



Bundesnetzagentur

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14

und zugleich

**Bericht über die Ergebnisse der
Prüfung der Systemanalyse**

16. September 2013

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung

Pariser Platz, Osloer Str. 15 – 17, 70173 Stuttgart

4. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

(im Folgenden: „Die Übertragungsnetzbetreiber“)

wegen der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs im Winter 2013/14 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1, 2 iVm § 13 ResKV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 16. September 2013 festgestellt, dass ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems für den Winter 2013/2014 in Höhe von 2.540 MW besteht.

Inhaltsverzeichnis

I.	Einführung.....	6
II.	Verfahrensablauf	8
III.	Begründung	11
1.	Eingangsgrößen der Systemanalyse	11
1.1.	Anforderungen an die Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes.....	11
1.2.	Annahmen zur Netzlast	13
1.3.	Kraftwerksverfügbarkeiten.....	14
1.3.1.	Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	16
1.3.2.	Beeinträchtigungen im Kraftwerkspark bei Gasknappheit	17
1.4.	Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität	17
1.5.	Redispatch- und Reservekraftwerksbedarf in den betrachteten Szenarien.....	18
1.5.1.	Abendspitze an einem Winterwerktag mit maximaler Windenergieeinspeisung (Starkwindszenario, A1)	19
1.5.2.	Abendspitze an einem Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung mit Gasknappheit (Gasknappheitsszenario, B1)	21
1.5.3.	Abendspitze an einem Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung ohne Gasknappheit (Schwachwindszenario, B2)	24
2.	Reservebedarf	26
2.1.	Bereits kontrahierte Reservekraftwerke	27
2.2.	Noch zu kontrahierende Reservekraftwerke.....	28
IV.	Glossar 31	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzlast (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	14
Abbildung 2: Den Berechnungen zugrunde gelegte Kraftwerkskapazitäten (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	15
Abbildung 3: Kommerzielle Ein- und Ausfuhren von Elektrizität in den verschiedenen Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	18
Abbildung 4: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch und netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	20
Abbildung 5: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch, netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	20
Abbildung 6: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch, netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	21
Abbildung 7: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	22
Abbildung 8: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	23
Abbildung 9: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	23
Abbildung 10: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	24
Abbildung 11: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	25
Abbildung 12: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	25

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Von den Übertragungsnetzbetreibern als ungeplant nicht verfügbar angenommene Kraftwerksblöcke.	16
Tabelle 2: Bereits vertraglich gebundene Reservekraftwerke gemäß § 1 Absatz 3 ResKV	27

I. Einführung

Durch die vermehrte Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien insbesondere im Norden Deutschlands in Kombination mit grundsätzlich hohem Stromverbrauch im Süden Deutschlands und der Abschaltung von Kernkraftwerken insbesondere im Süden Deutschlands entsteht im deutschen Stromübertragungsnetz ein Nord-Süd-Gefälle. Die entsprechenden Leitungen zum Transport des Stroms in die Verbrauchszentren sind derzeit noch nicht zu jeder Zeit im benötigten Umfang vorhanden. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist es deshalb bis zur Fertigstellung wichtiger Netzausbauprojekte erforderlich, Kraftwerke vorzuhalten, welche den durch dieses Gefälle in bestimmten Fällen auftretenden regionalen Netzengpässen in Süddeutschland entgegenwirken. Dies geschieht dadurch, dass geeignete Kraftwerke durch die Übertragungsnetzbetreiber bei Bedarf hoch- und runtergeregelt werden, um das Netz zu entlasten (sogenannter „Redispatch“).

Während der Wintermonate ist dieser Bedarf erfahrungsgemäß am höchsten. In dieser Zeit kommt es regelmäßig zu einer vermehrten Windkrafteinspeisung im Norden, während gleichzeitig der Stromverbrauch und somit auch die Last in Süddeutschland hoch sind. Die weitere Stilllegung von gesicherten Erzeugungskapazitäten insbesondere in Süddeutschland würde vor dem Hintergrund der hier im Winter bereits angespannten Versorgungslage zu einer Verschärfung der Situation führen (siehe den Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013 vom 20. Juni 2013). Die jüngste Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes hat daher die Möglichkeiten geschaffen, Erzeugungsanlagen, welche vom Betreiber stillgelegt werden sollen, vorläufig im Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Umsetzung dieser Regelungen erfolgte durch die Reservekraftwerksverordnung, die am 27. Juni 2013 im Bundesgesetzblatt verkündet wurde. Bereits in den Wintern 2011/12 und 2012/13 und vor Inkrafttreten dieser neuen Vorschriften hatten die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zur Erhöhung der Redispatchmöglichkeiten vertraglich Leistung von stillgelegten Kraftwerken gesichert und diese als so genannte Reservekraftwerke vorgehalten.

Die Regelungen kodifizieren das insoweit bisher praktizierte Verfahren, wonach die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse durchführen, um den Bedarf an gesi-

cherter Erzeugungskapazität für zu berechnen. Die Systemanalyse wird von der Bundesnetzagentur überprüft und sodann wird ein Bedarf an Netzreserve festgestellt.

Die Reservekraftwerke werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit zum Redispatch eingesetzt.

II. Verfahrensablauf

Die Grundlage der Prüfung der Bedarfsfeststellung ist gem. § 3 Absatz 2 Satz 1 ResKV eine von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, ihrer wahrscheinlichen Entwicklung im Hinblick auf den jeweils folgenden Winter sowie die jeweils folgenden fünf Jahren und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve (Systemanalyse). Die der Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gem. § 3 Absatz 2 Satz 3 ResKV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Verfahrensgegenständlich ist hier lediglich die Systemanalyse für den Winter 2013/24, die ausweislich § 13 ResKV prioritär zu behandeln ist. Mit der entsprechenden Abstimmung wurde bereits vor Inkrafttreten der ResKV begonnen.

Am 28. Februar 2013 haben Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber sowie Vertreter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Bundesnetzagentur grundsätzliche Fragen zur anstehenden Ermittlung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve geklärt. Dabei wurde folgendes Vorgehen festgehalten: Wie bisher soll auf Grundlage besonders kritischer Szenarien eine Marktsimulation durchgeführt werden. Auf dieser Grundlage erfolgt eine Netzberechnung und die Bestimmung zusätzlich erforderlicher Gegenmaßnahmen (insbesondere Redispatch). Wird bei dem anschließenden Abgleich des benötigten Redispatchvolumens mit dem Vorhandenen ein Defizit festgestellt, so ergibt sich daraus ein Bedarf für Reservekraftwerke. Welche genauen Szenarien und Eingangsparameter zu simulieren sind, sollte im weiteren Verlauf der Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgesprochen werden.

Am 19. März 2013 ist zwischen den Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber und Vertretern der Bundesnetzagentur die weitere Herangehensweise an die Reservebedarfsermittlung abgesprochen worden. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde die Absicht geäußert, im Rahmen ihrer Systemanalyse nicht nur den Reservebedarf für einen potentiellen (n-1)-Fall zu berechnen und vorzuschlagen, sondern auch den Reservebedarf hinsichtlich bestimmter Betriebsmittel für potentielle sogenannte exceptional contingencies, d.h. für Fälle, in denen mehrere Betriebsstörungen gleichzeitig auftreten.

Am 8. Mai 2013 hat zwischen den Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber und Vertretern der Bundesnetzagentur ein weiteres Gespräch über die Bestimmung der für den Re-

servebedarf auslegungsrelevanten Szenarien, in denen es zu Störungen des Netzbetriebs kommt, stattgefunden.

In der Folge sind die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber mit E-Mail vom 23. Mai 2013 zu der von ihnen gewählten Methodik der Reservekraftwerksbedarfsermittlung präzisiert und erweitert worden. Absprachgemäß waren die drei folgenden Szenarien zu simulieren: Die Situationen „Winterwerktag/Abendlastspitze mit sehr hoher Last und hoher Windeinspeisung“ (Szenario A1, im Folgenden: „Starkwindszenario“), die Situation „Winterwerktag/Abendlastspitze mit sehr hoher Last ohne Windeinspeisung, ohne diejenigen systemrelevanten Gaskraftwerke, die nur über unterbrechbare Gasnetzzugangskapazitäten verfügen, wobei aber wiederum solche Gaskraftwerke berücksichtigt werden sollen, die bei Bedarf mit Öl befeuert werden können“ (Szenario B1, im Folgenden: „Gasknappheitszenario“) sowie „Winterwerktag/Abendlastspitze mit sehr hoher Last ohne Windeinspeisung“ (Szenario B2, im Folgenden: „Schwachwindszenario“). Dabei wird unterstellt, dass der Starkwindfall nicht zeitgleich mit einer Gasknappheit auftritt, da Starkwind durch vergleichsweise warme Tiefdruckausläufer verursacht wird, die zu keinem in besonderem Maße gesteigerten Gasverbrauch führen. Weiter hat man sich dahingehend verständigt, dass die Übertragungsnetzbetreiber in einem zweiten Schritt die Daten ermitteln, die in dem jeweiligen Szenario angenommen werden sollen, beispielsweise die Daten zur jeweiligen Netztopologie, Netzbelastungssituation, Einspeisemengen aus Erneuerbare Energien-Anlagen oder zur Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Schließlich ist festgelegt worden, in einem dritten Schritt für jedes Szenario zusätzlich Einzelausfälle konventioneller Kraftwerke und common mode- bzw. Mehrfachfehler gemäß einer exceptional-contingencies-Liste zu simulieren.

Die Auswahl der Einzelereignisse, aus denen die Szenarien zusammengesetzt sind, beruht auf im Wesentlichen auf historischen Daten, etwa aus den deutschen Stromhandelsalden im Jahr 2012, der maximal aufgetretenen Netzlast im Jahr 2011, oder aber auch aus Studien wie der Analyse zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten der European Energy Exchange AG (EEX). Die Übertragungsnetzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass es aufgrund unvorhergesehener Ereignisse oder aufgrund einer ungünstigen Kombination verschiedener Ereignisse zu Situationen kommen könne, welche den Netzbetrieb noch stärker belasteten als die vorgestellten Szenarien.

Mit E-Mail vom 31. Juli 2013 haben die Übertragungsnetzbetreiber erste Ergebnisse der Systemanalyse für den Winter 2013/2014 übermittelt. Dabei sind die Szenarien Starkwind und Schwachwind behandelt worden. Außerdem haben die Übertragungsnetzbetreiber

für die jeweiligen Szenarien auch eine Betrachtung von Common-mode und Sammelschienenfehlern vorgenommen.

Mit E-Mail vom 7. August 2013 haben die Übertragungsnetzbetreiber die endgültigen Ergebnisse der Netzanalysen zur Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/2014 um das Szenario Gasknappheit vervollständigt. Die Nachlieferung war zuvor mit der Bundesnetzagentur vereinbart worden. Im Starkwindszenario haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 2496 MW, im Gasknappheitsszenario einen solchen in Höhe von 2540 MW ermittelt. Im Schwachwindszenario haben die Berechnungen einen geringeren Bedarf von 2400 MW ergeben.

Allerdings haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre Berechnungen mit sämtlichen im letzten Winter kontrahierten Reservekapazitäten, d.h. einer Gesamtreserve von 2560 MW durchgeführt. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass mit dem nahezu vollständigen Einsatz dieser Reserven das System noch sicher betrieben werden kann.

Auch im Szenario Gasknappheit wird eine Stromproduktion durch bestimmte Gaskraftwerke vorausgesetzt. Ist diese trotz der nicht unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen oder wegen Verbrauchs der Ersatz-Brennstoffvorräte nicht mehr möglich, erhöht sich der Reservebedarf an Kohle- oder Öl-Kraftwerken.

Am 14. August 2013 hat die Open Grid Europe GmbH als zuständiger Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur mitgeteilt, dass eine verbindliche Buchung von festen Gasnetzzugangskapazitäten für das Kraftwerk RDK 4 erfolgt sei.

Mit Schreiben vom 27. August 2013, eingegangen bei der Bundesnetzagentur am 29. August 2013, hat die TransnetBW in Vertretung aller Übertragungsnetzbetreiber die auf einer CD-ROM als Datenträger gespeicherten Untersuchungen zur Reservebedarfsbemessung für den Winter 2013/2014 übersandt.

III. Begründung

Die Bundesnetzagentur identifiziert einen Reservebedarf in Höhe von 2540 MW.

Rechtsgrundlage für diese Feststellung ist § 3 Absatz 1 Satz 1, 2 der Reservekraftwerksverordnung (ResKV).

1. Eingangsgrößen der Systemanalyse

Wesentliche Eingangsgröße für die Ermittlung des Reservebedarfs sind die anzunehmenden Netznutzungsfälle. Dabei wurde auf der in den Vorjahren im Rahmen der Wintervorsorge bereits bewährten Methodik aufgebaut, nach der verschiedene vernünftigerweise anzunehmende Kombinationen von ernststen betrieblichen Fehlerereignissen definiert wurden.

1.1. Anforderungen an die Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes

Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden allgemein zwischen zwei Kategorien von Fehlereignissen, die als Bewertungsmaßstab für die Netz- und Systemsicherheit herangezogen werden. Im Rahmen der täglichen Systembetriebsplanung haben die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass der Netzbetrieb nach Maßgabe des (n-1)-Sicherheitskriteriums erfolgt. Gemäß Kapitel 7.2.2. in Verbindung mit Anhang C des Transmission Code 2007¹ haben die Übertragungsnetzbetreiber den Netzbetrieb so zu planen, dass hierbei das so genannte (n-1)-Kriterium erfüllt wird. Voraussetzung für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ist, dass bei einem Einfachausfall eines definierten Netzbetriebsmittels und bei gleichzeitigem Ausfall derjenigen Erzeugungseinheiten mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit die in Anhang C des Transmission Codes 2007 genannten Auswirkungen, also letztlich Versorgungsunterbrechungen, verhindert werden.

Darüber hinaus existiert ein weiteres Sicherheitskriterium, das sich dadurch auszeichnet, dass eine Versorgungsunterbrechung, die über die Regelzone des jeweiligen Netzbetreibers hinausgeht, selbst im Fall außergewöhnlich schwerer Störungen der Netz- und Sys-

¹ <http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>

temstabilität, sogenannter exceptional contingencies, abgewehrt werden kann. Zu diesen exceptional contingencies gehören insbesondere der gleichzeitige Ausfall mehrerer Betriebsmittel, die auf eine gemeinsame Ursache zurückzuführen sind, z.B. im Fall eines Mastumbruchs (sog. common-mode-Ausfall) sowie Sammelschienenfehler.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Systemanalyse den Bedarf an Netzreserve differenziert dargestellt. Einerseits haben sie den Bedarf an Netzreserve mit der Maßgabe berechnet, dass das Netz (n-1)-sicher betrieben werden kann. Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber den theoretischen Netzreservebedarf ermittelt, den es bräuchte, um in einem exceptional contingency-Fall Versorgungsausfälle zu verhindern. In letzterem Fall würden zusätzliche 2000 MW an Reserve benötigt, mithin insgesamt rund 4500 MW.

Die ergänzende und erschwerende Anwendung des exceptional contingency-Falls für die Zwecke der Wintervorsorge ist verzichtbar angesichts der sehr strengen Auslegung des (n-1) Kriteriums durch die Übertragungsnetzbetreiber. So folgt aus der Gesamtschau der kumulierten Kraftwerkssausfälle in den betrachteten Szenarien, dass bereits ein so hohes, über das (n-1)-Kriterium hinausgehendes, Sicherheitsniveau vorliegt, das auch schwerwiegendere Ausfälle von Netzbetriebsmitteln beherrschbar machen dürfte. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken spiegelt sich unmittelbar in dem Bedarf an Kraftwerken für die Netzreserve. Insgesamt unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausfall von zeitgleich 2200 MW aufgrund von geplanten Nichtverfügbarkeiten (z.B. Revisionen) sowie gleichzeitig eintretende ungeplante Nichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in Höhe von 2700 MW. Vor diesem Hintergrund sorgen die Übertragungsnetzbetreiber mit ihrer Annahme, dass das Netz sogar bei einer gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit von insgesamt rund 4900 MW unter Zuhilfenahme von Reservekraftwerken (n-1)-sicher betrieben werden kann, für ein sehr hohes Sicherheitsniveau.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Höhe der Netzreserve, die benötigt würde, um exceptional contingencies zu beherrschen, erfolgen vor dem Hintergrund der Vorgaben aus dem Kapitel Policy 3 des Operational Handbook des ENTSO-E. Hiernach sind die unter ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreiber gehalten, Mehrfachfehler oder Sammelschienenausfälle zu beherrschen, die sich sonst auf benachbarte Netze auswirken und die Stabilität des europäischen Verbundnetzes gefährden könnten. Kommt es tatsächlich zum Eintritt eines derartig schwerwiegenden Fehlerereignisses, sind die Übertragungsnetzbetreiber neben der Aufrechterhaltung der Stromversorgung in ihrer Regelzone, vor allem bestrebt, eine Fehlerkaskade in benachbarte Netze zu verhin-

dern. Dazu können die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere Transite beschränken oder Lastabwürfe durchführen. Diese Maßnahmen lässt auch das Operational Handbook der ENTSO-E im Kapitel Policy 3 zu. Hingegen findet sich dort nicht die Maßgabe, dass exceptional contingencies durch den Einsatz von Reservekraftwerken bzw. die Einrichtung einer Netzreserve beherrschbar zu machen sind. Vor diesem Hintergrund erkennt die Bundesnetzagentur die herkömmlich geregelten Gegenmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber in § 13 Absatz 1 und 2 EnWG als ausreichend an, um exceptional contingencies beherrschbar zu machen.

Darüber hinaus würde der Ansatz, die Auswirkungen von exceptional contingencies durch die Vorhaltung von Reservekraftwerken beherrschen zu wollen, nicht nur die benötigten Kapazitäten drastisch erhöhen, sondern auch einen frühzeitigeren und damit gehäuftten Einsatz der Reservekraftwerke im Winter erforderlich machen. Ein solches Vorgehen wäre zum einen unter Umweltschutzgesichtspunkten höchst problematisch, da die Anlagen unabhängig von einem netztechnischen Bedarf in Betrieb gehalten werden müssten. Zum Anderen würde das Redispatchaufkommen wiederum vergrößert, was letztlich zu einer vermehrten Abregelung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien führen und damit den Einspeisevorrang unterlaufen könnte.

Die Heranziehung des (n-1)-Kriteriums als Bemessungsgrundlage für die Bestimmung der Netzreserve begründet sich auch damit, dass es sich hierbei um den herkömmlichen, zwischen den Übertragungsnetzbetreibern anerkannten Sicherheitsstandard handelt, an dem die Netzausbauplanung ausgerichtet ist. Wenn selbst die naturgemäß vorausschauende Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber nicht unter der Vorgabe erfolgt, exceptional contingencies beherrschbar zu machen, erscheint es nicht zwingend geboten, eine Netzreserve vorzuhalten, die auch dieses Risiko vollständig beherrschbar macht. Vor allem aber würde die Vorhaltung von Reservekraftwerken zu einem unbefristeten Dauerzustand, weil der Netzausbau eben auch langfristig nur ein (n-1)-Risiko abdeckt und nicht die Risiken der exceptional contingencies. Eine Netzreserve als Dauerzustand ist erkennbar vom Gesetz- und Verordnungsgeber nicht gewollt.

1.2. Annahmen zur Netzlast

Wesentliche Grundlage der Bestimmung des Redispatch- und Reservekraftwerksbedarfs bildet die Netzlast, also die vom Übertragungsnetz zu transportierende Leistung sowie deren Deckung durch den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark und Windenergieanlagen. Die Last wird anhand der maximal beobachteten Netzlast vom 7. Dezember

2011 auf die heutigen Verhältnisse parametrisiert und ist in allen Szenarien ähnlich. Sie bewegt sich in der Spanne von 72,5 GW bis 74 GW. Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan wird hier eine niedrigere Last zugrunde gelegt, da kleinere Erzeugungseinheiten, die zur lokalen Lastdeckung verwendet werden und keine Auswirkungen auf das Übertragungsnetz haben, im Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber vernachlässigt werden. Die tatsächliche Last wird laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber im Leistungsbilanzbericht² vom 28. September 2012³ für das Jahr 2014 81,7 GW betragen.

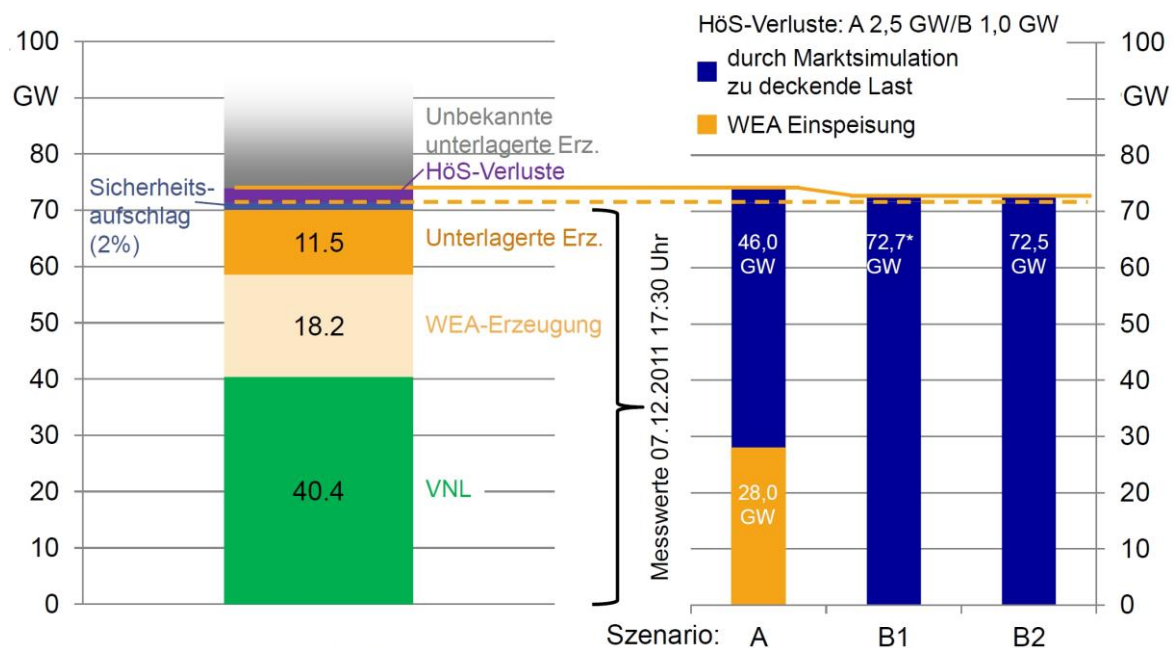


Abbildung 1: Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzlast (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)⁴.

1.3. Kraftwerksverfügbarkeiten

Dem von den Übertragungsnetzbetreibern simulierten Kraftwerkseinsatz liegt eine europäische Merit Order unter Berücksichtigung der beschränkten Grenzkuppelkapazitäten zugrunde. Grundlage der Simulation des deutschen Kraftwerksparks bildet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 5. Juli 2013. Berücksichtigt wurden da-

² Gemäß § 12 Absatz 4 und 5 EnWG

³ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2012>

⁴ * Erhöhung der Last um 154 MW zur Modellierung von unterlagerten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten aufgrund von Gasknappheit

bei alle Kraftwerke mit einer Nennleistung von über 10 MW im deutschen Höchstspannungsnetz⁵. Die Gesamtleistung dieser Kraftwerke beläuft sich auf rund 65 GW. Außerdem wurden Kraftwerke mit Gesamtleistung von ca. 25 GW in den unterlagerten Netzen in die Marktsimulation einbezogen.

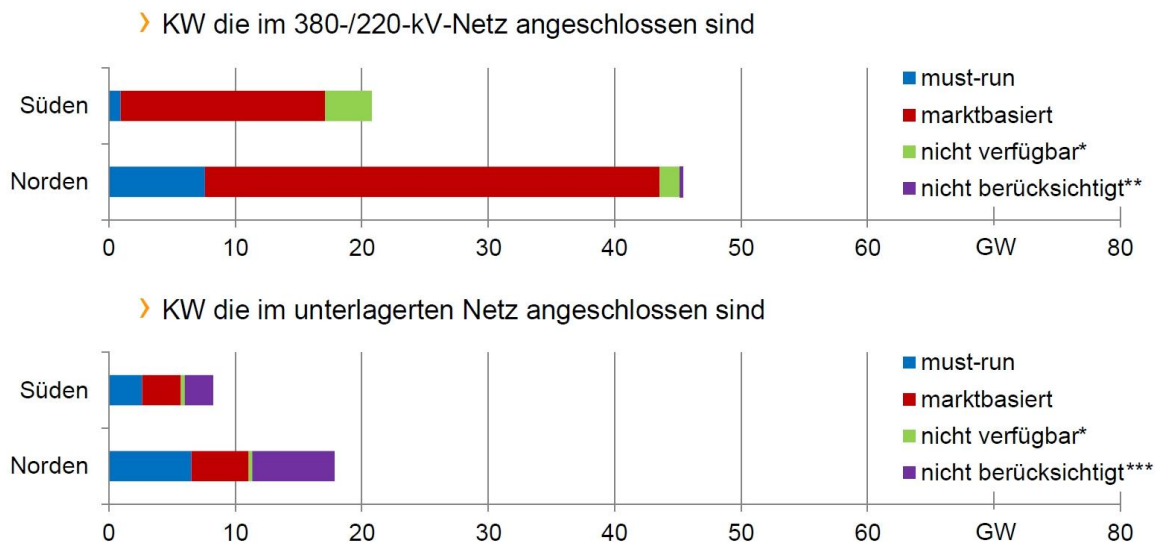


Abbildung 2: Den Berechnungen zugrunde gelegte Kraftwerkskapazitäten⁶
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Vergleich zum Winter des Vorjahres bestehen die wesentlichen Änderungen im Kraftwerkspark in der Inbetriebnahme der (netztechnisch ungünstig) in Nordwestdeutschland gelegenen Kraftwerke Westfalen D und E, Walsum 10 und Lünen und in der Außerbetriebnahme und dem bereits begonnenen Rückbau des Kraftwerks Staudinger 1 im südlichen Deutschland. Günstig wirkt sich die Inbetriebnahme einer Gasturbinenanlage mit einer Leistung von 96 MW in Darmstadt aus. Wegen der Inbetriebnahme der Anlage nach der Simulation des Kraftwerkseinsatzes ist diese nicht explizit in der Reservebedarfsermittlung enthalten. Die ursprünglich für Januar 2014 geplante kommerzielle Inbetriebnahme des netztechnisch günstig gelegenen Kraftwerks RDK 8 in Karlsruhe wird sich aufgrund eines Brandes im Maschinenhaus bis in das Frühjahr 2014 verzögern.

⁵ Mit Ausnahme eines Industriekraftwerks, das zur lokalen Lastdeckung verwendet wird.

⁶ *Un-/Geplante Nichtverfügbarkeit; **Nicht betrachtetes Industriekraftwerk zur lokalen Lastdeckung;

***Kraftwerke <50 MW oder ohne Einspeiseinformation zum Referenzzeitpunkt

1.3.1. Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Aufgrund geplanter⁷ und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten kommt es zu Einschränkungen im Kraftwerkspark. Diese Einschränkungen werden in den Berechnungen zum Kraftwerkseinsatz berücksichtigt. Als bei den geplanten Nichtverfügbarkeiten besonders kritisch wurde von den Übertragungsnetzbetreibern ein Zeitpunkt ermittelt, zu dem eine relativ zum gesamten Kraftwerkspark hohe geplante Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland und gleichzeitig eine niedrige geplante Nichtverfügbarkeit in Norddeutschland vorliegt. Als aus netztechnischen Gesichtspunkten kritischster Tag wurde für den kommenden Winter der 25. Oktober 2013 identifiziert. Dabei belaufen sich die Nichtverfügbarkeiten in Süddeutschland auf 1274 MW und 915 MW im nördlichen Deutschland. Zudem wird ein großes, grenznahes Kraftwerk in Frankreich als geplant nicht verfügbar angenommen.

Ungeplante Nichtverfügbarkeiten bestimmen sich durch die statistische Auswertung der Transparenzdaten, die von den Kraftwerksbetreibern auf der Transparenzplattform der EEX⁸ veröffentlicht werden. Die Datengrundlage umfasst dabei Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 100 MW. Auf Basis eines probabilistischen Modells zur Prognose von regionalen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ergibt sich eine bundesweite Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Höhe von ca. 3,8 GW. Die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens von Ausfällen in dieser Höhe und einer Verteilung in Nord- und Süddeutschland (siehe Tabelle 1) beträgt gemäß Angaben der Übertragungsnetzbetreiber 0,25%. Dies entspräche 22h/Jahr.

Kraftwerk	Leistung	Lage
Kernkraftwerk Philippsburg 2	1400 MW	Süden
Altbach HKW1	433 MW	Süden
Irsching 4	545 MW	Süden
Zolling	200 MW	Süden
Heilbronn 5	120 MW	Süden
Jänschwalde	465 MW	Norden
Emden	400 MW	Norden
Herne 3	280 MW	Norden

Tabelle 1: Von den Übertragungsnetzbetreibern als ungeplant nicht verfügbar angenommene Kraftwerksblöcke.

⁷ Geplante Nichtverfügbarkeiten treten aufgrund von Revisionsarbeiten an Kraftwerken auf. In den Marktsimulationen wurden die Revisionsplanungen der Kraftwerksbetreiber für den Winter 2013/14 berücksichtigt.

⁸ <http://www.transparency.eex.com/de/>

1.3.2. Beeinträchtigungen im Kraftwerkspark bei Gasknappheit

Nach den Erfahrungen aus dem Februar 2012, als aufgrund von Gasversorgungsengpässen mehrere Gaskraftwerke ihren Betrieb einstellen mussten, haben die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber dafür gesorgt, bislang unterbrechbar versorgte Gaskraftwerke im Süden Deutschlands mit festen Gasnetzzugangskapazitäten auszustatten. Wegen bestehender Restriktionen im Gasfernleitungsnetz ist eine feste Versorgung aller Gaskraftwerke zwar (noch) nicht möglich. Jedoch gelang es, sämtliche in der Marktsimulation als verfügbar angenommene Gaskraftwerke, die nicht über die Möglichkeit zur Umstellung auf Ölbefuerung verfügen, zumindest teilweise mit festen Gasnetzzugangskapazitäten auszustatten. Vor allem größere Gaskraftwerke in Süddeutschland konnten mit festen Gasnetzzugangskapazitäten ausgestattet werden.

Bedingt durch Leistungseinschränkungen beim Ölbetrieb bzw. einem eingeschränkten Gasbezug wird bei den betroffenen Kraftwerken pauschal eine Leistungsreduktion auf 75% ihrer Nennleistung unterstellt. Die nichtverfügbare Kraftwerkskapazität liegt dabei bei ca. 1,3 GW.

Zu betonen ist, dass keine Erkenntnisse vorliegen, die aufgrund von zu niedrigen Füllständen der Erdgasspeicher weitergehende Einschränkungen bei der Versorgung der Gaskraftwerke befürchten lassen.

Gegenwärtig liegt der mittlere Speicherfüllstand bei 77 %. Extrapoliert man die aktuelle durchschnittliche Einspeicherrate von 85 Mio. m³/Tag, läge der mittlere Speicherfüllstand zu Beginn des Winterhalbjahrs im Oktober bei über 90 %. Nach Aussagen des Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe sei ein mittlerer Speicherfüllstand von 80 % zur Gewährleistung der Netzstabilität im Winter ausreichend.

1.4. Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität

Die Ein- und Ausfuhr von Elektrizität, die den berechneten Szenarien zugrunde liegen, sind Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Im Starkwindszenario A1 ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Exporte insbesondere nach Österreich und Frankreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss.

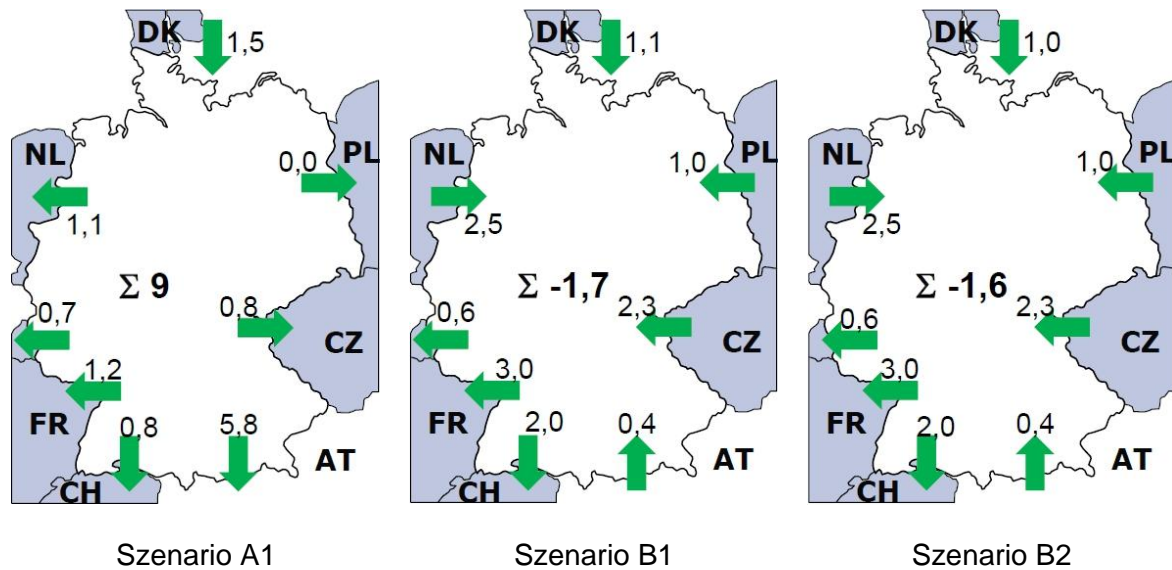


Abbildung 3: Kommerzielle Ein- und Ausfuhren von Elektrizität in den verschiedenen Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.5. Redispatch- und Reservekraftwerksbedarf in den betrachteten Szenarien

Um den Bedarf an Reservekraftwerkskapazitäten zu bestimmen, wurden von den Übertragungsnetzbetreibern mit den Ergebnissen der Marktsimulation, den Annahmen zur Netzlast sowie den ermittelten Ein- und Ausfuhren von Elektrizität Lastflussrechnungen durchgeführt. Für die Berechnungen werden drei verschiedene Szenarien berücksichtigt, die sich insbesondere hinsichtlich der Einspeisung aus Windkraftanlagen, der Verfügbarkeit von Gaskraftwerken und der Ein- und Ausfuhrsituation unterscheiden.

Als Basis dieser Szenarien dienten die in den vorstehenden Kapiteln erläuterten Eingangsparameter. Hierzu wurden historisch betrachtete einzelne Extremsituationen auf die heutigen Verhältnisse parametrisiert und unter Berücksichtigung der betrieblichen Erfahrungen der deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu Szenarien kombiniert.

Diese einzelnen Einflussfaktoren der Szenarien traten in der Vergangenheit mit signifikanter Häufigkeit auf. Auch wenn ein gleichzeitiges Auftreten aller Einflussfaktoren in Summe historisch glücklicherweise noch nicht beobachtet wurde, so konnte die Bewertung der Gleichzeitigkeit durch ein im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitetes Modell zur Korrelationsanalyse dargelegt werden.

Mit dem Ergebnis der Marktsimulation wird eine Lastflussrechnung angestellt, die die Belastung der Netzelemente im (n-1)-Fall, also im Falle eines ungeplanten Ausfalls eines

Netzelementes wiedergibt. Kommt es bei der Lastflussrechnung zu Überlastungen von Netzelementen, wird zunächst versucht, diese durch Schaltmaßnahmen („netzbezogene Maßnahmen“ gemäß § 13 Absatz 1 Nummer 1 EnWG) zu beseitigen. Sind diese Maßnahmen nicht ausreichend, greifen die Übertragungsnetzbetreiber zu Redispatchmaßnahmen („marktbezogene Maßnahmen“ gemäß § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG) mit am Markt aktiven Kraftwerken. Sollte die von den am Markt befindlichen Kraftwerken zur Verfügung gestellte Leistung nicht ausreichen, um Leitungsüberlastungen zu beseitigen, werden Redispatchmaßnahmen mit Reservekraftwerken durchgeführt. Die Differenz zwischen am Markt befindlichen Redispatchkapazitäten und Redispatchbedarf stellt somit den Bedarf an Reservekraftwerkskapazitäten dar.

1.5.1. Abendspitze an einem Winterwerktag mit maximaler Windenergieeinspeisung (Starkwindszenario, A1)

Im Rahmen von vorangestellten Variationsrechnungen wurde ein Szenario mit 100% Windenergieeinspeisung als kritischstes Starkwindszenario von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert. Die in diesem Szenario von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Windenergieeinspeisung ist eine Hochrechnung tatsächlich gemessener Werte. Als Referenztag wird hierbei der 3. Januar 2012 um 16:15 Uhr herangezogen. Die maximale Windenergieeinspeisung für den Winter 2013/14 berechnet sich nach

$$P_{ist\ max, 31.12.2013} = \frac{P_{ist, max, W 2011 / 12}}{P_{inst, W 2011 / 12}} \cdot P_{inst, 31.12.2013}^9$$

zu 28.034 MW.

Nach präventivem Redispatch (Redispatch, bei dem bereits am Vortag nach Schluss des day-ahead Marktes die Kraftwerksfahrpläne geändert werden) in Höhe von 3 GW, der Absenkung von Windenergieeinspeisung in Höhe von 1,4 GW aufgrund von Grenzwertverletzungen bei Transformatoren zwischen Übertragungs- und Verteilernetz sowie SIV-Maßnahmen mit einem Umfang von 2 GW treten teilweise erhebliche Grenzwertverletzungen auf verschiedenen Betriebsmitteln auf (siehe Abbildung 4).

⁹ Die maximale Einspeisung berechnet sich also aus der Multiplikation der (prognostizierten) installierten Windenergieanlagenleistung im Winter 2013/14 mit dem Quotienten aus maximaler gemessener Einspeisung im Winter 2011/12 und installierter Leistung im Winter 2011/12.

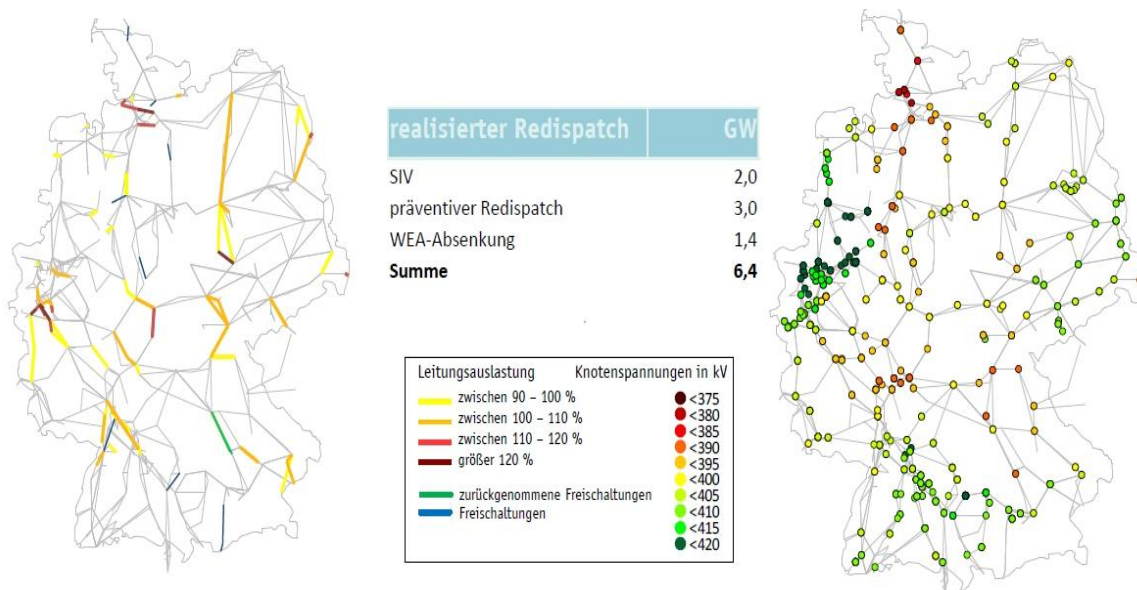


Abbildung 4: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch und netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um diese Grenzwertverletzungen durch Überlastung von Leitungen und Unterspannungen an Netzknoten zu beseitigen, wird weiterer konventioneller Redispatch notwendig. Jedoch ist es nicht möglich, mit dem zur Verfügung stehenden und am Markt agierenden Kraftwerkspark sämtliche Überlastungen zu beseitigen (siehe Abbildung 5).

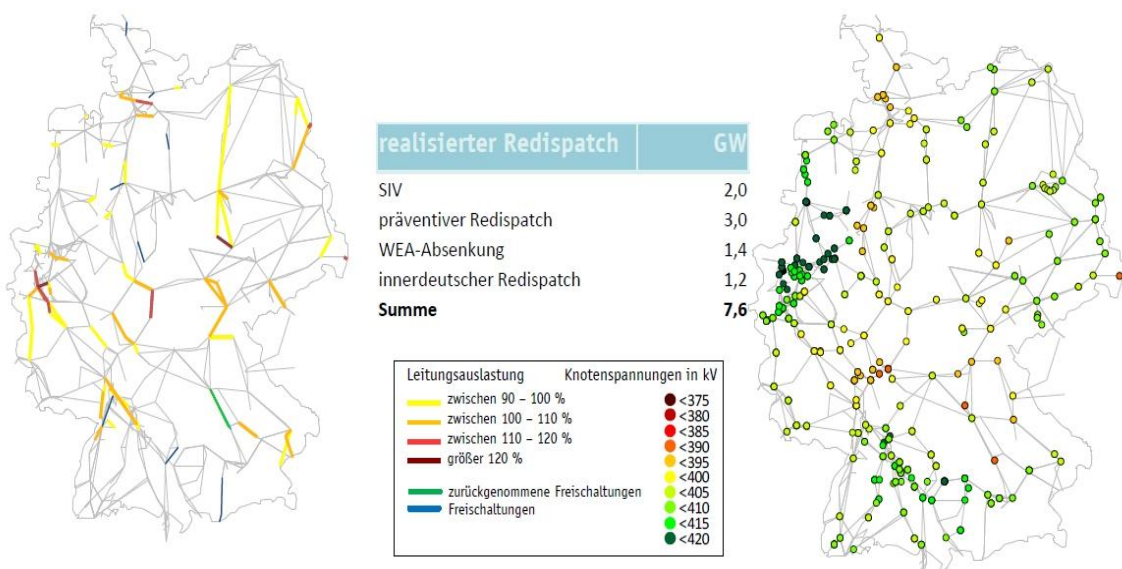


Abbildung 5: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch, netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Aus diesem Grund wird ein Einsatz von Reservekraftwerken, die den Übertragungsnetzbetreibern exklusiv und außerhalb des Marktes zur Verfügung stehen, notwendig. Nach dem zusätzlichen Einsatz von Redispatchreserven in einem Umfang von 2496 MW und der so ermöglichten „Umschichtung“ von insgesamt 10,1 GW Erzeugungsleistung ist es möglich, die verbleibenden Grenzwertverletzungen im (n-1)-Fall zu beseitigen und das Netz sicher zu betreiben. Dennoch bleibt aufgrund des erheblichen Eingriffsvolumens und der aufgezeigten betrieblichen Reserven die Situation im Übertragungsnetz angespannt.

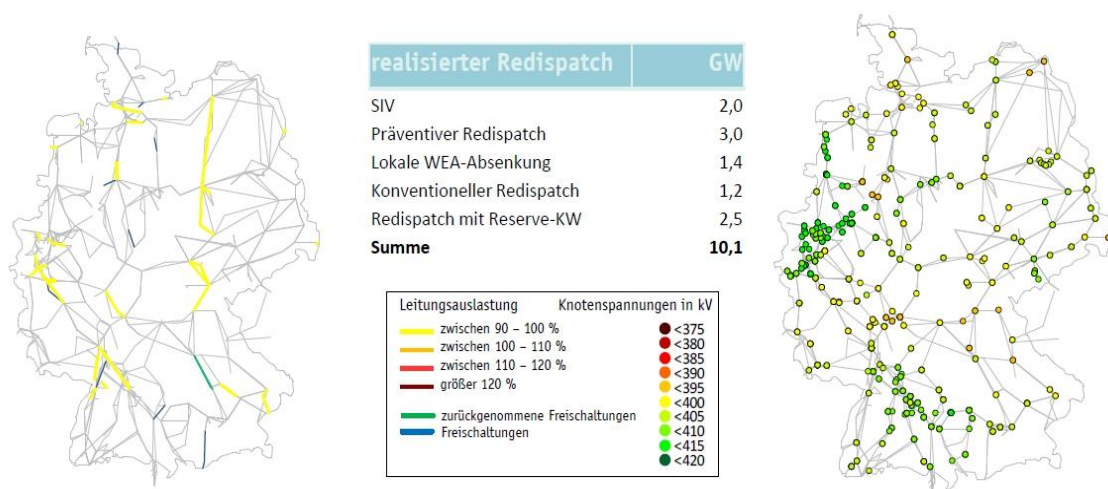


Abbildung 6: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach präventivem Redispatch, netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.5.2. Abendspitze an einem Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung mit Gasknappheit (Gasknappheitsszenario, B1)

Nach den Erfahrungen des Februar 2012 kann nicht ausgeschlossen werden, dass es zu einer Unterbrechung der Gasversorgung von Gaskraftwerken kommt (siehe auch Kapitel 1.3.2). In diesem Fall ist insbesondere der Ausfall süddeutscher Gaskraftwerke mit einer Gefährdung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes verbunden. Aus dem Ergebnis der Marktsimulation ergibt sich eine erhebliche Einspeisung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken, während Kraftwerke insbesondere in Südwestdeutschland nicht einspeisen. Dieses Szenario, das auch für die Vorsorge für den Winter 2012/13 zugrunde gelegt wurde, erfuhr durch die Inbetriebnahme von Kraftwerken mit einer Kapazität von über 3000 MW nördlich des potentiellen Engpasses eine Verschär-

fung. Daraus resultiert – auch nach netzbezogenen Maßnahmen – eine sehr hohe Belastung der Leitungen aus dem Rheinischen Braunkohlerevier nach Süden.

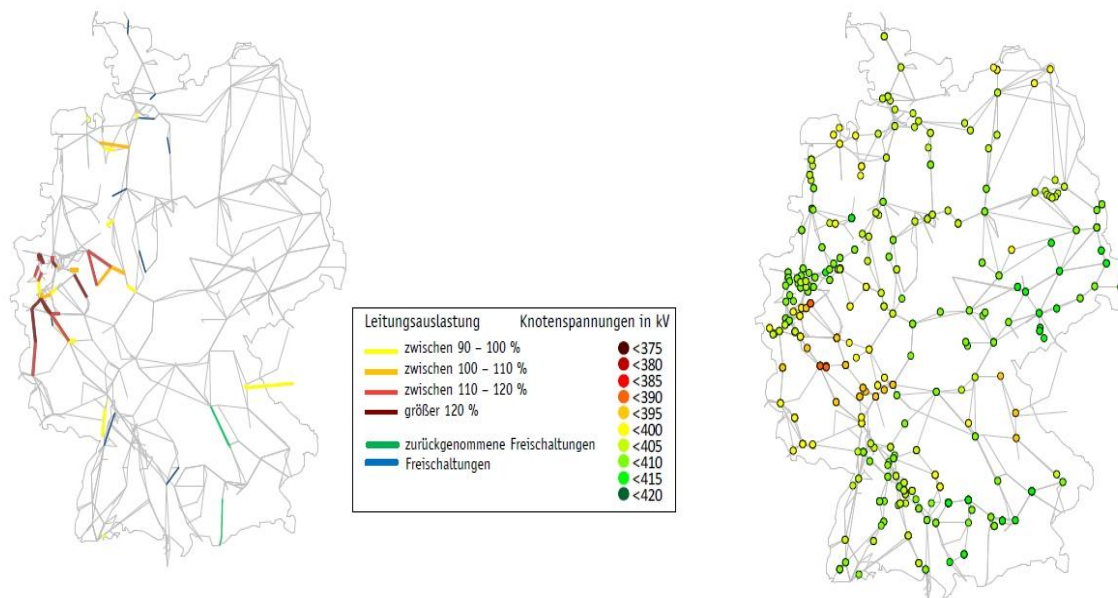


Abbildung 7: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Aufgrund von Leitungsbelastungen jenseits von 120% im (n-1)-Fall, ist Redispatch in erheblichem Maße notwendig. Da – bedingt durch Gasknappheit und hohe Last – süddeutsche Kraftwerke bereits marktgetrieben größtenteils zur Lastdeckung abgerufen wurden, verbleibt den Übertragungsnetzbetreibern lediglich ein Redispatchpotential von 1,9 GW. Dieses Potential ist nicht ausreichend, um die Überlastungen völlig zu beseitigen, weshalb weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen (siehe Abbildung 8).

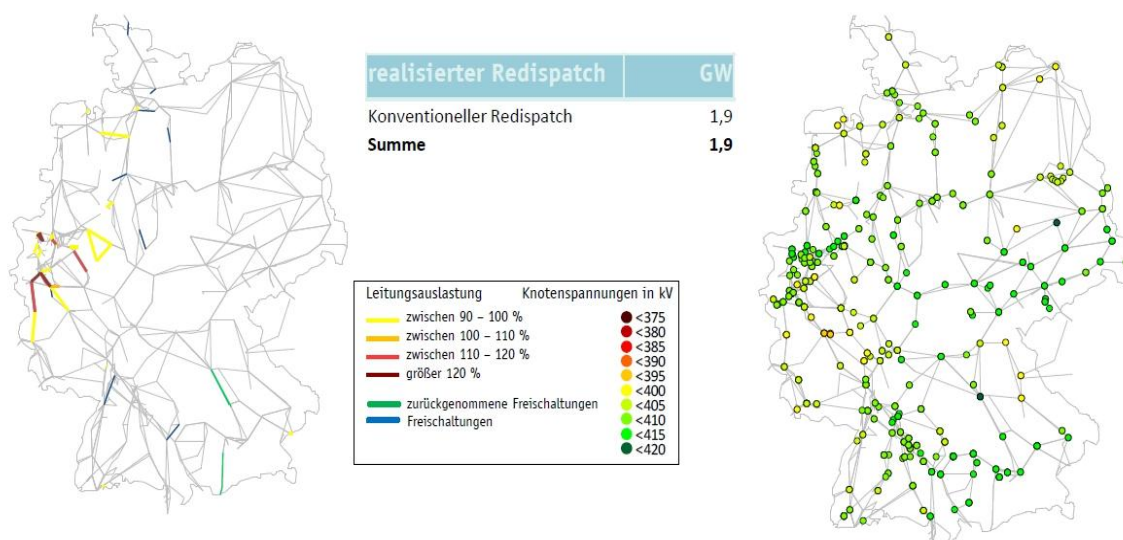


Abbildung 8: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Nach weiteren Recherchen stellte sich heraus, dass hinsichtlich des bivalent befeuerbaren Kraftwerks Franken I die Annahme einer pauschalen Leistungsreduzierung auf 75% bei Ölbetrieb nicht sachgerecht wäre, da diese Anlage auch bei Ölbetrieb eine Abgabe von 100% ihrer Nennleistung erreichen kann. Zudem gelang es am 14. August 2013, das Kraftwerk RDK 4 mit festen Gasnetzzugangskapazitäten auszustatten, sodass ein zusätzliches konventionelles Redispatchpotential von über 500 MW zur Verfügung steht.

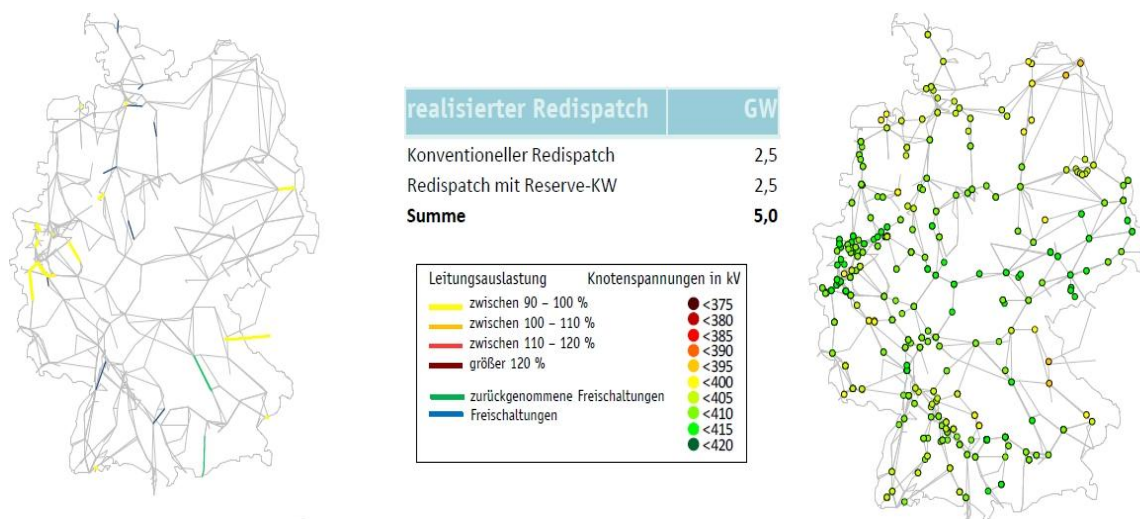


Abbildung 9: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.5.3. Abendspitze an einem Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung ohne Gasknappheit (Schwachwindszenario, B2)

Im Schwachwindszenario ergibt sich auch ohne Gasknappheit im (n-1)-Fall ein ähnliches Bild wie bei Gasknappheit (vgl. Abbildung 7 und Abbildung 10). Dies ist in der Lage der am Anfang der Merit Order stehenden Kraftwerke begründet, deren marktgetriebener Einsatz vor dem Einsatz von Gaskraftwerken, die von einer möglichen Gasknappheit betroffen wären, erfolgt.

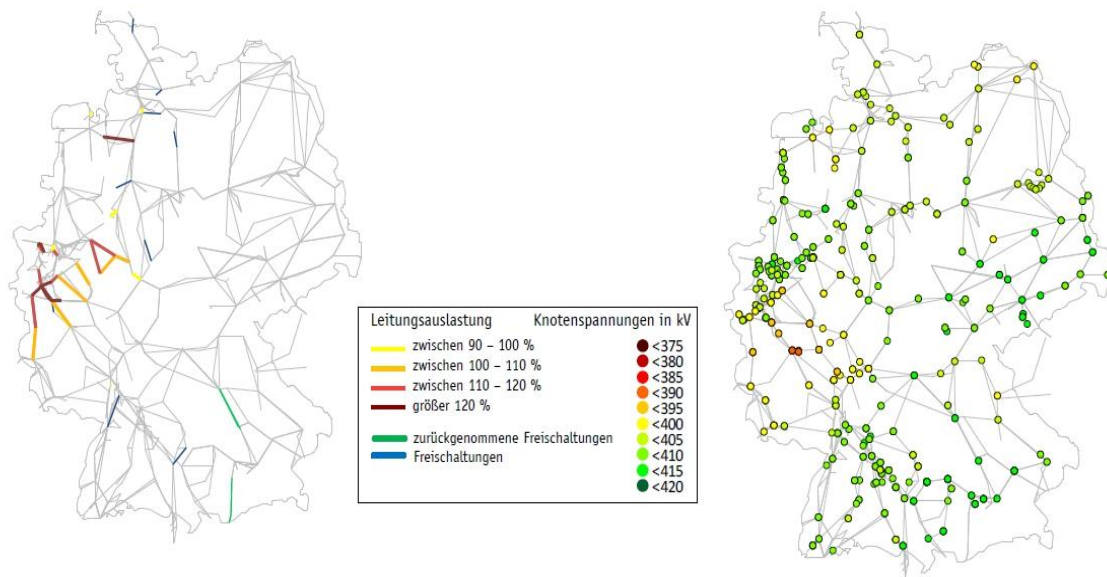


Abbildung 10: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Da es mit netzbezogenen Maßnahmen nicht möglich ist, die auftretenden Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen zu beheben, ist ein Redispatch mit süddeutschen Kraftwerken notwendig. Da die installierten und verfügbaren Kapazitäten bereits zu großen Teilen marktgetrieben zur Lastdeckung herangezogen werden, steht lediglich ein verhältnismäßig geringes Redispatchpotential in Süddeutschland zur Verfügung.

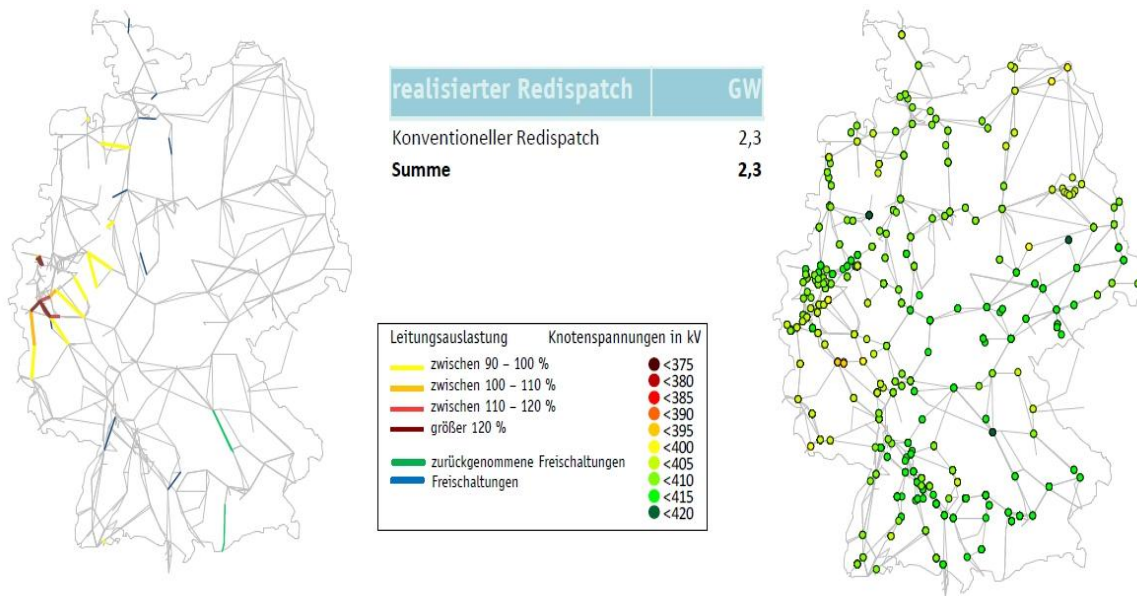


Abbildung 11: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen und konventionellem Redispatch (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Nach der Durchführung von 2,3 GW konventionellem Redispatch mit süddeutschen Kraftwerken treten nach wie vor Grenzwertverletzungen auf einigen Leitungen auf (siehe Abbildung 11).

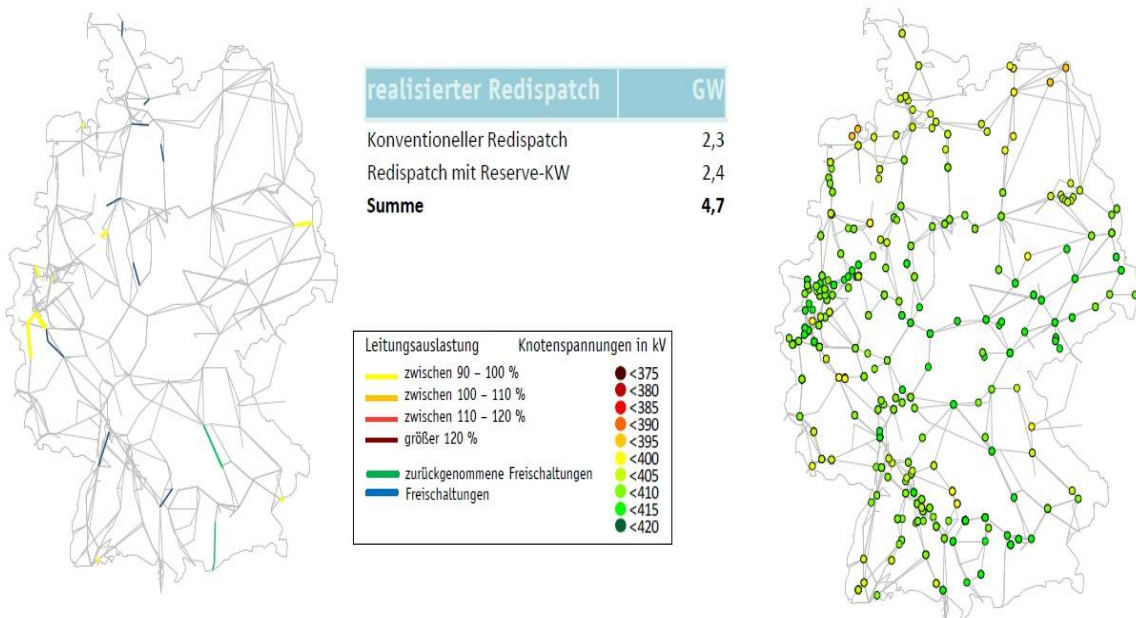


Abbildung 12: Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach netzbezogenen Maßnahmen, konventionellem Redispatch und dem Einsatz der Reservekraftwerke (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um diese verbleibenden Überlastungen zu beseitigen ist der Einsatz von weiteren Redispatchreserven in Höhe von 2,4 GW notwendig. Der im Vergleich zu Szenario B1 geringere Bedarf an Redispatchreserven liegt in der im Regelfall höheren Leistungsabgabe von bivalenten Gas-/Ölkraftwerken bei Gasbefeuerung begründet. Zudem ist in diesem Szenario die Leistungsabgabe von Gaskraftwerken in unterlagerten Netzen, verglichen mit dem Szenario B1, um rund 150 MW höher (vgl. Abbildung 1)

2. Reservebedarf

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewendete Methodik überprüft und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Sie hat insoweit keinen Anlass gefunden, Beanstandungen vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 2540 MW für den Winter 2013/14. Entgegen den bisherigen Erwartungen ist der Bedarf gegenüber dem Vorjahr trotz der Inbetriebnahme ungünstig gelegener Kraftwerke und der endgültigen Außerbetriebnahme des Kraftwerks Staudinger 1 konstant geblieben. Gründe dafür sind eine verbesserte Modellierung unterlagerter Erzeugung aufgrund neuerer Erkenntnisse sowie Veränderungen in der europäischen Merit Order, aber auch die erfolgreiche Absicherung wichtiger Gaskraftwerke mit festen Gasnetzzugangskapazitäten.

Diese Feststellung der Höhe des Reservekraftwerksbedarfs basiert auf einer Prognose. Diese ist dadurch gekennzeichnet, dass unsichere, weil in der Zukunft liegende Umstände unterstellt werden müssen. Die vorliegende Bedarfsfeststellung kann damit lediglich den Versuch begründen, den Bedarf an Energieerzeugungskapazität für die Netzreserve vor dem Hintergrund der mit der Energiewende einhergehenden Systemsicherheitsprobleme zu bestimmen. Mit ihr ist keine exakte Vorhersage der tatsächlich im Winter 2013/14 eintretenden Verhältnisse verbunden. Vielmehr handelt es sich um eine Annahme, die unvermeidlich mit Unsicherheiten verbunden ist. Vor diesem Hintergrund wurde entsprechend des Auftrags in § 3 Abs 1 ResKV ein Netzreservebedarf prognostiziert. Ein Anspruch auf naturwissenschaftliche Gewissheit und Exaktheit ist damit nicht verbunden.

Die Prognose trägt der Bedeutung eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems für die Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen und staatlichen Einrichtungen in Deutschland Rechnung, indem vorhersehbare Gefahren für die Systemsicherheit erkannt und berücksichtigt werden. Dabei ist es indes unvermeidlich, die Grenze zwi-

schen unvorhersehbaren, wenngleich nicht gänzlich ausgeschlossenen Gefahren für das Elektrizitätsversorgungssystem bei verständiger Würdigung der Eingangsparameter der Übertragungsnetzbetreiber dort zu ziehen, wo die Eintrittswahrscheinlichkeit als hinreichend gering angesehen werden darf.

Für den Winter 2013/2014 liegt damit auf der Basis der seitens der Bundesnetzagentur für zutreffend erachteten Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber der Bedarf an Reservekraftwerken bei 2.540 MW.

2.1. Bereits kontrahierte Reservekraftwerke

Auf Grundlage bestehender Verträge waren für den Winter 2013/2014 bereits nachstehend aufgeführte Kraftwerksleistungen kontrahiert. Diese Leistungen unterfallen gemäß § 1 Absatz 3 ResKV nicht den Bestimmungen der ResKV.

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Großkraftwerk Mannheim AG	GKM 3	200
Energieversorgung Niederösterreich AG	Theiß Kombi	450
Energieversorgung Niederösterreich AG	Theiß A	130
Energieversorgung Niederösterreich AG	Maschine 1	65
Energieversorgung Niederösterreich AG	Korneuburg	140
	Summe	2022

Tabelle 2: Bereits vertraglich gebundene Reservekraftwerke gemäß § 1 Absatz 3 ResKV

Das Kraftwerk Mainz-Wiesbaden 2 (335 MW) stand im Winter 2012/2013 auf Basis gesetzlicher Regelungen zur Verfügung. Dieses Kraftwerk reduziert daher nicht die Summe der Kapazitäten, für die gemäß § 4 Abs. 2 ResKV Interessenbekundungen abgegeben werden können. Sollten die Interessenbekundungen allerdings nicht die volle Differenz von 518 MW zwischen dem festgestellten Reservebedarf von 2540 MW und den bereits vertraglich kontrahierten Kapazitäten in Höhe 2022 MW ausgleichen können, steht dieses Kraftwerk den Übertragungsnetzbetreibern auch weiterhin als Netzreserve auf gesetzlicher Basis zur Verfügung.

2.2. Noch zu kontrahierende Reservekraftwerke

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs von 518 MW veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV für seine Regelzone unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter. Gemäß § 13 Absatz 1 Nummer 2 ResKV besteht bis zum 1. Oktober 2013 sodann die Möglichkeit Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben, wozu die Bundesnetzagentur nachdrücklich auffordert. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Eine eventuelle erforderliche Auswahlentscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, mit welchen verfügbaren Kraftwerken der Reservebedarf zu decken ist, orientiert sich primär an der netztechnischen Eignung der Anlagen mit Blick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (so auch § 2 Absatz 2 ResKV). Die technische Eignung bemisst sich insbesondere anhand der entlastenden Wirkung durch den Redispatch-Einsatz des jeweiligen Kraftwerks auf die bestehenden Leitungsüberlastungen (siehe auch § 3 Absatz 3 ResKV). Das Maß der entlastenden Wirkung auf das beanspruchte Netzelement und damit die Eignung des Kraftwerks als Reservekraftwerk ist hierbei grundsätzlich um so höher, je näher die Einspeisung an dem problematischen Netzelement erfolgt. Daher nimmt die netztechnische Eignung von Kraftwerken mit zunehmender netztopologischer Entfernung zum Engpass entsprechend ab. Vor diesem Hintergrund wäre auch dem aus umweltrechtlichen Gründen stillgelegten Kraftwerk Staudinger 1, das in unmittelbarer Nähe der besonders belasteten Leitungstrasse zwischen den Umspannwerken Mecklar und Dipperz steht, eine besondere Eignung und damit ein besonders hoher Beitrag zur Wahrung der Systemsicherheit zugekommen.

Aufgrund des strukturellen Erzeugungsdefizits in Süddeutschland müssen die Übertragungsnetzbetreiber zur Absicherung der Systemstabilität zwangsläufig auf Kraftwerke zurückgreifen, die ihren Standort mitunter in weiter Entfernung zum kritischen Leitungsabschnitt haben. Hierzu gehören insbesondere die Kraftwerke in Österreich, die insoweit schon aus technischer Sicht nur eine zweitbeste Option zur Absicherung der Versorgungssicherheit darstellen.

In diesem Zusammenhang wird deutlich, dass es aus der Perspektive der Versorgungssicherheit im Rahmen des rechtlich Möglichen unbedingt zu vermeiden ist, dass weitere

Kraftwerksleistung in Süddeutschland verlustig geht. Die wachsende Abhängigkeit der Elektrizitätsversorgungssicherheit von Kraftwerken mit im Vergleich geringerer netztechnischer Eignung führt grundsätzlich zu einer Erhöhung des Risikos für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Dies gilt umso mehr, als die betreffenden Kraftwerke im Ausland gelegen sind und nicht dem rechtlichen Zugriff der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur, etwa im Zusammenhang mit dem Stilllegungsverbot, unterliegen.

Die Frage, ob zur Deckung des Reservebedarfs die Beschaffung einer neuen Anlage im Sinne des § 8 ResKV erforderlich ist, stellte sich für den Winter 2013/2014 nicht. Schon der noch zur Verfügung stehende Zeitrahmen schließt jeden Gedanken an eine rechtzeitige Neuerrichtung selbst einfachster Kraftwerke aus.

IV. 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

DACF

Day-Ahead Congestion Forecast. Lastflussrechnung der Übertragungsnetzbetreiber unter Einbeziehung der gemeldeten Börsenfahrpläne zur Identifikation kritischer Systemzustände am Folgetag.

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. Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber nach Art. 5 (EG) 714/2009.

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 Übertragungsnetzbetreiber aktiviert werden. Sie muss innerhalb von 15 Minuten durch Erhöhung (positive Minutenreserve) oder Absenkung (negative Minutenreserve) der Einspeisung erbracht werden.

(n–1)-Kriterium

Das (n–1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung besagt, dass ein Netz auch bei störungsbedingten Ausfällen oder Abschaltungen eines Betriebsmittels wie Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit gewährleistet ist und Auswirkungen wie dauerhafte Grenzwertverletzungen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Kurzschlussleistungen) 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 Versorgungsunterbrechungen, Folgeauslösungen durch weitere Schutzgeräte mit der Gefahr einer Störungsausweitung, Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten oder der Unterbrechung von

Übertragungen führen. Die (n–1)-Sicherheit ist integraler Bestandteil der Netzbetriebsplanung.

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 Leistung, 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/oder 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.

Querregeltransformator

Querregeltransformator (auch Phasenschiebertransformator oder Querregeltransformator) bezeichnet ein Netzelement, mit denen Lastflüsse gezielt gesteuert werden können.

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).

RAAS

Real Time Awareness and Alarm System. System zum Datenaustausch zwischen den Mitgliedern der Transmission System Operator Security Cooperation (→ TSC), bei dem eine IT-gestützte gegenseitige Information über den Systemzustand in den Netzen der Mitglieder mit Apelfarben stattfindet.

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.

RLM

Bezeichnet die Registrierende Leistungsmessung. Bei der registrierenden Leistungsmessung wird im Abstand von 15 Minuten (Strom) bzw. 60 Minuten (Gas) der Verbrauch erfasst um den Lastgang aufzuzeichnen. Die registrierende Leistungsmessung wird in der Regel bei Großabnehmern (Industrie, Gewerbe) eingesetzt.

Sammelschiene

Eine Sammelschiene ist eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen. An die Sammelschienen sind alle ankommenden und abge-

henden 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 50Hertz. Bei den SiV-Maßnahmen (sog. sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50Hertz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50Hertz 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.

TSC

Transmission System Operator Security Cooperation. Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (Deutschland), Amprion (Deutschland), ČEPS (Tschechien), ELES (Slovenien), HEP (Kroatien), MAVIR (Ungarn), PSE-O (Polen), Swisshgrid (Schweiz), TenneT (Niederlande und Deutschland), TransnetBW (Deutschland), APG (Österreich), VKW-Netz (Österreich) zur Erhöhung der Systemsicherheit im Verbundnetz.

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.