österreich sichergestellt werden, da an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich keine systematischen handelsseitige Austauschbeschränkungen bestehen. Zu den anderen Ländern bestehen handelsseitige Austauschbeschränkungen (Engpässe der Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen), die keinen restriktionsfreien Austausch elektrischer Energie ermöglichen.

Eventuell ist ein geringes zusätzliches Redispatch- bzw. Reservepotential in Luxemburg aus dem Pumpspeicherkraftwerk Vianden, das von der Société Electrique de l'Our betrieben wird, vorhanden. Dieses Kraftwerk ist – wie vorstehend ausgeführt – jedoch oh-

³⁵ Entso-E: Scenario Outlook an System Adequacy Forecast 2011-2025, S. 105.

nehin dem deutschen Markt zugeordnet und somit prinzipiell dem Zugriff der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zugänglich. Daher hat die Bundesnetzagentur ihre Bemühungen auf das österreichische Potential fokussiert.

Im Dialog mit österreichischen Erzeugungsunternehmen hat die Bundesnetzagentur in signifikantem Maße solche Erzeugungskapazität eröffnen können, welche österreichische Erzeuger den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gegen entsprechende Vergütung zur Stützung des deutschen Übertragungsnetzes bereitstellen würden. Hierbei handelt es sich um vorübergehend oder dauerhaft konservierte thermische Kraftwerke, deren Erzeugungskapazitäten im Rahmen eines strategischen Reservevertrages den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für den gezielten Einsatz von Redispatch zur Steigerung der Einspeisung im süddeutschen Raum vorgehalten würden. Die TenneT TSO GmbH hat die Bundesnetzagentur bei der Schaffung der für die Einholung verbindlicher Angebote notwendigen Voraussetzungen unterstützt und wird die operative Umsetzung sicherstellen. Die notwendigen Kosten sind über die Netzentgelte refinanzierbar.

Da die österreichischen Kraftwerke nicht im Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetz liegen und somit auch nicht im Rahmen des § 13 Abs. 1a EnWG zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 verpflichtet sind, ist für diese strategische Zuschalloption eine geeignete Vertragsform notwendig.

4.5.1. Redispatch- bzw. Reservepotenzial in Österreich

Um Redispatch- bzw. Reservepotenzial in Österreich zu identifizieren und für die Übertragungsnetzbetreiber nutzbar zu machen, hat die Bundesnetzagentur den Dialog mit österreichischen Erzeugungsunternehmen hinsichtlich der möglichen vertraglichen Bereitstellung von Teilen ihrer Erzeugungskapazität zugunsten des deutschen Übertragungsnetzes aufgenommen. Neben thermischen Kraftwerken kommen hierbei hydraulische Kraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke, Tages- und Saisonspeicher in Betracht. Wesentliches Merkmal dieser Kapazitäten sollte eine auf Abruf durch den deutschen Übertragungsnetzbetreiber rasche und vor allem gesicherte Einspeisung zur bedarfsgerechten Lastdeckung im deutschen Stromnetz sein. Aufgrund des relativ weiten Übertragungsweges und damit verbundenen Übertragungsverlusten kommen dabei nur Erzeugungseinheiten mit einer Mindestleistung von 100 MW in Betracht, die an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Bei hydraulischen Kraftwerken ist ggf. zu berücksichtigen, dass die Einspeisung aus wasserwirtschaftlichen Gründen oder des begrenzten Speichervolumens von Pumpspeicherkraftwerken nicht gesichert ist. Sie sind aber nach Auffassung der Bundesnetzagentur und des Gutachtens der Bundesnetzagentur als Redispatchpotenzial dennoch zu berücksichtigen:

„Wir teilen nicht die im Schreiben der Amprion GmbH vom 11.08.2011 geäußerte Ansicht, dass Leistungsimporte aus den Alpenländern mit Blick auf wasserwirtschaftliche Gründe und die begrenzte Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken hier nicht berücksichtigt werden dürfen. Diese Überzeugung basiert auf mehreren Aspekten.

- *Ein Teil der Leistung österreichischer Wasserkraftwerke mit Nennleistungen von ca. 2 GW ist energiewirtschaftlich und netztechnisch eher Deutschland zuzuordnen, weil der Einsatz deutschen Energieversorgern obliegt und/oder die Einspeisung direkt in den deutschen Regelblock erfolgt bzw. diesem durch Istwertaufschaltungen zugeordnet ist. Dieser Effekt ist in den Berechnungen der ÜNB bisher nicht abgebildet.*
- *Grundsätzlich ist sicher richtig, dass hydraulische Kraftwerkspotenziale nur begrenzt zur Verfügung stehen. Es geht im betrachteten Szenario aber um die Abdeckung eines absoluten Starklastfalls, der allenfalls einige wenige Stunden anstehen wird.*
- *Österreichische Energieversorger haben der Bundesnetzagentur angeboten, Reserveleistungsverträge im Umfang mehrerer 100 MW mit den deutschen ÜNB abzuschließen, sofern dies den ÜNB für die Gewährleistung der Netzsicherheit in Deutschland notwendig erscheint.“³⁶*

Bei thermischen Kraftwerken kommen nur diejenigen in „Kaltreserve“ in Betracht, also solche, die vorübergehend oder dauerhaft konserviert sind. Insofern müssten die Übertragungsnetzbetreiber Vereinbarungen zur Reservevorhaltung mit österreichischen Erzeugern abschließen, die einen Einsatz im Rahmen eines grenzüberschreitenden Redispatch erlauben. Jedenfalls wäre ein Eingriff in marktgeführte österreichische Kraftwerke nicht zielführend und wurde daher auch nicht als Option von der Bundesnetzagentur verfolgt.

Die Bundesnetzagentur hat zu diesem Zweck die Interessenvertretung der österreichischen Energiewirtschaft, Oesterreichs Energie, mit Bitte um Weitergabe an deren Mitgliedsunternehmen sowie die der Bundesnetzagentur bekannten Erzeuger unmittelbar angeschrieben. Dies waren namentlich: ENV AG, Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH, Linz Strom AG, Salzburg AG, Wien Energie, Vorarlberger Illwerke AG, Verbund AG, TIWAG und KELAG. Dieses Vorgehen erfolgte in Abstimmung mit der österreichischen Regulierungsbehörde (E-Control). Auf die Anfrage der Bundesnetzagentur haben mit einer Ausnahme alle angeschriebenen Unternehmen reagiert.

³⁶ Consentec, S. 30.

Verbindliche Angebote über Vorhaltung und restriktionsfreien Betrieb von signifikanter Reserveleistung liegen von der EVN AG, der Verbund AG und der Wien Energie GmbH vor. Die anderen österreichischen Erzeuger konnten kein oder kein für den Zeitraum Winter 2011/2012 passendes Angebot stellen bzw. haben bereits zuvor Redispatchvereinbarungen abgeschlossen. Die EVN AG bietet das Gaskraftwerk Theiß Kombi mit einer netto Engpassleistung von 450 MW zunächst vom 1. Oktober 2011 bis 31. März 2012 auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber gegen entsprechende Vergütung an. Eine Angebotstellung für den darauffolgenden Winter 2012/2013 kann ggf. im Sommer 2012 erfolgen. Das Gaskraftwerk Theiß Kombi wird derzeit aufgrund der Marktgegebenheiten nicht eingesetzt. Darüber hinaus bietet die EVN weitere 335 MW aus den Kraftwerken Theiß und Korneuburg an. Bindungsfrist für das Gesamtangebot der EVN ist der 30. September 2011.

Die Verbund AG hat der Bundesnetzagentur ein verbindliches Angebot mit Bindungsfrist 15. September 2011 bezüglich Reservekapazität für den Winter 2011/2012 vorgelegt. Darin bietet die Verbund AG das Kraftwerk Neudorf-Werndorf 2 mit einer netto Engpassleistung von 150 MW, das sowohl mit Heizöl als auch Gas betrieben werden kann, zunächst vom 1. Oktober 2011 bis 31. März 2012 (alternativ 1. November 2011 bis 29. Februar 2012) zur Anforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber an.

Die Wien Energie GmbH schließlich bietet 140 MW aus dem Kraftwerk Donaustadt 1 verbindlich als Reserve zur Stützung des deutschen Netzes für den Zeitraum 1. November 2011 bis 29. Februar 2012 an.

Einer Inbetriebnahme der genannten Kraftwerke stehen nach Aussagen von EVN, Verbund AG sowie der Wien Energie GmbH keine genehmigungsrechtlichen und insbesondere keine immissionsrechtlichen Vorgaben entgegen. In Summe stehen somit 1.075 MW gesicherter Reserveleistung in Österreich zur Stützung des deutschen Übertragungsnetzes zur Verfügung. Die Kraftwerke wurden der Bundesnetzagentur von den drei Unternehmen ohne Vorbehalte zugesagt und können von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern vertraglich kontrahiert werden.

Nach Einschätzung des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers, Austrian Power Grid (APG), stehen der Übertragung dieser Erzeugungskapazitäten über das österreichische Übertragungsnetz in das deutsche Übertragungsnetz im Normalfall und auch in dem hier relevanten Fall (hohe Windenergieeinspeisung Deutschland und damit tendenzieller Export von Deutschland nach Österreich) keine netztechnischen Restriktionen entgegen. Bei hoher Windenergieeinspeisung in Deutschland sind die Leitungen in Richtung Österreich belastet. Grenzüberschreitender Redispatch, bei dem Kraftwerke in Österreich

hochgefahren werden, wirkt dieser Belastung entgegen. Nur in Extremfällen (z. B. sehr hoher Export von Österreich nach Deutschland) kann es laut APG zu unzulässig hohen Belastungen kommen. Dieser Extremfall entspricht jedoch erstens nicht dem Risikoszenario der Übertragungsnetzbetreiber, das ein Redispatch mit österreichischen Kraftwerken erforderlich machen würde, hat zweitens laut APG bisher keine Kraftwerkseinschränkungen erforderlich gemacht und bleibt drittens laut Berechnungen von APG auch im Winter 2011/2012 beherrschbar.

Diese Einschätzung teilt auch die österreichische Regulierungsbehörde E-Control.

4.5.2. Neue Erzeugungskapazitäten in Österreich

Weitere Entlastung der Risikosituation über das von der Bundesnetzagentur im österreichischen Marktgebiet identifizierte exklusive Reservepotential ist in bestimmten Situationen durch den zum Januar 2012 geplanten Abschluss der Inbetriebnahme des neuen Gas- und Dampfkraftwerkes Mellach (GDK Mellach) mit 832 MW Leistung in Österreich zu erwarten. Dieses Kraftwerk ist in der Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber und damit in deren Risikobetrachtung bisher nicht berücksichtigt. Die Auswirkungen auf die Merit Order durch den kommerziellen Betrieb des GDK Mellach kann die Bundesnetzagentur mangels geeigneter Marktsimulationsmodelle zwar nicht eigenständig abschätzen, qualitativ lässt sich jedoch sagen, dass wenn das Kraftwerk aufgrund der Marktgegebenheiten ins österreichische Netz einspeist und Kraftwerke nördlich der kritischen Netzsituation in Deutschland aus der europäischen Merit Order verdrängt, dieses die Risikosituation direkt entschärfen würde. Wenn österreichische Kraftwerke aus der Merit Order verdrängt werden, stünden diese (nach Können und Vermögen) für die Organisation eines grenzüberschreitenden Redispatches zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und der österreichischen APG zur Verfügung.

4.6. Abschaltbare Lasten

Die Bundesnetzagentur hat ebenfalls untersucht, ob die vorstehend bereits ausführlich erläuterten kritischen netztechnischen Situationen durch eine vorbeugende Leistungsreduzierung oder sogar Abschaltung von Verbrauchern entschärft werden können. Auf die grundsätzliche Möglichkeit der Lastreduzierung oder -abschaltung als Ersatz für eine oder in Ergänzung zu einer Leistungserhöhung thermischer Kraftwerke zur Abmilderung der o. g. kritischen Netzsituationen hatte die Bundesnetzagentur bereits im Bericht vom 26. Mai 2011 hingewiesen. Denn analog zur Leistungserhöhung thermischer Kraftwerke kann eine Abschaltung von Lasten grundsätzlich sowohl zur Verringerung der Lastflüsse auf von Überlast bedrohten Leitungssystemen als auch zur Erhöhung der Spannung in

von Unterspannungen betroffenen Netzregionen dienen. Die spannungserhöhende Wirkung wird dabei durch den mit dem reduzierten Stromtransportbedarf aus entfernten Netzregionen einhergehenden reduzierten Blindleistungsbedarf des Netzes erreicht, wenn – wie vorliegend sowohl für den Großraum Hamburg als auch für den Bereich Frankfurt / Südhessen der Fall – die lokale Erzeugungskapazität nicht zur Deckung der Verbraucherlast ausreicht.

Voraussetzung für eine sinnvolle Nutzung abschaltbarer Verbraucher ist allerdings eine dauerhafte und wiederholbare Abschaltung – ggf. über mehrere Stunden oder sogar Tage hinweg sowie mehrmals innerhalb einer Woche, entsprechend der Dauer der kritischen netztechnischen Situationen. Eine weitere wesentliche Voraussetzung liegt in der geeigneten netztopologischen Lage. In Bezug auf das Spannungshaltungsproblem im Bereich Hamburg kommen nur abschaltbare Verbraucher in Frage, die im Großraum Hamburg liegen. In Bezug auf das Spannungshaltungsproblem im Bereich Frankfurt / Südhessen kommen abschaltbare Verbraucher in diesem Raum oder im angrenzenden Baden-Württemberg in Frage. Voraussetzung zur Nutzung abschaltbarer Verbraucher zur Abmilderung der Überlastproblematik auf den Leistungssystemen vom Großraum Rhein-Ruhr in den Großraum Rhein-Main ist eine Lage der abschaltbarer Verbraucher in Süddeutschland oder im angrenzenden südlichen Ausland. In Bezug auf die Nutzung abschaltbarer Verbraucher zur Netzstützung ist ebenfalls zu bedenken, dass nur durch die Abschaltung vergleichsweise großer Verbraucher eine mit angemessenem Aufwand netzstützende Wirkung in der benötigten Größenordnung erzielt werden kann.

Wie bereits im Bericht vom 26. Mai 2011 ausgeführt kommen die von einer hohen Jahresstundenbenutzungsdauer gekennzeichneten Produktionsanlagen der Unternehmen der energieintensiven Nicht-Eisen-Metallindustrie zur Netzstützung der vorliegenden Problemkonstellationen in der Regel nicht in Frage, da die Abschaltdauern der Produktionsanlagen zumeist auf maximal eine Stunde beschränkt sind und auch die Häufigkeit der Abschaltung produktionsbedingt stark limitiert ist. Zudem liegen die meisten Produktionsanlagen in West- oder Norddeutschland, so dass eine Verwendung zur Reduzierung drohender Überlastungen auf den Leitungssystemen aus dem Großraum Rhein-Ruhr in den Großraum Rhein-Main sowie zur Spannungshaltung im Bereich Frankfurt / Südhessen ausscheidet. Allenfalls eine Nutzung der Abschaltbarkeit der Produktionsanlagen der Nicht-Eisen-Metallindustrie in Hamburg könnte ergänzend zu einer Beherrschung der dortigen Netzprobleme herangezogen werden. Insoweit steht der für Hamburg zuständige Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz bereits in Kontakt mit Unternehmen dieser Branche zur Nutzung der unternehmenseigenen Blindleistungskompensationsanlagen für die

Spannungshaltung im Bereich Hamburg. Auch Gespräche des dortigen Verteilernetzbetreibers werden nach Kenntnis der Bundesnetzagentur bereits mit Unternehmen der energieintensiven Industrien zur Netzstützung geführt.

Über die von einer hohen Jahresstundenbenutzungsdauer gekennzeichneten Produktionsanlagen Anlagen der energieintensiven Nicht-Eisen-Metallindustrie hinaus hat die Bundesnetzagentur auch die Abschaltung anderer stromintensiver Unternehmen untersucht. Die Bundesnetzagentur ist dazu u. a. an ein großes metallverarbeitendes Unternehmen in Baden-Württemberg herangetreten und Möglichkeiten bzw. die Bereitschaft zur Lastabschaltung eruiert. Angesichts der hervorragenden Auftragslage war das Unternehmen jedoch nicht zu einer Reduzierung der Stromentnahme bereit und hat auf die mit den Produktionsausfällen einhergehenden Erlösausfälle hingewiesen. Vor dem Hintergrund der enormen wirtschaftlichen Schäden durch den Produktionsausfall bei einer Abschaltung, der daraus zu erwartenden fehlenden Bereitschaft der Unternehmen zur Lastabschaltung und der im Vergleich zu thermischen Kraftwerken zumeist deutlich geringeren Leistungswerte der abschaltbaren Verbraucher liegt aus Sicht der Bundesnetzagentur in der Abschaltung von Verbrauchern kein sinnvoller Weg, um die vorliegenden netztechnischen Probleme zu beheben. Die Bundesnetzagentur hat daher im Einvernehmen mit dem Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz sowie dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg von einer umfassenden Abfrage industrieller Großverbraucher in Bezug auf die Abschaltbarkeit abgesehen.

5. Untersuchung der kritischen Netzsituation

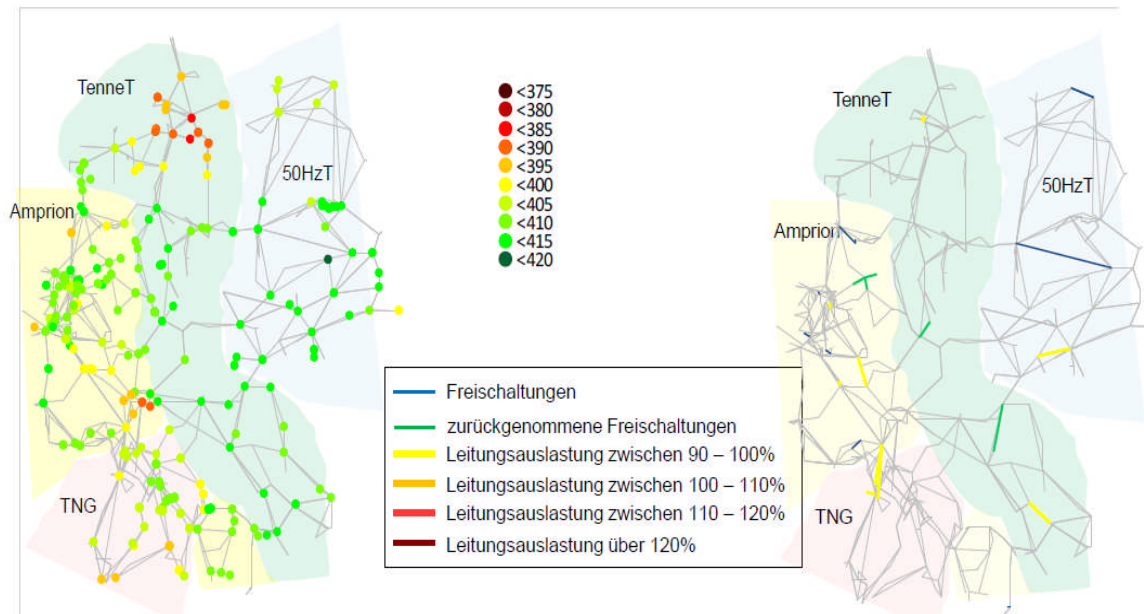
5.1. Leitungsüberlastungen im Amprion-Netz Richtung Südwest

Kalter windstiller Wintertag bei ungestörten Stromaustausch mit dem Ausland

Im Nachgang zum zweiten Bericht der Bundesnetzagentur vom 26. Mai 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der FGH/IAEW auch Berechnungen für das Szenario kalter, windstillen Wintertag durchgeführt. Diese Berechnungen ergänzen die Amprion-Berechnungen des Szenarios kalter windstillen Wintertag ohne Leistungsimport und vervollständigen die bisherigen, im zweiten Bericht der Bundesnetzagentur vom 26. Mai 2011 geschilderten Berechnungen der vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der FGH/IAEW. Die Untersuchungen haben ergeben, dass in dem grundsätzlich zu unterstellenden Fall eines ungestörten Stromhandels mit dem benachbarten Ausland unter Zuhilfenahme der verfügbaren Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreib-

ber die zulässigen Grenzwerte von Spannung und Stromstärke auch im Falle von exceptional contingencies noch eingehalten werden können. Abbildung 4 zeigt in der rechten Bildhälfte die Netzauslastung in diesem Fall:

Abbildung 4: Netzauslastung auf der Rheinschiene unter exceptional contingencies und Ausfall des Kernkraftwerke Philippsburgs 2 bei ungestörtem Stromaustausch mit den Ausland nach Schaltmaßnahmen, Redispatch und weiteren Maßnahmen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Zur Einhaltung noch zulässiger Belastungswerte auch bei exceptional contingencies müssen die Übertragungsnetzbetreiber allerdings nahezu alle Maßnahme (netztopologische Maßnahmen, Redispatch, usw.) ausschöpfen. Die Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte gelingt in diesem Fall ohne zusätzliches nukleares oder fossiles Reservepotential. Zwar wäre ein zusätzliches nukleares oder fossiles Reservepotential in jedem Fall hilfreich, die angespannte Netzsituation weiter zu entschärfen bzw. als weiterer Reservepuffer. Die für eine Anordnung eines nuklearen Reservekraftwerks erforderliche zwingende Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität kann gleichwohl aus diesen Untersuchungen nicht abgeleitet werden. Diese Schlussfolgerung wird bestärkt durch die erheblichen, in den Berechnungen einkalkulierten Sicherheitspuffer bei der vertikalen Netzlast. Anstelle von nachweisbaren/gemessenen 60 GW liegt den Berechnungen eine mit einem Sicherheitsaufschlag versehene, erhöhte vertikale Netzlast von 67 GW zu Grunde. Insoweit erzwingen die Ergebnisse dieser Szenarioberechnung nicht die Anordnung eines nuklearen Reservekraftwerks.

Kalter windstillter Wintertag ohne Leistungsimport (Amprion Paralleluntersuchung)

Das von Amprion gesondert mit Bericht vom 26. Mai 2011 untersuchte „Szenario ohne Leistungsimport“, dessen wesentliche Ergebnisse und Aussagen im Bericht der Bundesnetzagentur vom 26. Mai 2011 vorgestellt wurden, basiert auf der Annahme, dass kein Stromaustausch mit den Nachbarländern stattfindet, d. h. Importe zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland aufgrund auch in den Nachbarländern angespannter Versorgungssituationen nicht zur Verfügung stünden. Gleichzeitig wird von einer geringen Einspeisung aus Windkraftanlagen (ca. 1,2 GW) und keiner Einspeisung aus PV-Anlagen ausgegangen. Die vertikale Netzlast wird in einer Höhe von 63 GW angenommen. Amprion hat diese Untersuchung eigenständig neben den mit der FGH/IAEW durchgeführten Untersuchungen der vier Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Im Ergebnis ermittelt Amprion (siehe Bericht vom 26. Mai 2011) in dem oben skizzierten Szenario bereits im (n–1)-Fall eine Überlast von 125% auf den verbleibenden Stromkreisen aus dem Großraum Rhein-Ruhr in den Großraum Rhein-Mai, im (n–2)-Fall³⁷ sogar von 140%. In letzterem Fall sei eine überregionale Störungsausweitung wahrscheinlich. Deshalb sei eine zusätzliche Einspeisung von bis zu 2.000 MW in Süddeutschland oder eine äquivalente gesicherte Stromlieferung bspw. aus den Alpenländern erforderlich.

Bewertung der Amprion-Paralleluntersuchung

Im Rahmen des von der Bundesnetzagentur vergebenen Gutachtens wurden die Übertragungsnetzbetreiber zunächst aufgefordert, alle relevanten Untersuchungsergebnisse dem Gutachter vorzutragen. Dabei hat Amprion eine separate Analyse nicht zur Sprache gebracht. Diese wurde in der Folge dann auch nicht im Detail durch den Gutachter auf den Prüfstand genommen.³⁸ Erst kurz vor Abschluss des gutachterlichen Auftrags wurde seitens Amprion am 11. August 2011 mit einem Schreiben die weitere Gültigkeit der Analysen vom Mai 2011 behauptet.

Die Bundesnetzagentur teilt grundsätzlich die Einschätzung von Amprion, dass ein eigenständiger Ausgleich der Leistungsbilanz anzustreben und eine unbedingte Abhängigkeit von Stromimporten zu vermeiden ist. Die Bedenken Amprions sind insbesondere für diejenigen Nachbarländer nachvollziehbar, die – wie z.B. Frankreich – ebenfalls eine angespannte Leistungsbilanz an sehr kalten Wintertagen haben. Daher hat das Szenario „kalter windstillter Wintertag ohne Leistungsimport“ zusätzlich zu den FGH/IAEW-

³⁷ Im Gegensatz zu den gemeinsamen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber hat Amprion auch unwahrscheinlichere, beliebige Zweifallfehler analysiert und sich nicht auf exceptional contingencies beschränkt.

³⁸ Consentec, S. 4.

Berechnungen, welche von einem ungestörten länderübergreifenden Stromhandel ausgehen, eine inhaltliche Berechtigung. Die Bundesnetzagentur hält es daher für notwendig, sich mit dem Szenario angemessen auseinander zu setzen.

Gleichwohl lassen sich die von Amprion gezogenen Schlussfolgerungen aus der Analyse dieses Szenarios nur schwer aufrecht erhalten. Sie beruhen zum einen auf einer sachlich nicht gerechtfertigten Belastungsgrenzwertbestimmung seitens Amprion. Amprion beharrt auch für die in dem genannten Szenario vorausgesetzten kalten Außentemperaturen von deutlich unter 0 °C auf die gleichen Belastungsgrenzen der Übertragungsleitungen wie bei normalen sommerlichen Temperaturen. Alle anderen Übertragungsnetzbetreiber gehen dagegen von einer erhöhten Belastbarkeit der Leitungen bei niedrigen Außentemperaturen aus. Dies folgt aus der bei kaltem Wetter gemäßigten Längenausdehnung der Leitungen. In gewissen Grenzen ist eine solche Überlast auch mit den Schutzkonzepten in den Übertragungsnetzen verträglich. Es lässt sich nicht ernsthaft behaupten, dass die anderen Übertragungsnetzbetreiber weniger sicherheitsbewusst als Amprion rechnen würden. Außerdem setzt Amprion entgegen den theoretischen Analysen im praktischen Betrieb ebenfalls 120% als möglich an kalten Tagen an.

Zum anderen gibt es an kalten windstillen Wintertagen auch Nachbarländer, die – im Gegensatz zu Frankreich – über ein erhebliches positives Leistungsbilanzsaldo verfügen, wie z. B. Österreich. Gerade Österreich ist über ein gemeinsames Marktgebiet eng mit Deutschland verflochten, und viele österreichische Energieerzeuger sind stark auf den deutschen Markt ausgerichtet und angewiesen. Es besteht angesichts der seit langem existierenden engen Verflechtungen beider Länder im Bereich der Stromwirtschaft daher kein Anlass, Stromimporte aus Österreich mit den gleichen Bedenken wie im Fall von Ländern mit einer ebenfalls stark angespannten Leistungsbilanz zu begegnen. Ähnliches gilt auch für die Schweiz, auch wenn netztechnische Restriktionen ein gemeinsames Marktgebiet mit der Schweiz derzeit nicht zulassen. Ein Szenario vollständig ohne Leistungsimport aus den angrenzenden Ländern – wie von Amprion angenommen – ist also auch unter ungünstigen Bedingungen sehr pessimistisch.

Der Gutachter teilt die Einschätzung der Bundesnetzagentur. Der Gutachter sieht das seitens Amprion angesetzte Zielszenario mit einer autarken Lastdeckung auch bei extremen Lasten unter Verzicht von Marktsimulationen als „in ihrer Absolutheit nur theoretisch relevant“ bis „nicht realistisch“ und die „Realität vermutlich schlechter widerspiegelnd als die Ergebnisse von Marktsimulationen“ an.³⁹

³⁹ Consentec, S. 10.

Auf Nachfrage zur Relevanz des Amprion-Falls haben alle Übertragungsnetzbetreiber - unter Einschluss von Amprion - der Bundesnetzagentur und Consentec mit Mail vom 12. August 2011 bestätigt, dass die den gemeinsamen Berechnungen mit FGH und IAEW zu Grunde liegenden Annahmen (vgl. u. a. Kapitel 3.1) und Sicherheitskriterien den üblichen Anforderungen der mittelfristigen Systembetriebsplanung entsprechen, während die weitergehende Annahme eines kompletten Importausfalls weniger wahrscheinlich ist und folgerichtig auch nicht nachgerechnet wurde. Diese Einschätzung aller Übertragungsnetzbetreiber wurde mit der Einschränkung verbunden, dass die Bundesnetzagentur vertraglich gesicherte Leistung in Österreich ausfindig macht.

Absicherung durch zusätzliche Reservekapazität

Angesichts der Tatsache, dass der Vorrat der verfügbaren Instrumente der Übertragungsnetzbetreiber in den untersuchten Szenarien vollständig oder zumindest weitgehend aufgezehrt ist, und angesichts der Tatsache, dass die betroffenen Netzregionen im Herzen des europäischen Verbundnetzes liegt, sind dessen ungeachtet zusätzliche Sicherheitspuffer sinnvoll und in den Netzkosten anerkennungsfähig, um den Übertragungsnetzbetreibern ein Mindestmaß an Handlungsspielraum auch in den betrachteten Sondersituationen zu geben. Dieser Sicherheitspuffer kann durch eine zusätzliche Einspeisung in Süddeutschland oder im den angrenzenden Alpenländern erreicht werden.

Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, konnten hierzu ca. 1.000 MW Sicherheitsreserven dank umfassender Aktivitäten der Bundesnetzagentur in den letzten Monaten gesichert werden. Sie können sogar allein aus Kraftwerken in Deutschland bereitgestellt werden. Die weiteren Reserven in Österreich sind ein zusätzlicher Puffer für bisher nicht abgedeckte und ggf. nicht antizipierte Risikofälle. Die sich derzeit in Kaltreserve befindenden österreichischen Kraftwerke stellen ein Redispatch-Potenzial in einer ausreichenden Größenordnung dar, um auch unter den angenommenen extremen Bedingungen ein Leistungsdefizit im süddeutschen Raum gesichert zu kompensieren. Einer Zuschaltung eines Reservekraftwerks, das genau diesen Zweck zu erfüllen hätte, bedarf es daher nicht. Diese Schlussfolgerung wird nochmals bestärkt durch den auch von Amprion in den Berechnungen einkalkulierten Aufschlag bei der vertikalen Netzlast. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber geeignete Vereinbarungen über die Leistungsvorhaltung und -inanspruchnahme mit den genannten österreichischen Erzeugungsunternehmen für diese Kraftwerke schließen werden.

Mit diesem Sicherheitspuffer können sogar die im Amprion-Szenario betrachteten, beliebigen nicht mehr auslegungsrelevanten (n-2)-Fälle beherrscht werden, welche über das

durch die Beherrschbarkeit von exceptional contingencies definierte Sicherheitsniveau hinausgehen. Hierzu sind allerdings nicht 2.000 MW zusätzlicher Einspeiseleistung erforderlich, wie von Amprion gefordert, sondern nur rund 1.000 MW. Dies liegt an den in Betracht des Szenarios sachlich nicht gerechtfertigten Belastungsgrenzwerten, die von Amprion angesetzt werden. Wie oben dargelegt, können bei den im genannten Szenario vorausgesetzten kalten Außentemperaturen von deutlich unter 0°C die Belastungsgrenzen auf 120% angehoben werden.

Eine nachhaltige Lösung des Problems, mit welcher dann in diesem Zusammenhang auf zusätzliche Kraftwerkskapazitäten im Süden verzichtet werden könnte, wäre die Realisierung des Leitungsprojektes Osterrath–Weißenthurm. Dieses Projekt wird in Kapitel 8.2 beschrieben.

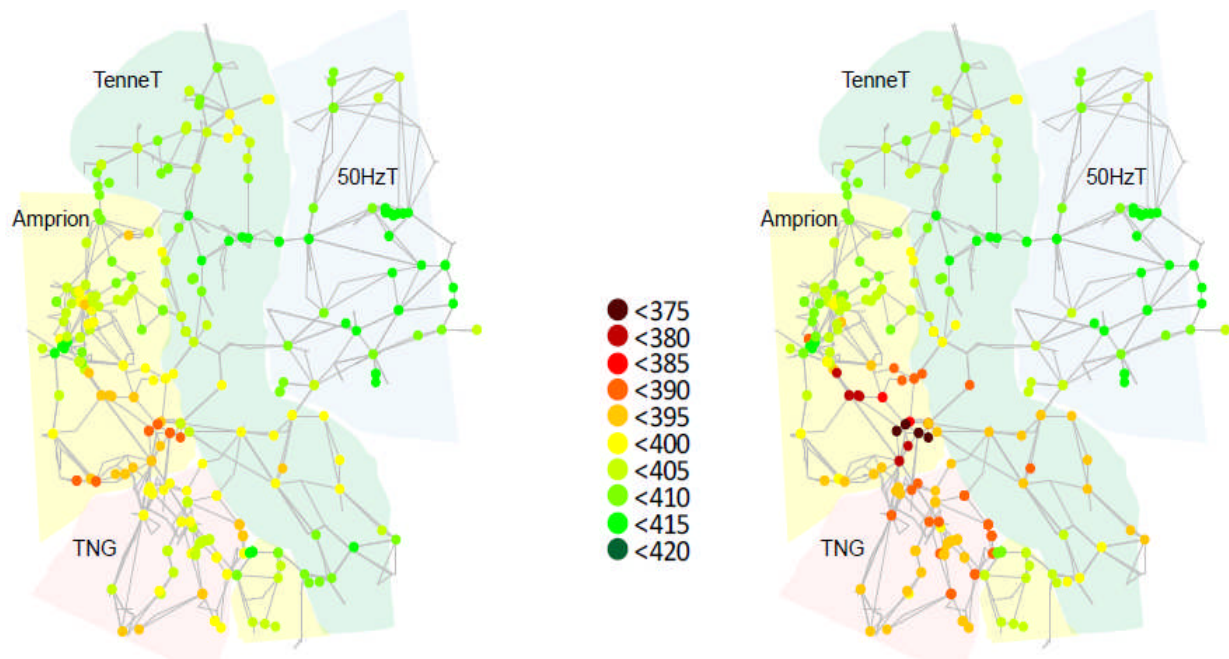
5.2. Spannungshaltung im Raum Südwest

Mit der Abschaltung der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a S. 1 Nr. 1 AtG fehlt auch durch diese Kernkraftwerke im Betrieb erzeugte Blindleistung. Dies kann im südwestdeutschen Raum zu einem Absinken der Netzspannung auf unzulässig niedrige Werte führen. Verschärft wird die Situation durch die erwähnte geographische Ungleichverteilung der Erzeugungskapazitäten, die zu starken Nord-Süd-Flüssen führt. Da der Blindleistungsbedarf abhängig vom Wirkleistungsstrom auf der Leitung ist, kann hier insbesondere durch eine Verlagerung der Erzeugung in den Süden Abhilfe geschaffen werden. Durch die in Starklastzeiten relativ geringe verbleibende Erzeugungskapazität südlich des Engpasses ist das Potential für Redispatch allerdings beschränkt.

Die Gefährlichkeit geringer Spannungen besteht darin, dass es zum sogenannten Spannungskollaps kommen kann. Bei einem Absinken der Spannung im Übertragungsnetz führt dies zu einem Ansteigen des Stroms und damit zu einem höheren Transportbedarf im Übertragungsnetz. Diese Rückkopplung hat zur Folge, dass die Spannung im Übertragungsnetz immer weiter absinkt und gleichzeitig der Strom zunimmt, bis der Netzschutz überlasteter Leitungen auslöst und kaskadierend das Netz zusammenbrechen kann. Um die Gefahr eines Spannungskollapses zu verringern, ist es notwendig, die Blindleistungsanforderungen des Netzes zu decken sowie den Stromfluss nach oben zu begrenzen. Dies kann mittels Anlagen zur Blindleistungskompensation (Synchronmaschinen, Kondensatoren, Spulen, SVC) sowie einer Reduzierung des Stromflusses auf der Leitung realisiert werden. Das Potential zur Entlastung der Leitung durch eine Reduktion des Stromflusses ist jedoch beschränkt.

Für den sicheren Netzbetrieb inakzeptabel niedrige Spannungen treten ohne Ergreifen von Gegenmaßnahmen im südwestdeutschen Raum insbesondere im Starkwindszenario bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Philippsburg 2 (KKP2) und dem Auftreten schwerwiegender Fehler wie Common-Mode- oder Sammelschienenfehler auf.

Abbildung 5: Spannungen im Übertragungsnetz bei Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern und Nichtverfügbarkeit von KKP2 (links ohne Moratorium, rechts mit abgeschalteten KKW) ohne Redispatch. Die Skala in der Bildmitte stellt die Knotenspannungen in kV dar.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Das betrachtete Ausfallszenario führt nach dem Abschalten der Kernkraftwerke zu einer weitaus angespannteren Situation als mit der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke Biblis Block A und B sowie Neckarwestheim 1 und Philippsburg 1; auch die Auswirkungen sind in diesem Fall regional deutlich begrenzter. Mit dem Ausschöpfen sämtlichen Redispatchpotentials (Hoch- und Runterfahren von jeweils 6.100 MW) – inklusive der mitten in der Problemzone liegenden Kraftwerke GKM3 und KWM2 – ist es möglich, die Spannung an allen Knoten auf ein Niveau zu heben, welches die Übertragungsnetzbetreiber als noch akzeptabel bewerten, da an keinem Knoten der betriebliche Spannungsgrenzwert von 380 kV unterschritten wird (s. Abbildung 6 links). Unter Beachtung der Modellgenauigkeit treten lediglich an einem Knoten Spannungen unter 390 kV, aber noch über 385 kV auf.

Bei den untersuchten Fehlerereignissen handelt es sich um extrem seltene Fälle (ungeplante Nichtverfügbarkeit eines großen Kraftwerkblocks zusammen mit einem Mehrfach- oder Sammelschienenfehler), die im Rahmen der Netzbetriebsplanung noch zu beherrschen sind⁴⁰. Darüber hinausgehende beliebige Zwei- oder Mehrfachfehler sind jedoch nicht mehr netzauslegungsrelevant im Rahmen der mittelfristigen Systembetriebsplanung. Eine gewisse Robustheit gegenüber ungeplanten Fehlerereignisse müssen die Übertragungsnetze aufweisen, jedoch keine Robustheit gegenüber beliebigen Zwei- oder Mehrfachfehlern. Die noch relevanten Fehlerfälle wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Detail untersucht. Das von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachten bewertet diese Situation als grenzwertig, aber akzeptabel:

„Das Bild zeigt, dass mit diesem Redispatch alle relevanten Stromgrenzwerte eingehalten werden. Die Spannung kann lediglich an einem Knoten nicht auf den von den ÜNB für den (n–1)-Fall definierten Vorsorgewert von 390 kV angehoben werden. Der Vergleich mit der entsprechenden Rechnung ohne exceptional contingencies zeigt jedoch, dass in allen (n–1)-Fällen das geforderte Niveau von 390 kV erreicht werden kann. Für den Fall von exceptional contingencies ist entsprechend den Ausführungen der ÜNB vom 04.08.2011 [4] die hier an einem Knoten auftretende Spannung von weniger als 390 kV, aber mehr als 385 kV grenzwertig, aber akzeptabel.“⁴¹

Bei der Bewertung der Grenzwertigkeit dieser Situation ist auch zu bedenken, dass bei Spannungen unterhalb von 380 kV nicht sofort ein Spannungskollaps auftritt, insofern 380 kV keine harte technische Grenze darstellt. Im Rahmen des Gutachtens der Bundesnetzagentur wurde offenbar, dass bei zwei Übertragungsnetzbetreibern noch vor einigen Jahren, als noch kein unter den vier ÜNB abgestimmtes einheitliches Grenzwertkonzept vorhanden, untere Grenzwerte von 360 kV bzw. noch darunter erst zur Warnung oder Alarmierung in der Netzleitwarte geführt haben. Außerdem sind an das Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke laut Netzanschlussbedingungen verpflichtet, bis 350 kV am Netz zu bleiben.

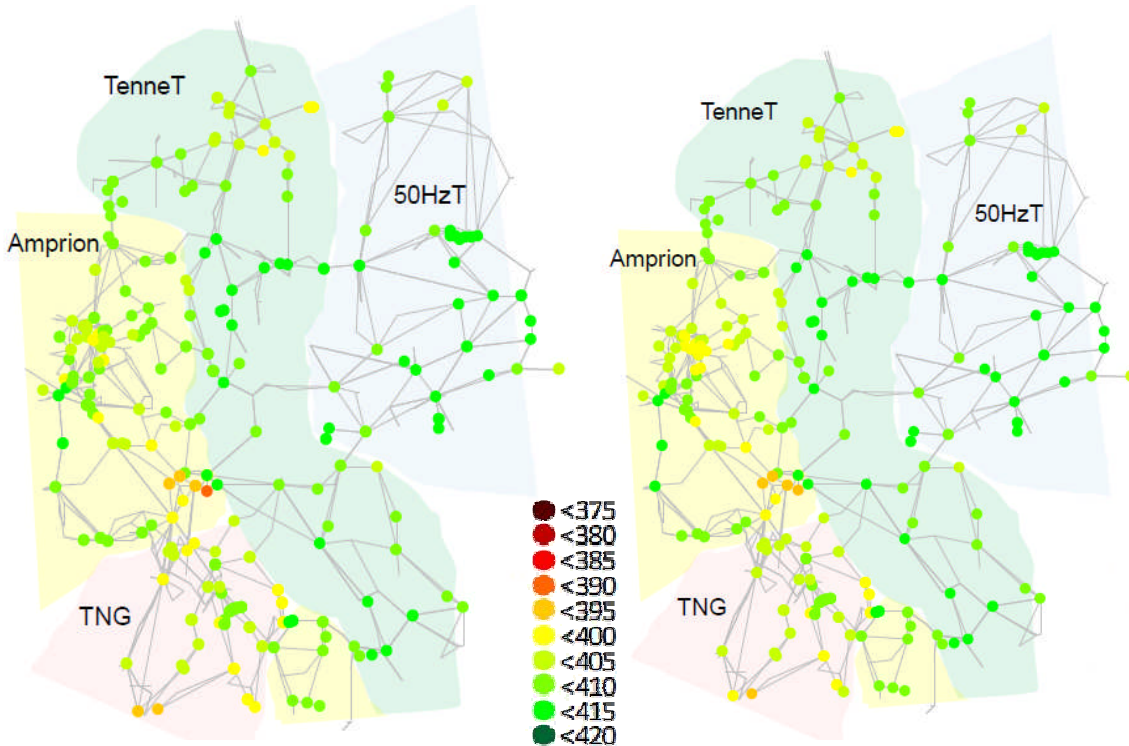
Auch mit dem Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken oder österreichischer Kraftwerke im Redispatch ist es möglich, die Spannungen an allen Knoten auf ein für solche Fehlerereignisse komfortables Niveau oberhalb von 390 kV anzuheben (s. Abbildung 6 rechts). Pumpspeicherkraftwerke oder österreichische Kraftwerke, die den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für Redispatchmaßnahmen zugänglich sind, bieten somit einen weiteren Puffer z. B. gegenüber zusätzlichen Fehlerereignissen. Consentec führt hierzu aus:

⁴⁰ Vgl. Consentec, S. 13.

⁴¹ Consentec, S. 21.

„Auch angesichts nicht modellierter Spannungsabhängigkeit der Lasten und noch nicht ausgeschöpfter Redispatchpotenziale zur Verringerung der Nord-Süd-Leistungsflüsse und damit einhergehender geringfügiger Verbesserung der Spannungshaltung in der hier kritischen Rhein-Main-Region mit marktbasierend stillstehenden Kraftwerken in unterlagerten Netzen, Wasserkraftwerken im Alpenraum und thermischen Kraftwerken in Österreich, die ggf. für Reservezwecke kontrahiert werden können, halten wir die Situation auch im Falle von exceptional contingencies für grenzwertig beherrschbar.“⁴²

Abbildung 6: Links: Knotenspannungen bei hoher Windeneinspeisung und hoher Last mit Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehler und Nichtverfügbarkeit von KKP2 nach Redispatch mit deutschen Kraftwerken (inkl. KWM 2 und GKM 3). Rechts: Ausfallszenario wie links, jedoch mit Redispatch unter Zuhilfenahme der Pumpspeicherwerke der Schluchseewerk AG (ohne KWM 2).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

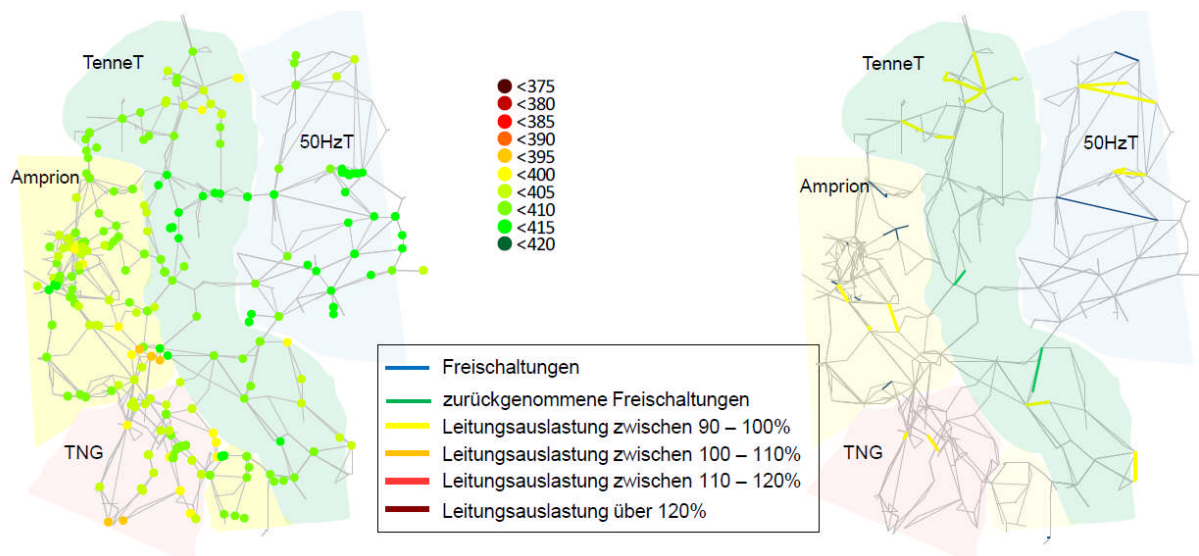
Das Problem zu niedriger Spannungen im südwestdeutschen Raum ist somit auch ohne den Einsatz eines nuklearen Reservekraftwerks beherrschbar, auch wenn die Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte wieder nur unter Ausschöpfung sämtlicher oder weitgehend sämtlicher Eingriffsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber gelingt. Zwar wäre ein zusätzliches nukleares Reservepotential in jedem Fall hilfreich, um die angespannte

⁴² Consentec, S.21f.

Netzsituation weiter zu entschärfen. Die für eine Anordnung eines nuklearen Reservekraftwerks erforderliche zwingende Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität kann gleichwohl aus diesen Untersuchungen analog zum Leitungsüberlastszenario nicht abgeleitet werden. Diese Schlussfolgerung wird wiederum bestärkt durch die erheblichen, in den Berechnungen einkalkulierten Sicherheitspuffer bei der vertikalen Netzlast.

Diese Schlussfolgerung wird ebenfalls bestärkt durch die für Anfang 2012 geplanten Inbetriebnahme des Phasenschiebers bei Biblis A. Hierdurch entspannt sich die Situation nachhaltig. Denn mit dem Phasenschieberbetrieb von Biblis A liegen die Spannungen an sämtlichen Netzknoten oberhalb von 390 kV, auch in den seltenen Fällen von exceptional contingencies. Der dabei zugrunde gelegte Redispatchaufwand sinkt auf ca. 3.500 MW im Vergleich zu über 6.000 MW ohne Phasenschieber. Abbildung 7 zeigt die Spannungswerte beim Phasenschieberbetrieb von Biblis A.

Abbildung 7: Spannungen und Leitungsauslastungen bei Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehler mit Phasenschieberbetrieb von KWB Block A.



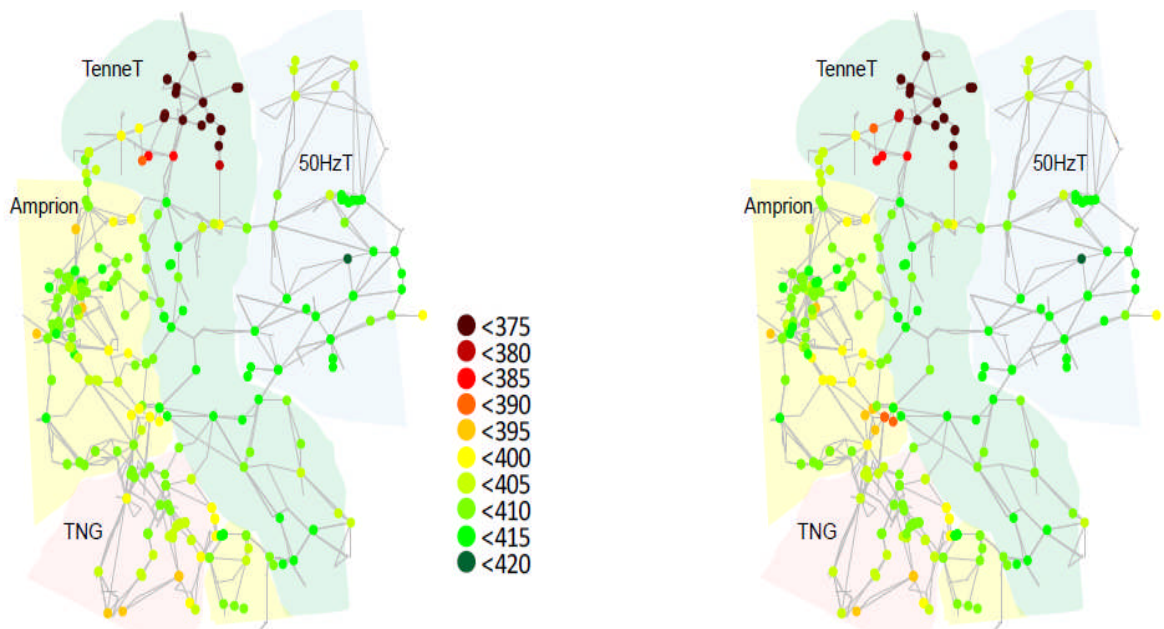
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Bis zur Inbetriebnahme des Phasenschiebers – hier sind Verzögerungen aufgrund des Pilotcharakters dieses Projektes nicht auszuschließen – ist zur Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte der Spannung in kritischen Netzsituationen ein erheblicher Umfang an Redispatch unter Einbeziehung der Kraftwerke GKM3 und KWM2 bzw. auch österreichischer Kraftwerke durchzuführen.

5.3. Spannungshaltung im Raum Hamburg/Schleswig-Holstein

Auch im Raum Hamburg können, wie in Abschnitt 3 erläutert, in bestimmten Szenarien Probleme im Netz auftreten. Insbesondere im Schwachwindszenario ist bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf und gleichzeitigem Common-Mode- oder Sammelschienenfehler mit einem Absinken der Betriebsspannungen auf bis zu 360 kV zu rechnen, was als erhebliche Gefährdung für die Systemsicherheit angesehen werden muss.⁴³ Der in solchen Fehlerfällen von den Übertragungsnetzbetreibern noch einzuhaltende Grenzwert ist 380 kV. Diese Problematik steht allerdings nur in begrenztem Maße mit den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums in Verbindung und sollte seit der Abschaltung der Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel bekannt sein (siehe Abbildung 8). Da Risikobewertungen hinsichtlich exceptional contingencies von den Übertragungsnetzbetreibern bisher nicht vollumfänglich durchgeführt worden waren, ist das Ausmaß dieser Problematik erst im Rahmen der vertieften Untersuchungen für diesen Bericht bekannt geworden.

Abbildung 8: Knotenspannungen bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern. Links vor der Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser, rechts nach der Abschaltung.

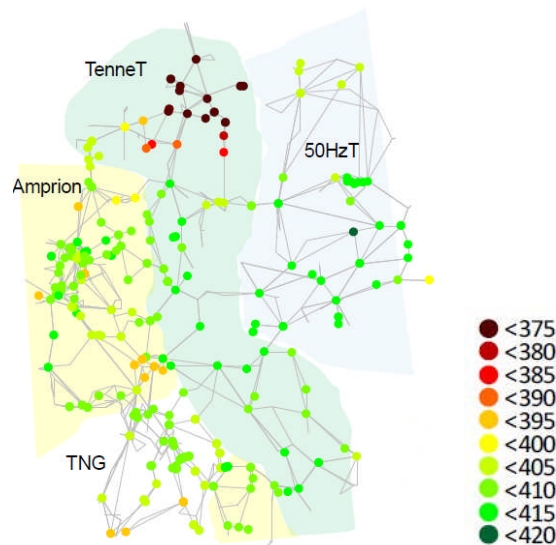


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

⁴³ Consentec, S. 24.

Ursächlich für die niedrigen Spannungen sind fehlende Anlagen zur Blindleistungskompensation, zu geringe konventionelle Erzeugung in der Region sowie der daraus folgende Stromtransport über lange Strecken. Auch mit der vollständigen Nutzung allen Redispatchpotentials im Umfang von 1.230 MW kann die Spannung in der Region Hamburg nicht auf akzeptable Werte angehoben werden und liegen weiterhin im Bereich von unter 375 kV (Abbildung 9).

Abbildung 9: Spannungen im Raum Hamburg bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern, nach Ausschöpfung des gesamten Redispatchpotentials.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Auch für dieses Szenario stehen den Übertragungsnetzbetreibern jedoch übergangsweise Sondermaßnahmen zur Abhilfe zur Verfügung: Dazu gehören die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung über das Baltic Cable bei gleichzeitiger Erhöhung der Blindleistungseinspeisung des zugehörigen Static Var Compensators (SVC) von 50 auf 200 MVar⁴⁴. Außerdem ist die Etablierung eines Sonderschaltzustands (3-Sammelschienenbetrieb) im Umspannwerk Dollern erforderlich. Durch diese Maßnahmen kann die Spannung auch bei Ausfall des Kernkraftwerks Brokdorf bei zeitgleichem Eintreten von exceptional contingencies über 380 kV gehalten werden (vgl. hierzu Abbildung 10).

Der 3-Sammelschienenbetrieb im Umspannwerk Dollern steht allerdings nur bis in die erste Hälfte des Jahres 2012 zur Verfügung, da dann mit dem Anschluss von Offshore-Windparks umfangreiche und längerfristige Umbaumaßnahmen von mehr als einem Jahr

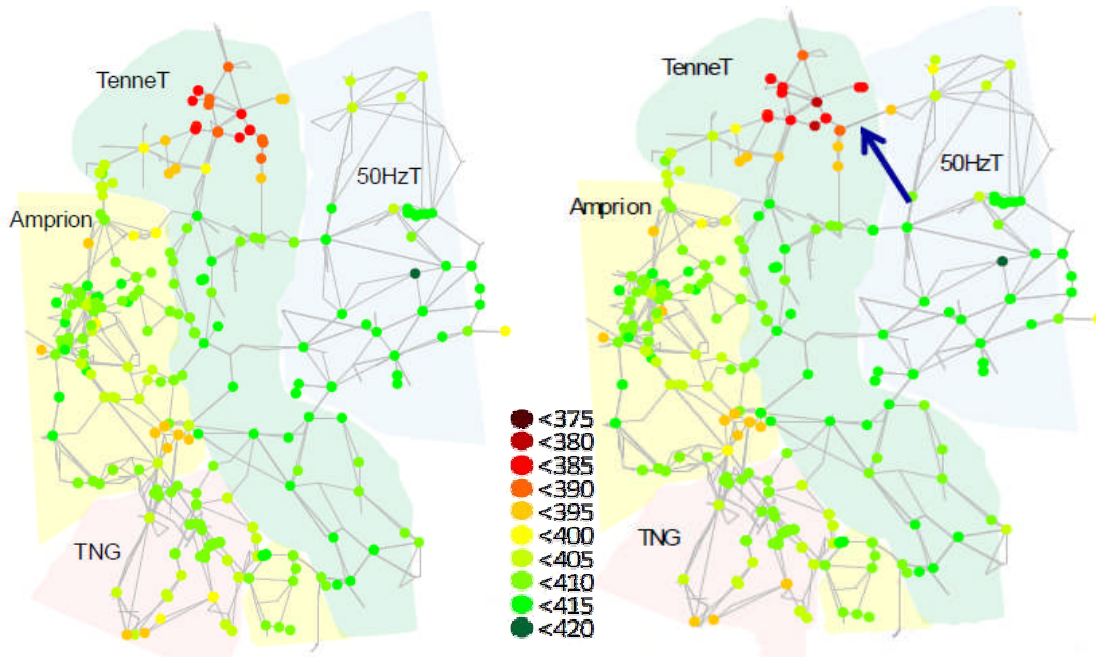
⁴⁴ Das „Var“ ist die gebräuchliche Einheit für Blindleistung, im Gegensatz zu „Watt“ für Wirkleistung.

im Umspannwerk notwendig werden und in diesem Fall der Sonderschaltzustand nicht länger aufrecht erhalten werden kann. Auch die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung des Baltic Cable stellt einen unerwünschten Zustand dar, da sie die ohnehin knappen und stark nachgefragten Kapazitäten des Baltic Cable (technisch 600 MW) für den internationalen Handel weiter reduziert. Dies führt gleichzeitig auch zu unerwünschten Nebeneffekten dadurch, dass in diesen Marktsituationen tendenziell den deutschen Großhandelspreis dämpfende und zum Ausgleich der deutschen Strombilanz hilfreiche Stromimporte aus Schweden nicht realisiert werden können.

Gleichwohl ist auch in Bezug auf die Spannungshaltung im Bereich Hamburg trotz der erheblichen Problematik festzustellen, dass die für die Anordnung eines nuklearen Reservekraftwerks erforderliche zwingende Notwendigkeit nicht vorliegt.

Das Problem der Spannungshaltung im Raum Hamburg kann nachhaltig nur durch die Fertigstellung der 380-kV-Leitung Hamburg/Krümmel–Schwerin (Vgl. hierzu Kapitel 8.1) oder mit der Fertigstellung von Kraftwerksbauten, vor allem des Kohlekraftwerks Moorburg, gelöst werden. Relevante Kraftwerksneubauten in der Region sind jedoch nicht vor 2013 zu erwarten. Die Bundesnetzagentur fordert daher aus Netzsicht wiederholt und mit Nachdruck dazu auf, die Leitung Hamburg/Krümmel–Schwerin so schnell wie möglich umzusetzen.

Abbildung 10: Spannungen im Raum Hamburg bei Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf sowie Common-Mode- bzw. Sammelschienenfehlern. Links: 3-Sammelschienenbetrieb um UW Dollern sowie Einspeisung von 200 MVar cap. über Baltic Cable. Rechts: Spannungen nach Fertigstellung des EnLAG Projekts 9: Schwerin – Hamburg/Krümmel ohne 3-Sammelschienenbetrieb und erhöhter Blindleistungseinspeisung über Baltic Cable (Pfeil).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

6. Auswirkungen eines Reserve-Kernkraftwerks auf die Netzsituation

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber haben gezeigt, dass die Einspeisung von Elektrizität aus einem Reservekernkraftwerk eine Verbesserung der Netzsituation bewirken würde.

Der Einsatz eines Kernkraftwerks bewirkt vor allem eine erhebliche Reduzierung des notwendigen Redispatchumfangs. So würde die Einspeisung beispielsweise von Biblis B dazu führen, dass insbesondere im Szenario mit hoher Windenergieeinspeisung der notwendige Redispatchumfang mit einer Summeleistung von 3.573 MW um 2.180 MW unter dem Redispatchumfang liegt, der ohne Einsatz von Biblis B erforderlich ist. Auch ein (Reserve-)Kernkraftwerk Philippsburg 1 hätte für die Situation im Rhein-Main-Gebiet ähnliche Ergebnisse gebracht. Eine vergleichbare Verbesserung wäre auch für die Situation in Hamburg/Schleswig-Holstein bei einer Einspeisung durch das KKW Krümmel oder Brunsbüttel zu erwarten gewesen.

Die Verbesserungen der Netzsituation setzten allerdings voraus, dass das Kernkraftwerk tatsächlich einspeist. Die technischen Parameter von Kernkraftwerken lassen jedoch ein kurzfristiges Anfahren – insbesondere aus unterkritischen Betriebszuständen⁴⁵ – nur sehr bedingt zu. Bereits unter optimalen Bedingungen benötigen Kernkraftwerke – je nach Bauart und Betriebszustand – mehrere Tage bis zum Beginn der Einspeisung. Ein Hochfahren eines Kernkraftwerkes aus einem Betriebszustand, „unterkritisch, kalt“ ist technisch binnen 36 bis 48 Stunden möglich. Dabei könnten aber immer wieder kleinere Fehler und Unklarheiten auftreten, die zwar weit unterhalb eines Störfalles liegen, aber zum Abbruch oder Anhalten des Prozesses, Rückfragen bei den Atomaufsichtsbehörden und entsprechenden Nachsteuerungsmaßnahmen mit all den damit verbundenen Verzögerungen führen. Wenn ein Kernkraftwerk im Bedarfsfalle sicher zur Verfügung stehen soll, muss daher die Vorauflaufzeit zur Anforderungen des Einsatzes eines Reservekernkraftwerks gemäß § 118a EnWG soweit vorverlegt werden, dass auch solche Risiken abgedeckt werden. Das würde aber angesichts der beschränkten Erkenntnismöglichkeiten über die Wetter- und Lastsituation nur mit drei bis vier Tagen Vorlauf möglich sein. Eine zuverlässige Netzstützung und eine echte Hilfe wäre ein Reservekernkraftwerk daher nur, wenn es - nach erstmaliger Anforderung - anschließend zumindest auf gedros-selten Niveau durchgehend in Betrieb wäre.

7. Schlussfolgerung

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber, des Gutachters und der Bundesnetzagentur haben den Befund des ersten und zweiten Moratoriumsberichts bestätigt, dass sich die Netzsituation durch das Moratorium bzw. die dauerhafte Außerbetriebnahme von 8,4 GW nuklearer Erzeugung erheblich verschärft hat. Es ist dabei auch zu berücksichtigen, dass die untersuchten Netzbelastungsfälle – insbesondere die exceptional contingencies – zwar unwahrscheinlich und extrem sind, aber nicht so unwahrscheinlich, dass ihr möglicher Eintritt außer Acht gelassen werden dürfte. Es handelt sich nicht um rein theoretische Fälle, sondern um Konstellationen, die im realen Netzbetrieb eintreten können.

Allerdings haben die Untersuchungen übereinstimmend ergeben, dass auch im extremen Fall von exceptional contingencies das Übertragungsnetz ohne Einsatz eines Reservekernkraftwerks beherrschbar bleibt. Dies ist nicht zuletzt dadurch möglich geworden, dass seit dem zweiten Moratoriumsbericht zusätzliche Kraftwerksreserven gehoben wer-

⁴⁵ Unterkritisch ist der Zustand, wenn keine Kettenreaktion im Reaktorkern stattfindet.

den konnten. Die Bundesnetzagentur hat in Bezug auf die Kraftwerke Ensdorf C, Mainz-Wiesbaden 2 und GKM3 in Mannheim sichergestellt, dass diese für die Spannungshaltung im Rhein-Main-Neckar-Raum wichtigen Anlagen im Bedarfsfalle für die Erbringung von Reserveleistungen zur Verfügung stehen können. Im Falle von GKM3 bedurfte es dazu einer sehr konstruktiven Haltung des Landes Baden-Württemberg, das nunmehr die erforderlichen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen verbindlich zugesagt hat. Insgesamt hat die Bundesnetzagentur in Deutschland zusätzliche, gesichert zur Verfügung stehende Reservekapazitäten i. H. v. 1.009 MW ermittelt. Die Bundesnetzagentur hat auch erhebliche Mengen gesichert zur Verfügung stehender Reserveleistung in Österreich i. H. v. 1.075 MW ermittelt.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt, dass die Beherrschung von extremen Netzsituationen nur mit Hilfe einer deutlichen Korrektur des sich auf Basis der Marktergebnisse einstellenden Kraftwerkeinsatzes gelingt. Dies erfordert erhebliche Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber und ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Die Bundesnetzagentur erkennt diesen Einsatz ausdrücklich an.

Die Bundesnetzagentur erkennt auch, dass auch im Normalbetrieb – also ohne den extremen Fall von exceptional contingencies – häufigere und tiefgreifende Eingriffe in den Markt erforderlich sind. An dem Befund der ersten beiden Moratoriumsberichte hat sich insoweit nichts geändert. Die Wiederherstellung des normalen Marktergebnisses rechtfertigt aber – wie ausgeführt – nicht die Bestimmung eines Reservekernkraftwerks. Im Gegenteil, auch der Reservebetrieb würde auf Grund der Regelungen des § 118a EnWG eben kein marktgetriebener Kraftwerkeinsatz sein, sondern ein steuernder Eingriff quasi-hoheitlicher Art.

Somit ist die Bestimmung eines Reservekraftwerks nicht erforderlich, um extreme Netzsituationen zu beherrschen. Die Situation stellt sich nach den zusätzlichen Untersuchungen, Erhebungen und Zusicherungen bzw. Vertragsangeboten nicht in einer Weise dar, in der ein Reservekernkraftwerk die ultima ratio zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wäre.

Darüber hinaus wird voraussichtlich ab Anfang 2012 der Phasenschieberbetrieb des Generators von Biblis A aufgenommen werden können, der eine erhebliche Entlastung für die Spannungshaltung im Südwesten erreicht. Allerdings ist diesbezüglich zu berücksichtigen, dass sich das Vorhaben durchaus verzögern kann, weil der Umbau eines Generators dieser Größenordnung zu einem Phasenschieber ein innovatives Projekt ist. Nichtsdestotrotz ist absehbar, dass mit Hilfe des Phasenschiebers das Problem der Span-

nungshaltung nachhaltig entschärft werden kann. Die Bundesnetzagentur wird ihrerseits die erforderlichen Maßnahmen zur Unterstützung der Umsetzung dieses Projekts treffen.

Die Bundesnetzagentur rechnet ferner damit, dass im Laufe des Jahres 2012 auch der letzte Teil der Leitung Hamburg/Krümmel–Schwerin fertig gestellt werden kann, die eine erhebliche Verbesserung der Spannungshaltung im Raum Hamburg ermöglichen würde.

Zugleich ist aufgrund der zurzeit vorliegenden Erkenntnisse davon auszugehen, dass sich die insbesondere im süddeutschen Raum zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten nicht wesentlich ändern werden. Dem absehbaren Rückbau stehen Inbetriebnahmen in etwa gleicher Größe gegenüber. Darüber hinaus ist zu prüfen, inwieweit die Außerbetriebnahme von Anlagen auf Grundlage von § 13 Abs. 1a EnWG verhindert werden kann und soll.

Die insgesamt bessere und bezogen auf mögliche Überlastungsprobleme bei einzelnen Nord-Süd-Trassen nicht schlechtere Lage im Winter 2012/2013 macht die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks für diesen Zeitraum nicht erforderlich.

Unstrittig ist, dass sowohl ohne die Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks als auch mit der Anordnung des Reservebetriebs eines Kernkraftwerks Risiken für die Versorgungssicherheit verbleiben. Eine vollständige Absicherung gegen jedwedes Risiko ist nicht möglich. Der Unterschied ist immer nur ein gradueller. Beim jetzigen Erkenntnisstand sind die wesentlichen Extremsituationen für die Übertragungsnetze durch das vorhandene Eingriffsinstrumentarium der Übertragungsnetzbetreiber und damit ohne die Anordnung eines Reservekernkraftwerks beherrschbar.

In Abwägung aller derzeit bekannten und ermittelbaren Umstände gelangt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass eine Bestimmung eines Kernkraftwerks für den Reservebetrieb nicht geboten ist und deshalb nicht ermessensgerecht im Sinne des § 7 Abs. 1e S. 1 AtG wäre. Sie geht dabei davon aus, dass alle Beteiligten sich nach Kräften bemühen, die nötigen Schritte zur Wahrung der Versorgungssicherheit zu unternehmen, d. h. beispielsweise dass angebotene Reservekapazitäten von den Übertragungsnetzbetreibern auch tatsächlich rasch kontrahiert werden und dass die notwendigen und noch ausstehenden Planfeststellungen für die Leitungsbauprojekte, insbesondere von Hamburg/Krümmel nach Schwerin alsbald erfolgen.

8. Erforderliche weitere Maßnahmen

8.1. Leitung Hamburg/Krümmel – Schwerin

Im Rahmen des zweiten Moratoriumsberichts und dem darauf folgenden Ausstieg aus der Kernenergie wurde auch die Spannungshaltung im Raum Hamburg thematisiert. Der Netzbereich Nord wurde durch die TenneT im Netzzustands- und Netzausbaubericht mit Stand vom Februar 2010 so dargestellt, dass es einen zunehmenden Transportbedarf von Leistung aus EEG-Anlagen an Land, Offshore-Windparks und konventionellen Kraftwerken über das Höchstspannungsnetz in Richtung Süden und Westen zu den Lastzentren notwendig wird. Maßnahmen für die ein vordringlicher Bedarf besteht wurden bereits in der Anlage zum Energieleitungsausbaugesetz vom 26. August 2009 benannt. Dazu gehört auch der Neubau einer 380-kV-Höchstspannungsleitung von Hamburg/Krümmel nach Schwerin (EnLAG Vorhaben 9).

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber würde die endgültige Stilllegung der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel für den Raum Hamburg im (n–1)-Fall bei zusätzlicher Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Brokdorf zu verschärften Bedingungen für den Systembetrieb führen. Insbesondere bei dem Szenario „Starklast ohne signifikante Erzeugung aus Windenergieanlagen“ müsse mit einem niedrigen Spannungsniveau in Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein gerechnet werden. Trotz der bereits tatsächlich seit längerer Zeit nicht in der Erzeugung stehenden und nun endgültig stillzulegenden Kernkraftwerke habe sich die Situation gegenüber dem Winter 2010/2011 für dieses Szenario weiter verschärft, wie die nachfolgende Abbildung zeige. Die nunmehr verfügte dauerhafte Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser beeinträchtige im Rahmen der (n–1)-Betrachtung die Systemstabilität bezüglich der Wirk- und Blindleistungsbereitstellung und so sei von einer weiteren Verschärfung der Situation im Raum Hamburg auszugehen (ca. 2 kV weitere Spannungsabsenkungen).

Abbildung 11: Weitere Verschärfung der Spannungssituation.



→ Moratorium führt zu weiteren Verschärfung der Spannungssituation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / IAEW / FGH.

Die Spannungshaltung erfordere den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu Folge massive Eingriffe und neben einer zwischen den Übertragungsnetzbetreibern koordinierte Vorgehensweise für zusätzliche Maßnahmen auch eine enge Abstimmung der Maßnahmen mit Verteilernetzbetreibern im Raum Hamburg für die Nutzung von Unterstützungsmaßnahmen aus Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Industriekunden.

Die bereits für den Winter 2011/12 abgestimmten netztopologischen und HGÜ-Sondermaßnahmen seien für den nachfolgenden Winter 2012/13 jedoch teilweise nicht mehr sicher verfügbar. Insbesondere die netztopologische Sondermaßnahme stehe im Winter 2012/13 aufgrund von anstehenden Umbauarbeiten im Zusammenhang mit der Anbindung von Offshore-Anlagen nicht zur Verfügung. Versorgungsausfällen im Raum Hamburg seien dadurch wahrscheinlicher. Alternativ müssten zeitliche Verzögerungen von Offshore-Anschlüssen in Betracht gezogen werden. Daraus resultiere, dass die Vollendung des Leitungsbaus Hamburg/Krümmel - Schwerin, für den auch bereits im Energieleitungsausbaugesetz ein vordringlicher Bedarf festgestellt wurde, höchste Priorität habe.

8.2. Leitung Osterrath–Weißenthurm

Der Bau der Leitung Osterath–Weißenthurm ist Teil des vordringlichen Bedarfs nach dem Energieleitungsausbaugesetz. Sie stellt eine zentrale Erweiterung des Amprion-Netzes dar und würde dazu führen, dass die erforderliche Transportkapazität des Amprion-Netzes in Nord-Süd-Richtung ausgeweitet und in sehr viel robusterer Weise zur Verfügung gestellt werden kann.

Die erforderlichen Planfeststellungsbeschlüsse liegen für den in Rheinland-Pfalz geplanten Teil der Leitung bereits vor. Für den nordrhein-westfälischen Teil hat Amprion die Stellung eines Planfeststellungsantrages für Ende 2011 angekündigt. Die Bundesnetz-

agentur geht davon aus, dass das Unternehmen alle Beschleunigungsmöglichkeiten nutzt, um die Realisierung der nach eigenen Aussagen extrem wichtigen Leitung voran zu treiben. Die Bundesnetzagentur geht gleichzeitig davon aus, dass die zuständigen Planfeststellungsbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen ihrerseits die Planfeststellungsverfahren mit der angesichts der angespannten Netzsituation gebotenen hohen Priorität führen werden.

8.3. Thüringer Strombrücke

Die Thüringer-Strombrücke (die Verbindung des 50 Hertz-Netzes mit dem TenneT-Netz von Halle bis nach Schweinfurt) ist nicht unmittelbarer Teil der hier betrachteten Regionen. Dennoch führt das Fehlen dieser leistungsfähigen Transportnetzverbindung zu einer deutlich vergrößerten Belastung der sonstigen Teile des Übertragungsnetzes.

Ein erheblicher Teil der zur Verfügung stehenden Redispatchmöglichkeiten wird in den kritischen Zeiten bereits zur kurativen Bearbeitung dieses Engpasses benötigt und damit verbraucht. Die Situation im gesamten Süddeutschen Raum wäre wesentlich entspannter zu beurteilen, wenn diese Redispatch-Kapazitäten für andere kurzfristige Bedarfssituationen zur Verfügung stünden.

Die Bundesnetzagentur fordert daher die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber und die zuständigen Landesplanungsbehörden auf, die erforderlichen Planungsverfahren so schnell wie möglich einzuleiten bzw. abzuschließen.

8.4. Kraftwerk Datteln Blöcke 1–3

In den Plandaten für den Rückbau von Kraftwerken im Jahr 2012 sind die Kraftwerksblöcke Datteln 1 bis 3 (Steinkohle) mit einer Netto-Engpassleistung von insgesamt 303 MW enthalten, die in das 16,7 Hz-Bahnstromnetz einspeisen. Zunächst hatte E.ON Kraftwerke der zuständigen Bezirksregierung Münster die Stilllegung von Datteln 1 bis 3 zum 31. Dezember 2012 angezeigt, um eine Nachrüstung dieser Anlagen zu Verbesserung des Emissionsverhaltens abzuwenden. Dabei dürften die Planungen, ab 2012 durch das Kraftwerk Datteln 4 (Steinkohle, 1.055 MW) die wegfallenden Kapazitäten zu ersetzen, eine Rolle gespielt haben. Nachdem offensichtlich wurde, dass der Regelbetrieb von Datteln 4 doch nicht 2012 aufgenommen wird, wurde die Stilllegungsanzeige durch E.ON Kraftwerke im Oktober 2010 bei der Bezirksregierung Münster widerrufen.

Ein Weiterbetrieb von Datteln 1 bis 3 bis zur Aufnahme der kommerziellen Stromeinspeisung von Datteln 4 ist wichtig, um eine Erhöhung des Strombezuges der Deutschen Bahn in Süddeutschland aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung ab 1. Januar 2013

zu vermeiden. Vor dem Hintergrund der hiermit verbundenen negativen Auswirkungen auf die Systemsicherheit der Übertragungsnetze wurde die Landesregierung Nordrhein-Westfalen von der Bundesnetzagentur um umsichtige Prüfung des von E.ON Kraftwerke ausgesprochenen Widerrufs der Stilllegungsanzeige für Datteln 1 bis 3 durch die zuständige Bezirksregierung Münster gebeten.

Die Verlängerung der Betriebserlaubnis für die Kraftwerksblöcke Datteln 1 bis 3 oder eine neue Betriebserlaubnis bis zur Übernahme des Kraftwerks Datteln 4 in den Regelbetrieb würde einen wirksamen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Bundesnetzagentur begrüßt, die Ankündigung Nordrhein-Westfalens einen materiell mit dem Immissionsschutzrecht vereinbaren Betrieb der Kraftwerke dulden zu wollen. Sie wird das Gesprächsangebot des Landes Nordrhein-Westfalen aufgreifen, um hier zu weiteren konstruktiven Lösungen zu kommen.

Eine pragmatische Lösung in einem ähnlichen Kontext konnte vom Regierungspräsidium Darmstadt für das Kraftwerk Staudinger 1 (Steinkohle, 249 MW) ermöglicht werden. Das Planungsverfahren für das neue Kraftwerk Staudinger 6 (Steinkohle, 1.055 MW) ist durch erhebliche Verzögerungen gekennzeichnet. Vor diesem Hintergrund wurde durch E.ON Kraftwerke die Stilllegungsanzeige vor dem 31. Dezember 2010 widerrufen, wodurch die Rechtsfolgen aus der 13. BImSchV (Pflicht zur Nachrüstung etc.) noch nicht eingetreten waren. Da keine sicherheitstechnischen Bedenken gegen den Weiterbetrieb bestanden, kann Staudinger 1 weiterbetrieben werden.

8.5. Abschaltbare Lasten

Über die oben (Kapitel 4.5.) genannten Untersuchungen hinaus, kann es lohnend sein, die Suche nach geeigneten großen Stromnachfragern, die sich unter definierten Bedingungen tatsächlich von den Übertragungsnetzbetreibern abschalten lassen oder ihre Stromnachfrage an die Bedürfnisse des Netzes anpassen, fortzusetzen.

Die Steuerung der Stromnachfrage ist ohnehin ein auf der Tagesordnung stehendes Thema, da sie im Hinblick auf die zunehmende Menge an volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen notwendig sein wird.

Grundsätzlich vertritt die Bundesnetzagentur die Auffassung, dass marktgesteuerte Prozesse, bei denen sich Erzeuger und Nachfrager von Energie vertraglich auf eine Anpassung der jeweiligen Bedürfnisse und Möglichkeiten verständigen und dafür entsprechende Gegenleistungen vereinbaren, die bessere Resultate bringen werden als zentral geplante Prozesse. Dies schließt aber nicht aus, dass auch die Übertragungsnetzbetreiber

und die in Frage kommenden Stromnachfrager im Hinblick auf die Bedürfnisse der Netzsicherheit entsprechende Vereinbarungen schließen. Solches Demand Side Management steht allerdings noch am Anfang der Entwicklung und ist eine eher längerfristige Option.

8.6. Einsatz von Regelenergie

Der Einsatz von Regelenergie ist grundsätzlich nicht für die Abwehr von Leitungsüberlastungen und die Sicherstellung eines hinreichenden Spannungsniveaus vorgesehen. Regelenergie dient der Frequenzhaltung, also der Sicherstellung der jederzeitigen Äquivalenz von Einspeisung in das Netz und Entnahme aus dem Netz. Die insofern bestehenden Risiken sind der Parameter für die Dimensionierung der Vorhaltung der Regelenergie. Die Nutzung der dafür zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten sollte daher nicht leichtfertig für andere Zwecke erfolgen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Erbringung von Regelenergie normalerweise nur sehr beschränkt zur Spannungsstützung oder zur Entlastung überlasteter Betriebsmittel eingesetzt werden kann, denn der Einsatz von Regelenergie erfolgt nicht netzknoten-, sondern nur regelzonenscharf. Der Zugriff auf konkrete, für die Spannungsstützung und Leitungsentlastung geeignete Regelkraftwerke ist den Übertragungsnetzbetreibern unter normalen Umständen nicht möglich.

Dementsprechend ist die Regelenergie kein Instrument, welches zum Einsatz in den diskutierten Szenarien planmäßig herangezogen werden könnte. Dessen ungeachtet werden die Übertragungsnetzbetreiber selbstverständlich im äußersten Notfall auch Regelenergiekapazitäten abrufen, bevor sie einen Schwarzfall des Netzes in Kauf nehmen.

Regelenergie ist daher keine Alternative zu zusätzlicher Erzeugungskapazität, zusätzlicher Blindleistung und zusätzlichem Leitungsbau. Regelenergie ist aber eine letzte Sicherheitsreserve, die eingesetzt werden kann und wird, wenn die Alternative ein drohender Blackout wäre.

9. Ausblick

9.1. Zuwachs von Erzeugungsleistungen

Bundesweit wird bis 2022 ein Rückbau von ca. 29.500 MW dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten erwartet. Hierin sind die bereits in 2011 stillgelegten acht Kernkraftwerke mit insgesamt 8.400 MW enthalten. Neben den derzeit im Bau befindlichen 12.900 MW wird demnach der Zubau von weiteren 16.600 MW dargebotsunabhängiger

Kraftwerksleistung benötigt, um den Rückbau bis 2022 auszugleichen. Hierbei ist es wichtig, dass es sich um neue, zusätzliche Kraftwerksleistung handelt, die nicht durch den Rückbau stillzulegender Kraftwerksblöcke am gleichen Standort wieder reduziert wird.

Tabelle 7: Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011–2022 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).

Eingesetzter Energieträger	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten (Bundesweite Plandaten ≥ 5 MW)			
	2011 - 2013 in MW	2014 - 2020 in MW	2021 - 2022 in MW	2011 - 2022 in MW
Kernenergie	8.409	3.961	8.107	20.477
Braunkohle	2.020	3.240		5.260
Steinkohle	1.075	1.701		2.775
Mehrere Energieträger	177	278		455
Erdgas		432		432
Sonstige Energieträger	72			72
Abfall	33			33
Summe aller Energieträger	11.786	9.612	8.107	29.504

Quelle: Eigene Erhebung.

Tabelle 8: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011–2019 (Bundesweite Plandaten für Netto-Engpassleistungen).

Dargebotsunabhängige Kraftwerke Bundesweit ≥ 5 MW					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte ⁴⁶ Projekte in MW	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
2011 - 2013	10.294	46	1.226	30	11.596
2014 - 2019	2.631	1.310	10.488	9.152	23.581
Summe aller Energieträger 2011 - 2019	12.925	1.356	11.714	9.182	35.177

⁴⁶ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zu verstehen.

Quelle: Eigene Erhebung.

Gegenüber dem zusätzlichen Zubaubedarf von 16.600 MW zeigen die Erhebungen der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring 2011, dass bislang erst für Kraftwerksprojekte mit insgesamt ca. 1.400 MW eine behördliche Genehmigung vorliegt. Weitere 11.700 MW befinden sich noch im behördlichen Genehmigungsverfahren. Für zusätzliche Projekte mit einer Gesamtleistung von ca. 9.200 MW wurde das behördliche Genehmigungsverfahren noch nicht begonnen.

Von herausragender Bedeutung ist hierbei der weitere Zubau von dargebotsunabhängiger Leistung in Süddeutschland. Gegenüber der Situation vor dem Kraftwerksmoratorium der Bundesregierung bleibt die Lage in Süddeutschland auch nach Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen größeren Kraftwerksprojekte risikobehafteter als vorher.

Tabelle 9: Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten 2011-2022 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).

Eingesetzter Energieträger	Voraussichtlicher Rückbau von dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten (Plandaten Frankfurt am Main und südlicher ≥ 5 MW)			
	2011 - 2013 in MW	2014 - 2020 in MW	2021 - 2022 in MW	2011 - 2022 in MW
Kernenergie	4.947	3.961	4.008	12.916
Steinkohle	293	655		948
Mehrere Energieträger		114		114
Erdgas				0
Sonstige Energieträger				0
Abfall	33			33
Summe aller Energieträger	5.273	4.730	4.008	14.011

Quelle: Eigene Erhebung.

Tabelle 10: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten 2011–2019 (Plandaten für Netto-Engpassleistungen, Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher).

Dargebotsunabhängige Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher ≥ 5 MW					
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung	Im Bau befindliche Projekte in MW	Behördlich genehmigte Projekte in MW	Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Projekte noch nicht im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW	Insgesamt geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW
2011 - 2013	1.853	0	26	0	1.879
2014 - 2019	845	1.310	2.213	1.670	6.038
Summe aller Energieträger 2011 - 2019	2.698	1.310	2.239	1.670	7.917

Quelle: Eigene Erhebung.

So übersteigen in Süddeutschland die erwarteten Rückbauzahlen dargebotsunabhängiger Kraftwerke deutlich die Plandaten für die Zubauten. In diesem Zusammenhang sollte über Allokationsanreize für neue dargebotsunabhängige Kraftwerksleistungen in Süddeutschland nachgedacht werden.

9.1.1. T24 Problematik

Zurzeit sind in Deutschland zehn Kohlekraftwerke im Bau, deren Inbetriebnahme in den nächsten Jahren geplant ist. Neun dieser Kraftwerke sind mit einem Kessel aus der neuartigen, hochtemperaturbeständigen und druckfesten Stahllegierung T24 (7 CrMo VTiB 10 10) ausgerüstet; lediglich das Kraftwerk Lünen, das 2012 in Betrieb gehen soll, ist mit einem Kessel aus konventionellem Kesselstahl ausgerüstet.

Mit der ersten Inbetriebnahme des Kraftwerks Duisburg-Walsum 2010 wurden materialwissenschaftliche Probleme des T24-Stahls bekannt, die zu erheblichen Verzögerungen der Inbetriebnahme der mit T24-Stahl ausgerüsteten Kraftwerke führen werden. Im Kraftwerk Duisburg-Walsum kam es bei der Inbetriebnahme zu Spannungsrisskorrosion in Schweißnähten, die nachgebessert werden mussten und auch bei der zweiten Inbetriebnahme traten die Probleme wieder auf. Mindestens drei weitere Kraftwerksneubauten sind von den gleichen Problemen wie das Kraftwerk Duisburg-Walsum betroffen. Ob die Nachbesserungen erfolgreich sein werden und das Problem endgültig behoben werden kann, ist bisher nicht abschließend geklärt.

Für die zur Netzstützung neben Hamburg-Moorburg besonders wichtigen Kraftwerke in Mannheim (GKM 9) und Karlsruhe (RDK 8) geht die EnBW Kraftwerke AG von einer verzögerten Inbetriebnahme von mindestens 15 bis 24 Monaten aus, zeigte sich im Gespräch aber optimistisch, die Probleme lösen zu können. Nach derzeitigem Sachstand ist die voraussichtliche kommerzielle Inbetriebnahme von RDK 8 im Jahr 2013 und von GKM 9 im Jahr 2014 vorgesehen.

9.1.2. Abschaltung von alten thermischen Kraftwerken für neue (Datteln, GKM u.a.), „Nullsummenspiel“

Auf Dauer nicht hinnehmbar ist die bestehende Tendenz, für jedes neu errichtete thermische Kraftwerk mit immissionsschutzrechtlichen Begründungen im Gegenzug die Stilllegung bestehender älterer thermischer Kraftwerke zu verlangen.

Angesichts der dauerhaften Stilllegung von jetzt 8,4 GW nuklearer Erzeugung und den bevorstehenden weiteren Kraftwerksstilllegungen ist ein echter Zuwachs an Erzeugungskapazität notwendig. Die geschilderte Praxis läuft demgegenüber zumindest teilweise auf ein Nullsummenspiel hinaus.

Erst recht ist es aus Gründen der Netzsicherheit unverantwortlich, bestehende Kraftwerkskapazitäten stillzulegen, bevor die neu errichteten Kapazitäten tatsächlich in Betrieb sind.

Die Abschaltung alter Kraftwerke ist auch nicht aus Gründen des Umweltschutzes geboten. Denn diese Kraftwerke werden wegen ihres schlechten Wirkungsgrades, der damit verbundenen hohen Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie des EEG-Einspeisevorrangs ohnehin nur dann in Betrieb sein, wenn dies aus Gründen der Versorgungssicherheit zwingend erforderlich ist. Dann allerdings müssen sie auch zur Verfügung stehen.

9.2. Netzausbau

Mit dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz aus dem Jahre 2006, dem nachfolgenden Energieleitungsausbaugesetz aus dem Jahre 2009 und dem nun verabschiedeten Netzausbaubeschleunigungsgesetz des Jahres 2011 hat der Gesetzgeber zahlreiche Versuche unternommen, die praktische Realisierungszeit von Leitungsbauverhaben zu verkürzen. Gleichzeitig hat er die extrem große Bedeutung des Ausbaus der Übertragungsnetze für den angestrebten Umbau der Energieversorgung in Deutschland deutlich gemacht.

Die vorliegenden Berichte zeigen, dass die Netze durch die Vielzahl der in den letzten Jahren zusätzlich zu erfüllenden Transportaufgaben und die weitgehend mit dem Netzausbau unkoordinierte Veränderung der Erzeugungsstruktur am Rande der Belastbarkeit sind. Ihr Ausbau ist daher das Gebot der Stunde.

Dabei müssen sich alle Beteiligten fragen, ob die bisher praktizierte Vorgehensweise beim Ausbau der Stromnetze nicht auch Teil des Problems ist. Der Gesetzgeber hat mit den Netzentwicklungsplänen des EnWG und den neuen Verfahren und optionalen Zuständigkeiten des NABEG Möglichkeiten geschaffen, hier neue Wege zu beschreiten. Diese Beschleunigungsmöglichkeiten müssen auf alle Fälle genutzt werden.

10. Glossar

Common-Mode-Ausfall

Common-Mode-Ausfälle bezeichnen Ausfälle mehrerer Betriebsmittel aus einem gemeinsamen Grund wie z. B. Mastumbrüche bei Freileitungsstromkreisen.

Betriebsmittel

Betriebsmittel sind technische Einrichtungen des Netzes wie z. B. Kabel und Leitungen, Transformatoren, Schalter, Kompensationsanlagen usw.

Blindleistung

Blindleistung entsteht durch den Auf- und Abbau elektrischer bzw. magnetischer Felder in Kondensatoren und Spulen. Sie kann nicht in eine andere Leistung (mechanisch, thermisch usw.) umgewandelt werden. Blindleistung bildet zusammen mit der Wirkleistung die beiden Komponenten der Scheinleistung. Sie kann nicht über weitere Entfernungen transportiert werden. Zur Entlastung des Netzes muss Blindleistung an ihrer Quelle kompensiert werden. Zum sicheren Betrieb des Netzes muss immer ein ausreichendes Maß an Blindleistung an allen Punkten des Netzes vorliegen. → Spannungshaltung

Dargebotsunabhängige Kraftwerke

Dargebotsunabhängige Kraftwerke sind Kraftwerke, die nicht auf das Vorhandensein stochastisch verfügbarer Energieträger (wie z. B. Wind, Sonne oder - in eingeschränktem Maße - Wasser) angewiesen sind.

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

Erzeugungseinheit

Erzeugungseinheiten für elektrische Energie sind nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlagen eines Kraftwerks wie z. B. Kraftwerksblöcke oder der Maschinensatz eines Wasserkraftwerks.

Exceptional contingencies

Exceptional contingencies sind außergewöhnlicher Fehlerereignisse, bei denen sich die Auswirkungen nicht auf ein bestimmtes Betriebsmittel beschränken, sondern gleich

mehrere Betriebsmittel erfassen. Dazu gehören Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienenfehler. Der Eintritt dieser Fehler hat potenziell Auswirkungen über das vom Ausfall betroffene Übertragungsnetz hinaus und ist geeignet, die Stabilität des Verbundbetriebs zu gefährden.

Exceptional contingencies werden von den Übertragungsnetzbetreibern periodisch auf europäischer Ebene definiert und untereinander ausgetauscht.

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch. Bei einem Leistungsüberschuss im Netz steigt die Frequenz über die Nennfrequenz, bei einem Leistungsmangel sinkt sie. Die Frequenzhaltung wird mit Hilfe der Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung der Minutenreserve sichergestellt.

Freischaltung

Freischaltung bezeichnet die Abschaltung einzelner Freileitungs- und Kabelstromkreise z. B. zu Wartungs- und Reparaturarbeiten.

Kaltreserve

Als Kaltreserve werden Kraftwerke bezeichnet, die sich in einem Konservierungszustand befinden und mit einer nicht genauer definierten Vorlaufzeit wieder betriebsbereit gemacht werden können.

Kraftwerksfahrplan

Der Kraftwerksfahrplan ist der sich aus den Marktergebnissen einstellende Einsatz der Erzeugungseinheiten. Der Kraftwerksfahrplan ist von den Händlern und Erzeugern den Übertragungsnetzbetreibern zu melden.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis zwischen den Netzen zweier Übertragungsnetzbetreiber (national als auch international).

Last

Last ist die in Anspruch genommene elektrische Leistung, d. h. die Nachfrage, die die Erzeuger decken und das Netz transportieren muss.

Merit Order

Als Merit Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt.

Mindestleistung

Mindestleistung ist die kleinste Leistung, die von einer Erzeugungseinheit (aus anlagen-spezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen) dauerhaft abgegeben werden kann.

Minutenreserve

Die Minutenreserve kann zur Unterstützung der Sekundärregelung vom Übertragungs-netzbetreiber aktiviert werden. Sie muss innerhalb von 15 Minuten durch Erhöhung (posi-tive Minutenreserve) oder Absenkung (negative Minutenreserve) der Einspeisung er-bracht werden.

(n–1)-Kriterium

Das (n–1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung besagt, dass ein Netz auch bei stö-rungsbedingten Ausfällen oder Abschaltungen eines Betriebsmittels wie Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren bei prognostizierten maximalen Übertra-gungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit gewährleistet ist und Auswirkungen wie dauerhafte Grenzwertverletzungen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Kurz-schlussleistungen) und Betriebsmittelüberlastungen (Strombelastungen) nicht auftreten. Das bedeutet, dass das Netz auch dann noch sicher betrieben werden kann, wenn *ein* Betriebsmittel des Netzes ausfällt. Außerdem darf es nicht zu Versorgungsunterbrechun-gen, Folgeauslösungen durch weitere Schutzgeräte mit der Gefahr einer Störungsaus-weitung, Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten oder der Unterbrechung von Übertragungen führen. Die (n–1)-Sicherheit ist integraler Bestandteil der Netzbetriebs-planung.

Nennfrequenz

Die Nennfrequenz des deutschen (und europäischen) Verbundnetzes beträgt 50,00 Hz.

Nennleistung

Nennleistung bezeichnet die Leistung, die eine Erzeugungseinheit dauerhaft abgeben kann, ohne Schaden zu nehmen. Bei elektrischen Verbrauchern bezeichnet sie die Lei-stung, die dauerhaft aufgenommen wird, ohne, dass der Verbraucher Schaden nimmt.

Netzknoten

Ein Netzknoten bezeichnet eine Stelle im Netz, an dem zwei oder mehr Leitungs- und Kabelstromkreise zusammengeschaltet sind. Üblicherweise handelt es sich dabei um Schaltanlagen oder Umspannwerke.

Netztopologische Maßnahmen

Netztopologische Maßnahmen (oder topologische Maßnahmen) bezeichnen Umschaltungen im Netz zur Verlagerung von Lastflüssen.

Normalbetrieb

Normalbetrieb bezeichnet den ungestörten Betrieb des Netzes. Er ist gekennzeichnet durch die Versorgung aller Kunden, Einhaltung aller Grenzwerte sowie der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums.

Phasenschieber

Als Phasenschieberbetrieb wird eine Betriebsart eines Synchrongenerators bezeichnet, bei der ausschließlich Blindleistung aus dem Netz bezogen oder in das Netz abgegeben wird. Die Wirkleistungsabgabe ist hierbei null.

Primärregelung

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich.

Redispatch

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch).

Regelzone

In der Regelzone hält der Übertragungsnetzbetreiber ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dazu wird Primär- und Sekundärregelung automatisiert eingesetzt.

Reserveleistung

Reserveleistung bezeichnet die Leistung, die vorgehalten wird, um Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen erwarteter und tatsächlicher Last auszugleichen.

Sammelschiene

Eine Sammelschiene ist eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen. An die Sammelschienen sind alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen. Sie befinden sich üblicherweise in Schaltanlagen und Umspannwerken.

Scheinleistung

Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist maßgeblich für die Auslegung der Netzbetriebsmittel.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die Sekundärregelung wird nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Die Sekundärregelleistung wird aus thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt.

Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen)

Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen) sind eine besondere Form von marktbezogenen Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz. Bei den SiV-Maßnahmen (sog. sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50 Hertz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50 Hertz gelegene Kraftwerke. Die Kraftwerke senken ihre Produktion entsprechend ein, so dass netto – analog dem Redispatch – ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

Sonderschaltzustand

Sonderschaltzustand bezeichnet einen vom im normalen Betrieb abweichenden Zustand der Netztopologie.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.

Strategische Reserve

Unter strategischer Reserve versteht man Erzeugungseinheiten, die zur Deckung außergewöhnlicher Spitzenlasten vorgehalten werden, normalerweise allerdings nicht zur Deckung der Last benötigt werden.

Spitzenlast

Spitzenlast ist die maximale Last, die innerhalb eines definierten Zeitraumes auftritt und zu deren Deckung das Netz in der Lage sein muss.

Transmission Code

Der Transmission Code legt technische Mindestanforderungen für den Betrieb des Übertragungsnetzes, den Anschluss von Erzeugungseinheiten an das Übertragungsnetz sowie die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest.

Übertragung

Die Übertragung im elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Versorgungsunterbrechung

Versorgungsunterbrechung ist die Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Kunden von länger als einer Sekunde.

Vertikale Netzlast

Die vertikale Netzlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilernetzen und Endverbrauchern.

Wirkleistung

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die in eine andere Leistung, z. B. mechanische, thermische, akustische usw., umgewandelt werden kann. Sie bildet zusammen mit der Blindleistung die Scheinleistung.

Anlage – Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau 2011–14

Tabelle 11: Erwarteter Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich)

Unternehmen	Kraftwerksname	Ort (Standort Kraftwerk)	Energieträger	Geplante Netto- Nennleistung der Investition in MW	Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitäts- einspeisung
RWE Power AG	BoA 2&3	Grevenbroich	Braunkohle	1.050,0	2011
Evonik Steag GmbH	Walsum 10	Duisburg	Steinkohle	725,0	2011
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 4	Vohburg	Erdgas	530,0	2011
Stadtwerke Hannover AG	Gemeinschaftskraftwerk Linden	Hannover	Erdgas	130,0	2011
RWE Power AG	Emsland B (neu)	Lingen	Erdgas	112,0	2011
RWE Power AG	Emsland C (neu)	Lingen	Erdgas	112,0	2011
Infraserv GmbH & Co.Höchst KG	ADS-Anlage	Industriepark Höchst	Erdgas	98,0	2011
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Dampfturbine Römerbrücke	Saarbrücken	Erdgas	33,0	2011
EnBW Energy Solutions GmbH	EBS-Heizkraftwerk	Eisenhüttenstadt	Mehrere Energieträger	25,0	2011
Stadtwerke Kiel AG / SWKiel Erzeugung GmbH	HKW Humbolstr.	Kiel	Mehrere Energieträger	10,7	2011
FairEnergie GmbH	BHKW-Hauffstraße	Reutlingen	Erdgas	9,9	2011
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	Gasmotor 4	Rosenheim	Erdgas	9,25	2011
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	Gasmotor 5	Rosenheim	Erdgas	4,31	2011
RWE Power AG	BoA 2&3	Grevenbroich	Braunkohle	1.050,0	2012
Trianel GmbH	Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH	Lünen	Steinkohle	750,0	2012
Vattenfall Europe Generation AG	Boxberg Block R	Boxberg	Braunkohle	640,0	2012
RWE Power AG	Vianden M11	Vianden	Pumpspeicher	195,0	2012
HEAG Südthessische Energie AG	Gasturbine Darmstadt	Darmstadt	Erdgas	92,2	2012
VW Kraftwerk GmbH	GuD Kassel	Baunatal	Erdgas	70,0	2012
EVH GmbH	HKW Trotha GmbH	Halle-Trotha	Erdgas	58,0	2012
E.ON Energy Projects GmbH	Kraftwerk Hattorf	Philippsthal	Erdgas	31,0	2012
Aluminium Oxid Stade GmbH	KWK AOS GmbH	Stade-Bützfleth	Erdgas	30,0	2012
MVV Energie AG	HKW Mannheim	Mannheim	Abfall	7,4	2012
Vattenfall Europe Generation AG	Moorburg	Hamburg	Steinkohle	1.520,0	2013
EnBW Kraftwerke AG	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 8	Karlsruhe	Steinkohle	874,0	2013
RWE Power AG	Westfalen D	Hamm	Steinkohle	765,0	2013
RWE Power AG	Westfalen E	Hamm	Steinkohle	765,0	2013
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	GuD Mittelsbüren	Auf den Delben 35, Bremen	Erdgas	445,0	2013
Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH	HKW Nord	Bonn	Mehrere Energieträger	70,0	2013
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	IKW VEO	Eisenhüttenstadt	Mehrere Energieträger	56,0	2013
swb Entsorgung GmbH	MHKW	Bremen	Abfall	26,0	2013
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 4	Datteln	Steinkohle	1.055,0	2014
RWE Power AG	GKM 9	Mannheim	Steinkohle	845,0	2014
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Kohle 1	Wilhelmshaven	Steinkohle	731,0	2014
Summe "in Bau 2011-14"				12.925	

Quelle: Eigene Erhebung.

Tabelle 12: Erwarteter Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten

Unternehmen	Kraftwerksname	Ort (Standort Kraftwerk)	Energieträger	Geplante/erfolgte endgültige Aufgabe von Netto- Engpassleistung in MW	Voraussichtlicher Zeitpunkt der endgültigen Aufgabe (Jahr)
Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH	KKK Krümmel	Geesthacht	Kernenergie	1.346,0	2011
E.ON Kernkraft GmbH	KKU Unterweser	Stadland	Kernenergie	1.345,0	2011
RWE Power AG	Biblis B	Biblis	Kernenergie	1.227,0	2011
RWE Power AG	Biblis A	Biblis	Kernenergie	1.167,0	2011
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Braunkohle	980,0	2011
EnBW Kraftwerke AG	KKP-1 Philippsburg	Philippsburg	Kernenergie	890,0	2011
E.ON Kernkraft GmbH	KKI-1 Isar	Essenbach	Kernenergie	878,0	2011
EnBW Kraftwerke AG	GKN-I Neckar	Neckarwestheim	Kernenergie	785,0	2011
Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH	KKB Brunsbüttel	Brunsbüttel	Kernenergie	771,0	2011
Salzgitter Flachstahl GmbH	Kraftwerk SZ AB	Salzgitter	Sonstige Energieträger	72,0	2011
Infracor GmbH	Kondesationsturbine KT 6	Marl	Mehrere Energieträger	16,9	2011
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Braunkohle	980,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 3	Großkrotzenburg	Steinkohle	293,0	2012
Stadtwerke Duisburg AG	HKW II/B	Duisburg	Steinkohle	133,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Shamrock Kessel 1-4	Herne	Steinkohle	132,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 3	Datteln	Steinkohle	113,0	2012
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	Block 3	Bremen Mittelsbüren	Mehrere Energieträger	110,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 1	Datteln	Steinkohle	95,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 2	Datteln	Steinkohle	95,0	2012
MVV Energie AG	HKW Mannheim	Mannheim	Abfall	33,4	2012
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Steinkohle	213,5	2013
MIBRAG Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	KW Mumsdorf	Mumsdorf	Braunkohle	60,0	2013
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	IKW VEO	Eisenhüttenstadt	Mehrere Energieträger	50,0	2013
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Steinkohle	213,5	2014
EnBW Kraftwerke AG	Gemeinschaftskraftwerk Mannheim Block 3	Mannheim	Steinkohle	203,0	2014
EnBW Kraftwerke AG	Gemeinschaftskraftwerk Mannheim Block 4	Mannheim	Steinkohle	203,0	2014
Summe "Rückbau 2011-14"				12.405	

Quelle: Eigene Erhebung.