



Bundesnetzagentur

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016

und zugleich

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

30. September 2013

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Eichenstraße 3A, 12435 Berlin
2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Pariser Platz, Osloer Str. 15 – 17, 70173 Stuttgart

(im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“)

wegen der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs im Winter 2015/2016 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1, 2 iVm § 13 ResKV

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

am 30. September 2013 festgestellt:

Es besteht gemäß § 13 Abs. 2 Satz 2 ResKV ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems für den Winter 2015/2016 in Höhe von 4.800 MW.

Diese Feststellung verliert ihre Gültigkeit, sofern und sobald die Bundesnetzagentur gemäß § 3 Abs. 1 ResKV für den Winter 2015/2016 einen anderweitigen Reservekraftwerksbedarf feststellt.

Inhaltsverzeichnis

I.	Einführung.....	5
II.	Verfahrensablauf	7
III.	Begründung	12
1.	Bedarfsermittlung und Systemanalyse	12
1.1.	Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung (Szenarien)	13
1.1.1.	Übertragungsnetz	13
1.1.2.	Annahmen zur Netzlast	14
1.1.3.	Zugrunde gelegter Erzeugungspark	14
1.1.4.	Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	16
1.1.5.	Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität	17
1.1.6.	Marktsimulation und Auswahl der Netznutzungsfälle	18
1.2.	Anforderungen an die Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes.....	20
1.3.	Netznutzungsfall 4011	21
1.4.	Netznutzungsfall 4258	25
1.5.	Netznutzungsfall 7455 (Fall 2).....	28
2.	Netzreserve	29
2.1.	Netzreservebedarf	30
2.2.	Kein Neubaubedarf.....	31
2.3.	Gesicherte Kraftwerksleistung für den Winter 2015/2016	31
2.4.	Bedarfsdeckung durch Kraftwerksleistung im Ausland	32
2.5.	Option Engpassbewirtschaftung.....	33
2.6.	Rückfalloption Neubau	34
IV.	Glossar 36	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark bis 2017	15
Abbildung 2: Festlegung der Net Transfer Capacities (NTC) für den Betrachtungszeitraum 2015-2016. Für Österreich (AT) wurde in den ersten Betrachtungen kein NTC angesetzt, da es hier theoretisch zu einem unlimitiertem Handelsfluss kommen kann. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	17
Abbildung 3: Eingangsdaten ausgewählter Netznutzungsfälle aus der Marktsimulation (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	19
Abbildung 4: Ausgewählte Netznutzungsfälle zur Bestimmung des Reservebedarfs (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	20
Abbildung 5: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 1: <i>Minimale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	22
Abbildung 6: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 1: <i>Maximale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	23
Abbildung 7: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 2: <i>Minimale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	24
Abbildung 8: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 2: <i>Maximale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	24
Abbildung 9: Ergebnisse für den Netznutzungsfall 4258 – Fall 1 (links) und Fall 2 (rechts): 380 kV- und 220 kV-Leitungsbelastungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	25
Abbildung 10: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 1: <i>Minimale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	26
Abbildung 11: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 1: <i>Maximale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	27
Abbildung 12: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 2: <i>Minimale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	27
Abbildung 13: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 2: <i>Maximale</i> Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	28
Abbildung 14: Ergebnisse für den Netznutzungsfall 7455 (ohne „Sensitivität Offshore“) – Fall 1 (links) und Fall 2 (rechts): 380 kV- und 220 kV-Leitungsbelastungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	29

I. Einführung

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien im Norden Deutschlands, die Abschaltung von Kernkraftwerken vor allem im stromverbrauchsintensiven Süden Deutschlands sowie die hohen Exporte in südliche Nachbarländer bewirken ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Die spätestens zum 31. Dezember 2015 anstehende Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld wird zu einer Verschärfung dieser Situation führen, denn zu diesem Zeitpunkt werden nicht alle benötigten Nord-Süd-Netzausbauten gemäß dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), die sich gegenwärtig in der Planungs- oder Bauphase befinden, in Betrieb sein. Eine zusätzliche Verschärfung wird sich ergeben, wenn die EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10, welche die so genannte Südwestkuppelleitung („Thüringer Strombrücke“) komplettieren, nicht wie geplant noch im Jahre 2015 in Betrieb gehen können.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Diese als Redispatch bezeichneten Eingriffe in die marktbasierenden Fahrpläne der Kraftwerke können präventiv oder kurativ eingesetzt werden. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln bilanziell ausgeglichen werden. Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß am höchsten.

Sind gesicherte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so muss der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken regional die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten beschaffen. Diese „Reservekraftwerke“ werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt. Sollte der ermittelte Redispatchbedarf nicht mit vorhandenen Kraftwerken zu decken sein, prüfen die Übertragungsnetzbetreiber den möglichen Kraftwerksneubau.

Um einer Reduzierung von zum netzstabilisierenden Redispatch benötigten Kapazitäten entgegenzuwirken, hat die jüngste Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes die Möglichkeit geschaffen, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber (meist aus wirtschaftlichen

Gründen) stillzulegen beabsichtigt, vorläufig in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgte durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947). Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalyse und stellt gegebenenfalls einen Bedarf an Netzreserve fest. Dieser Feststellung dient das mit dem vorliegenden Bescheid seinen Abschluss findende Verfahren.

Die Übertragungsnetzbetreiber kontrahieren Erzeugungskapazitäten in Höhe des festgestellten Bedarfs. Eine Kontrahierung für die Netzreserve von Kraftwerken, die sich im Markt befinden oder die sich auf Grund von § 13a Abs. 1 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) noch im Markt befinden müssen, erfolgt grundsätzlich nicht. Denn mit solchen Kraftwerken würde die zur Verfügung stehende Leistung nicht erhöht, sondern nur Leistung aus dem Markt genommen und in die Reserve verschoben. Dies wäre nicht sinnvoll.

Während die Kontrahierung bestehender Kraftwerke grundsätzlich auch kurzfristig erfolgen kann, bedürfen möglicherweise erforderliche Neubauten von Kraftwerken längerer Vorlaufzeiten. Um schon heute die gegebenenfalls nötigen Schritte einleiten zu können, bedarf es einer vorausschauenden Planung über mehrere Jahre hinweg.

In der zu diesem Zweck durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführten Systemanalyse ist im Sinne einer umsichtigen und behutsamen Planung die ungünstigste Variante dahingehend zu unterstellen, dass zum Zeitpunkt des Ausscheidens des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld die Südwestkuppelleitung, die als 380-kV-Freileitung von Thüringen nach Bayern erhebliche entlastende und stabilisierende Wirkungen für das deutsche Stromnetz entfalten würde, nicht rechtzeitig in Betrieb sein wird.

II. Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung der Bedarfsfeststellung ist gemäß § 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 Jahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve (Systemanalyse). Die dieser Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gemäß § 3 Absatz 2 Satz 3 ResKV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Verfahrensgegenständlich ist vorliegend lediglich die Systemanalyse für den Winter 2015/2016, die ausweislich § 13 Abs. 2 Satz 2 ResKV prioritär zu behandeln ist.

Mit der entsprechenden Abstimmung von Eingangsparametern wurde bereits vor Inkrafttreten der ResKV begonnen. So haben Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber sowie Vertreter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Bundesnetzagentur bereits am 28. Februar 2013 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 erfolgen eine Netzberechnung und die Bestimmung zusätzlich erforderlicher Gegenmaßnahmen (insbesondere Redispatch). Wird bei dem anschließenden Abgleich des benötigten mit dem vorhandenen Redispatchvolumen ein Defizit festgestellt, so ergibt sich daraus ein Bedarf an Reservekraftwerken. 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. Es wurde vereinbart, der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs zwei alternative Referenznetze zugrunde zu legen: In der ersten Alternative sollte die Südwestkuppelleitung als in Betrieb, in der zweiten Alternative als noch nicht verfügbar unterstellt werden. Außerdem seien Annahmen zu den Entwicklungen bei den Kraftwerksverfügbarkeiten zu treffen. Weiteres Ergebnis des Termins war, dass durch die Übertragungsnetzbetreiber 8.760 Stunden, also ein gesamtes Jahr, modelliert werden. Aus dieser Zeitreihe sollten weitere Netznutzungsfälle identifiziert werden.

Am 8. Mai 2013 trafen sich Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber mit Vertretern der Bundesnetzagentur. Im Rahmen dieses Treffens erhielten die Übertragungsnetzbetreiber Gelegenheit, ihre Methoden zur Ermittlung des Reservebedarfs genauer darzulegen. In einem ersten Schritt wurde vorgestellt, für welche Szenarien, in denen es zu Störungen des Netzbetriebs kommen könnte, der daraus entstehende Reservebedarf errechnet werden sollte. Auch wurden die Eingangsparameter für die Systemanalyse zwischen der Bundesnetzagentur und den Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber besprochen. Diese beinhalten die In- und Außerbetriebnahmen deutscher Erzeugungskapazitäten. Nachbarländer sollten ebenfalls durch die Übertragungsnetzbetreiber kontaktiert werden, um Informationen über Entwicklungen in deren Kraftwerksparks zu erhalten. Nach Österreich sollte in einer zusätzlichen Variationsrechnung eine Handelsbeschränkung auf 4000 MW simuliert werden, um mögliche Netz entlastende Effekte zu ermitteln, die benötigt würden, falls sämtliche in Deutschland verfügbaren Kapazitäten nicht ausreichen würden, den erforderlichen Reservebedarf zu decken. Bezüglich der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken sollte von vorhandenen statistischen Werten ausgegangen werden, wozu noch ein zusätzlicher ungeplanter Kraftwerksausfall von ca. 2.600 MW in Süddeutschland hinzugefügt werden sollte.

Am 27. Juni 2013 stimmten die Übertragungsnetzbetreiber mit der Bundesnetzagentur unter Anwesenheit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie die Methodik der Systemanalyse weiter ab. Dabei wurde festgehalten, dass das Wetterjahr 2007 als Referenzjahr dienen und die Simulation analog zu den Rechnungen zum Netzentwicklungsplan erfolgen sollte. Die Last sollte entsprechend jener im Netzentwicklungsplan 2013 angenommen werden. Offshore-Windenergieanlagen sollten mit mindestens 1.300 MW als in Betrieb genommen unterstellt werden. Etwaig sodann installierte Phasenschieber an der deutsch-polnischen Grenze sollten als noch nicht in Betrieb genommen angesehen werden, da sie voraussichtlich erst im Laufe des Jahres 2016 in Betrieb genommen werden.

Es wurde festgehalten, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur Vorschläge für vier Szenarien übermitteln sollten. Die Maßnahmen sollten dabei den Vorgaben der ResKV folgend dergestalt priorisiert werden, dass zunächst der Redispatch-Einsatz, sodann eine Anpassung bzw. Einführung eines Engpassmanagements ins benachbarte Ausland und dann erst ein etwaiger Neubaubedarf erfolgt. Die Beteiligten einigten sich darauf, zur Vorermittlung etwaig verfügbarer Reservekapazitäten Son-

dierungsgespräche mit ihren jeweiligen europäischen Partnern in Österreich, der Schweiz und Italien aufzunehmen bzw. fortzusetzen.

Im Rahmen einer zwecks Klärung der Eingangsparameter anberaumten Telefonkonferenz mit Vertretern der Bundesnetzagentur führten die Übertragungsnetzbetreiber am 12. Juli 2013 aus, dass sie bei Berücksichtigung der neuen von der Bundesnetzagentur auf ihrer Website veröffentlichten Kraftwerksliste weitere drei Monate Zeit benötigen würden, um die Berechnungen anzupassen. Die neue Liste der In- und Außerbetriebnahmen weise erhebliche Abweichungen von bis über 1. 000 MW zu der bisher verwendeten Kraftwerksliste (Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2013 mit Stand Bundesnetzagentur-Kraftwerksliste 2/2013) auf. Eine einfache Anpassung sei nicht möglich. Die Bundesnetzagentur wies darauf hin, dass die Verwendung der nicht mehr aktuellen Kraftwerksliste einer technisch hinreichend verifizierbaren Begründung bedarf, zumal die Ergebnisse der Berechnungen erhebliche Folgen, wie insbesondere die Ausweisung eines Reservekraftwerksneubaubedarfs nach sich ziehen könnte. Es wurde vereinbart, dass die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 18. Juli 2013 die Ergebnisse der Marktsimulation und die vorhandenen Netzdatensätze an die Bundesnetzagentur übermitteln und sodann entschieden werde, ob auf dieser Basis die Systemanalyse vorgenommen werden könne. Bis dahin sollten die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin die bestehende Marktsimulation zum Ausgangspunkt nehmen.

Am 25. Juli 2013 stimmten Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber mit Vertretern der Bundesnetzagentur im Rahmen eines Gesprächs die Eingangsparameter weiter ab. Dabei wurde das weitere Vorgehen wie folgt abgestimmt: Die Übertragungsnetzbetreiber sollten der Bundesnetzagentur bis zum 1. August 2013 mitteilen,

- ob eine Reduzierung der aus Sicht der Bundesnetzagentur zu hoch angenommenen installierten Offshore-Leistung eine Neuberechnung erfordert,
- ob die Annahme des Weiterbetriebs des französischen Kernkraftwerks Fessenheim eine Neuberechnung erfordert sowie
- ob eine Betrachtung in Form von Sensitivitäten erforderlich ist.

Die Beteiligten stimmten darin überein, dass die technische Belastbarkeit der Eingangsparameter und das Ergebnis der Systemanalyse in einem Wechselverhältnis stehen, da die Reservekraftwerksbedarfsermittlung aufgrund ihres Prognosecharakters naturgemäß auf unsicherer Tatsachengrundlage erfolgt und zugleich weitgehende Folgen für den deutschen Kraftwerkspark auszulösen vermag. Dabei wurde ein mögliches Verbesserungspotential bei den Einsatzzeitreihen der konstant betriebenen Biomasse,

den Austauschleistungen nach Österreich sowie in einzelnen Stunden ein gegenläufiger Speichereinsatz diskutiert.

Die Bundesnetzagentur wies auf weiteren Klärungsbedarf im Hinblick auf die Wirkleistungsverluste und den Bedarf an Blindleistung hin. Die Beteiligten erörterten darüber hinaus ausführlich diverse Annahmen, so jene zum Ausbauzustand der Offshore-Winderzeugung, zur Photovoltaik-Erzeugung, zur etwaigen Berücksichtigung von Sensitivitäten, der Betrachtung der Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes (exceptional contingencies), der Modellierung österreichischer Erzeuger im Marktmodell, zu den Kraftwerksstilllegungen und zu den Diskrepanzen zwischen dem Startnetz und dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013.

Ein weiteres Treffen zwischen Vertretern der Bundesnetzagentur und Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber fand schließlich am 16. August 2013 in Berlin statt. Dabei kam zur Sprache, dass in Zukunft steigende Netzverluste beim Redispatch dazu führen könnten, dass in Süddeutschland deutlich weniger an Kraftwerkskapazität hochgefahren werden muss, als in Norddeutschland heruntergefahren wird. Die Bundesnetzagentur forderte schließlich die Übertragungsnetzbetreiber auf, die Modellierung in Bezug auf den ausländischen Kraftwerkspark nachzubessern.

Mit E-Mail vom 9. September 2013 übersendeten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur schließlich die vorläufige Fassung ihrer Systemanalyse, die den Reservebedarf auf 7 GW bezifferte. Mit Schreiben vom 13. September 2013 forderte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, den Vorgaben vom 25. Juli 2013 nachzukommen und dementsprechend eine Variation bezüglich des Weiterbetriebs des Kernkraftwerks Fessenheim bzw. der Reduzierung der installierten Offshore-Windpark-Leistung („Sensitivität Offshore“) zu berechnen. Auch wurden die Übertragungsnetzbetreiber darauf hingewiesen, dass sie noch nicht die Schlussfolgerung ausgewiesen hätten, ob und in welchem Umfang ihrer Systemanalyse zufolge ein Bedarf an neuen Anlagen besteht.

Bei einem letzten Erörterungstermin am 23. September 2013 wurden schließlich verbliebene Unklarheiten zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern hinsichtlich der Bewertung der Netzverluste, der Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie zu der oben beschriebenen Sensitivität Offshore erörtert. Dabei wurden auch die angenommenen Netzverluste diskutiert.

In der Folge fanden zwischen den Vertretern beider Seiten weitere klärende Telefonate statt. Am 27. September 2013 reichten die Übertragungsnetzbetreiber schließlich die

finale Fassung ihrer Systemanalyse bei der Bundesnetzagentur ein, aus der sich unter Berücksichtigung der Sensitivität Offshore ein Reservebedarf von 4,8 GW ergibt. Diese bildet die Grundlage für die vorliegende Feststellung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve.

III. Begründung

Die Bundesnetzagentur identifiziert einen Reservebedarf in Höhe von 4800 MW. Rechtsgrundlage für diese Feststellung ist § 3 Absatz 1 i. V. m. § 13 der Reservekraftwerksverordnung (ResKV).

1. Bedarfsermittlung und Systemanalyse

Die Ermittlung des Reservebedarfs beinhaltet verschiedene Schritte, welche im Folgenden erläutert werden. Ausgangspunkt der Ermittlung des Reservebedarfs ist die Feststellung, in welchen Situationen die erzeugte elektrische Energie nicht zum Verbrauchsort über das Übertragungsnetz transportiert werden kann. Anschließend wird festgestellt, wie eine Engpassfreiheit durch Redispatcheingriffe mit Hilfe von bereits verfügbaren Kraftwerken erhalten werden kann. Sollte hierbei der am Markt befindliche Kraftwerkspark nicht in der Lage sein, eine ausreichende Menge an Leistung bereitzustellen, stellt sich ein Bedarf an Reservekraftwerken ein.

Neben dieser abstrakten Fragestellung wird ebenfalls beantwortet, in welchen topologischen Regionen des Übertragungsnetzes kritische Situationen auftreten können.

Hierbei steht, im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan, nicht der Stromtransport, sondern die Versorgungssicherheit im Vordergrund. Dies bedeutet konkret, dass diese Schwach- und Problemstellen im Übertragungsnetz nicht durch Leitungsbaumaßnahmen, sondern durch Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz behoben werden sollen. Grund für diese unterschiedlichen Lösungsansätze ist primär der unterschiedliche Betrachtungszeitraum. Während im Prozess der Netzentwicklungsplanung Leitungsbauvorhaben mit 10 Jahren im Vorlauf geplant werden, hat die Bedarfsermittlung der Reservekraftwerke einen mittelfristigen Horizont von bis zu fünf Jahren. Beide Prozesse greifen insoweit ineinander, als der Einsatz von Reservekraftwerken eine Übergangslösung ist, die durch die im Netzentwicklungsplan festgestellten Ausbaumaßnahmen abgelöst werden wird. Der Netzausbau ist gegenüber dem Einsatz konventioneller Redispatch-Kraftwerke die ökonomisch und ökologisch sinnvollere Option. Er erfordert allerdings die bekannt langen Planungs- und Bauzeiten.

Bei der Ermittlung des Reservebedarfs für den Winter 2015/2016 handelt es sich um eine vorausschauende Analyse, welcher zunächst Eingangsgrößen im Sinne von Annahmen, Parametern und Szenarien zu Grunde gelegt werden müssen.

Nach der Definition der Eingangsgrößen für die Systemanalyse im Sinne von Entwicklungspfaden (Szenarien) wird mit Hilfe eines ökonomischen Energiemarktmodells der Einsatz von Kraftwerken berechnet. Dieser Kraftwerkseinsatz in Kombination mit Last und Verbrauch wird für die einzelnen Stunden des Betrachtungszeitraumes berechnet. Diese ökonomische Vorhersage der Erzeugungs- und Verbrauchssituation wird knotenscharf auf das deutsche Übertragungsnetz abgebildet.

Mit Hilfe eines Modells des deutschen Höchstspannungsnetzes wird anschließend ermittelt, an welche topologischen Stellen es zu kritischen Situationen und einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen kann. Bis hierhin ist das Vorgehen abgesehen vom unterschiedlichen Bezugszeitraum parallel zur Methodik der Erstellung des Netzentwicklungsplans.

Die Gefährdung der Versorgungssicherheit wird anschließend mit einem modellierten Eingriff in die Erzeugungsseite, also dem Kraftwerksredispatch, beseitigt. Typischerweise erfolgt dies durch Abregelung von Einspeisern an einer Stelle im Übertragungsnetz und dem Hochfahren von Einspeisern an anderer Stelle im Übertragungsnetz. Somit wird gewährleistet, dass das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch erhalten bleibt. Wenn in dem Marktmodell bereits alle am Markt befindlichen Kraftwerke zum Einsatz gekommen sind und trotzdem eine bilanzielle Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch verbleibt, ist diese mit Redispatch aus Reservekraftwerken zu decken. Die bilanzielle Differenz nach Einsatz des Redispatch stellt somit den Bedarf an Reservekraftwerken dar.

1.1. Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung (Szenarien)

Im ersten Schritt der Bedarfsanalyse werden zunächst Szenarien, d.h. Entwicklungspfade, definiert, welche die Veränderungen in Erzeugung und Verbrauch im Übertragungsnetz beschreiben. Diese Szenarien bilden insbesondere die Entwicklungen in den Bereichen Stromerzeugung und -verbrauch bis zum Winter 2015/2016 ab.

1.1.1. Übertragungsnetz

Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihren Analysen das im Jahr 2015 zu erwartende Übertragungsnetz zu Grunde gelegt. Dabei ist eine Zahl von geplanten Netzverstärkungen bereits berücksichtigt. Die entscheidende und gewichtigste Eingangsgröße ist die Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung (auch sogenannte Thüringer Strombrücke), die als 380-kV-Freileitung von Thüringen nach Bayern geführt wird. Insoweit musste im Sinne einer umsichtigen und behutsamen Planung davon ausgegangen werden, dass

diese Leitung im Winter 2015/2016 nicht in Betrieb ist. Diese Annahme wird im Folgenden als Fall 2 bezeichnet, während die günstigere Variante, die Annahme, die Südwestkuppelleitung sei in Betrieb, unter der Bezeichnung Fall 1 analysiert wurde.

1.1.2. Annahmen zur Netzlast

Die Netzlast stellt den Verbrauch bzw. die Entnahme elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz dar. Sie stellt eine wesentliche Eingangsgröße für die Modellierung dar, da sie die durch die Erzeugung gedeckt werden muss. Dabei ist vor allem die im Verlaufe eines Jahres auftretende maximale Netzlast (Jahreshöchstlast) von hoher Bedeutung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur für den Winter 2015/2016 zunächst die in der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 vorgegebene Jahreshöchstlast von 84 GW verwendet¹.

Gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur stellt diese Jahreshöchstlast lediglich die reine Verbrauchslast inklusive der Verluste auf den unterlagerten Netzebenen dar. Durch das Auftreten von Verlusten beim Transport von elektrischer Energie muss die Netzlast um einen Wert für die im Übertragungsnetz auftretenden Verluste erhöht werden. Hierbei haben die Übertragungsnetzbetreiber ein zweistufiges Verfahren angewendet, welches zunächst die Netzlast als Eingangsparameter für die Marktmodellierung für sämtliche Stunden des Jahres abschätzt, um diese anschließend in einer Netzberechnung auch an Hand der Zustände im Übertragungsnetz zu bestimmen.

1.1.3. Zugrunde gelegter Erzeugungspark

Bei den Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung haben die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die geplanten Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken und Zubauten berücksichtigt. Weiterhin haben die Übertragungsnetzbetreiber in Ihren Annahmen ebenfalls das jeweilige Alter von konventionellen Kraftwerken und unverbindliche Planungen der Betreiber zu Grunde legt.

Dabei kamen die Übertragungsnetzbetreiber zu dem Ergebnis, dass bis zum Jahr 2015 zwar insgesamt eine Erhöhung der Kraftwerksleistung von ca. 1685 MW eintreten wird, diese aber mit erheblichen Außerbetriebnahmen i.H.v. ca. 4870 MW in Süddeutschland

¹ <http://www.netzausbau.de/sr2>

einhergeht. Somit kommt es zu einer weiteren Verschiebung der konventionellen Kraftwerksleistung in Richtung Norddeutschland, wie in Abbildung 1 dargestellt.

		Außerbetriebnahmen [MW]	Inbetriebnahmen [MW]	Veränderung [MW]
Süddeutschland**	bis 2015	4.874	1.685	-3.189
	bis 2017	3.024	163	-2.861
	gesamt	7.898	1.848	-6.050
außer Süddeutschland***	bis 2015	2.875	7.272	4.397
	bis 2017	1.627	3.522	1.895
	gesamt	4.502	10.794	6.292
Gesamt- deutschland	bis 2015	7.749	8.957	1.208
	bis 2017	4.651	3.685	-966
	gesamt	12.400	12.642	242

Abbildung 1: Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark bis 2017

Bei der Bundesnetzagentur liegen für die Jahre 2013 bis 2016 derzeit Stilllegungsanzeigen über 26 Blöcke mit einer Nettonennleistung von 6.735 MW vor, von denen sich fünf Blöcke mit einer Nettonennleistung von 1.705 MW in Süddeutschland befinden. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber über die sinkende im Markt befindliche Kraftwerkskapazität kann vor diesem Hintergrund als realistisch eingestuft werden. Die benannten Kraftwerke werden von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrer Marktsimulation bereits nicht mehr berücksichtigt, stehen aber im Bedarfsfall grundsätzlich als Reservekraftwerke zur Verfügung.

Bei den Erneuerbaren Energien haben die Übertragungsnetzbetreiber sich an der EEG-Mittelfristprognose orientiert und an Hand aktueller Entwicklungen im Einzelfall Korrekturen vorgenommen. Die Annahmen hinsichtlich der Verteilung der Erneuerbaren Energien (Regionalisierung) wurde analog der Methodik aus dem 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 entwickelt².

² <http://www.netzausbau.de/nep-ub2>

1.1.4. Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Neben dem bestehenden Kraftwerkspark sind bei der Ermittlung der Netzreserve auch in angemessenem Umfang geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Es muss also vorausschauend bestimmt werden, welche Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder zufälligen Ereignissen (wie z.B. Störungen im Betrieb) im Betrachtungsjahr nicht zur Verfügung stehen. Dieser Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten wird eine besondere Bedeutung zuteil, da Nichtverfügbarkeiten insbesondere in Süddeutschland in der Regel unmittelbaren Einfluss auf die Höhe des zu bestimmenden Netzreservebedarfs haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Zusammenarbeit mit dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen (IAEW) der Marktsimulation und Kraftwerkseinsatzplanung eine Modellierung von Kraftwerksausfällen vorgeschaltet. Hierfür ist zunächst eine genaue Kenntnis und statistische Auswertung langjähriger Verfügbarkeitsdaten erforderlich. Die Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber und des IAEW nutzt hierfür die Kraftwerksstatistik des VGB PowerTech e.V. Aus diesen Daten werden stochastische Modelle abgeleitet, welche in der Lage sind, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten zu prognostizieren. Die Prognosen werden für sämtliche Stunden eines Betrachtungsjahres erstellt und spiegeln auch saisonale Revisionen wieder. Somit ist festzuhalten, dass für die unterschiedlichen kritischen Netzsituationen auch eine unterschiedliche Anzahl an nicht verfügbaren Kraftwerken zu Grunde gelegt wird.

Die modellierten Nichtverfügbarkeiten erscheinen insgesamt sowohl in ihrer Höhe als auch ihrer geographischen Verteilung als hinreichend wahrscheinlich und bilden daher eine angemessene Eingangsgröße für die folgenden Schritte der Modellierung. Auf diese Weise ermittelt die Methode eine vergleichbare Höhe an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung wie in den Berechnungen für den Winter 2013/2014. Die Berechnungen für den Winter 2013/2014 basieren allerdings primär auf den bereits bekannten Revisions- und Einsatzplänen der Kraftwerke, während für ungeplante Kraftwerksausfälle auf der Grundlage von Daten der EEX-Transparenzplattform eine statistische Schätzung gemacht wurde. Für den Winter 2015/2016 wurde aufgrund der noch nicht bekannten Revisions- und Einsatzplanungen ein stochastisches Modell eingesetzt, welche die gleiche Datenbasis hat, aber beide Arten von Nichtverfügbarkeiten, geplante und ungeplante, im Rahmen eines Modells ermittelt.

Trotzdem ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur geboten, dass die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Bereich zukünftig verfeinerte Betrachtungen durchführen. Diese sollten dem stärkeren Prognosecharakter der Methode Rechnung tragen, die aktuellsten

Erkenntnisse einfließen lassen und vor allem die Möglichkeiten einer sinnvollen, auch die Bedürfnisse der Netze berücksichtigenden, Revisionsplanung nutzen.

1.1.5. Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität

Der Stromhandel im europäischen Binnenmarkt, insbesondere der zunehmende Export, hat erheblichen Einfluss auf die eingesetzten Kraftwerke und somit auf die Leitungsbelastungen. Um dem Rechnung zu tragen, muss zunächst für die ökonomische Modellierung eine Annahme getroffen werden, welche Handelsflüsse maximal an den Außengrenzen möglich sind. Anschließend wird in der Marktsimulation berechnet bis zu welcher Höhe der Handelsfluss sich einstellt. In Abbildung 2 sind die von den Übertragungsnetzbetreibern als Eingangsparameter verwendeten maximalen Handelsflüsse an den Außengrenzen dargestellt.

Festlegung für Bedarfsanalysen (t+3)* - entspricht den heutigen Werten		
Land	von D	nach D
SE	600	600
DK-W	950 - 1500	250 - 1780
DK-O	600	600
NL	1470 - 2450	1470 - 2450
FR	1200 - 3000	1800
CH	800 - 2000	4000
AT**	-	-
CZ	800	2300
PL	1200	1100

Abbildung 2: Festlegung der Net Transfer Capacities (NTC) für den Betrachtungszeitraum 2015-2016. Für Österreich (AT) wurde in den ersten Betrachtungen kein NTC angesetzt, da es hier theoretisch zu einem unlimitiertem Handelsfluss kommen kann. (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierbei in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die heutigen Werte verwendet. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass es zwischen Deutschland und Österreich theoretisch zu einem unlimitiertem Handelsfluss kommen kann. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber daher eine ergänzende Betrachtung mit einer fiktiv eingezogenen Handelsgrenze von 4000 MW an der deutsch-österreichischen Grenze vorgenommen, um insbesondere die

Effekte dieses Instruments mit Blick auf eine mögliche Reduzierung des Reservebedarfs im Ausland zu untersuchen.

1.1.6. Marktsimulation und Auswahl der Netznutzungsfälle

Nach der Festlegung der Eingangsparameter und Planungsprämissen wird der Einsatz von Kraftwerken mit Hilfe einer Simulation des Energiemarktes bestimmt. Hierbei steht die Bestimmung des Einsatzes sämtlicher Kraftwerke unter Minimierung der Erzeugungskosten im Vordergrund. Für jedes Kraftwerk wird stundenscharf der kostenoptimale Einsatz berechnet. Dabei bestehen typische, strukturelle Unterschiede zwischen regenerativen und konventionellen Erzeugern. Bei regenerativen Erzeugern, die keine Brennstoffkosten haben, ergibt sich unabhängig vom gesetzlich garantierten Einspeisevorrang ein automatischer ökonomischer Vorrang vor konventionellen Anlagen. Bei erneuerbaren Anlagen, bei denen Brennstoffkosten entstehen (wie z.B. Biomasse-Anlagen, die aber quantitativ für das Ergebnis wenig Bedeutung haben), oder bei nach dem KWK-Gesetz geförderten Anlagen wurde der Einspeisevorrang berücksichtigt.

Das dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Modell berücksichtigt auch so genannte must run Anlagen. Das sind in der Regel konventionelle Kraftwerke, die aus Gründen der Netzstabilität in Betrieb sein müssen, z.B. weil sie Regelleistung erbringen, oder die unabhängig von den Preisverhältnissen auf den Strommärkten in Betrieb sind, weil sie eine Wärmeauskopplung haben, die für Heizzwecke und zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie benötigt wird. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die ÜNB dies auch im Rahmen der Systemanalyse für den Winter 2015/2016 so handhaben.

Dem Modell liegt zu Grunde, dass die übrigen konventionellen Erzeugungsanlagen einspeisen, wenn der Strompreis höher als die Grenzkosten der Kraftwerke ist. Entscheidende Rahmenparameter hierfür sind zum Beispiel die künftige Höhe der Brennstoffkosten, der CO₂-Preis und anderer Kostenfaktoren. Hierbei wird ein Optimierungsansatz gewählt, der die volkswirtschaftlich optimale Fahrweise zur Erbringung der erforderlichen Strommengen durch einen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von grenzüberschreitendem Stromhandel und Speichereinsatz ermittelt.

Sowohl im Hinblick auf die Produktion der erneuerbaren Energien als auch im Hinblick auf die wetterabhängig zu erwartende Nachfrage wird das historische Wetterjahr 2007 zu Grunde gelegt.

Ergebnis der Marktmodellierung ist die knotenscharfe Abbildung von Stromerzeugung und –verbrauch in sämtlichen 8.760 Stunden eines Jahres. Diese Ergebnisse werden anschließend auf ein Netzmodell übertragen, welches sämtliche Betriebsmittel des deutschen Übertragungsnetzes beinhaltet. Somit wird das Übertragungsnetz im Netzmodell einer Erzeugungs- und Verbrauchssituation ausgesetzt, wodurch sich ein Lastfluss einstellt. Hierbei kann nach der Berechnung des Lastflusses bestimmt werden, ob sich das Übertragungsnetz in einem kritischen Zustand befindet. Diese Berechnung des Lastflusses findet ebenfalls für sämtliche 8.760 Stunden des Betrachtungsjahres statt.

Anschließend werden mit Blick auf die ermittelten Auslastungen von Stromkreisen sowie Spannungsproblemen bzw. Blindleistungsbedarfe besonders kritische Stunden des Jahres einer detaillierten Analyse unterzogen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben basierend auf diesen Kriterien drei Stunden identifiziert, welche kritische Netzsituationen darstellen. Zusammenfassend ergibt sich für die Berechnung des Bedarfs an Reservekraftwerken folgendes Schema an Netznutzungsfällen:

NNF-Nr.	4011	4258	7455	7455 (NTC DE-AT)	7455 (Sensi. Fes./ Offshore)
	Schwachlast Schwachwind	Mittel- bis Starklast Mittel- bis Starkwind	Starklast Starkwind	Starklast Starkwind	Starklast Starkwind
Datum	17.06.2015 02:00	27.06.2015 09:00	07.11.2015 14:00	07.11.2015 14:00	07.11.2015 14:00
Last [MW] (incl. Netzverluste)	38.654	82.726	91.972	91.972	91.972
Summe konv. Erzeugung [MW] (incl. Netzverluste)	28.673	33.497	56.494	55.256	57.812
Summe EEG-Erzeugung [MW]	14.063	54.525	43.936	43.936	42.511
Summe konv. + EEG-Erzeugung [MW]	42.376	88.021	100.430	99.192	100.323
Handelssaldo [MW]	4.082	5.295	8.459	7.219	8.351
HöS/HS-Netzverluste [MW]	1.259	4.026	5.359	5.359	5.359
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	16.544	17.038	10.196	10.196	10.196
Nord	15.451	12.407	6.732	6.732	6.732
Süd	1.093	4.631	3.464	3.464	3.464

Abbildung 3: Eingangsdaten ausgewählter Netznutzungsfälle aus der Marktsimulation (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
4011	17.06.15 02:00 Uhr	Schwachlast	moderater Export	moderate Einspeisung, hohe Nichtverfügbarkeiten	kein PV, Schwachwind		hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf
4258	27.06.15 09:00 Uhr	Tendenz Starklast	hoher Export	moderate Einspeisung; hohe Nichtverfügbarkeiten in Süddeutschland (u. a. Grundremmingen B, Isar 2)	PV moderat; onshore Wind: stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Nordwest- und Westdeutschland	
7455	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)
7455 Sensi. Fes./ Offshore	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)
7455 (NTC DE-AT: 4.000 MW)	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export, Einschränkung des Handels DE-AT (NTC: 4.000 MW)	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)

Abbildung 4: Ausgewählte Netznutzungsfälle zur Bestimmung des Reservebedarfs (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.2. Anforderungen an die Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes

In der vorgelegten Systemanalyse ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich den Netzreservebedarf, der erforderlich ist, um das Übertragungsnetz unter Einhaltung des (n-1)-Standards gemäß Kapitel 7.2.2. des Transmission Codes zu betreiben. Damit wird nicht der Netzreservebedarf ermittelt, der erforderlich wäre, um auch im Fall eines außergewöhnlich schwerwiegenden Fehlerereignisses (sog. exceptional contingency) das Netz ausschließlich durch den Einsatz der Kraftwerke der Netzreserve sicher zu betreiben.

Die Vorgabe, dass auch im Fall von exceptional contingencies der hiervon betroffene Übertragungsnetzbetreiber in der Lage sein muss, sein Netz weiterhin sicher zu betreiben, ergibt sich aus dem Operational Handbook der ENTSO-E in Kapitel 7 der Policy 3. Diese Regelung steht neben den Vorgaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Transmission Code im Hinblick auf die dort geltenden Anforderungen zum (n-1)-Kriterium. Hintergrund der strengeren Anforderungen zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums nach dem Operational Handbook ist, dass die Auswirkungen eines schwerwiegenden Fehlers auf die hiervon betroffene Regelzone beschränkt werden soll, um

eine Fehlerkaskade in benachbarte Netze zu verhindern, die letztlich die Stabilität des europäischen Verbundnetzes gefährden würde.

Das Operational Handbook gibt den Übertragungsnetzbetreiber jedoch nicht vor, die Beherrschbarkeit von exceptional contingencies durch den Einsatz von Kraftwerken zu gewährleisten, die den Übertragungsnetzbetreiber exklusiv zur Behebung von Netzproblemen zur Verfügung stehen.

Die Beherrschbarkeit des exceptional contingency-Falls im Rahmen der Wintervorsorge ist darüber hinaus wegen der engen Auslegung des (n-1) Kriteriums im Sinne des Transmission Code 2007 nicht sinnvoll. Die Heranziehung des (n-1)-Kriteriums als Bemessungsgrundlage für die Bestimmung der Netzreserve begründet sich damit, dass es sich hierbei um den herkömmlichen, zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern anerkannten Sicherheitsstandard handelt, an dem auch die Netzausbauplanung ausgerichtet ist. Wenn selbst die naturgemäß vorausschauende Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber nicht unter der Vorgabe erfolgt, exceptional contingencies vollständig beherrschbar zu machen, erscheint es nicht zwingend geboten, eine Netzreserve vorzuhalten, die auch dieses Risiko beherrschbar macht.

Vor allem aber würde damit 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. Es ist daher sachgerecht, die Anforderungen an die Fehlertoleranz des Übertragungsnetzes im Rahmen der Bestimmung der Netzreserve nicht zu überspannen und es bei der Beherrschung von (n-1)-Risiken zu belassen.

1.3. Netznutzungsfall 4011

Der von den Übertragungsnetzbetreibern als potentiell kritisch eingestufte Netznutzungsfall 4011 (17. Juni 2015, 2:00 Uhr) mit geringer Last und geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien, zeichnet sich vor allem durch Spannungsbandverletzungen aus. Maßgeblich sind dabei die auftretenden höheren Spannungen im Höchstspannungsnetz. Um den hohen Spannungen entgegenzuwirken, müssen umfangreiche netztopologische Maßnahmen ergriffen werden. Mit der Zuschaltung von Ladestromkompensationsspulen, der Abschaltung von Kondensatoren und der Stufung von Netz- und Kraftwerksblocktransformatoren ist es jedoch sowohl im Falle der Realisierung der Südwestkuppelleitung als auch bei einer Verzögerung des Projekts möglich, die Netz-

spannungen innerhalb betrieblicher Parameter zu halten. Ein Eingriff in Kraftwerksfahrpläne, die Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder gar der Einsatz von Reservekraftwerken ist in diesem Netznutzungsfall nicht erforderlich.

380-kV-Netz

220-kV-Netz

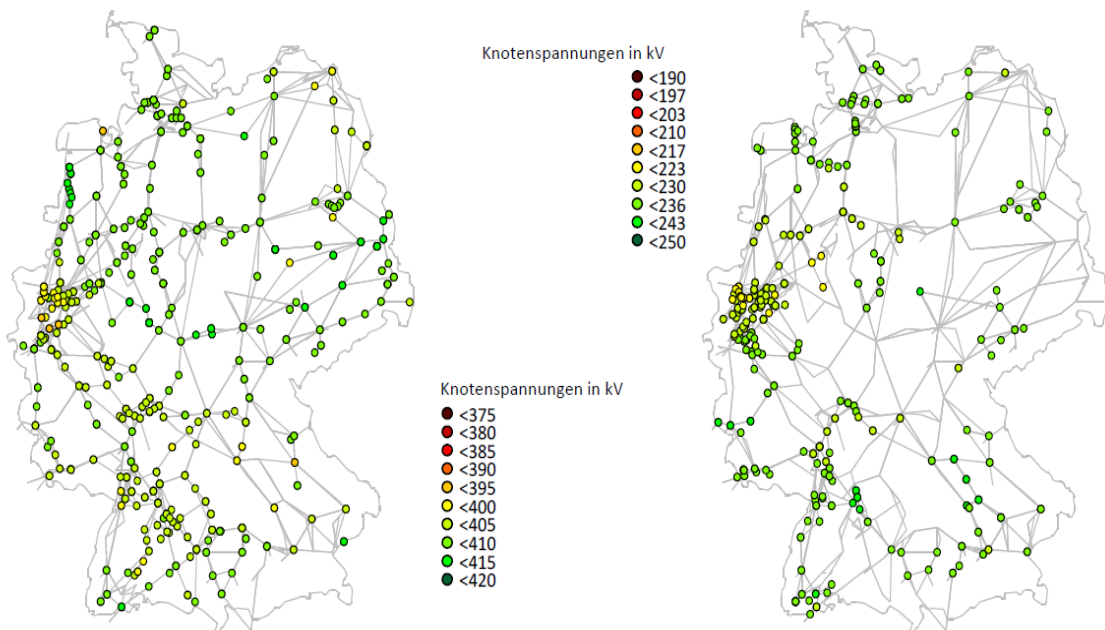


Abbildung 5: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 1: *Minimale* Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

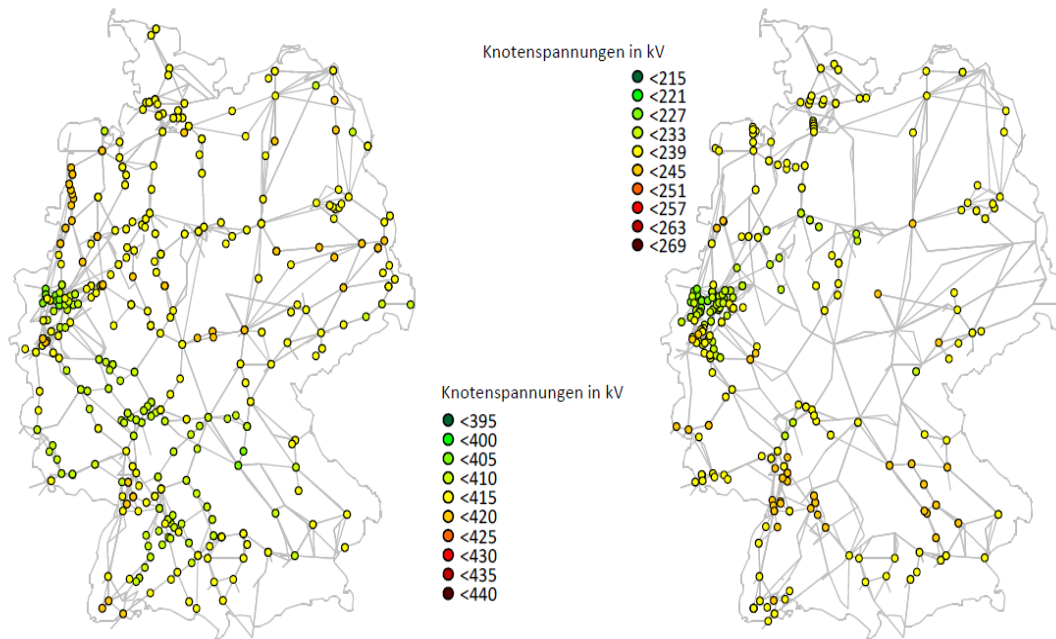


Abbildung 6: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 1: Maximale Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

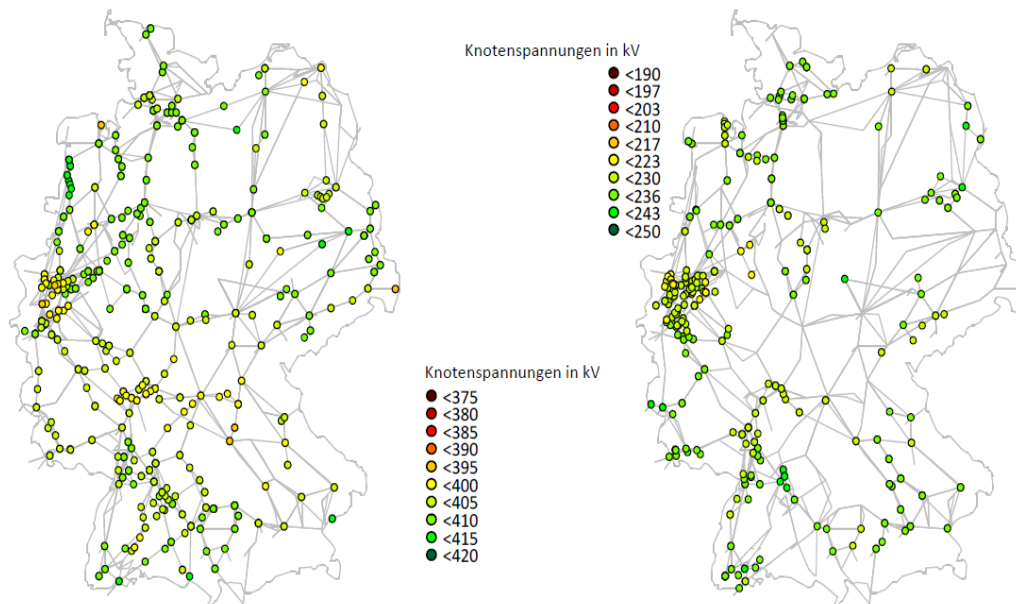


Abbildung 7: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 2: **Minimale** Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

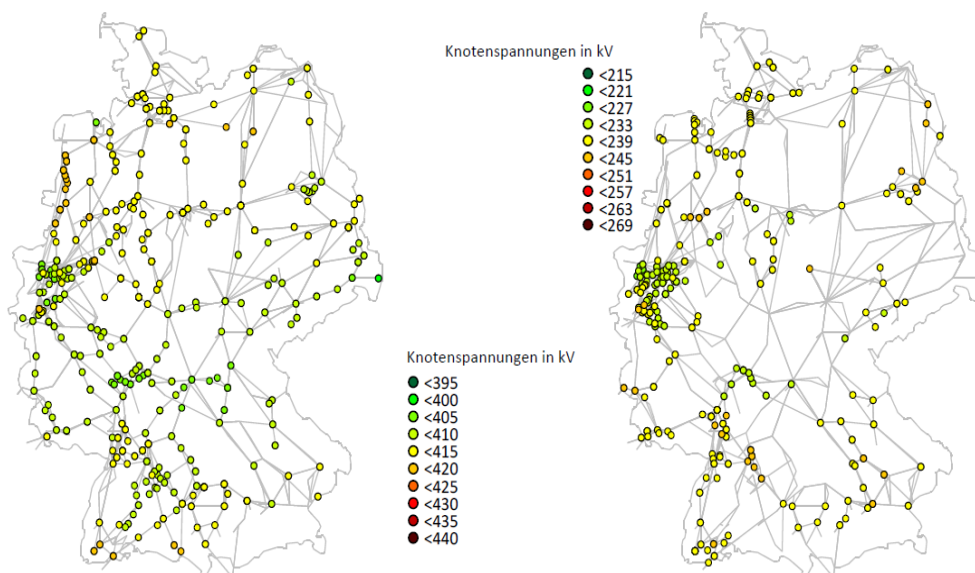


Abbildung 8: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011 – Fall 2: **Maximale** Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.4. Netznutzungsfall 4258

Der Netznutzungsfall 4258 (27. Juni 2015, 9:00 Uhr) ist von einer hohen bis sehr hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen (onshore und offshore) sowie einer moderaten Einspeisung aus Photovoltaikanlagen bei gleichzeitig starker Last und hohem Export gekennzeichnet. Als eine besondere Belastung für das Übertragungsnetz wird in diesem Netznutzungsfall von einer erheblichen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerkskapazitäten ausgegangen, was zu einer Einengung des Handlungsspielraumes der Übertragungsnetzbetreiber, denen ein geringeres Redispatchpotential zur Verfügung steht, führt.

In der Folge kommt es zu hohen bis unzulässigen Belastungen einiger Leitungen in Norddeutschland sowie zu einer unzulässigen Belastung der Leitung Remptendorf – Redwitz. Ebenso sind die Kuppelleitungen in die Niederlande, nach Polen und nach Tschechien von Überlastungen betroffen. Zudem treten untere Spannungsbandverletzungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern auf. Auch nach Topologieänderungen im Übertragungsnetz ist es nicht möglich, das Netz sicher zu betreiben, sodass weitere Eingriffe erforderlich sind. Nach der Einsenkung von Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland und Redispatch mit konventionellen Kraftwerken im Süden ist es jedoch möglich, die Auslastungen der Leitungen und die Knotenspannungen im Übertragungsnetz auch ohne Zuhilfenahme von Reservekraftwerken in Deutschland oder die Durchführung von Redispatchmaßnahmen im benachbarten Ausland in einen sicheren Zustand zu überführen.

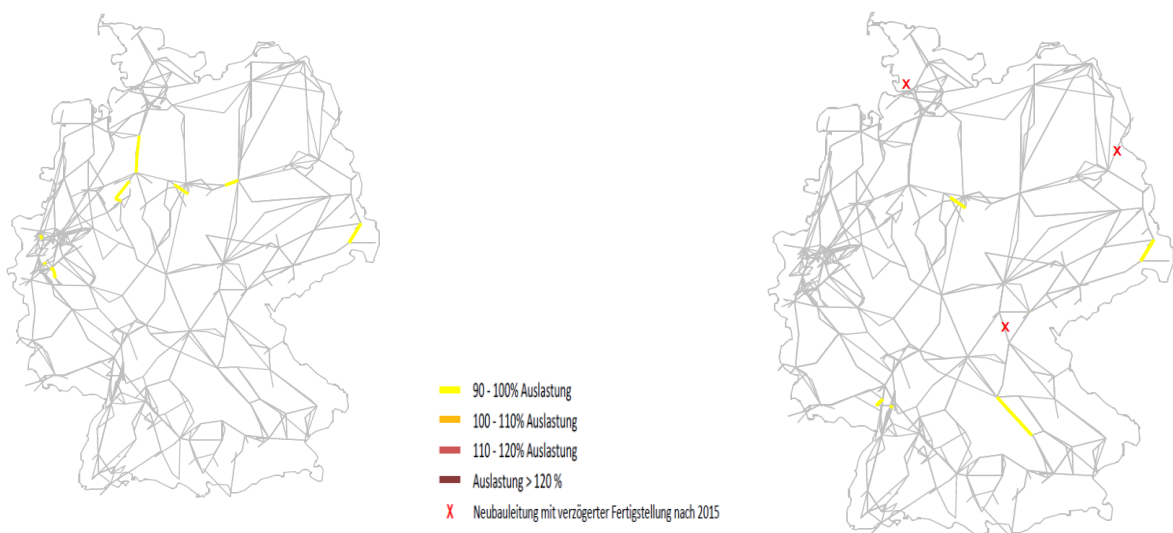


Abbildung 9: Ergebnisse für den Netznutzungsfall 4258 – Fall 1 (links) und Fall 2 (rechts): 380 kV- und 220 kV-Leitungsbelastungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

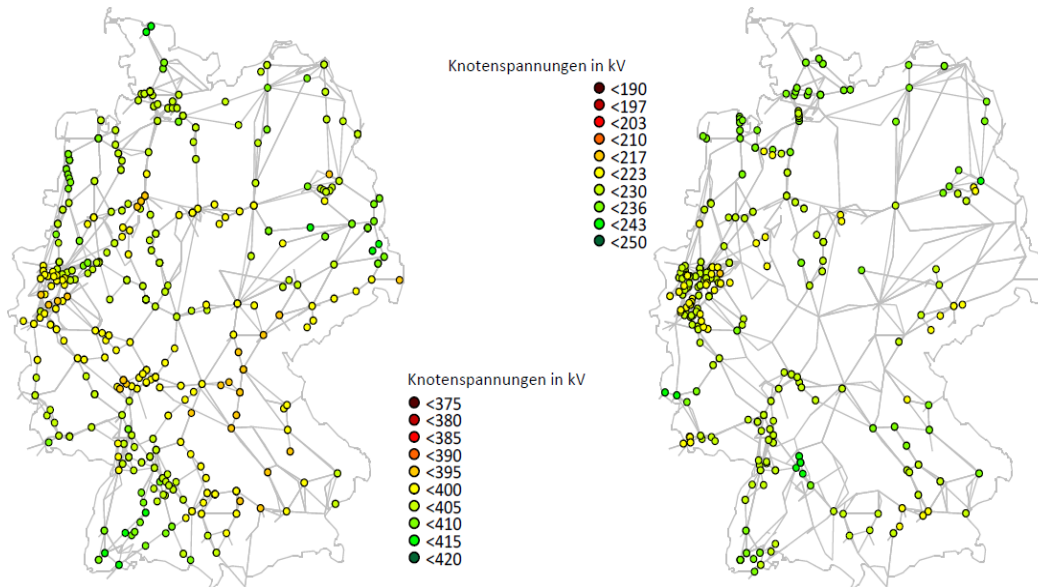


Abbildung 10: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 1: *Minimale* Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

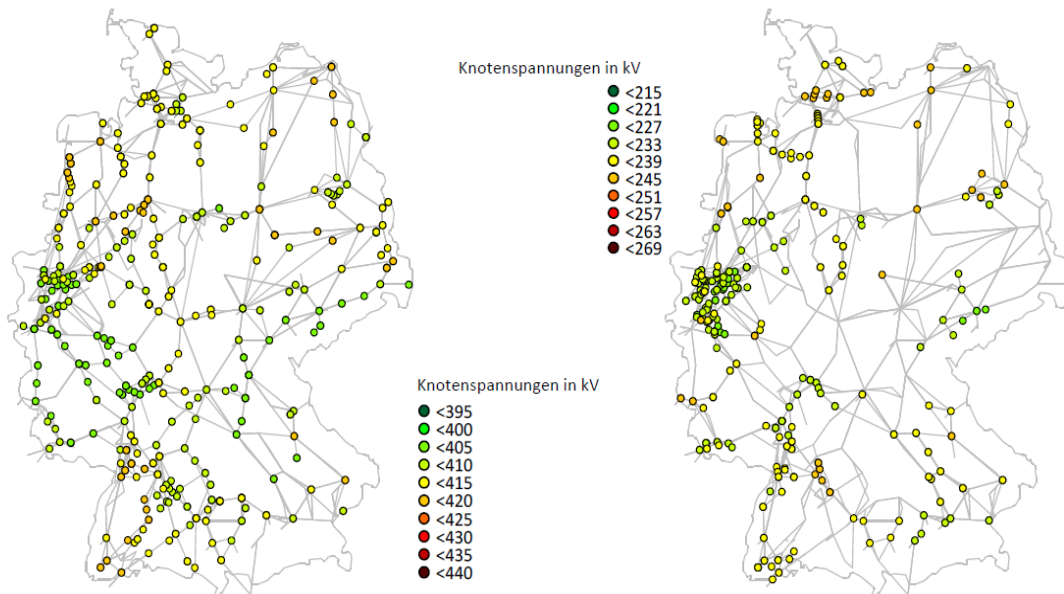


Abbildung 11: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 1: **Maximale** Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

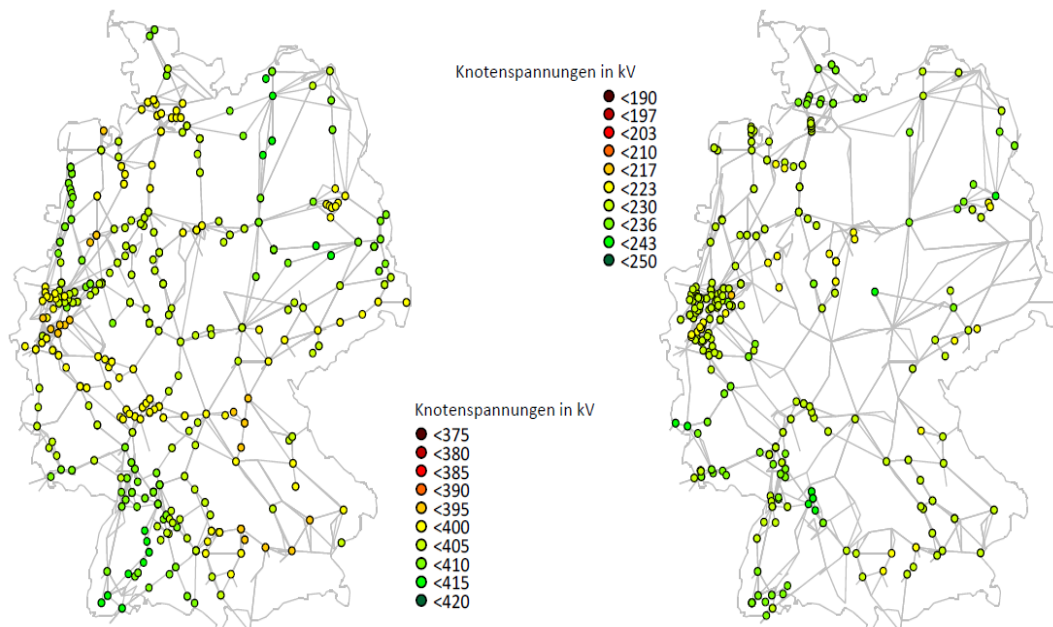


Abbildung 12: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 2: **Minimale** Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

380-kV-Netz

220-kV-Netz

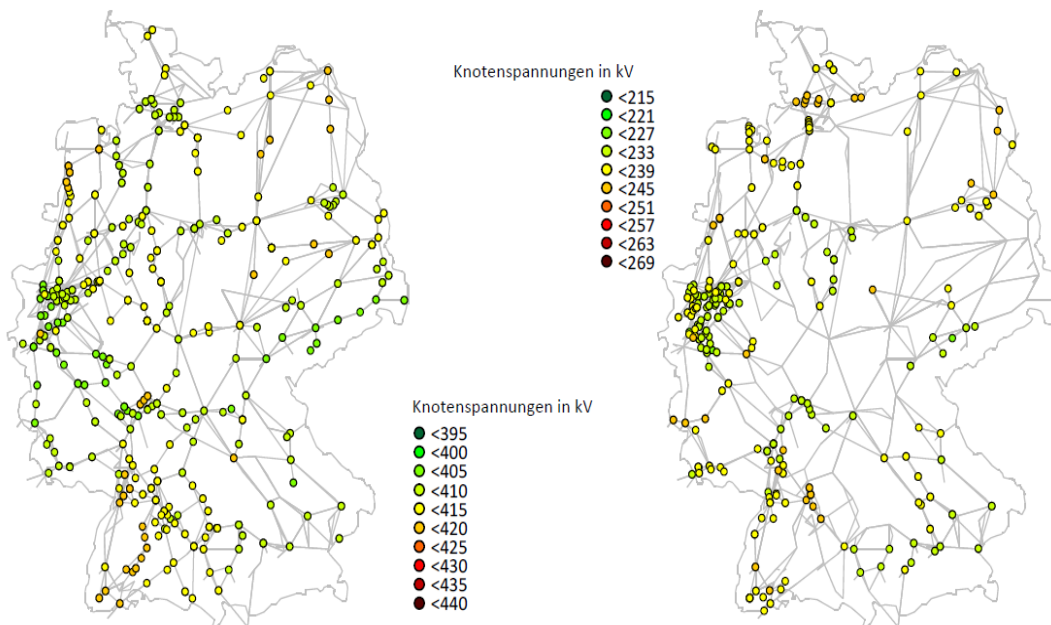


Abbildung 13: Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 – Fall 2: Maximale Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.5. Netznutzungsfall 7455 (Fall 2)

Auslegungsrelevant für die zu beschaffende Netzreserve im Winter 2015/2016 ist der Netznutzungsfall 7455 (7. November 2015, 14:00 Uhr), ohne die Fertigstellung der Südwestkuppelleitung (Fall 2). Kennzeichnend für diesen Netznutzungsfall ist eine sehr hohe nationale Nachfrage (92 GW) nach elektrischer Energie, die auf eine sehr hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen bei einem gleichzeitig sehr hohen Export von über 8 GW trifft. Die Auswahl dieses Netznutzungsfalls als auslegungsrelevant deckt sich mit den betrieblichen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber und den im Rahmen des Netzentwicklungsplans in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur vorgenommenen Analysen. Die Auswahl wird auch durch den ermittelten besonders hohen Blindleistungsbedarf gestützt, da daraus auf eine sehr hohe Transportaufgabe zu schließen ist. Wegen des erheblichen Transportbedarfs von Norddeutschland nach Süddeutschland und Österreich entsteht in diesem Netznutzungsfall ein erheblicher Redispatchbedarf, der das Redispatchpotential von am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen (5,3 GW) übersteigt. Um dennoch einen (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber in die-

sem Fall Redispatch mit Reservekraftwerken in Deutschland in Höhe von rund 2900 MW durchgeführt werden. Da auch das deutsche Reservepotential nicht ausreicht, um die Leitungsbelastungen auf ein betrieblich zulässiges Niveau zu senken, ist in der Folge auch noch Redispatch in Höhe von 1900 MW mit ausländischen (im konkreten Fall mit österreichischen) Kraftwerken notwendig. Nach Redispatch in Höhe von insgesamt 10,1 GW kann das Übertragungsnetz (n-1)-sicher betrieben werden.

Das Ergebnis der Übertragungsnetzbetreiber ist nachvollziehbar und plausibel. Der ermittelte Bedarf ist angesichts der gewählten und abgestimmten Eingangsparameter konsistent im Hinblick auf die Ergebnisse aus den bisherigen Analysen und den Ergebnissen der Netzmodellierungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Wesentlich für die Höhe des Reservebedarfs sind die abgestimmten Eingangsparameter und die sonstigen Prämissen der Netzmodellierung, diese bestimmen letztlich das Ergebnis.

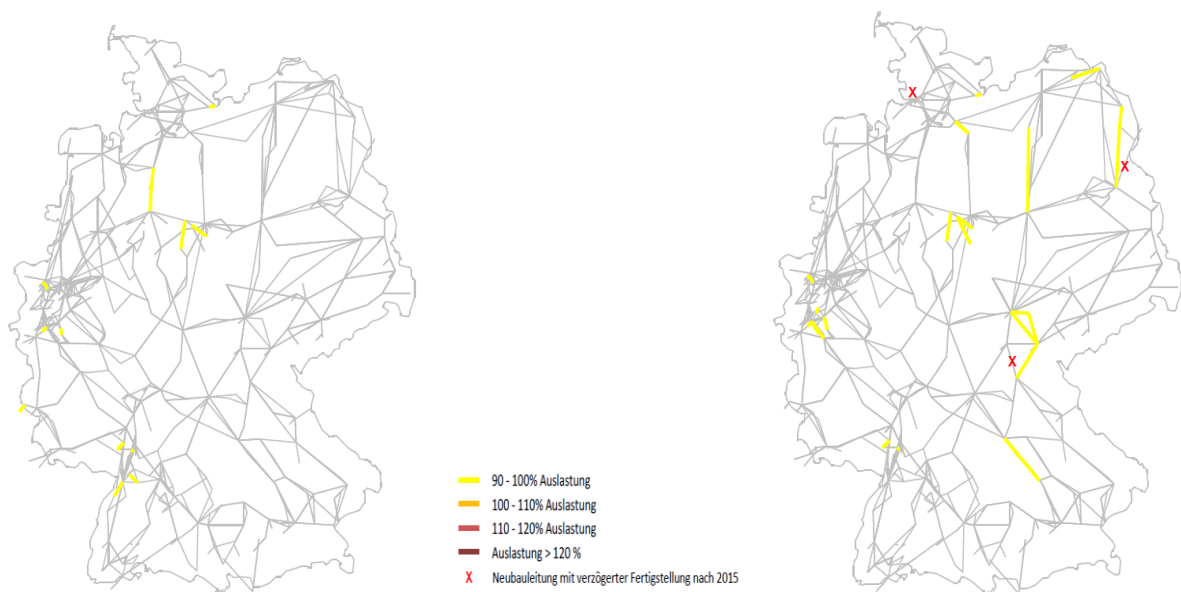


Abbildung 14: Ergebnisse für den Netznutzungsfall 7455 (ohne „Sensitivität Offshore“) – Fall 1 (links) und Fall 2 (rechts): 380 kV- und 220 kV-Leitungsbelastungen nach Gegenmaßnahmen im (n-1)-Fall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

2. Netzreserve

Aus den dargestellten Analysen ergibt sich die erforderliche Netzreserve. Sie ist nach den Vorgaben der ResKV vorrangig aus vorhandenen deutschen und europäischen Kraftwerken bzw. in besonders begründeten Fällen auch durch den Neubau von Kraftwerken zu decken.

2.1. Netzreservebedarf

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 4.800 MW für den Winter 2015/2016.

Die Höhe des von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Reservebedarfs beruht auf einer Prognose, die in der Zukunft liegende Umstände unterstellt, deren Eintritt naturgemäß niemand garantieren kann. Die vorliegende Bedarfsfeststellung kann damit keine exakte Vorhersage der tatsächlich im Winter 2015/2016 eintretenden Verhältnisse sein. Dennoch muss und kann vor diesem Hintergrund entsprechend des Auftrags in § 3 Absatz 1 ResKV ein Netzreservebedarf prognostiziert werden. Dabei wurde bei bekannten Unsicherheiten und Einschätzungsspielräumen insbesondere bei den Eingangsparametern im Zweifel für die sicherere Variante optiert.

Der hohen Bedeutung eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems für die Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen und staatlichen Einrichtungen in Deutschland wurde Rechnung getragen, indem vorhersehbare Gefahren für die Systemsicherheit ermittelt und berücksichtigt werden.

Nach den Vorschriften der ResKV werden für den hier untersuchten Zeitraum bereits im Frühjahr 2014 aktualisierte Systemanalysen durchzuführen sein. Die ResKV trägt damit dem Umstand Rechnung, dass bei weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen eine Überprüfung und Neubewertung von Prognosen an Hand der zwischenzeitlich eingetretenen Umstände und neuer Erkenntnisse sinnvoll ist. Bis zum 1. April 2014 werden sowohl die angewendete Methodik als auch die anzusetzenden Eingangsparameter weiterentwickelt und präzisiert. Die vorliegende Feststellung des Reservebedarfs in Höhe von 4.800 MW für den Winter 2015/2016 verliert daher ihre Gültigkeit, sofern und sobald die Bundesnetzagentur in Übereinstimmung mit den Vorschriften der ResKV für den Winter 2015/2016 einen veränderten Reservekraftwerksbedarf feststellt. Dies folgt aus § 3 Abs. 1, Abs. 2 Satz 1 ResKV, wonach die Bundesnetzagentur bis spätestens zum 1. Mai 2015 den Reservebedarf für den Winter 2015/2016 erneut auf der Grundlage einer entsprechenden Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber zu bewerten und festzustellen hat.

2.2. Kein Neubaubedarf

Die Übertragungsnetzbetreiber kommen in ihrer Systemanalyse zu dem Schluss, dass der identifizierte Reservebedarf von 4.800 MW ohne die ausnahmsweise Beschaffung von Neuanlagen gedeckt werden kann. Diese Einschätzung wird von der Bundesnetzagentur nach entsprechender Prüfung der Systemanalyse bestätigt. Zutreffend ergibt sich aus der Systemanalyse, dass der ermittelte Reservebedarf von 4.800 MW durch bei den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur vorhandene Instrumente zu decken ist.

2.3. Gesicherte Kraftwerksleistung für den Winter 2015/2016

Der wesentliche Anteil der im Winter 2015/2016 benötigten Netzreserve in Höhe von 4.800 MW ist bereits heute gesichert. So entfallen insgesamt 1.037 MW auf die Kraftwerke Staudinger 4 (622 MW) und Irsching 3 (415 MW), die bis zum Frühjahr 2016 vertraglich verpflichtet sind, den Übertragungsnetzbetreibern als Reservekraftwerke zur Verfügung zu stehen.

Darüber hinaus stehen den Übertragungsnetzbetreibern im Winter 2015/2016 potentiell weitere 1.763 MW an Kraftwerksleistung aus in Deutschland gelegenen Anlagen im Rahmen der Netzreserve zur Verfügung. Es handelt sich hierbei um Anlagen, deren Stilllegung durch den jeweiligen Kraftwerksbetreiber bereits beschlossen worden ist oder zumindest erwogen wird. Diese Anlagen wurden in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber sicherheitshalber als bereits stillgelegte Anlagen behandelt und insoweit als potenziell verfügbare Reservekraftwerke behandelt. Diese Anlagen werden im Fall ihrer Stilllegung und nach abgeschlossener Bestätigung der Systemrelevanz durch die Bundesnetzagentur in die Netzreserve aufgenommen, sei es durch Abschluss eines Reservekraftwerksvertrags zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber oder aufgrund gesetzlicher Verpflichtung gemäß § 13 Abs. 1a EnWG. Im Hinblick auf die praktischen Vorteile einer vertraglichen Regelung mit einer klaren Definition der wechselseitig zu erbringenden Leistungen ist es in jedem Falle sinnvoll, wenn sich die Betreiber derartiger Anlagen auf jeden Fall an dem von den Übertragungsnetzbetreibern rasch durchzuführenden Interessenbekundungsverfahren beteiligen. Sollte ein Betreiber seine Anlage nicht stilllegen und diese damit im Winter 2015/2016 dem Markt zur Verfügung stehen, so würde sich zwar der kalkulierte Wert von 1.763 MW an verfügbarer Netzreserveleistung rein rechnerisch reduzieren. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit fiele eine solche Reduzierung jedoch nicht negativ ins Gewicht, da gleichzeitig der Netzreservebedarf um die entsprechende Leistung niedriger ausfiele.

Zur Gesamtsumme der Netzreserve, die bereits heute für den Winter 2015/2016 gesichert ist, sind zudem die in Österreich gelegenen Kraftwerke hinzuzurechnen, die ihre Leistung den deutschen Übertragungsnetzbetreiber als Teil der Netzreserve auf vertraglicher Basis zur Verfügung stellen. Es existieren vertragliche Vereinbarungen, wonach österreichische Kraftwerksbetreiber den deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Winterhalbjahr 2015/2016 eine Leistung von 785 MW im Rahmen der Netzreserve zur Verfügung stellen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass von dem Gesamtbedarf in Höhe von 4.800 MW aus heutiger Sicht 3.585 MW als gesicherte Netzreserveleistung zur Verfügung stehen werden. Der noch nicht gesicherte Reservebedarf beträgt somit 1.215 MW.

2.4. Bedarfsdeckung durch Kraftwerksleistung im Ausland

Zuzustimmen ist der Schlussfolgerung der Übertragungsnetzbetreiber, dass die noch zu beschaffende gesicherten Netzreserveleistung in Höhe von 1.215 MW primär aus gesicherter Kraftwerksleistung aus dem Ausland auszugleichen ist. Nach § 3 Abs. 2 Satz 2 ResKV haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Beurteilung eines möglichen Neubaubedarfs alternative, ebenfalls geeignete Maßnahmen zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems darzustellen und zu bewerten, sofern sie in der Systemanalyse zu dem Ergebnis kommen, dass die Bedarfsdeckung nur durch die Errichtung von Neuanlagen gelingt. Dieser Regelung lässt sich die Wertung entnehmen, dass die Übertragungsnetzbetreiber gehalten sind, hinsichtlich ihrer Prüfung und Entscheidung, durch welche Maßnahmen der identifizierte Netzreservebedarf gedeckt werden kann, Alternativen zum Kraftwerksneubau vorrangig in Betracht zu ziehen.

Hervorzuheben ist, dass nicht nur österreichische Kraftwerksbetreiber aufgerufen sind, sich an dem kommenden Interessenbekundungsverfahren für das Winterhalbjahr 2015/2016 zu beteiligen, sondern sämtliche ausländischen Kraftwerksbetreiber, deren Anlagen eine nennenswerte elektrische Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz haben. Selbstverständlich sind auch deutsche Kraftwerkseigner, die zusätzliche Kapazitäten bereitstellen können, dringend aufgefordert, Interessenbekundungen abzugeben.

Aus der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Marktsimulation ergibt sich, dass in der auslegungsrelevanten Stunde 7455 allein bezogen auf den österreichischen Kraftwerkspark rund 7 GW der verfügbaren Leistung nicht zum Einsatz kommen und folglich als freies Redispatchpotential zur Verfügung stünden.

Unabhängig von dem durchzuführenden Interessenbekundungsverfahren befindet sich die Bundesnetzagentur gemeinsam mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmungsgesprächen mit der österreichischen Regulierungsbehörde und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber. Hierbei geht es um die Frage, in welchem Umfang es dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf das Winterhalbjahr 2015/2016 möglich ist, zusätzliches, gesichertes Redispatchpotential aus am Markt agierenden Kraftwerken, die insofern nicht als Reservekraftwerke zu bezeichnen sind, bereitzustellen.

Ein entsprechendes Interessenbekundungsverfahren im Hinblick auf die Beschaffung der zusätzlichen Netzreserve wird rasch eröffnet werden. Mit einem Interessenbekundungsverfahren für den Reservebedarf des Winters 2015/2016 kann nicht etwa bis zum Sommer 2015 gewartet werden. Denn dies würde die Gefahr heraufbeschwören, dass Kraftwerke, die weder im Markt, noch auf Grund einer rechtzeitigen vertraglichen Vereinbarungen eine klare Zukunftsperspektive haben, faktisch durch Stillstand der Anlagen, mangelnde Wartungsaktivitäten oder Verlust von nicht kurzfristig ersetzbarem Fachpersonal ihre Wiederinbetriebnahmefähigkeit verlieren. Es kann erwartet werden, dass ein Kraftwerksbetreiber seine gesetzlichen Verpflichtungen erfüllt und sein Kraftwerk gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 und 2 EnWG für die Dauer eines Jahres in einem Zustand und einer Personalausstattung erhält, die eine rechtzeitige Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß § 13a Abs. 1 Satz 3 EnWG ermöglicht. Kraftwerken, die frühzeitig eine Stilllegungsanzeige abgegeben haben, darüber hinaus eine solche Zustandserhaltung bis zum Winter 2015/2016 zuzumuten, ohne ihnen gleichzeitig die Möglichkeit einer vertraglichen Vereinbarung gemäß ResKV zu geben, dürfte eine unverhältnismäßige Anforderung sein. Daneben hätte ein Verzicht auf ein zeitnahes Interessenbekundungsverfahren für den Winter 2015/2016 auch das Risiko, dass im Falle eines unzureichenden Angebots an zusätzlicher Reserveleistung die darüber hinaus noch zur Verfügung stehenden sonstigen Maßnahmen aus Zeitmangel nicht mehr rechtzeitig und sorgsam umgesetzt werden könnten.

2.5. Option Engpassbewirtschaftung

Sollte sich im Anschluss an das kommende Interessenbekundungsverfahren eine Situation einstellen, in der Zweifel daran bestehen, ob der verbleibende Netzreservebedarf durch ausländische Kraftwerke vollständig gedeckt werden kann, verbliebe noch ein ausreichender Zeitraum, um der möglichen Unterdeckung auf andere Weise zu begegnen. Als vollständige oder teilweise Alternative zur Beschaffung der Netzreserve im Aus-

land in Höhe von 1.215 MW wäre die vorsorgliche Etablierung einer Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich denkbar. Aus der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass mit Einführung eines Mechanismus zur Bewirtschaftung eines Engpasses der gesamte, noch offene Netzreservebedarf in Höhe von 1.215 MW vollständig entfielen. Eine solche Wirkung kann erzielt werden, wenn die dem Handel zur Verfügung zu stellende Transportkapazität an besonders kritischen Tagen auf einen immer noch beachtlichen Wert von 4.000 MW begrenzt würde. Aufgrund der europarechtlichen Implikationen ist eine solche Maßnahme nach Ansicht der Bundesnetzagentur erst nachrangig zu erwägen. Die Bundesnetzagentur sieht sich dem EU-Binnenmarkt verpflichtet und ist bestrebt möglichst große Marktgebiete ohne Handelsrestriktionen aufrecht zu erhalten.

2.6. Rückfalloption Neubau

Es ist angesichts der umsichtigen Vorgehensweise und der sicherheitsorientierten Auswahl der Parameter und Szenarien nicht zu erwarten, dass die im Frühjahr 2014 durchzuführenden Neuberechnungen zu einem höheren Reservebedarf führen. Sollte dies dennoch der Fall sein, könnten bei Scheitern aller sonstigen Maßnahmen noch kurzfristig so genannte mobile Gasturbinen errichtet werden, deren Realisierungszeitraum einschließlich der erforderlichen Genehmigungsverfahren nach Angaben der Betreiber bei rund einem Jahr liegen.

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 weite 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 Ampelfarben 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 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 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), Swissgrid (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.