



Bundesnetzagentur

# **Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019** und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen





# **Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019**

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

28. April 2017

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

Referat 608

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Heidestraße 2, 10557 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 2017/2018 und 2018/2019 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 NetzResV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 28. April 2017 festgestellt:

Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt

- für den Winter 2017/2018 10.400 MW. Zur Beschaffung des verbleibenden, noch nicht gedeckten Netzreservebedarfs von 1,6 GW haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 NetzResV durchzuführen.
- sowie für das Jahr 2018/2019 3.700 MW. Der Netzreservebedarf für das Jahr 2018/2019 ist bereits durch Netzreservekraftwerke aus Deutschland gedeckt.



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
<b>BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG.....</b>	<b>7</b>
<b>A Einführung .....</b>	<b>9</b>
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung .....	9
2. Rückschau auf den Winter 2016/2017.....	10
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb.....	15
<b>B Verfahrensablauf.....</b>	<b>20</b>
<b>C Bedarfsfeststellung.....</b>	<b>22</b>
1. Methodik der Systemanalyse.....	22
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	22
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse .....	22
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation.....	25
1.3.1 Übertragungsnetz.....	25
1.3.2 Kraftwerkspark.....	26
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	28
1.3.4 Szenarien zur Zukunft der Preiszone Deutschland-Österreich .....	30
1.3.5 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten.....	32
1.3.6 Annahmen zur Netzlast.....	32
1.4 Marktsimulation.....	33
1.5 Netzanalysen.....	34
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken.....	35
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse.....	37
2. Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	38
3. Netzreserve für 2017/2018.....	38
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2017/2018.....	38
3.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	39
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	40
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen.....	41
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	43
3.1.5 Übertragungsnetz.....	47
3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie .....	49
3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2017/2018.....	50
3.3 Netzreservebedarf 2017/2018.....	52
3.3.1 Gegenmaßnahmen.....	54
3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen.....	55
3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke .....	56
3.3.4 Noch zu kontrahierende Kraftwerke .....	57
4. Netzreserve für 2018/2019.....	57
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019.....	57
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	57
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	58
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen.....	59
4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	62
4.1.5 Übertragungsnetz.....	66
4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie .....	69

4.2	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2018/2019 .....	71
4.3	Netzreservebedarf 2018/2019 .....	75
4.3.1	Gegenmaßnahmen .....	80
4.3.2	Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen .....	81
4.3.3	Maßgeblicher Netzreservebedarf.....	82
4.3.4	Bereits gebundene Kraftwerke.....	82
4.3.5	Noch zu kontrahierende Kraftwerke.....	83

**VERZEICHNISSE..... 85**

**Abbildungsverzeichnis..... 86**

**Tabellenverzeichnis ..... 87**

**Abkürzungsverzeichnis ..... 89**

**Impressum ..... 91**

# **Bericht zur Reservebedarfsfeststellung**



# A Einführung

## 1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung

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. Der sich beschleunigende Anschluss und die Inbetriebnahme von Windenergieerzeugung auf See und die Ende 2017 anstehende Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Gundremmingen B trägt im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren zu einer Verschärfung dieser Situation bei. Darüber hinaus sind nach wie vor Verzögerungen beim Ausbau der benötigten Nord-Süd-Leitungen gemäß dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), die sich gegenwärtig in der Planungs- oder Bauphase befinden, zu verzeichnen. Zwar ist im Winter 2017/2018 die Südwest-Kuppelleitung ("Thüringer Strombrücke"), die die Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH verstärkt, im Regelbetrieb, jedoch sind andere wichtige Netzausbaumaßnahmen nach wie vor von erheblichen Verzögerungen betroffen. Auf längere Sicht tragen das Ausscheiden weiterer Kernkraftwerke zu einer Steigerung des Reserverbedarfs bei.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber heute im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Diese als Redispatch bezeichneten Eingriffe in die marktbasierenden Fahrpläne der Kraftwerke können präventiv bevor das endgültige Marktergebnis am Vortag vorliegt oder kurativ nach der Anmeldung der Kraftwerksfahrpläne 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. In dieser Zeit trifft eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie mit einer oftmals hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Engpässe, die dabei im deutschen und auch in angrenzenden Übertragungsnetzen auftreten, müssen mittels Redispatch behoben werden.

Sind gesicherte, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken, die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten. Netzreservekraftwerke werden also nicht wegen mangelnder Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen zu hohem Stromtransport und der daraus resultierenden Überlastung des Übertragungsnetzes. Diese Netzreservekraftwerke werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt.

Um einer Reduzierung von zum netzstabilisierenden Redispatch benötigten Kapazitäten entgegenzuwirken, sieht das Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit vor, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, vorläufig in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgt durch die Netzreserveverordnung (NetzResV) vom 27.

Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. 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.

## 2. Rückschau auf den Winter 2016/2017

Am 29.04.2016 wurde mit der Reservebedarfsfeststellung der Zeitraum Winter 2016/2017 zum zweiten Mal berechnet. Dabei wurde ein Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2016/2017 von 5.400 MW festgestellt. Dieser Bedarf wurde bereits im Rahmen des 2015 durchgeführten Interessensbekundungsverfahrens gedeckt.

Für den Winter 2016/2017 hatten die Übertragungsnetzbetreiber in der Systemanalyse 2015 einen Reservekraftwerksbedarf von 6.600 MW bis 7.700 MW ermittelt. Die Nennung einer Spanne war bedingt durch mögliche unterschiedliche Standorte für zu kontrahierende Kraftwerke. Durch eine Deckung des Bedarfs mit zum Teil polnischen Kraftwerken wäre die untere Grenze der Spanne erreicht worden. Dieser Bedarf war von der Bundesnetzagentur am 30. April 2015 bestätigt worden. Zu diesem Zeitpunkt war der Bedarf bereits mit 3.874 MW aus inländischen Kraftwerken und noch nicht mit ausländischen Kraftwerken gedeckt. Der Differenzbetrag wurde bereits im Rahmen des im Oktober 2015 durchgeführten Interessensbekundungsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber beschafft.

Aufgrund der Erfahrungen aus dem Sturmtief NIKLAS, wodurch Reservekraftwerke auch nach dem 31. März 2015 zum Einsatz kamen, wurde der Zeitraum für die Kontrahierung der ausländischen Reservekraftwerke bis zum 15. April des jeweiligen Jahres verlängert.

Der Rückgang des Netzreservebedarfs zwischen den Jahren 2015 und 2016 lässt sich im Wesentlichen durch die folgenden Maßnahmen erklären: Inbetriebnahmen der Südwestkuppelleitung zum 1. Oktober 2016, Öffnung der 220 kV-Kuppelleitung Vierraden-Krajnik (PL) in Verbindung mit der Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa (Grenze DE-PL) und Hradec (Grenze DE-CZ). Darüber hinaus wurde das erste Braunkohlekraftwerk (Buschhaus, 352 MW) gemäß § 13g Abs. 1 Nr. 1 EnWG zum 1. Oktober 2016 in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

Die Reservekapazitäten kamen an insgesamt 108 Tagen zum Einsatz.

Im Vergleich zum letzten Winter 2015/2016 ergibt sich für den Winter 2016/2017 abgesehen von der besonderen Situation im Januar 2017 somit ein ähnliches Bild. Die bestimmende Konstante in beiden Wintern ist die Wetterlage und die Einspeisung aus Windkraftanlagen.

### Oktober 2016

Für den Oktober wurden an 10 Tagen Reservekraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von 389 MW eingesetzt. Der Tag mit dem höchsten Einsatz an Reservekraftwerken war der 11. Oktober mit 1.010 MW. Am 18. und 27. Oktober wurde jeweils der geringste Einsatz von Reservekraftwerken mit jeweils 10 MW gemeldet.

## **November 2016**

Im November wurde die Netzreserve an insgesamt 14 Tagen eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 714 MW abgerufen mit dem geringsten Wert von 10 MW und dem höchsten von 1.687 MW.

## **Dezember 2016**

Im Monat Dezember kam die Netzreserve an 18 Tagen zum Einsatz. Allerdings wurden durchschnittlich lediglich 584 MW abgerufen, mit dem Minimum von 10 MW und dem höchsten Wert von 1.815 MW.

## **Januar 2017**

An 24 Tagen wurden die Reservekraftwerke im Januar mit einem durchschnittlichen Wert von 1.866 MW eingesetzt. Der Tag mit dem höchsten Abruf von Reserveleistung war der 18. Januar 2017 mit 3.324 MW während die Versorgungslage in Frankreich besonders angespannt war. Der geringste Wert von 460 MW wurde am 14. Januar angefordert. Eine besondere Situation trat während einer länger andauernden Kältewelle zur Januarmitte auf. Während dieser Zeit war die Lage der elektrischen Energieversorgung insbesondere in Frankreich angespannt, jedoch waren auch in Deutschland erhebliche Anstrengungen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems vonnöten. Eine detaillierte Darstellung der Situation folgt auf Seite 13 dieses Berichtes.

## **Februar 2017**

Im Februar wurden die Reservekraftwerke an 21 Tagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 1.334 MW eingesetzt. Der höchste Abruf fand am 1. Februar 2017 mit 2.682 MW statt. Der geringste Wert von 89 MW kam am 11. Februar zum Einsatz.

## **März 2017**

Der März ist der letzte Monat des Winterhalbjahres für den die Netzreserve im Ausland durchgehend kontrahiert ist. Die Netzreserve kam an insgesamt 15 Tagen mit einer durchschnittlichen Höhe von 698 MW zum Einsatz. Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 2. März 2017 mit 1.648 MW. Der geringste Abruf erfolgte mit 10 MW am 28. März 2017. Die insgesamt angeforderte Leistung war deutlich geringer als in den ersten Monaten des Jahres.

## **April 2017**

Seit dem Frühjahrssturm NIKLAS im vorletzten Frühjahr wird die Netzreserve bis zum 15. April im Ausland kontrahiert. Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 5. April 2017 mit einem Bedarf von 979 MW, dabei sind die Reserven bereits am 4. April 2017 angefahren worden und liefen bis zum 7. April 2017 durchgängig. Der geringste Abruf erfolgte am 15. April 2017 mit 10 MW.

Im März und April meldeten die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus vermehrt spannungsbedingte Redispatcheinsätze. Solche Redispatcheinsätze waren im ausklingenden Winter auch in der Vergangenheit

keine Seltenheit. Eine Auswertung der spannungsbedingten Redispatcheinsätze der vergangenen Jahre<sup>1</sup> ist in Abbildung 1 dargestellt. Der gehäufte spannungsbedingte Redispatch im Übertragungsnetz der TransnetBW steht insbesondere im Zusammenhang mit der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Philippsburg 2 und Neckarwestheim 2.

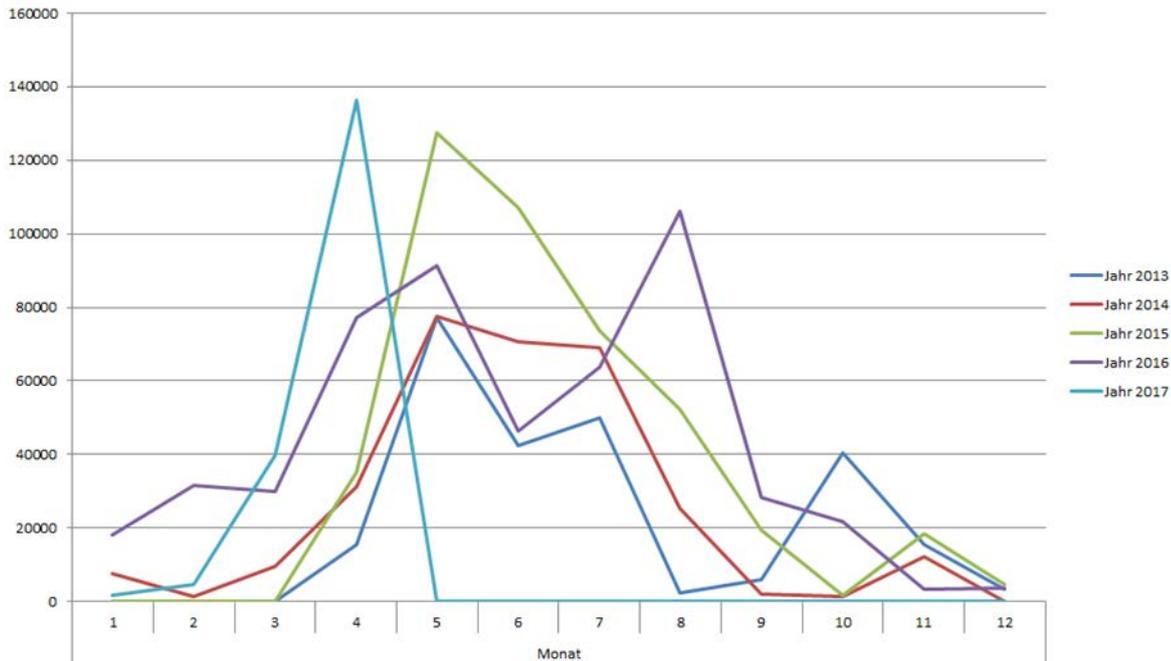


Abbildung 1: Spannungsbedingter Redispatch der Jahre 2013 bis 2017 in MWh

### Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2016/2017

#### Reserveeinsätze Winter 2016/2017

	Tage	Netzreserveeinsatzstunden gesamt	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	10	129	1.010	389	49.674
November	14	242	1.687	714	151.782
Dezember	18	282	1.815	584	163.974
Januar	24	542	3.324	1.866	871.150
Februar	21	432	2.682	1.334	469.234
März	15	240	1.648	698	143.945
April	6	91	979	500	41.143
Gesamt / Durchschnitt	108	1.958	1.891	865	1.890.902

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick

<sup>1</sup> Quelle: www.netztransparenz.de

## Situation der elektrischen Energieversorgung im Januar

Im Zuge des Sturmtiefs EGON zum Ende der zweiten Kalenderwoche 2017 floss kalte Polarluft nach Europa ein, die zum Wochenende unter den Einfluss eines Hochdruckgebiets gelangte. Infolge dessen sanken die Temperaturen in Mittel- und Westeuropa auf Werte teils deutlich unter dem Gefrierpunkt.

In Frankreich waren zu der Zeit fünf Kernkraftwerke (neben weiteren Nichtverfügbarkeiten) mit einer Leistung von 5,5 GW wegen Wartungs- und Prüfarbeiten nicht im Leistungsbetrieb. Wegen der hohen Temperatursensitivität (etwa 2.400 MW pro °C) des elektrischen Energieversorgungssystems in Frankreich wurden seit Beginn der vierten Kalenderwoche 2017 hohe Lasten gemessen und auch für die darauf folgenden Tage wurden sehr hohe Lastwerte vorausgesagt. Am 16. Januar veröffentlichte der französische Übertragungsnetzbetreiber Rte eine Prognose, die unter Berücksichtigung der Temperaturaussichten des französischen Wetterdienstes (Météo France) davon ausgeht, dass die Spitzenlast während der Kälteperiode am Mittwoch, den 18. Januar in den Abendstunden auftreten würde. Vorige Prognosen, die sogar eine Last von bis zu 102,4 GW vorausgesehen hatten bestätigten sich glücklicherweise nicht und es wurde somit von einer Lastspitze in Höhe von 93 bis 95 GW ausgegangen. Um diese Lastspitze und auch die sonstige hohe Nachfrage decken zu können, wurden von Rte vor allem zwei Sondermaßnahmen vorgesehen. Zum einen sollen Abschaltungen vertraglich gebundener abschaltbarer Lasten erfolgen und zum anderen die Netzspannung um 5% abgesenkt werden. Um die Nachfrage nach elektrischer Energie zu reduzieren, ruft Rte die Bevölkerung zum Stromsparen auf. So sollte zum Beispiel der Gebrauch elektrischer Haushaltsgeräte in lastschwache Stunden verschoben, die Raumtemperatur beim Verlassen des Hauses abgesenkt, Geräte aus dem Stand-by-Modus abgeschaltet und die Beleuchtung reduziert werden. Ähnliche Maßnahmen sollten auch im Arbeitsalltag umgesetzt werden.

Kritisch entwickelte sich auch die Versorgung der Region Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA). Wegen verhältnismäßig geringer Übertragungskapazitäten in die Region bei gleichzeitig sehr geringer installierter Erzeugungsleistung treten hier in der Regel die ersten Schwierigkeiten bei der elektrischen Energieversorgung auf. Für einige Tage meldete Rte hier den Status Orange („stark angespannt“). Auch in der Bretagne, die sich in einer aus Netz- und Erzeugungssicht ähnlichen Lage befindet, war die Situation an einigen Tagen angespannt. Die Probleme in den Regionen Bretagne und PACA sind jedoch auf unzureichende Übertragungskapazitäten zurückzuführen und sind nicht repräsentativ für die Versorgungssituation auf dem übrigen französischen Festland.

Für den 18. Januar forderten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber initial die Einspeisung aus Reservekraftwerken in Höhe von 2.465 MW an. Bei Bedarf konnte die Einspeisung aus Reservekraftwerken auf 4.940 MW erhöht werden. Grund für die Aktivierung der Reserve waren Befunde im deutschen Übertragungsnetz – vornehmlich in den Regelzonen der Amprion und der TransnetBW. Zur Ursache konnten bislang noch keine gesicherten Aussagen getroffen werden. Es besteht die Vermutung, dass die Kältewelle, die in Süd- und Südosteuropa herrschte, ursächlich für ein nicht übliches Handlungsergebnis und daraus resultierende Transite im deutschen Übertragungsnetz war. Laut Amprion sei ab Dezember 2016 zu beobachten gewesen, dass es zu einer Verschiebung der Engpässe in Richtung Westen käme. Die Transporte elektrischer Energie führten während einiger Stunden dazu, dass die Übertragungsnetze der Amprion und der TransnetBW nicht zu jeder Zeit (n-1)-sicher betrieben werden konnten. Der (n-1)-sichere Zustand konnte durch den Einsatz von Reservekraftwerken jedoch wieder hergestellt werden.

Die Leistungsbilanz war in den kritischen Januarwochen in Deutschland immer ausgeglichen und es standen Erzeugungskapazitäten in ausreichendem Maße zur Lastdeckung zur Verfügung. Jedoch führte die geringe

Windenergieerzeugung dazu, dass hohe Transportanforderungen an die Übertragungsnetze der Amprion und der TransnetBW gestellt wurden. Die Erzeugung aus Kraftwerken in Nordrhein-Westfalen musste nach Baden-Württemberg transportiert werden. Gesteigert wurden die Transportanforderungen durch die Nichtverfügbarkeit einiger Kraftwerke in Baden-Württemberg – darunter auch des Kernkraftwerks Philippsburg 2 bei Karlsruhe.

Der Einsatz der Reservekraftwerke erfolgte in der Zeit aus rein nationalem Interesse und es wurden keine Kraftwerke angefahren, um Frankreich mit Energielieferungen zu unterstützen. Hätte der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE sich mit einem Hilfeersuchen an die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gewandt, wären die Reservekraftwerke nach Können und Vermögen dergestalt eingesetzt worden, dass Frankreich die größtmöglichen Importkapazitäten zur Lastdeckung zur Verfügung gestellt hätten werden können.

Im Anschluss an die vorliegende Systemanalyse- und Netzreservebedarfsfeststellung werden die Übertragungsnetzbetreiber in gesonderten Analysen eine Untersuchung der im Januar 2017 aufgetretenen Situation vornehmen. Dazu werden ebenfalls zunächst die Eingangsparameter zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt und im Anschluss eingehende Untersuchungen der in die Zukunft projizierten Situation angestellt. Wegen der Komplexität der Analysen werden die Ergebnisse voraussichtlich erst im Herbst 2017 erwartet.

### **Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke**

Das anhaltende Niedrigwasser im Winter 2016/2017 hatte zu weitreichenden Einschränkungen bis hin zum Komplettausfall der Steinkohlebelieferung per Schiff der Kohlekraftwerke in der Regelzone von TransnetBW im Verlauf des Januar 2017 geführt.

Die Einschränkungen bei der Belieferung von Steinkohle per Schiff wurden durch niedrige Temperaturen und damit einhergehende Eisbildung auf dem Neckar verstärkt. Weiterhin kam es aufgrund der niedrigen Temperaturen zum Einstellen der Zugbelieferung, sofern die Standorte nicht über Auftauhallen verfügen, die ein Entladen der in den Waggons gefrorenen Kohle auch bei niedrigen Außentemperaturen ermöglichen.

Einhergehend mit der Kälteperiode im Januar, dem höheren Strompreisniveau sowie umfangreichen Redispatchanforderungen hatten die Steinkohlekraftwerke umfangreich eingespeist, was ebenfalls zu einem Abschmelzen der Vorräte geführt hat. Hierdurch ist es neben niedrigen Kohlevorräten an einer Reihe von Standorten in der TransnetBW-Regelzone auch an Kraftwerksstandorten im Saarland in der Amprion-Regelzone zu mehrheitlich sehr niedrigen Kohlevorräten gekommen. An den süddeutschen Kraftwerksstandorten in der TenneT-Regelzone waren die Bestände dagegen ausreichend hoch.

Die Kohlebestände wurden von den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW, Amprion und TenneT TSO regelmäßig in Zusammenarbeit mit den Kraftwerksbetreibern dokumentiert. Gemeinsam mit den Kraftwerksbetreibern hatten die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW und Amprion Maßnahmen zur Schonung und Erweiterung der Kohlevorräte sowie zur Sicherung der Versorgungssicherheit ergriffen.

Hierzu gehörte die Änderung des Redispatcheinsatzes der Kohlekraftwerke mit niedrigen Vorräten, um die Vorräte dieser Standorte zu schonen. Ebenso wurde bei einzelnen Standorten durch die Übertragungsnetzbetreiber der Aufbau eines Mindestvorrats angewiesen.

Die Kraftwerksbetreiber waren bestrebt, die Belieferungsmöglichkeiten zu optimieren und auszuweiten. Hier bestanden jedoch oftmals nur wenige Möglichkeiten einer Ausweitung der Belieferung per Zug oder Schiff. Die Belieferung per LKW kommt nur in Ausnahmefällen aufgrund des sehr hohen logistischen Aufwands und der geringen transportierbaren Mengen tatsächlich in Betracht. Weiterhin haben die Kraftwerksbetreiber auf den Betrieb der Kraftwerke Einfluss genommen, um die begrenzten Kohlevorräte zu schonen.

Durch die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Kraftwerksbetreiber konnten die Vorräte während der Kälte- und Niedrigwasserperiode zumeist stabilisiert werden, wenn auch auf überwiegend niedrigem Niveau.

Erst durch die erfolgte Wettermilderung und umfangreiche Niederschläge in der zweiten Februarhälfte mit einhergehenden deutlichen Steigerungen der Flusspegel konnte eine nachhaltige Verbesserung der Situation aufgrund vermehrter Schifflieferungen erreicht werden. So konnten die Vorräte an allen süddeutschen und saarländischen Standorten bis Ende Februar wieder auf ein ausreichendes bis gutes Niveau aufgebaut werden.

Durch TransnetBW wird derzeit ein Bericht über die Niedrigwassersituation und Kohleknappheit im Winter 2016/2017 und den in diesem Zeitraum getroffenen Maßnahmen erstellt. In diesem Zusammenhang werden durch TransnetBW auch Gespräche mit den Kraftwerksbetreibern geführt, um deren Erfahrungen in den vergangenen Niedrigwassersituationen und Vorschläge zur Vorgehensweise in möglichen künftigen Niedrigwassersituationen zu berücksichtigen. Hier werden auch die Möglichkeiten einer zusätzlichen Kohlebevorratung diskutiert.

Im Saarland ist bei künftigen Niedrigwassersituationen nicht mehr mit einer Knappheitssituation wie im vergangenen Winter zu rechnen, da im folgenden Winter 2017/2018 die beiden größten Kraftwerksstandorte Bexbach und Weiher III in die Netzreserve gehen. Für die Kraftwerke in der Netzreserve gelten Mindestvorräte, die durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, in diesem Fall Amprion, vorgegeben werden

### **3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb**

Die Kosten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit fallen für verschiedene Maßnahmen an, die die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ergreifen, um den verzögerten Netzausbau zu kompensieren. Eine Übersicht zur Entwicklung der Kosten für die wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen Redispatch und Countertrading, Einspeisemanagement sowie Reservekraftwerke im In- und Ausland enthält die folgende Abbildung 2.

Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

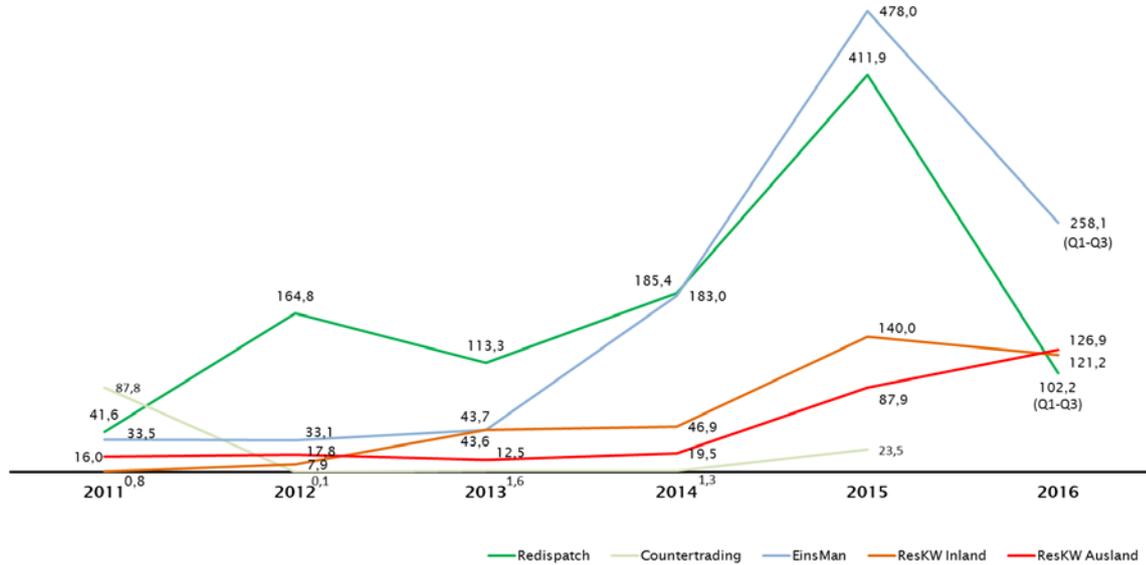


Abbildung 2: Kosten der wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen 2011 - 2016 (Quelle: Bundesnetzagentur)<sup>2</sup>

Die in Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Reservekraftwerke im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2015 sowie das erste Halbjahr 2016 alle relevanten Kostenkomponenten. Neben den Leistungskosten für die Vorhaltung der Kapazitäten sind die entstandenen Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probe-starts und Einsätze) enthalten. Der Leistungspreis der ausländischen Reservekraftwerke fällt jeweils für das Winterhalbjahr an. Der Leistungspreis für die inländischen Reservekraftwerke fällt grundsätzlich für das gesamte Jahr an. Zusätzlich sind bei den nationalen Reservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich des ersten Halbjahres 2016 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

<sup>2</sup> Die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement beinhalten für 2016 nur eine Kostenschätzung für die ersten drei Quartale, für Countertrading können die Kostendaten für 2016 bislang noch nicht ausgewiesen werden.

**Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro**

Jahr	Redispatch (ÜNB) <sup>3</sup>	Countertrading (ÜNB) <sup>4</sup>	Einspeise- management (ÜNB und VNB)	Reservekraft- werke Inland <sup>5</sup>	Reservekraft- werke Ausland <sup>6</sup>	Summe
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,8
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,8
2014	185,4	1,3	183,0 <sup>7</sup>	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,0 <sup>8</sup>	140,0	87,9	1.141,3
2016	Kosten- schätzung Q1-Q3: 102,2 <sup>9</sup>	noch unbe- kannt	Q1-Q3: 258,1 <sup>10</sup>	121,2	126,9	608,4
2017	noch un- bekannt	noch unbe- kannt	noch unbe- kannt	50,7	55,3	105,9
Summe	1.019,2	114,3	1.029,4	411,1	336,0	2.910,0

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2017 (Stand: April 2017)

Bei den in Tabelle 2 und 3 dargestellten Kosten für die Reservekraftwerke handelt es sich ab dem zweiten Halbjahr 2016 allein um den zu vergütenden Leistungspreis, also die Kosten, die alleine für die Vorhaltung der Kapazitäten anfallen. Die entstandenen Arbeitskosten und die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft sind ab dem zweiten Halbjahr 2016 noch nicht enthalten. Zudem sind für die künftigen Zeiträume noch nicht alle Verträge mit nationalen Reservekraftwerken geschlossen und dementsprechend die Kosten in den Tabellen 2 und 3 noch nicht vollständig berücksichtigt. Die bisher bekannte Höhe der Arbeitskosten für die Jahre 2015 und 2016 deckt sich in etwa mit den bislang aus anderen Datenmeldungen an die Bundesnetzagentur übermittelten Werten.

<sup>3</sup> National und grenzüberschreitend<sup>4</sup> National und grenzüberschreitend<sup>5</sup> Leistungskosten inkl. Kosten für Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und bis 1. Halbjahr 2016 (nicht separat ausgewiesen) Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts, Einsätze)<sup>6</sup> Leistungskosten und bis 1. Halbjahr 2016 (nicht separat ausgewiesen) Arbeitskosten<sup>7</sup> Geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG für 2014; BNetzA-Schätzung (vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2015, S. 110 ff.)<sup>8</sup> Geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG für 2015; Datenmeldungen der ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur (Vgl. Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Zweites und Drittes Quartal 2016, S. 10.)<sup>9</sup> Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.<sup>10</sup> Geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG für die ersten drei Quartale 2016; Datenmeldungen der ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur (Vgl. Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Zweites und Drittes Quartal 2016, S. 10.)

Zu den Redispatchmaßnahmen (ohne Netzreserve) der Übertragungsnetzbetreiber und den Entschädigungsansprüchen von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement-Maßnahmen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern in 2016 liegen bislang lediglich für die ersten drei Quartale geschätzte Kosten vor. Die Kosten des Jahres 2016 für Countertrading können derzeit ebenfalls noch nicht ausgewiesen werden. Demnach werden sich die Gesamtkosten für 2016 auch hier noch weiter erhöhen.

Die folgende Tabelle 3 beinhaltet für die Reservekraftwerke eine Aufteilung der in Tabelle 2 aufgeführten Kosten der inländischen und ausländischen Reservekraftwerke in Vorhalte- und Einsatzkosten.

### Kosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro

Jahr	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Inland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Inland	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Ausland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Ausland	Summe
2011	0,8	0,0	16,0	0,0	16,9
2012	7,1	0,8	17,8	0,0	25,7
2013	43,0	0,6	11,2	1,3	56,2
2014	44,3	2,6	18,0	1,5	66,4
2015	120,5	19,5	41,8	46,0	227,9
2016	111,2	10,1	66,2	60,7	248,1
2017	50,7	noch unbe- kannt	55,3	noch unbe- kannt	105,9
Summe	377,6	33,5	226,4	109,6	747,1

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Vorhalte- und Einsatzkosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro

In der folgenden Tabelle sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2016/2017 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Reservekraftwerke aufgeführt.

Für den Winter 2017/2018 handelt es sich um Prognosewerte unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.3 dargestellten Ergebnisse der vorliegenden Bedarfsfeststellung für t+1 (2017/2018). Aufgrund regionaler Netzengpässe können die Kraftwerksstandorte Ingolstadt und Irsching in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen so dass von 6,6 GW nationaler Netzreserve in t+1 (2017/2018) ein nutzbares Potential in der Grenzsituation Starklast/Starkwind von rund 5,7 GW verbleibt. Hierdurch reduziert sich der in der Tabelle angegebene Summenwert für die Netzreserve von 11,3 GW auf den Reservebedarf für t+1 (2017/2018) von 10,4 GW.

Ebenfalls handelt es sich für den Winter 2018/2019 um Prognosewerte unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.3 dargestellten Ergebnisse der vorliegenden Bedarfsfeststellung für t+2 (2018/2019). So beträgt der Netzreservebedarf für t+2 (2018/2019) bei Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze 3,7 GW. Diese 3,7 GW können durch die potentiell verfügbare nationale Netzreserve von 6,6 GW gedeckt werden so dass hier keine ausländische Netzreserve mehr erforderlich sein wird.

**Leistung Reservekraftwerke in MW**

<b>Jahr</b>	<b>Leistung Reservekraftwerke Inland</b>	<b>Leistung Reservekraftwerke Ausland</b>	<b>Summe</b>
2011/2012	535	937	1.472
2012/2013	1.622	937	2.559
2013/2014	1.572	1.373	2.945
2014/2015	2.240	784	3.024
2015/2016	3.312	4.348	7.660
2016/2017	4.458	3.925	8.383
	6.594 (Prognose)	4.696 (Prognose)	11.290 (Prognose)
2017/2018			(Bedarf 10.400 MW)
	6.594 (Prognose)	0 (Prognose)	6.594 (Prognose)
			(Bedarf 3.700 MW mit Engpassmanagement DE-AT bzw. 7.700 MW ohne Engpassmanagement DE-AT)
2018/2019			

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Reservekraftwerke in MW

## B Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung des Netzreservebedarfs ist gemäß § 3 Abs. 2 S. 1 NetzResV insbesondere eine von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, ihrer wahrscheinlichen Entwicklung im Hinblick auf das jeweils folgende Winterhalbjahr sowie mindestens eines der weiteren darauf folgenden vier Betrachtungsjahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve. Die dieser Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gemäß § 3 Abs. 2 S. 5 NetzResV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Verfahrensgegenständlich ist vorliegend sowohl die Systemanalyse für den Winter 2017/2018 als auch das Jahr 2018/2019.

Am 18. Oktober 2016 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der spätestens am 01. März 2017 vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Im Rahmen der sich hieran anschließenden Abstimmungsrunden, verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber insbesondere auf die im Folgenden dargestellten Eingangsparameter. Bezüglich des nach der NetzResV obligatorisch zu betrachtenden bevorstehenden Winterhalbjahres, also 2017/2018, einigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, den Netzreservebedarf zu bestimmen, der zur Beherrschung einer besonders kritischen Netzsituation aufgrund hoher Windeinspeisung und hoher Last erforderlich ist. Hierbei bestand aufgrund der Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 2 NetzResV erstmals die Vorgabe, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Netzreservebedarf bestimmen, der erforderlich ist, um systemrelevante Mehrfachfehler angemessen beherrschen zu können.

Als weiteres Betrachtungsjahr bestimmten Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber den Zeitraum vom 01. April 2018 bis zum 31. März 2019. Grund für diese Entscheidung war, dass in diesen Zeitraum die geplante Einführung des Engpassmanagementverfahrens zwischen dem deutschen und österreichischen Marktgebiet am 01. Juli 2018 fällt. Vor dem Hintergrund des Ergebnisses, der im vergangenen Jahr durchgeführten Systemanalyse für diesen Betrachtungszeitraum, bestand die Erwartung, dass sich durch diese Maßnahme der Netzreservebedarf ad hoc erheblich verringert. Es bestand Einigkeit, dass diese Einschätzung nochmals einer Überprüfung unterzogen werden sollte. Zudem waren die Übertragungsnetzbetreiber auch bezüglich dieses Zeitraums gemäß § 2 Abs. 2 S. 2 NetzResV erstmals dazu aufgefordert, einen Netzreservebedarf zu bestimmen, der ausreichend ist, um systemrelevante Mehrfachfehler angemessen zu beherrschen.

Abgestimmt wurden zudem insbesondere die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland (auf Grundlage der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur) und im Ausland, zur installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und zu den verfügbaren Netztransportkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten. Für beide Betrachtungszeiträume wurde vereinbart, dass die Auswirkungen der Verordnung über die Netzausbaugebiete bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs berücksichtigt werden.

Hinsichtlich des Betrachtungsjahres 2018/2019 sollte ergänzend der erforderliche Netzreservebedarf für die Fallvariante ermittelt werden, sollte sich die Einführung des Engpassmanagementverfahrens verzögern und nicht mehr im Jahr 2018 verwirklicht werden.

Die Bundesnetzagentur konnte hingegen der Annahme der Übertragungsnetzbetreiber bezüglich der Höhe der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung für Redispatchmaßnahmen nicht zustimmen. Gegenüber

zurückliegenden Systemanalysen, in denen der Netzreservebedarf für die aktuell zu untersuchenden Zeiträume bereits einmal ermittelt worden ist, beabsichtigten die Übertragungsnetzbetreiber, eine neue Methode zur Bestimmung der ungeplanten Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung anzuwenden. Als Folge des Methodenwechsels wäre der Umfang der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung deutlich angestiegen, womit die Erwartung verbunden war, dass dies zu einem nicht unwesentlichen Anstieg des Netzreservebedarfs führt. Die Bundesnetzagentur erklärte, dass ein Anstieg der Kraftwerksnichtverfügbarkeit in den Betrachtungszeiträumen nur durch zwischenzeitliche Änderungen tatsächlicher Umstände zu rechtfertigen sei, nicht aber durch einen Methodenwechsel, für den es keinen zwingenden sachlichen Grund gibt. Trotz fehlender Zustimmung zum Methodenwechsel erlaubte die Bundesnetzagentur, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Arbeiten an den Systemanalysen bis auf Weiteres mit der von ihnen neu verwendeten Methode fortsetzten, betonte jedoch, dass sie sich eine Ablehnung des ermittelten Netzreservebedarfs mit Blick auf die nicht gebilligte Verwendung der neuen Methode vorbehalte.

Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber einigten sich darauf, dass im Rahmen der Systemanalyse ergänzend -und soweit aktuell schon möglich- die von der Bundesregierung angekündigten Maßnahmen zur Minderung des Netzreservebedarfs zu betrachten sind. Zum einen war zu bestimmen, um welche Leistung der Netzreservebedarf reduziert werden kann, wenn im konkreten Fall eine Redispatchmaßnahme durch das Herunterfahren von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien effizienter ist als wenn der Redispatch mittels konventioneller Erzeugungsanlagen durchgeführt wird. Zum anderen betrachteten die Übertragungsnetzbetreiber, um welchen Anteil sich der Netzreservebedarf verringern kann, wenn zwischen den deutschen und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber eine Redispatchkooperation durchgeführt wird. Eine solche Redispatchkooperation würde den deutschen Übertragungsnetzbetreibern einen uneingeschränkten mittelbaren Zugriff auf österreichische Erzeugungsanlagen zum Redispatch ermöglichen, sofern die Sicherheit und Zuverlässigkeit des österreichischen Übertragungsnetzes gewahrt bleibt.

Am 24. Februar 2017 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur einschließlich der ihr zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen. Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte im Rahmen eines gemeinsamen Gesprächs am 03. März 2017. In dem Gespräch erklärten die Übertragungsnetzbetreiber, dass ihre Annahme, die Kraftwerke RDK 4S sowie Altbach HKW 1 als im Markt befindliche Kraftwerke zu behandeln, mittlerweile unzutreffend sei. Da die beiden Anlagen als systemrelevant einzustufen sind, müssten diese stattdessen der Netzreserve zugeordnet werden. Damit werden diese Kraftwerke bedingt durch die Methodik der Bedarfsanalysen auch für den Redispatch verfügbar. Die Bundesnetzagentur bat die Übertragungsnetzbetreiber, den Netzreservebedarf unter Berücksichtigung der damit insgesamt geringeren Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland erneut zu ermitteln.

Die Systemanalysen waren nicht vollständig, da der Netzreservebedarf, der nach Einführung des Engpassmanagementverfahrens zur Sicherstellung einer angemessenen Beherrschbarkeit systemrelevanter Mehrfachfehler nicht ermittelt worden war. Auch insoweit verlangte die Bundesnetzagentur eine Nachlieferung von den Übertragungsnetzbetreibern.

Die abschließende Lieferung der erbetenen Neuberechnungen erfolgte am 05. April 2017. Aufgrund verbleibender Unklarheiten in den vorgelegten Dokumenten richtete die Bundesnetzagentur am 07. April 2017 einen weiteren Fragenkatalog an die Übertragungsnetzbetreiber, der am 11. April 2017 abschließend beantwortet wurde.

# C Bedarfsfeststellung

Die vorliegende Netzreservebedarfsfeststellung basiert auf § 3 NetzResV.

## 1. Methodik der Systemanalyse

Für die Ermittlung des Bedarfs an Reservekraftwerken legen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich zum 01. März eine Systemanalyse vor. Die Eingangsparameter dieser Systemanalyse und die zugrunde gelegten Annahmen stimmen die Übertragungsnetzbetreiber mit der Bundesnetzagentur ab. Die Systemanalyse wird von der Bundesnetzagentur bis Ende April eines jeden Jahres geprüft und der Bedarf an Netzreserve festgestellt.

Im Folgenden werden der Ablauf und die Zielsetzung der Systemanalyse beschrieben.

### 1.1 Zielsetzung der Systemanalyse

Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Zielsetzung, für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren im Voraus zu ermitteln, welcher Bedarf an Reservekraftwerken in dem jeweiligen Betrachtungsjahr gedeckt werden muss.

In der Systemanalyse wird ermittelt, welche Eingriffe die Übertragungsnetzbetreiber in den durch den Markt vorgesehenen Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten vornehmen müssen, um die im bestehenden Netz vorhandenen Engpässe auszugleichen. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als "gesichert" gelten Kraftwerke, die ohnehin in Deutschland am Markt aktiv sind, sowie deutsche Kraftwerke, die als systemrelevant an der Stilllegung gehindert wurden, und ausländische Kraftwerke, die durch entsprechende Verträge zur Betriebsbereitschaft verpflichtet wurden. Mit Redispatch wird die Reduzierung und Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken bezeichnet, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz notwendig sind, um das Netz zu entlasten und zu stabilisieren. In der Systemanalyse wird der für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems benötigte Umfang der Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz bestimmt.

Bei der Bestimmung der Netzreserve wurden verschiedene Risikofaktoren innerhalb der Methodik abgebildet, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt 1.6 zusammenfassend dargestellt.

### 1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse

Die Ermittlung des Kraftwerksreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV („Systemanalyse“) ist wie folgt strukturiert (vgl. Abbildung 3).

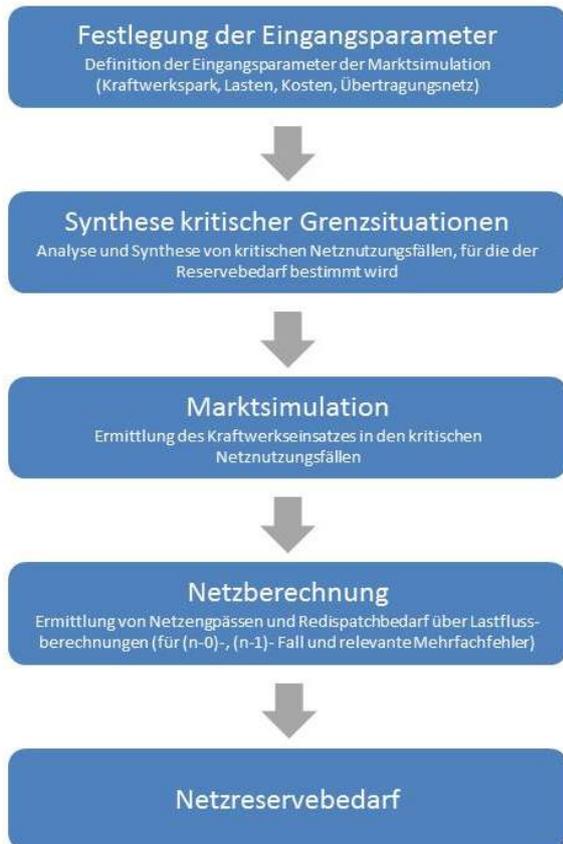


Abbildung 3: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse festgelegt (vgl. Abschnitt 1.3). Zur Bestimmung der Eingangsparameter wird eine Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2017/2018 und 2018/2019 erstellt. Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark und die voraussichtlichen Höchstlasten prognostiziert. Wie bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Regionalisierung der Erzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem wird die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie bestimmt. Daneben werden auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Annahmen zu Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Preisen abgestimmt.

Die Methoden zur Bestimmung der Eingangsparameter sind strukturell ähnlich zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan. Aus Vorsichtsgründen werden aber die Freiräume bei der Bestimmung der Eingangsparameter im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung gehandhabt. Daher werden bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs beispielsweise jeweils nur diejenigen Leitungsbauvorhaben berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum jeweiligen Betrachtungszeitraum als sicher angesehen werden kann. Somit wird für diese Zeiträume von einer reduzierten Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes gegenüber dem Basisfall ausgegangen.

Aufbauend auf der Bestimmung der Eingangsparameter werden im zweiten Schritt synthetische Netznutzungsfälle erstellt. Hierbei werden synthetische Wochen konstruiert, in denen die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die deutschen und europäischen Lasten auf Basis von

historischen Profilen abgebildet werden. So soll sichergestellt werden, dass bekannte netztechnisch kritische Situationen durch den ermittelten und dann kontrahierten Reservebedarf abgedeckt werden können (vgl. Abschnitt 1.6).

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Marktmodellierung prognostiziert, welche Erzeugungsanlagen in den betrachteten Stunden zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt 1.4). Das Modell bestimmt auch, welche Exporte in das und Importe aus dem europäischen Ausland sich in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen. Im Sinne einer vorsichtigen Betrachtung werden im Marktmodell auch zusätzliche Risiken berücksichtigt, wie zum Beispiel geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, zu denen es aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen kommen kann. Diese basieren auf einer statistischen Auswertung historischer Daten.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt 1.5). Auch hier werden zusätzliche Risiken berücksichtigt: Es wird unterstellt, dass ein relevantes Netzbetriebsmittel ausgefallen ist, zum Beispiel ein Freileitungsstromkreis oder ein Netztransformator ((n-1)-Kriterium). Zusätzlich müssen auch systemrelevante Mehrfachfehler, beispielsweise der Ausfall einer Doppelleitung oder einer Sammelschiene, angemessen beherrscht werden. Durch die Betrachtung dieser verschiedenen Fehlerereignisse zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen kommen würde und das Netz die ermittelte, ökonomisch optimale Stromerzeugung nicht transportieren könnte. Die nach der Umsetzung netzbezogener Maßnahmen (z.B. Topologieänderungen oder Rücknahme von bereits abgestimmten Leitungsfreischaltungen) verbleibenden Netzüberlastungen müssen durch Redispatch behoben werden. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, einzelne Kraftwerke heruntergefahren und ihre Einspeisung durch Kraftwerke ersetzt, die auf die Netzengpässe entlastend wirken. Wie bereits oben beschrieben wird eine statistisch ermittelte Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken angenommen. Die Menge der notwendigen Anpassungen an Kraftwerksleistung zur Erlangung eines engpassfreien Netzes ist dann der Redispatchbedarf.

Bei der Bestimmung des Redispatchbedarfs werden Kraftwerke heruntergefahren, deren Einspeisung die bestehenden Netzengpässe besonders belasten. Das dadurch entstehende Defizit wird zunächst durch deutsche Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit sind oder gehalten werden, ausgeglichen. Reichen die tatsächlich geeigneten am Markt agierenden Kraftwerke nicht aus, um das Defizit zu decken, werden als nächstes regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13b EnWG angeordnet wurde, zum Redispatch herangezogen. Anschließend greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf Kraftwerke zurück, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden. Besteht weiterhin ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckenden Lücke enthält. Für den Winter 2018/2019 werden zwei verschiedene Markt-Sensitivitäten untersucht: erstens das an der deutsch-österreichischen Grenze geplante Engpassmanagement ist eingeführt, und zweitens die Einführung verzögert sich und es besteht noch eine einheitliche Preiszone. Für beide Fälle wird der Redispatchbedarf gemäß oben beschriebener Methodik bestimmt. Zusätzlich werden zwei Sensitivitäten betrachtet. Zum einen werden erneuerbare Energien nicht nachrangig, sondern gleichrangig zu konventionellen Kraftwerken heruntergeregelt, um Netzengpässe zu entlasten. Zum anderen werden die österreichischen Marktkraftwerke im Falle einer verzögerten Engpasseinführung in einem mit Österreich koordinierten Redispatch gleichberechtigt zu den deutschen Kraftwerken nach netztechnischer Effizienz (Minimierung der Redispatch-Kosten) zum Redispatch eingesetzt. Beide Sensitivitäten dienen dem Ziel, den Redispatchbedarf insgesamt deutlich zu senken.

Der Reservebedarf, der in den zwei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln 3 und 4 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Systemanalyse genauer erläutert.

### 1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, werden im ersten Schritt die der Systemanalyse zugrunde liegenden Eingangsparameter zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt.

Zu den Eingangsparametern gehören die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte Kraftwerkspark, seine regionale Verteilung und die Grenzkosten der Erzeugung sowie der Zustand des Netzes im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkeinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

Im Folgenden wird erläutert, mit welcher Methodik die Eingangsparameter bestimmt wurden. In den Abschnitten 3.1 und 4.1 werden dann die im jeweiligen Betrachtungszeitraum verwendeten Eingangsparameter vorgestellt.

#### 1.3.1 Übertragungsnetz

Für die Netzberechnungen wird für jeden der zwei Betrachtungszeiträume je ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Diese zwei Übertragungsnetzmodelle sind topologische Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze in den Jahren 2017 und 2018. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilernetze werden soweit möglich und notwendig berücksichtigt.

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird auf Basis der Regionalisierungsmethodik nach dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung 2030<sup>11</sup> sowie der aktuellen Datenlage und der EEG-Mittelfristprognose auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Im Ausland werden größere konventionelle Kraftwerksblöcke im Nahbereich des deutschen Übertragungsnetzes blockscharf abgebildet. Die restliche ausländische Erzeugung wird berücksichtigt, indem Handelssalden der Marktsimulation über Multiplikationsfaktoren ausbalanciert werden.

Die Übertragungsnetze der zwei Betrachtungszeiträume enthalten bereits eine Zahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung werden nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum Winterhalbjahr 2017 und bis zum Sommer 2018 auf Basis des EnLAG- und des BBPIG-Monitorings als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Maßnahmen, deren Inbetriebnahme bis zum Sommer 2017 bzw. 2018 unsicher ist, werden bei der Systemanalyse für die jeweiligen Jahre als nicht realisiert unterstellt.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der Systemanalyse netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (z. B. Freischaltungen). Hierbei werden nur sol-

---

<sup>11</sup> Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030; online im Internet: [http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen\\_2030\\_Genehmigung.pdf](http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf) [Zugriff am 08.03.2017]

che Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, die nicht mit einem zeitlichen Vorlauf von 48 Stunden oder weniger verschiebbar oder behebbar sind. Ein Grund für die Nichtverfügbarkeiten von Leitungen ist, dass zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter der Verwendung bestehender Trassen realisiert werden. Dies führt dazu, dass die zu ersetzenden Betriebsmittel (z.B. Freileitungen) längerfristig nicht zum Stromtransport genutzt werden können. Auch die Fähigkeit zur Versorgung von unterlagerten Verteilnetzen kann geschwächt werden. Daher können diese Nichtverfügbarkeiten zu einem höheren Bedarf an Reservekraftwerken führen und werden aus Vorsichtsgründen im Netzmodell berücksichtigt. Neben der Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen werden auch Sonderschaltzustände berücksichtigt, die aufgrund des netzausbaubedingten Umbaus oder der Erneuerung von Anlagen (z.B. Erneuerung von Schaltanlagen) eingerichtet werden müssen. Tendenziell sind diese Nichtverfügbarkeiten aber als planbare Nichtverfügbarkeiten anzusehen, da die entsprechenden Maßnahmen mit großem Vorlauf in den Betrieb eingeplant werden. Neben den Nichtverfügbarkeiten von Leitungen wird in den Systemanalysen auch die Umgebungstemperaturabhängigkeit der Stromtragungsfähigkeit von Freileitungen in Form von spezifischen Übertragungsfähigkeiten für das Winterhalbjahr berücksichtigt.

### 1.3.2 Kraftwerkspark

Für das Marktmodell wird prognostiziert, welche Kraftwerke in den zwei Betrachtungszeiträumen am Markt teilnehmen und welche stillgelegt werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 13. Oktober 2016) und der internen Datengrundlage der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst weiterhin Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Die in der Kraftwerksliste angegebenen Daten basieren auf regelmäßigen Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern sowie den Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, aber auch die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a AtG werden berücksichtigt. Darüber hinaus werden die Angaben zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG berücksichtigt. Diese Braunkohlekraftwerke stehen dementsprechend nach ihrer Überführung in die Sicherheitsbereitschaft weder dem Markt noch für Redispatch zur Verfügung. Aufbauend auf den jahresscharfen Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur wird die Entscheidung getroffen, welche Kraftwerke in den einzelnen Zeithorizonten als in Betrieb angenommen werden. Hierbei werden Annahmen zugrunde gelegt, die aus Netzsicht ein Worst-Case-Szenario darstellen. Es wird unterstellt, dass Kraftwerke im Süden bereits am Anfang eines jeden Jahres stillgelegt werden, während Kraftwerke im Norden erst am Ende des jeweiligen Jahres stillgelegt werden, für das sie die geplante Stilllegung im Kraftwerksmonitoring angegeben haben. Bei Inbetriebnahmen erfolgt dies entsprechend umgekehrt. Die resultierende Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber um eigene aktuelle Erkenntnisse zu Neubauvorhaben und Stilllegungsabsichten, sowie um Angaben zum Betriebsmodus (marktbasierend, KWK, Zwangseinsatz als Industriekraftwerk oder Reservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Bereits von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Reservekraftwerke im In- und Ausland sowie potentielle inländische Reservekraftwerke werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht in der Marktsimulation berücksichtigt und erst in den anschließenden Netzanalysen zum Redispatch eingesetzt.

Die prognostizierte Leistung aus Erneuerbaren-Energieanlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird an Hand der Mittelfristprognose des Leipziger Instituts für Energie GmbH vom 5. Oktober 2016<sup>12</sup> bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von EE-Anlagen an Land das „Trendszenario“ zugrunde gelegt. Bei Wasserkraftanlagen (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen) werden Daten der Übertragungsnetzbetreiber verwendet. Für die Erwartungswerte zur installierten Leistung von Offshore-Windparks werden die aktuellen Daten der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur verwendet. Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wird auch festgelegt, an welchen geographischen Standorten die erneuerbaren Energieträger in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. an welchen Stellen Energie aus dem Übertragungsnetz entnommen wird. Hierbei wird die reale, geographische Verortung der Anlagen zugrunde gelegt. Die Basis hierfür sind die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Regionalisierung des für die nächsten Jahre prognostizierten Zubaus an EE-Anlagen erfolgt mit Hilfe der Regionalisierungsmethodik nach dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung 2030.<sup>13</sup> Dabei wird die prognostizierte installierte Leistung an EE-Anlagen je Bundesland nach aktueller EEG-Mittelfristprognose eingehalten. Bei den Offshore-Windenergieanlagen wurde die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten auf Basis der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen.

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land wird für die Zeithorizonte 2017/2018 (t+1) und 2018/2019 (t+2) der oben genannten aktuellen EEG-Mittelfristprognose entnommen (Bundeslandprognose, Trendszenario). Die Mittelfristprognose berücksichtigt dabei das EEG 2017 und damit auch die Ausdehnung der Ausschreibungspflicht von Freiflächenanlagen auf Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar- und Biomasseanlagen. Vor Beginn der Ausschreibungsrunden ist ein stärkerer Zubau von Windenergieanlagen an Land durch Vorzieheffekte zu beobachten gewesen, der in den prognostizierten installierten Leistungen für die Systemanalyse berücksichtigt wurde.

Die Mittelfristprognose berücksichtigt jedoch nicht das Netzausbauggebiet. Die Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) definiert seit 01. März 2017 ein Netzausbauggebiet, das in seiner jetzigen Form bis Ende 2019 gilt und in dem jährlich höchstens 902 MW an Zuschlägen für den Zubau von Windenergieanlagen an Land erteilt werden. Das Netzausbauggebiet umfasst vollständig Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen und Hamburg sowie den nördlichen Teil Niedersachsens.

Es wird erwartet, dass der Zubau von Windenergieanlagen an Land bis 2018 aufgrund bereits genehmigter Anlagen jedoch überwiegend außerhalb der Ausschreibungen erfolgen wird und erst ab 2019 durch die Ausschreibungen bestimmt wird. Denn Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhalten haben, diese vor dem 1. Februar 2017 an das Register der Bundesnetzagentur gemeldet haben und bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen werden, sind von den Ausschreibungen ausgenommen. Die Wirkung des Netzausbauggebietes, d.h. ein geringerer Zubau dort, dürfte daher auch erst ab 2019 (t+3) spürbar werden.

---

<sup>12</sup> Leipziger Institut für Energie GmbH (2016): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021; online im Internet: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/20161006\\_Abschlussbericht\\_EE\\_IE\\_Leipzig.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/20161006_Abschlussbericht_EE_IE_Leipzig.pdf) [Zugriff am 08.03.2017]

<sup>13</sup> Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030; online im Internet: [http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen\\_2030\\_Genehmigung.pdf](http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf) [Zugriff am 08.03.2017]

Aufbauend auf den Prognosen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen wird die maximale, relative Höhe der Einspeisung von Windenergieanlagen (in Prozent der installierten Leistung) auf Basis historischer Werte geschätzt. Hierbei wird der Maximalwert der letzten Jahre zugrunde gelegt.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis einer Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und der MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2016<sup>14</sup>-Daten sowie der SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) 2015<sup>15</sup>-Daten modelliert. Als Ausgangsbasis für die Abbildung des ausländischen Kraftwerksparks dient eine Liste mit ausländischen Kraftwerken, die auch schon in den vorangegangenen Analysen verwendet wurde. Eine Aktualisierung dieser blockscharfen Liste erfolgt durch eine Datenabfrage bei dem jeweils betroffenen ausländischen Übertragungsnetzbetreiber. Der Fokus der Datenabfrage liegt auf Kraftwerken ab einer installierten Leistung von 100 MW. Geographisch liegt der Fokus auf den Anrainerstaaten von Deutschland (Österreich, Schweiz, Polen, Tschechien, Niederlande, Belgien, Frankreich, Luxemburg, Dänemark) sowie der Slowakei und Italien als Anrainerstaaten von Österreich. Auch der Kraftwerkspark in Ungarn und Slowenien als weitere Anrainerstaaten von Österreich wird blockscharf abgebildet. In Österreich wurden bei der Datenabfrage insbesondere auch Besonderheiten beim Kraftwerksbetrieb aufgrund von Must-Run-Bedingungen und KWK-Betrieb berücksichtigt. Auch die Arbeitsweise von Wasserkraftwerken mit Schwellbetrieb wird abgebildet. Mit Hilfe dieser Abfrage wurde eine aktualisierte, blockscharfe Liste erstellt. Aufgrund des Fokus der Abfrage auf Kraftwerke mit einer installierten Leistung, die größer als 100 MW ist, sind nicht alle ausländischen Kraftwerke in dieser blockscharfen Liste enthalten. Um dennoch die ausländischen Kraftwerksparks möglichst realitätsnah abzubilden, wurden erforderlichenfalls die berücksichtigten Daten auf eine Interpolation der installierten Leistungen aus dem SO&AF 2015 für das Zieljahr 2016 und dem MAF 2016 für das Zieljahr 2020 hochskaliert. Hierbei wurden die SO&AF-Daten des Szenarios B verwendet.

Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden ebenfalls die Daten aus dem SO&AF 2015 und dem MAF 2016 verwendet. Hierbei erfolgt die Bestimmung der Mantelzahlen je EE-Energieträger im Ausland auf Basis der interpolierten Angaben des SO&AF 2015 und des MAF 2016 für den jeweiligen Zielhorizont. Auch die Regelleistungsvorhaltung wird bei der Festlegung der Kraftwerksparks berücksichtigt. Dies ist erforderlich, da die Regelleistungsvorhaltung die verfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland und Österreich einschränkt. Für Deutschland wird für beide Betrachtungszeiträume angenommen, dass 4.200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland und 700 MW in Österreich für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Die blockscharfe Verteilung der Regelleistungsvorhaltung orientiert sich an historischen Daten. Im restlichen Ausland wird die Regelleistungsvorhaltung mit Hilfe der Daten aus dem SO&AF 2015 und des MAF 2016 abgebildet.

### 1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Neben dem Kraftwerkspark werden bei der Ermittlung der Netzreserve geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken unterstellt. Hierzu werden Annahmen getroffen, welche Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder zufälligen Ereignissen (z.B. technischen Fehlern) in den Betrachtungszeiträumen keine Leistung einspeisen. Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten in der Reservebedarfsermittlung

<sup>14</sup> Vgl. ENTSO-E (2016): Mid-term Adequacy Forecast; online im Internet:

[https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2016\\_FINAL\\_REPORT.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf) [Zugriff am 08.03.2017]

<sup>15</sup> Vgl. ENTSO-E (2015): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015-2030; online im Internet:

[https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630\\_SOAF\\_2015\\_publication\\_wcover.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf) [Zugriff am 08.03.2017]

ist von entscheidender Bedeutung, da die in der Systemanalyse untersuchten potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Wenn beispielsweise der Bedarf an Netzreservekraftwerken durch ein hohes Nord-Süd-Gefälle an Kraftwerken bestimmt wird, würde eine hohe Kraftwerksnichtverfügbarkeit in Süddeutschland und eine geringe in Norddeutschland zu einer Verstärkung dieses Lastflusses und somit einer Steigerung des Netzreservebedarfs führen. Daher ist es erforderlich, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in den Systemanalysen mit Hilfe von geeigneten Methoden zu berücksichtigen. Hierzu wurden Modelle entwickelt, mit denen die Kraftwerksverfügbarkeit für potentiell auslegungsrelevante Grenzsituationen geschätzt werden kann.

Bei Nichtverfügbarkeiten wird zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten unterschieden. Geplante Nichtverfügbarkeiten treten zum Beispiel aufgrund von Revisionen auf. Unter ungeplanten Nichtverfügbarkeiten werden unvorhergesehene Ereignisse wie eine defekte Speisewasserpumpe, ein Rohrreißer im Dampfkreislauf oder ein Erdschluss im Generator verstanden.

Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken wird mit Hilfe eines stochastischen Modells bestimmt. Hierzu werden im ersten Schritt kraftwerkstypspezifische Nichtverfügbarkeitskennzahlen ermittelt, die die Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks statistisch beschreiben. Die Nichtverfügbarkeitskennzahlen unterscheiden sich je nach Kraftwerkstyp und verwendeten Primärenergieträgern (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser). In dem Modell wird zum einen eine Unterscheidung zwischen Voll- und Teilnichtverfügbarkeiten gemacht, zum anderen wird eine saisonale Abhängigkeit der Verfügbarkeitskennzahlen berücksichtigt. Da für eine Grenzsituation auch eine saisonale Zuordnung möglich ist, können bei der Bestimmung der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung auch die entsprechenden saisonalen Eingangsdaten angewendet werden. Aus Sicht der resultierenden Leistungsflüsse im Übertragungsnetz ist es unerheblich, ob eine Kraftwerksnichtverfügbarkeit geplanter oder ungeplanter Natur ist. Daher ist es zulässig, die Nichtverfügbarkeitskennzahlen zunächst ohne Unterscheidung zwischen geplanten und ungeplanten Ereignissen zu ermitteln.

Aufbauend auf den statistisch ermittelten kraftwerksspezifischen Verfügbarkeitsdaten werden im zweiten Schritt Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmt. Hierbei wird die gesamte nicht verfügbare Kraftwerksleistung zunächst auf einzelne Regionen und dann auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Die Leistung wird zunächst auf zwei Regionen verteilt, weil Kraftwerksnichtverfügbarkeiten je nach Region eine netzbelastende oder netzentlastende Wirkung haben. Aus einer vorgelagerten Engpassanalyse sind für die Grenzsituationen kritische Engpässe bekannt, so dass es möglich ist, die Regionen zu definieren, in denen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten eher eine entlastende oder belastende Wirkung auf diese Engpässe haben. In der Systemanalyse wird zwischen der Region Süd und der Region Nord unterschieden. Erstere umfasst Österreich und Süddeutschland (südlich des 50,4° Breitengrades), während zu letzterer die restlichen Teile Deutschlands gehören.

Für jede der Regionen wird mittels eines probabilistischen Modells die Verteilungsfunktion der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung ermittelt. Unter Annahme einer statistischen Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksausfälle ist dies durch eine Faltungsoperation möglich. Aufbauend auf den berechneten Verteilungsfunktionen wird für die Grenzsituationen die nicht verfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Hierbei wird für jeden der Zeithorizonte ein 5 %-Quantil in der Region Nord und ein 95 %-Quantil in der Region Süd zugrunde gelegt, weil angenommen wird, dass Nichtverfügbarkeiten

in der Region Nord die Netzengpässe entlasten, während Nichtverfügbarkeiten in der Region Süd eine belastende Wirkung auf die Netzengpässe haben.

Für die Region Nord wird demnach ein niedriger Wert der Nichtverfügbarkeiten angenommen, bei dem noch niedrigere Werte für die Nichtverfügbarkeiten in nur fünf Prozent der Fälle auftreten. Für die Region Süd wird dagegen ein hoher Wert der Nichtverfügbarkeiten angenommen, bei dem noch höhere Werte für die Nichtverfügbarkeiten ebenfalls in nur fünf Prozent der Fälle auftreten.

Die daraus resultierenden Nichtverfügbarkeiten je Region werden auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Falls Informationen zu geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten vorliegen, werden diese berücksichtigt und nur die verbleibende Leistung auf andere Kraftwerksblöcke verteilt. Bei der Verteilung werden die Anteile der Kraftwerkstypen an der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung berücksichtigt.

Die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten werden separat für jeden zu untersuchenden Zeithorizont 2017/2018 und 2018/2019 ermittelt. Die Szenarien werden in Kapitel 1.6 vertieft dargestellt. Die konkret angenommenen Nichtverfügbarkeiten werden in den Abschnitten 3.1.4 und 4.1.4 beschrieben.

#### **1.3.4 Szenarien zur Zukunft der Preiszone Deutschland-Österreich**

Im Rahmen der Systemanalysen wurden sehr hohe Handelsflüsse von Deutschland nach Österreich festgestellt, die in der Spitze Werte von 10 GW überschreiten. Die tatsächliche Netzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich liegt deutlich unter diesem Wert. Ausweislich der Angaben aus den Netzentwicklungsplänen wird dort auf absehbare Zeit mit einem Wert von 5,5 GW geplant. Eine Überprüfung der bestehenden Übertragungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur ergab, dass tatsächlich heute nur ca. 2,5 GW (n-1)-sicher über die Grenze übertragen werden können, ohne die Netze der Nachbarländer für den Stromtransport mit in Anspruch zu nehmen. Daher stellt sich, wie an allen anderen potenziell überlasteten Verbindungsleitungen auch, die Frage nach der Erforderlichkeit eines Engpassmanagements. Gemäß der Regeln der Verordnung (EU) der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM), die August 2015 in Kraft getreten ist, wird der Zuschnitt der Gebotszonen alle drei Jahre überprüft. Bereits vor dem Inkrafttreten der Leitlinie wurde im Rahmen eines Pilotprojekts eine erste Überprüfung der Gebotszonen begonnen. In den Vorarbeiten dazu haben die Europäischen Akteure (die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden ACER, die Europäische Kommission, ENTSO-E) vermehrt das Augenmerk auf einen möglichen Neuzuschnitt der deutsch-österreichischen Gebotszone und damit einhergehend die Einschränkung der Exportmöglichkeiten von Deutschland nach Österreich durch die Einführung eines Engpassmanagementverfahrens gerichtet: Der Großteil der zu untersuchenden Szenarien sieht (auch) eine Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone in eine deutsche und eine österreichische Gebotszone vor. Mehrere Mitgliedsstaaten wie Polen und Tschechien haben sich bereits im Vorfeld der Untersuchung für eine Trennung ausgesprochen. Auch die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) hat in ihrer Stellungnahme 09/2015 vom 23. September 2015 sowie in ihrer Entscheidung 06/2016 vom 17. November 2016 auf Probleme wie hohe Ringflüsse durch Polen und Tschechien hingewiesen und die Teilung der Gebotszone zwischen Deutschland und Österreich gefordert. Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Rahmen früherer Feststellungen des Netzreservebedarfs darauf hingewiesen, dass eine solche Maßnahme aufgrund ihrer erheblichen netzentlastenden Wirkung zu erwägen ist und hat auch der ACER Stellungnahme 09/2015 zugestimmt.

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Schreiben vom 28. Oktober 2016 die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, Vorbereitungen zur Aufnahme einer Engpassbewirtschaftung ab Juli 2018 aufzunehmen. Parallel dazu werden Gespräche mit den zuständigen Akteuren zu Varianten zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes und eines möglichst funktionierenden Marktes inkl. den Vor- und Nachteilen einer Gebotszonenrennung geführt. Im Ergebnis hält die Bundesnetzagentur eine marktbasierete Engpassbewirtschaftung durch Deckelung des Handels, gegenüber der Nachsteuerung durch Redispatch, für vorzugswürdig.

Zur Quantifizierung der Auswirkung des geänderten Gebotszonenzuschnitts wurden für das Jahr 2018/2019 drei Szenarien betrachtet:

- Im Basisszenario wird angenommen, dass die Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone in eine deutsche und eine österreichische Gebotszone fristgerecht vorgenommen wird und im Sommer 2018 ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert wird.
- Zu Vergleichszwecken wird im zweiten Szenario unterstellt, dass keine Änderung der Gebotszonengestaltung vorgenommen wird.
- In Anlehnung an die vom BMWi beabsichtigte mittelfristige Abschmelzung der Netzreserve, wurde im dritten Szenario der Einsatz von gesichertem Redispatchpotential in Österreich untersucht.

Bei der Bestimmung des Reservebedarfs für den Fall der Einführung eines Engpassmanagements, Basisszenario, wurde in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber unterstellt, dass im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall eine Netztransferkapazität (NTC) von 5,5 GW an der deutsch-österreichischen Grenze besteht. Diese NTC-Höhe ist dem Zielwert aus dem NEP 2025 entnommen. Die tatsächlichen Kapazitäten heute lägen bei ca. 2,5 GW ohne Redispatch und Ringflüsse, bei 4,0 GW mit einem überschaubaren Maß an Redispatch.<sup>16</sup> Die Annahme eines NTC in Höhe von 5,5 GW stellt damit für die hier untersuchten Zeiträume eine konservative Schätzung dar, ist aber insofern gerechtfertigt und sinnvoll, weil mittelfristig sowohl das innerdeutsche Netz als auch die grenzüberschreitenden Leitungen auf die Bereitstellung dieser Transportleistung hin optimiert werden. Auch nach der Einführung der Engpassbewirtschaftung im Sommer 2018, voraussichtlich im Rahmen einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode, sind Handelsflüsse oberhalb von 5,5 GW möglich, dann jedoch in Situationen mit besonders gleichmäßiger Leitungsauslastung. In Situationen, in denen sich die Netzbelastung besonders kritisch darstellt, wäre die anhand der genehmigten Kapazitätsberechnungsmethode ermittelte Handelskapazität geringer. Das langfristig ab 2024/2025 zur Verfügung stehende Netz wird daher über diesen Leistungswert tendenziell nicht hinausgehen; höhere Kapazitäten durch die Nutzung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung sind dabei je nach Belastungssituation der Netze vorstellbar. Die Zugrundelegung des Zielwertes des Netzentwicklungsplans für 2025 in Höhe von 5,5 GW in den Rechenmodellen macht keine Aussage dazu, wie hoch der NTC bei einer tatsächlichen Engpasseinführung im Jahr 2018 tatsächlich wäre. Bei einer realen Engpasseinführung würde ein Verfahren zur Kapazitätsberechnung (zum Beispiel das lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsverfahren) eingeführt, mit dem der NTC in den einzelnen Stunden auf Basis der jeweiligen Netzsituation bestimmt würde.

Im zweiten Szenario (keine Änderung des gegenwärtigen Gebotszonenzuschnitts) sind für die Berechnung des Reservebedarfs keine weiteren Annahmen erforderlich.

---

<sup>16</sup> et Energiewirtschaftliche Tagesfragen 09/2016: Adamek, Franziska; Ahlhaus, Philipp; 'Bestimmung der (n-1)-sicheren Übertragungskapazität an der deutsch-österreichischen Grenze', Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66 (2016), Seite 17–19

Für das dritte Szenario (gesicherter Redispatch in Österreich) wurde unterstellt, dass gesicherte Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 4,7 GW in Österreich für den Redispatch zur Verfügung stehen. Aufgrund der netztechnischen Lage kann - insbesondere auf Engpässe an den östlichen und südlichen Grenzen - die Wirksamkeit österreichischer Kraftwerke im Vergleich zu Kraftwerken in Deutschland höher sein. Dieses Szenario birgt verschiedene Unsicherheiten; unter anderem werden im operativen Betrieb die Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich nicht auf den netztechnisch übertragbaren Wert beschränkt und erfordern somit den Einsatz von Redispatch mit sehr hohen Leistungen um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur kommen zu dem Fazit, dass die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze sinnvoll und geboten ist. Die Einführung eines Engpassmanagements verhindert extreme Handelsspitzen, die die Übertragungskapazität der Netze übersteigt, die Übertragungsnetzbetreiber zu Gegenmaßnahmen zum Erhalt der Systemsicherheit zwingt und somit Fehlanreize im Strommarkt setzt. Sie reduziert deutlich den Umfang der tatsächlich notwendigen Redispatchmaßnahmen und leistet dadurch einen erheblichen Beitrag, die Fehlerwahrscheinlichkeit im operativen Bereich zu verringern und damit die effektive Systemsicherheit zu erhöhen. Die weiteren Szenarien wurden betrachtet, um alle Eventualitäten abzusichern.

### **1.3.5 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten**

Neben den genannten Kerngrößen werden die Netztransferkapazitäten - Net Transfer Capacities (NTC), die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten, für die einzelnen benachbarten Länder prognostiziert.

Zur Festlegung der Annahmen wurden insbesondere für die nichtdeutschen Grenzen die Systemführungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und deren Netzplanungen sowie der europäische Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP<sup>17</sup>) herangezogen. Die Grenzkuppelkapazitäten der Grenzen Deutschlands in die Schweiz, nach Frankreich und Niederlande ergeben sich abhängig von der jeweiligen Windeinspeiseproggnose an Land in der betrachteten Stunde. Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

Hinsichtlich des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsverfahrens in der CWE-Region (d.h. Benelux, Deutschland und Frankreich) wird unterstellt, dass in den untersuchten Grenzsituationen die unterstellten NTC-Werte als vorgegebene Rahmenbedingungen die Handelskapazitäten limitieren würden. Dadurch kann in erster Näherung sichergestellt werden, dass es nicht zu einer Unterdimensionierung des resultierenden Reservebedarfs kommt.

### **1.3.6 Annahmen zur Netzlast**

Wichtige Eingangsparameter der Marktsimulation sind der Verlauf und die Höhe der Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland.

---

<sup>17</sup> ENTSO-E (2014): Ten-Year Network Development Plan 2014; online im Internet: [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report\\_.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf) [Zugriff am 13.04.2015]

Die Grundlage für die Lastannahmen im Winterhalbjahr bildet ein realer Wochenverlauf. Dieser bildet die Grundlage für den Starklast-Starkwind-Fall und ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland und eine hohe Lastgleichzeitigkeit in Europa. Der reale Wochenverlauf wird an die beiden untersuchten Zeithorizonte angepasst, indem das Maximum der Wochenlast auf die jeweils angenommene maximale Last skaliert wird.

Für Deutschland wurden die Lastprognosen durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Bei der Prognose der ausländischen Lasten wurden die ausländischen Übertragungsnetzbetreiber befragt, welche Höchstlasten sie im relevanten Netznutzungsfall für ihr Netzgebiet prognostizieren.

Durch die Zugrundelegung der realen Wochenverläufe ist es möglich zu berücksichtigen, dass Maximallasten in der Realität in den einzelnen europäischen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.

#### **1.4 Marktsimulation**

In den vorangegangenen Schritten wurden die Rahmenbedingungen für die zu untersuchenden Stunden festgelegt (zum Beispiel wie hoch der Verbrauch von Strom und die installierte Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen im Betrachtungszeitraum sind und an welchem Ort die Erzeugungsanlagen stehen). Zudem werden die stündlichen Erträge der Erneuerbaren-Energienanlagen mit Hilfe des Wetterjahres 2012 abgebildet. Nun wird in einem nächsten Schritt ermittelt, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den einzelnen Stunden mit welcher Leistung einspeisen, also die Residuallast decken. Hierbei wird im Rahmen der Systemanalysen eine synthetische Woche untersucht.

Die Beantwortung der Einsatzfrage hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Mit Hilfe des ökonomischen, europäischen Marktmodells wird ermittelt, welche Kosten ein Kraftwerk bei Einsatz in jedem der Netznutzungsfälle hat. Die Gesamtkosten hängen zum Beispiel von Brennstoffkosten, Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und der Erzeugungstechnologie ab. Auf Basis der Gesamtkosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt werden. Hierbei wird als externe Bedingung vorgegeben, dass die erneuerbaren Energien gegenüber anderen Energieträgern den Vorteil der sogenannten Vorrang einspeisung genießen. Auch die technischen Restriktionen der Kraftwerke, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-run-Bedingungen (zum Beispiel zur Wärmeenergieerzeugung bei KWK-Anlagen), werden berücksichtigt.

Bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird im Marktmodell sichergestellt, dass die Stromnachfrage in jeder Stunde gedeckt wird. Hierbei wird auch berücksichtigt, welche Leistungen ins Ausland exportiert oder aus dem Ausland importiert werden können. Die Handelssalden mit dem benachbarten europäischen Ausland werden in der Marktsimulation ermittelt, wobei die Zusammensetzung der ausländischen Kraftwerksparkes und die vorgegebenen NTC-Werte berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse 2017 wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen in allen zwei Zeiträumen durchgeführt. Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes in Stundensegmenten reicht aus, um Schwankungen in der Erzeugung und im Verbrauch abzubilden. Eine Modellierung in höherer zeitlicher Auflösung würde den Aufwand bei den Berechnungen in einem sehr hohen Maße vervielfachen.

## 1.5 Netzanalysen

In der Systemanalyse der zwei Betrachtungsjahre wird aus dem Wochenlauf die jeweils für das Netz kritischste Stunde ausgewählt. Für diese wird eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen kommt. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall werden auch Ausfälle einzelner Leitungen, ((n-1)-Sicherheit) und relevante Mehrfachfehler untersucht.

Treten Überlastungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands<sup>18</sup> eingeleitet. Zunächst wird geprüft, ob der Netzengpass durch topologische Maßnahmen (wie z.B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden kann.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energienanlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die eine netzentlastende Wirkung haben, hochgefahren. Dadurch wird sichergestellt, dass trotz der Leistungseinsenkung ausreichend Erzeugungsleistung vorhanden ist, um die Last zu decken.

Zur Behebung unzulässiger, grenzwertverletzender Betriebszustände im Übertragungsnetz werden nacheinander verschiedene Gruppen von Kraftwerken herangezogen. Zunächst wird die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken erhöht, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Moment nicht oder nicht vollständig einspeisen. Falls verfügbar besteht auch die Möglichkeit den Leistungsbezug von Speichern im Pumpbetrieb einzusenken. Auf eine Erzeugung aus Pumpspeichern wird aufgrund der begrenzten Speichervolumina nicht zurückgegriffen. Verbleiben dann noch unzulässige, grenzwertverletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz, werden Redispatchmaßnahmen mit bereits kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreserveanlagen durchgeführt. Sollten diese ebenfalls nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beheben, wird Redispatch mit weiteren explizit oder nicht explizit modellierten Anlagen im Ausland durchgeführt, bis sich in der Lastflussrechnung ein zulässiger, (n-1)-sicherer Systemzustand einstellt. Die konkrete Auswahl der jeweils zum Redispatch herangezogenen einzelnen Kraftwerke erfolgt anhand von Effizienzkriterien, d.h. je besser ein Kraftwerk einen Engpass entlastet, desto eher kommt es beim Redispatch zum Einsatz.

Die Kraftwerksleistung, die im letzten Redispatch-Schritt gebraucht wird, um einen zulässigen Systemzustand zu erreichen, ist der ausländische Reservekraftwerksbedarf. Die Summe aus dem ausländischen Reservekraftwerksbedarf und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt den gesamten Netzreservebedarf.

Zusätzlich zur oben dargestellten Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes wurde in der Systemanalyse 2017 eine Sensitivität gerechnet. Hierbei werden österreichische Marktkraftwerke und die durch den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG kontrahierten Reservekraftwerke gleichberechtigt mit den deutschen Marktkraftwerken eingesetzt, vgl. Abschnitt 1.3.4.

---

<sup>18</sup> Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

Überdies wird eine Sensitivität untersucht, bei der Erneuerbare Energien gleichrangig mit konventionellen Kraftwerken abgeregelt werden. Die Abregelung erfolgt dabei unter Außerachtlassung des Einspeisevorranges für Erneuerbare Energien streng nach Effizienz Gesichtspunkten, d.h. entlastet eine Erneuerbare-Energienanlage einen Engpass besser, da im Vergleich zu einer konventionellen Anlage weniger Leistung heruntergefahren werden muss, wird die Einspeisung dieser Anlagen reduziert. Die Aufhebung der Nachrangigkeit erneuerbarer Anlagen beim Redispatch dient der Beantwortung der Frage, inwieweit die Erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Reduktion des Redispatchvolumens beitragen können. Die Sensitivität hat jedoch ergeben, dass die gleichrangige Abregelung erneuerbarer Energien faktisch keine Reduktion des Netzreservebedarfs nach sich zieht (siehe Kapitel 3.2 und 4.2).

## 1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken

In der Systemanalyse für 2017/2018 und 2018/2019 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 4):

In den beiden Betrachtungszeiträumen werden bekannte, potentiell netztechnisch kritische Wettersituationen betrachtet. Zu den berücksichtigten Wettersituationen zählen erfahrungsgemäß insbesondere Starkwindphasen. Diese haben sich in den vorangegangenen Systemanalysen und in der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber als besonders kritisch herausgestellt. Bei der Konstruktion der Netznutzungsfälle wurden diese Wettersituationen zugrunde gelegt und gegenüber den in der Vergangenheit beobachteten Wettersituationen verschärft. So wurde zum einen das gleichzeitige Auftreten mehrerer kritischer Wetterbedingungen unterstellt. Es wurde zum Beispiel angenommen, dass während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Zum anderen wurde das Ausmaß der kritischen Wettersituationen verschärft. Es wurde angenommen, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten Jahre<sup>19</sup> eintritt. Der kritischste so konstruierte Netznutzungsfall ist der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung, keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten) Er umfasst damit die Risiken, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist die Verzögerung von geplanten Leitungsbauvorhaben. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt worden, deren Inbetriebnahme bis zum Betrachtungszeitraum als wahrscheinlich gilt. Dadurch wird die Netzreserve so dimensioniert, dass eine spätere Fertigstellung von Leitungsbauvorhaben durch eine entsprechend höher ausfallende Netzreserve kompensiert werden kann. Die Entscheidung, ob und welche Leitungsbauvorhaben als verzögert angenommen werden, haben die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber an Hand aktueller Erkenntnisse sowie dem EnLAG- und BBPlG-Monitoring getroffen.

---

<sup>19</sup> Diese maximale Windenergieeinspeisung (gemessen in der Einspeisung in GW pro installierter Leistung in GW) wurde auf die installierte Windleistung hochskaliert, die für die zwei Betrachtungszeiträume prognostiziert wird.



Abbildung 4: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Auch die Annahmen zum Kraftwerksneubau und zu Kraftwerksstilllegungen können einen Einfluss auf die Höhe des Reservebedarfs haben. Im Sinne einer konservativen Risikoabschätzung wird bei der Dimensionierung der Netzreserve ein möglichst kleiner konventioneller Erzeugungspark, insbesondere in Süddeutschland, angenommen. Auch beim Neubau von Kraftwerken werden Annahmen zugrunde gelegt, die tendenziell zu einem höheren Reservebedarf führen. So wird für den Offshore-Windenergie-Zubau angenommen, dass es zu keinen Verzögerungen bei Bau und Netzanschluss kommt und alle Windparks wie geplant ans Netz gehen können. Dies führt in der Grenzsituation (Starkwindszenario) tendenziell zu einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Süd-Transiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt.

Neben den genannten Risiken wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Die fehlende Verfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) führt zu einer Reduzierung des dort verfügbaren Kraftwerksparks und damit tendenziell zu einer Erhöhung des Bedarfs an Netzreserve. Daher wird in der Marktmodellierung angenommen, dass eine größere Anzahl Kraftwerke nicht am Markt verfügbar ist. Der sich so ergebende Reservebedarf sorgt dafür, dass auch im Falle einer großen Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen eine ausreichende Anzahl von Reservekraftwerken zur Verfügung steht.

Mit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 wurde der zu berücksichtigende Sicherheitsstandard erhöht. Erstmals finden nun systemrelevante Mehrfachfehler nach § 2 Abs. 2 NetzResV Berücksichtigung in der Systemanalyse. Unter systemrelevante Mehrfachfehler fallen sogenannte außergewöhnliche Ereignisse (Exceptional Contingencies), bei denen sich ein Fehlereintritt systemseitig über die ursprüngliche Regelzone hinweg auswirkt und fortsetzt. Oft sind dies Ausfälle von mehreren Netzelementen gleichzeitig, z.B. der Ausfall beider Systeme einer Doppelleitung, der bei Mastumbrüchen auftreten kann. Dabei verliert das Übertragungsnetz schlagartig in einem erheblichen Maß Übertragungsfähigkeit. Das kann zur Folge haben, dass weitere Leitungen überlastet werden und ausfallen. In Folge dessen können weitere Leitungsausfälle

auftreten und großflächigere Versorgungsstörungen auftreten. Bei der Dimensionierung des Reservebedarfs wurde also ein gleichzeitiges Auftreten mehrerer Risikofaktoren unterstellt, sodass ein sehr hohes Sicherheitsniveau erreicht wird.

Dennoch beruht die Reservebedarfsermittlung immer auf der Prognose einer zukünftigen Situation und kann keine exakte Vorhersage der tatsächlich eintretenden Verhältnisse sein. Die Eingangsparameter und Szenarien, die der Reservebedarfsermittlung zugrunde gelegt werden, gehen zwar über das Maß der zu erwartenden kritischen Situationen im Netz hinaus. Jedoch wird damit nicht notwendigerweise jede theoretisch denkbare Situation berücksichtigt. Wenn eine Situation bisher nicht aufgetreten ist und von den Übertragungsnetzbetreibern nicht als potentielles Risiko erkannt wird, kann sie folglich auch nicht in der Systemanalyse berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber führen jedoch jedes Jahr umfassende Analysen durch, um alle potentiell kritischen Netzsituationen zu identifizieren und zu untersuchen.

Um trotz Prognoseunsicherheiten ein möglichst hohes Sicherheitsniveau zu gewährleisten, wird bei bekannten Unsicherheiten und Einschätzungsspielräumen – insbesondere bei den Eingangsparametern – immer die sicherere Variante gewählt. Dadurch soll sich ein Reservebedarf ergeben, der ausreichend Sicherheitspuffer mit sich bringt, um auch bisher unbekannte Risiken abdecken zu können.

Trotz der getroffenen Vorsorgemaßnahmen im Bereich der Elektrizitätsversorgungssicherheit verbleiben Restrisiken. Absolute Sicherheit im Energieversorgungssystem konnte in der Vergangenheit nicht garantiert werden und wird auch in der Zukunft nicht garantiert werden können. So greift das Konzept der Reservekraftwerke nur, wenn den Übertragungsnetzbetreibern noch ausreichend Reaktionszeit verbleibt, um auf ein Netzproblem durch das Hochfahren eines Kraftwerks zu reagieren. Dies setzt voraus, dass die kritischen Netzsituationen mit ausreichendem Vorlauf vorhergesagt werden können.

## **1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse**

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik plausibilisiert sowie die Modellierungsergebnisse von Netz- und Redispatchberechnungen geprüft.

Zunächst wurden die Eingangsparameter und die relevanten kritischen Grenzsituationen zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Mit Hilfe dieser Daten wird ein mathematisches Modell parametrisiert, das den europäischen Strommarkt abbildet. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Anschließend wurden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz, Grenzkosten und weiterer Variablen geprüft.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation wurden Eingangsparameter, wie z.B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen wurden Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss und im (n-1)-Fall ermittelt. Auftretende Überlastungen konnten im Modell durch topologische Maßnahmen oder den Einsatz von effizienten Redispatchmaßnahmen behoben werden. Die Netz- und Redispatchberechnungen werden für ausgewählte Zeitpunkte durchgeführt, sodass im Anschluss der Redispatchbedarf anhand der höchsten eingesetzten Redispatchmengen ermittelt werden konnte. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der Bestimmung eines globalen Optimums eine Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne engpassbehaftete Netzelemente nicht möglich ist.

Für die Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur werden sowohl Skripte zur automatisierten Auswertung von Ergebniszeitreihen eingesetzt als auch zusätzliche manuelle Kontrollen auf Konsistenz aller Ergebnisse zu ausgewählten Zeitpunkten durchgeführt. Insbesondere bei der Prüfung der Netz- und Redispatchberechnungen werden die einzelnen Schritte der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur nachvollzogen. Zu diesem Zweck wurde die notwendige Hard- und Software angeschafft, um die Berechnungen im kleinen Maßstab für stichprobenartige Prüfungen selbst durchführen zu können.

Weiterhin hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation geprüft und die Ergebnisse der Netzanalyse, sowie die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch hinterfragt.

Es wurden entsprechende Unklarheiten und Rückfragen direkt mit den Übertragungsnetzbetreibern besprochen und soweit möglich ausgeräumt. Soweit die Bundesnetzagentur das Erfordernis herausgearbeitet hat, Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen, wurden diese in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

## 2. Redispatchbedarf und dessen Deckung

Grundsätzlich werden Redispatchmaßnahmen mit am Markt agierenden Kraftwerken durchgeführt. Deren Betreiber sind nach §§ 13 Abs. 1 S. 1 und 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, ihre Einspeisung auf Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Ist dieses Potential nicht ausreichend, bestehen nach NetzResV mehrere Möglichkeiten, den Netzreservebedarf zu decken. Die erste Möglichkeit ist der Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber eines Kraftwerks im Inland. Die Voraussetzungen für den Abschluss eines solchen Vertrages sind insbesondere, dass das Kraftwerk materiell systemrelevant ist und der Betreiber sich verpflichtet, die Anlage bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen. Kommt ein Vertrag nicht zustande, kann das Kraftwerk im Rahmen des gesetzlichen Schuldverhältnisses nach § 13b EnWG und den relevanten Vorschriften der NetzResV dennoch zum Einsatz angehalten werden.

Die zweite Möglichkeit ist der Abschluss von Verträgen mit Betreibern von Reservekraftwerken im europäischen Energiebinnenmarkt und in der Schweiz. Die Voraussetzung für die Kontrahierung ausländischer Kraftwerksleistung als Reserve ist, dass sie geeignet ist zur Lösung der ermittelten Netzsicherheitsprobleme in Deutschland, dass die Bindung für den erforderlichen Zeitraum gesichert ist, die Anlagen bei gleicher technischer Eignung mindestens so preisgünstig wie Erzeugungsanlagen in Deutschland sind und dass die zuständigen ausländischen Behörden keine Einwände im Hinblick auf die Kontrahierung der Anlage erheben (z.B. aus Gründen der Netzsicherheit im eigenen Land). Daher wird vor der Kontrahierung zunächst geprüft, ob die Anlagen technisch geeignet sind und ob Einwände der ausländischen Behörden vorliegen.

## 3. Netzreserve für 2017/2018

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2017/2018 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

### 3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2017/2018

In der Systemanalyse 2017 wurde der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.6). Die Eingangspara-

parameter, die der Systemanalyse für 2017/2018 in diesem Netznutzungsfall zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

### **3.1.1 Annahmen zur Netzlast**

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2017/2018 im betrachteten Netznutzungsfall angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.6 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86,0 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen. Die Verluste im Übertragungsnetz wurden pauschal in Höhe von 2 % im Starkwind/Starklast-Fall angenommen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2017/2018 angenommen wurden, sind in Tabelle 5 abgebildet. Die Lastannahmen basieren auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

**Lastannahmen in einzelnen Netzregionen**

	<b>Starkwind/Starklast [MW]</b>
Belgien	12.760
Dänemark - Ost	2.533
Dänemark - West	3.532
Finnland	13.650
Frankreich	85.153
Irland	4.804
Italien	52.378
Luxemburg	821
Niederlande	18.068
Nordirland	1.538
Norwegen	22.025
Österreich	11.284
Polen	23.903
Portugal	8.120
Schweden	22.348
Schweiz	9.312
Slowakei	3.798
Slowenien	2.063
Spanien	41.800
Tschechien	11.034
Ungarn	5.998
Vereinigtes Königreich	50.800

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2017/2018

**3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark**

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerkparameter werden hierbei die technischen Daten, Angaben zum Standort, (Nicht-)Verfügbarkeiten, Betriebsmodi und Betriebszeiträume berücksichtigt.

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO<sub>2</sub>-Emissionen/-Preisen, Kraftwärmekopplung (KWK), „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten zum Kraftwerkspark in Europa basieren hierbei auf den Angaben des ENTSO-E SO&AF 2015, Szenario B (Zieljahr 2016) und des MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2016 Expected Progress (Zieljahr 2020). Dabei erfolgte eine Interpolation der Werte des SO&AF 2015 für das Zieljahr 2016 und des MAF 2016 für das Ziel-

jahr 2020, da im MAF 2016 keine Startwerte gegeben sind. Der MAF 2016 enthält jedoch für 2020 die aktuellen Werte. Diese wurden mit den bekannten Kraftwerken aus einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern abgeglichen. Wenn die angegebenen Werte des SO&AF bzw. MAF noch nicht erreicht wurden, ist das Delta als aggregierte installierte Einspeiseleistung angenommen worden.

Die Daten wurden anhand der Erfahrungen der Netzführung plausibilisiert und gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erörtert und abgestimmt.

Für den Winter 2017/2018 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 88,0 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 4,5 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 6 dargestellte Summenwert von 92,5 GW.

### Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2017/2018<sup>20</sup>

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	15.352	6.990	22.342
Erdgas	14.352	5.375	19.727
Braunkohle	19.855	0	19.855
Kernenergie	4.099	5.410	9.509
Pumpspeicher	5.080	3.921	9.001
Sonstige	2.332	212	2.544
Mineralölprodukte	1.734	473	2.206
Abfall	1.082	523	1.605
Speicherwasser	35	1.083	1.118
Sonstiger Speicher	100	0	100
KWK < 10 MW			4.500
<b>Summe im Markt</b>			<b>92.507</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2017/2018

### 3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2017/2018 wird in Tabelle 7 und Tabelle 8 beschrieben. Im Vergleich zu den Systemanalysen 2014<sup>21</sup> wurde die

<sup>20</sup> Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

<sup>21</sup> Der Winter 2017/2018 wurde zuletzt in der Systemanalyse 2014 untersucht.

Mittelfristprognose von 2016 gegenüber der Prognose von 2013 für Wind Onshore um 6,3 GW nach oben korrigiert: Statt 41,6 GW an Onshore-Windleistung, wie es in der Systemanalyse 2014 prognostiziert worden war, geht die aktuelle Mittelfristprognose von einer installierten Windleistung von 47,9 GW aus. Bei Photovoltaik kommt es dagegen zu einer Abnahme der Prognose für 2017/2018 um 8,0 GW von 48,5 GW auf 40,5 GW. Für die weiteren erneuerbaren Energieträger (Wind Offshore, Biomasse, Wasserkraft, Sonstige erneuerbare Energieträger) sind nur geringe Abweichungen zwischen den Prognosen zu verzeichnen. Insgesamt ist die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger aus der Systemanalyse 2014 um 1,8 GW von 107,1 GW auf 105,3 GW in der aktuellen Systemanalyse gesunken.

### Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen

Bundesland	Wind an Land in GW		Wind Offshore in GW		PV in GW	
	2017/18	2017/18	2017/18	2017/18	2017/18	2017/18
	SyA 2014	SyA 2017	SyA 2014	SyA 2017	SyA 2014	SyA 2017
Baden-Württemberg	1,2	1,2	0,0	0,0	6,1	5,3
Bayern	2,0	2,3	0,0	0,0	13,7	11,6
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1
Brandenburg	6,2	6,7	0,0	0,0	3,4	3,2
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
Hessen	1,0	1,5	0,0	0,0	2,4	1,9
Mecklenburg-Vorpommern	2,5	3,4	0,7	0,3	1,3	1,5
Niedersachsen	9,2	9,7	3,1	2,9	5,0	3,7
Nordrhein-Westfalen	4,2	5,0	0,0	0,0	6,0	4,5
Rheinland-Pfalz	2,6	3,3	0,0	0,0	2,3	2,0
Saarland	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	0,4
Sachsen	1,5	1,2	0,0	0,0	2,0	1,6
Sachsen-Anhalt	4,7	4,9	0,0	0,0	1,9	1,9
Schleswig-Holstein	4,9	6,7	1,6	1,7	2,1	1,6
Thüringen	1,2	1,5	0,0	0,0	1,3	1,2
Summe	41,6	47,9	5,4	5,0	48,5	40,5

Quellen: Mittelfristprognose von r2b energy consulting GmbH vom 11. November 2013 (SyA 2014) und vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 5. Oktober 2016 (SyA 2017)

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2017/2018 in den Systemanalysen 2014 (SyA 2014) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017)

## Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen

Bundesland	Biomasse in GW		Wasserkraft in GW		Sonstige in GW	
	2017/18 SyA 2014	2017/18 SyA 2017	2017/18 SyA 2014	2017/18 SyA 2017	2017/18 SyA 2014	2017/18 SyA 2017
Baden- Württemberg	0,8	0,7	1,2	1,1	0,0	0,0
Bayern	1,3	1,5	2,5	2,5	0,1	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersach- sen	1,2	1,4	0,1	0,0	0,0	0,0
Nordrhein- Westfalen	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2
Rheinland- Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Sachsen	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Sachsen- Anhalt	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig- Holstein	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	6,6	7,0	4,5	4,3	0,5	0,5

Quelle: Mittelfristprognose von r2b energy consulting GmbH vom 11. November 2013 (SyA 2014) und vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 5. Oktober 2016 (SyA 2017)

Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2017/2018 in den Systemanalysen 2014 (SyA 2014) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017)

### 3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

In der Marktsimulation wird berücksichtigt, dass ein Teil der Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder technischen Defekten nicht verfügbar ist. Hierzu werden kritische Kombinationen von Kraftwerksnichtverfügbar-

keiten auf Basis einer statistischen Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2005-2014)<sup>22</sup> und weiteren Auswertungen sowie bereits vorliegender Revisionsdaten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wurde in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2017/2018 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,9 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 2,2 GW in Österreich und 4,5 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Die Region Süd umfasst Süddeutschland (südlich des 50,4. Breitengrades), während zur Region Nord die restlichen Teile Deutschlands gehören. Auf Basis der in den Regionen installierten Leistungen entspricht dies einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd und in Österreich.

Durch die veränderte Methodik bei der Ermittlung der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten haben sich Veränderungen in der Höhe der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ergeben. So wurden in der 2016 für das Winterhalbjahr 2016/2017 folgende Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast ermittelt: Region Nord 5,4 GW, Region Süd 3,4 GW, Österreich 1,8 GW. Demnach sind in der aktuellen Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2017/2018 die Nichtverfügbarkeiten in der Region Süd um 0,5 GW und in Österreich um 0,4 GW angestiegen, während sie in der Region Nord um 0,9 GW gesunken sind.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird anhand der einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas/Sonstige, Mineralölprodukte und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2017/2018 im Szenario Winter (Starkwind/Starklast) als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

---

<sup>22</sup> Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2005-2014, Edition 2015, 26.10.2016

## Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA1404	Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	Block D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	Block H	347	Teilausfall	Braunkohle
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	201	Teilausfall	Braunkohle
BNA0245a	Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
BNA0604	Emsland	Block B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0221b	Düsseldorf GT	Block E GTE1	67	Vollausfall	Erdgas
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße		48	Teilausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	Braunschweig HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA0607	Emsland	KKE	270	Teilausfall	Kernenergie
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	88	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	174	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Block D	282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0526	Gemeinschafts-KW Kiel		323	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	Block C	345	Vollausfall	Steinkohle
BNA0660	Evonik, Marl, Kraftwerk I	Block 4	55	Vollausfall	Steinkohle
Summe			4.541		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018

**Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland**

<b>BNA-Nr.</b>	<b>Kraftwerk</b>	<b>Block</b>	<b>Nichtverfügbare Leistung [MW]</b>	<b>Ausfallart</b>	<b>Primärenergie</b>
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW 3	434	Vollausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	Block 1	293	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	493	Teilausfall	Kernenergie
BNA0263	Isar 2	KKI 2	400	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	Walheim	WAL GT D	65	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA1007a	SKW Gasturbine		24	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	Maschine 1 bis 5	56	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA1071	Witznau	M3	28	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0540	Walchensee		124	Vollausfall	Speicherwasser
BNA0816	KW Kaunertal	Prutz	72	Teilausfall	Speicherwasser
BNA0518b	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	842	Vollausfall	Steinkohle
BNA0252	Ensdorf	Block 3	283	Vollausfall	Steinkohle
BNA0969b	SWM Nord 2	Block 2	333	Vollausfall	Steinkohle
Summe			3.909		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018

## Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr		198	Teilausfall	Steinkohle
Simmering	Block 1	497	Teilausfall	Erdgas
Linz-Mitte		114	Vollausfall	Erdgas
Leopoldau		60	Vollausfall	Erdgas
Linz-Süd		172	Vollausfall	Erdgas
Simmering	Block 2	40	Teilausfall	Erdgas
Lenzing		85	Vollausfall	Sonstige
Wien Schwechat		44	Teilausfall	Mineralölprodukte
Malta	Hauptstufe 1-3	549	Vollausfall	Pumpspeicher
Malta	Hauptstufe 4	71	Teilausfall	Pumpspeicher
Silz	2	250	Vollausfall	Pumpspeicher
Schwarzach (SBG)	1-4	120	Vollausfall	Speicherwasser
Summe		2.200		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018

### 3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2016) hinaus sind für 2017 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2017/2018 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 5 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2017/2018 und 2018/2019 berücksichtigt werden konnten.

Die Inbetriebnahme der Phasenschieber (PST) an den Grenzen zu Polen (PST in Mikulowa) und Tschechien (PST in Hradec) erforderte es, die meist sehr hoch ausgelastete und damit bedarfsdimensionierende 220-kV-Kuppelleitung von Vierraden (Deutschland) nach Krajnik (Polen) temporär zu öffnen. Die Kuppelleitung ist das Nadelöhr Richtung Polen und daher meist sehr schnell überlastet. Bisher war die Abschaltung als Notmaßnahme nicht möglich, da sich die Flüsse Richtung Polen auf die anderen Kuppelleitungen (auch Richtung Tschechien) verlagern und in Folge diese überlastet hätten. Mit Inbetriebnahme der oben genannten Phasenschieber können die Flüsse nun so gesteuert werden, dass die Kuppelleitungen stärker entlastet und dafür innerdeutsche Leitungen stärker belastet werden.

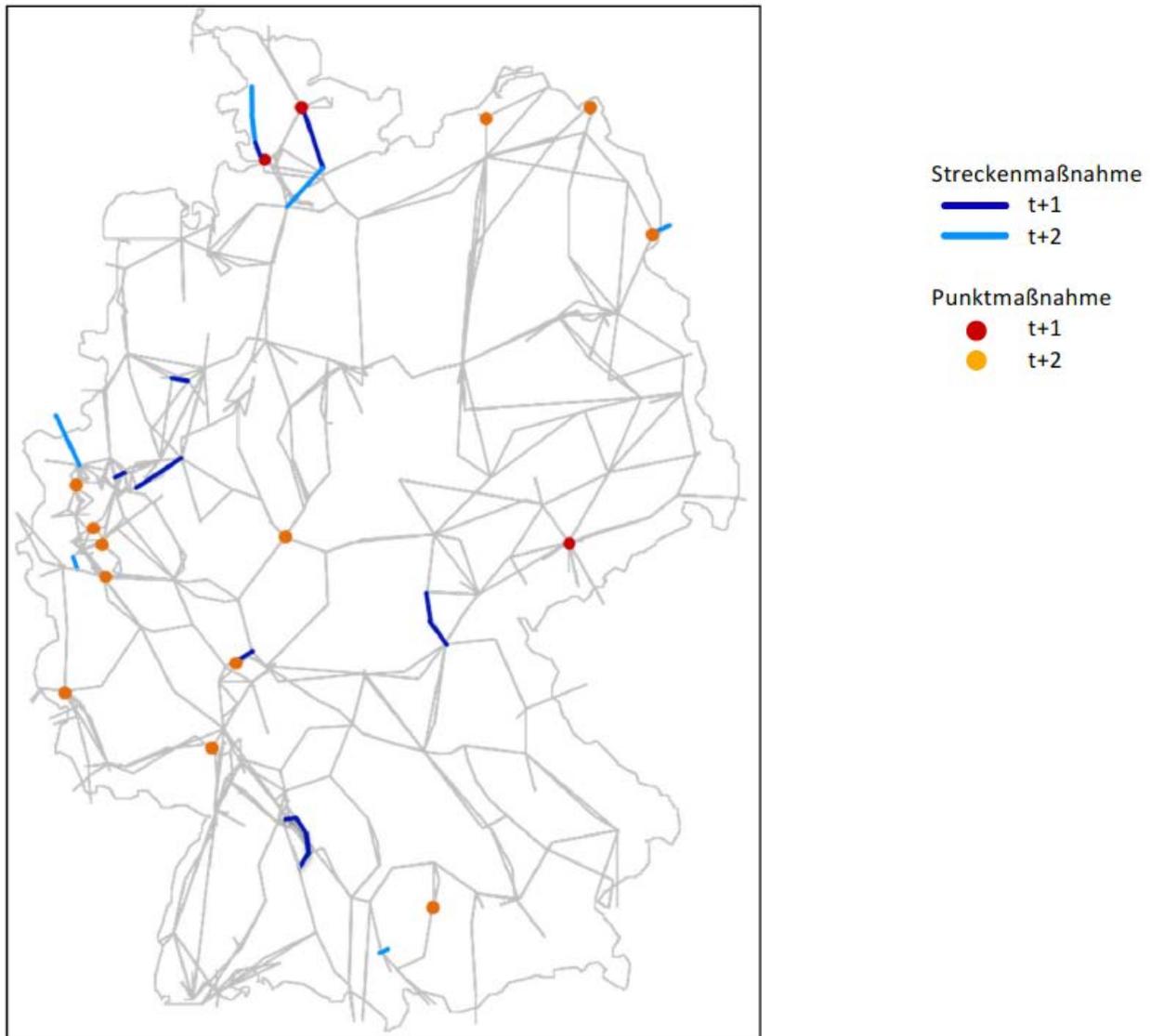


Abbildung 5: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2017/2018 und 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Für 2017/2018 wurde die Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die in der Systemanalyse als für 2017/2018 geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen und österreichischen Übertragungsnetz werden in Tabelle 12 und Tabelle 13 dargestellt.

## Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland in t+1

Stromkreis
Urberach - Bischofsheim (Erzhausen Nord)
Metzingen - Wendlingen gelb
Krajnik - Vierraden 507
Krajnik - Vierraden 508
Hagenwerder - Mikulowa 568
Wehrendorf - St. Hülfe (Diepholz Ost)
Kusenhorst - Niederrhein (Lippe Nord)
Eiberg - Hüllen (Hüllen West)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz in 2017/2018

## Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Österreich in t+1

Stromkreis
Lienz / Trafo 42
Westtirol / Trafo 41

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im österreichischen Übertragungsnetz in 2017/2018

Die im Rahmen der Jahresfreischaltplanung geplant nicht verfügbaren Leitungen werden in der Bedarfsbestimmung von vornherein als nicht im Betrieb befindlich behandelt. Im Gegensatz dazu wird zur Bestimmung der Redispatchhöhe der Eintritt verschiedener Fehlerfälle, d.h. die nicht vorhersehbare Nichtverfügbarkeit von Leitungen, herangezogen. Hierbei wird der Ausfall jeder beliebigen Leitung innerhalb Deutschlands berücksichtigt ((n-1)-Fehler), sowie ausgewählte systemrelevante Mehrfachfehler (beispielsweise der Ausfall einer Doppelleitung). In Summe werden mehrere hundert Fehlersituationen betrachtet, in denen das Netz unter Einsatz von Redispatch (n-1)-sicher gehalten werden muss.

### 3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Die berechneten Szenarien führen zunächst zu sehr hohen Lastflüssen innerhalb Deutschlands, da die gesamtdeutsche Nachfrage vornehmlich durch norddeutsche Windenergieanlagen gedeckt wird. Die Ausgleiche von Energienachfrage und Energieerzeugung, die den berechneten Szenarien zugrunde liegen, sind aber richtigerweise Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Daher müssen die Ein- und Ausfuhren von Elektrizität mit betrachtet werden.

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Ausfuhren insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-

Süd-Lastflüsse sowie Ringflüsse über das polnische und tschechische Übertragungsnetz führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, dem durch Redispatch entgegengewirkt werden muss.

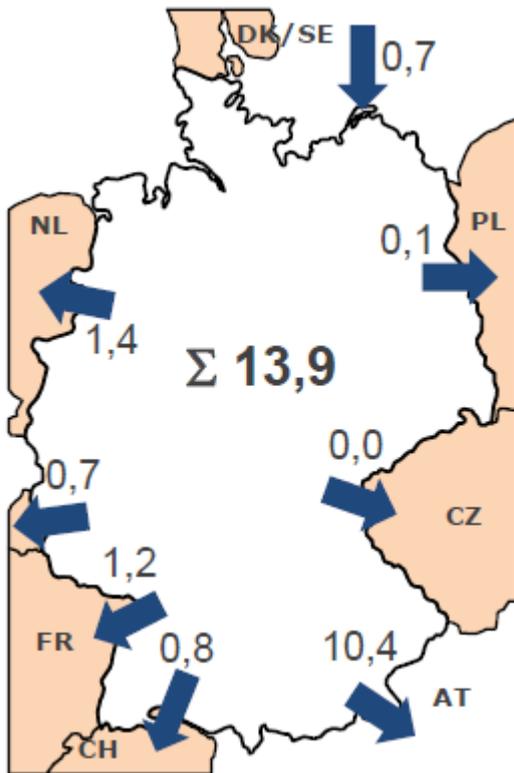


Abbildung 6: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 13,9 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich dominieren den positiven Handelssaldo mit 10,4 GW. Da trotz einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland Einfuhren aus Skandinavien zu verzeichnen sind, ergibt sich ein zusätzlicher Transitfluss nach Süden.

### 3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2017/2018

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.4) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellte sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

**Marktsimulationsergebnisse**

<b>Leistung [GW]</b>	<b>Nord</b>	<b>Süd</b>	<b>Summe</b>
Kernenergie	3,8	4,5	8,3
Braunkohle	18,1	0,0	18,1
Steinkohle	6,5	2,0	8,5
Erdgas	4,2	2,3	6,5
Mineralölprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,6	2,7
KWK < 10 MW	2,5	1,4	3,9
Pumpspeicher	0,2	0,2	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,9</b>	<b>11,0</b>	<b>48,8</b>
Wind Onshore	35,3	4,3	39,5
Wind Offshore	4,7	0,0	4,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	2,9	1,6	4,5
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>43,4</b>	<b>7,7</b>	<b>51,1</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>81,2</b>	<b>18,7</b>	<b>99,9</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,0</b>	<b>86,0</b>
<b>Saldo</b>	<b>29,2</b>	<b>-15,3</b>	<b>13,9</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Ergebnisse der Marktsimulation für 2017/2018

Die in Tabelle 14 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden in das Netzmodell eingespeist. Anschließend wurde eine Lastflussberechnung durchgeführt. Aufgrund des angenommenen verzögerten Netzausbaus und nicht ausreichender Netzkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung nicht vollständig nach Baden-Württemberg und Bayern sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden kann. Daher sind zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet. Abbildung 7 stellt die Stromkreisauslastung im (n-1)-Fall dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden - wie in Abschnitt 1.2 und Abschnitt 3.3.1 beschrieben - durch kurative Maßnahmen reduziert.

## Vor Redispatch

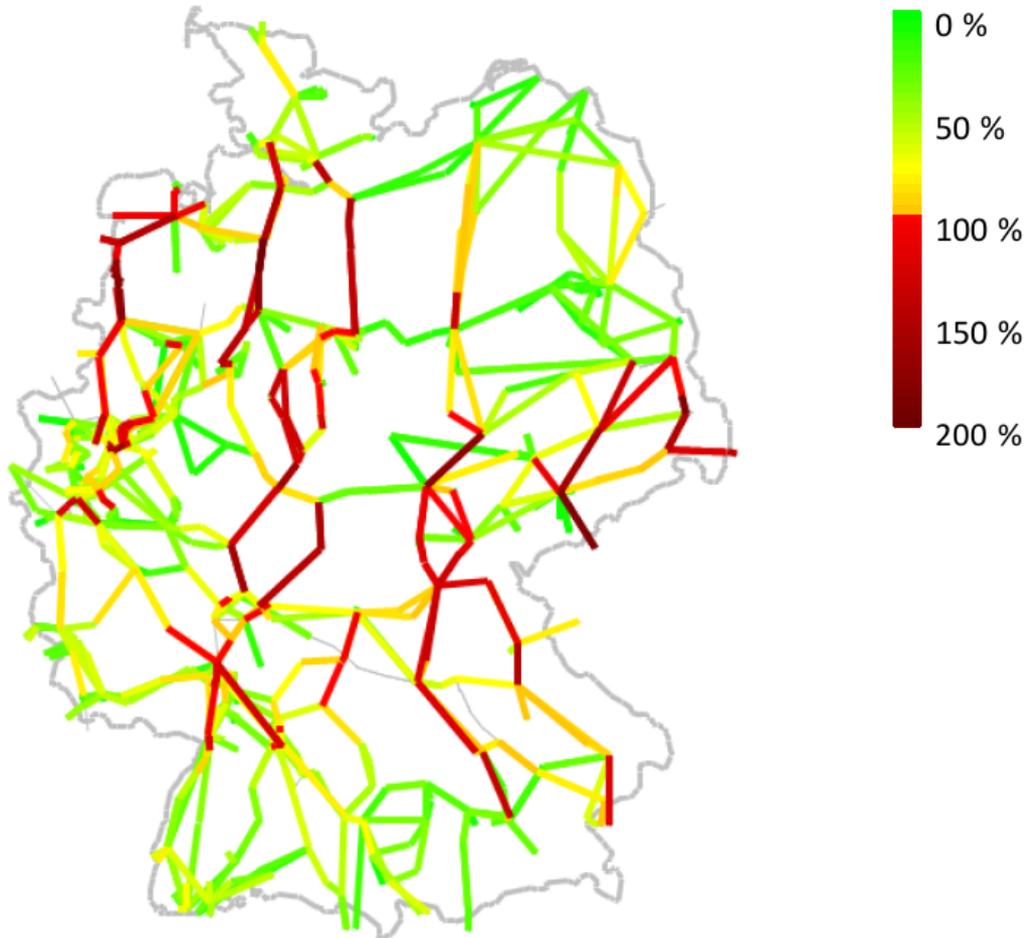


Abbildung 7: Leitungsauslastungen für 2017/2018 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz (n-1)-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von dem am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 3,3 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt bis zu 10,4 GW. Dieser Wert setzt sich zusammen aus der eingesetzten Erzeugungslleistung aus den inländischen, den ausländischen und den zusätzlich noch benötigten Reservekraftwerken. Die Untersuchung, die die relevanten Mehrfachfehler berücksichtigt, bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt als in allen anderen Szenarien.

### 3.3 Netzreservebedarf 2017/2018

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 10,4 GW für den Winter 2017/2018.

Dieser Reservebedarf setzt sich aus der benötigten Menge an Reservekraftwerksleistung im In- und Ausland zusammen. Für den Winter 2017/2018 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungs-

netzbetreiber hierbei explizit das Szenario mit relevanten Mehrfachfehlern ("EC-Analyse Basisfall") als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation mit einem Reservebedarf von 10,4 GW herausgearbeitet (vgl. Tabelle 15).

### Vergleich der untersuchten Sensitivitäten in der Grenzsituation Starklast / Starkwind

	Basisfall	Pumpabwurf in AT	EC-Analyse Basisfall
<b>negativer Redispatch</b>			
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	7,8	7,5	7,1
marktbasierte Kraftwerke [GW]	5,1	5,3	6,8
Summe [GW]	12,9	12,8	13,9
<b>positiver Redispatch</b>			
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	3,9	3,7	3,3
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,2 (max.)	0,2 (max.)	0,2 (max.)
Reservekraftwerke in DE [GW]	5,1	4,9	5,7
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	3,1	3,1	3,1 (max.)
Pumpabwurf in AT (max. 1,2 GW) [GW]	--	0,9	--
Summe [GW]	12,3	12,8	12,3
<b>zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,6</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2017/2018

Im Folgenden werden die Merkmale der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in dieser Grenzsituation ein besonders hoher Bedarf, resultierend aus negativen Redispatch, besteht. Diesem Bedarf wirken jedoch der positive Redispatch marktbasierter Kraftwerke, sowie die verpflichteten Reservekraftwerke in Deutschland und ergänzend die bereits durch vorherige Bedarfsausweisungen kontrahierten Netzreservekraftwerke im Ausland entgegen.

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 86,0 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 13,9 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu einer hohen Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe und zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. So kommt es zu weiträumigen Engpässen im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz, insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

### 3.3.1 Gegenmaßnahmen

Vor dem Einsatz von Redispatch mit marktbasierter oder Reservekraftwerken sind zunächst netzbezogene Gegenmaßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs anzuwenden. Hier sind für t+1 insbesondere die Verbindungen Hamm/Uentrop - Kruckel und Altenfeld - Redwitz zu nennen. Die erste verstärkt belastete Leitung im Ruhrgebiet, die zweite als sogenannte "Thüringer Strombrücke" die Verbindung zwischen den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT. Alle Netzausbaumaßnahmen sind in Abbildung 5 zu sehen. Diese umfangreichen Netzausbaumaßnahmen müssen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in einem erheblichen Umfang ergänzt werden. Die Gesamtsumme des negativen Redispatches, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei unter Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler 13,9 GW. Zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Erzeugungsbilanz und zur weiteren Entlastung des Netzes gehen damit Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland in Höhe von 3,3 GW, deutsche Reservekraftwerke in Höhe von 5,7 GW, und ausländische Reservekraftwerke in Höhe von 4,7 GW einher.

Durch den Einsatz der oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Auslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden. Die resultierenden Leistungsauslastungen werden in

Abbildung 8 dargestellt. Die in der Grafik ausgewiesenen, bedarfsdimensionierenden netztopologischen Engpässe wurden hierbei noch einmal hervorgehoben.

## Nach Redispatch

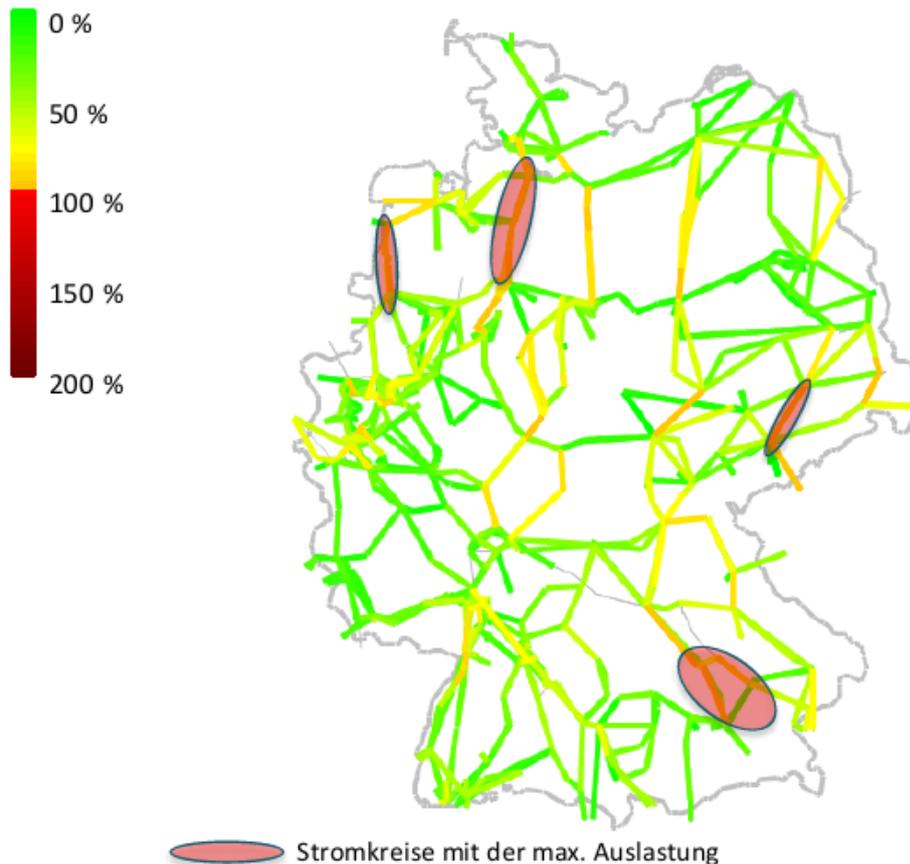


Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2017/2018 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

### 3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Untersuchungen, die hinsichtlich des Winters 2017/2018 zuletzt im Rahmen der Systemanalyse 2014 angestellt wurden, steigt der Reservebedarf für 2017/2018 in der aktuellen Reservebedarfsfeststellung um 3,4 GW von 7,0 GW auf 10,4 GW. Diese Steigerung ist im Wesentlichen darauf zurück zu führen, dass aufgrund veränderter gesetzlicher Vorgaben systemrelevante Mehrfachfehler bei der Bedarfsbestimmung zu berücksichtigen sind. In den vergangenen Jahren wurden lediglich (n-1)-Ausfälle berücksichtigt. Zusätzlich zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus gab es Verzögerungen im Netzausbau und in der betrieblichen Umsetzung zur Nutzung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten, die zusätzlich den Redispatchbedarf steigern. Überdies hat sich die Erzeugungsstruktur gegenüber früheren Annahmen verändert, z.B. durch eine Beschleunigung der Kraftwerksstilllegungen. Deshalb hat sich die Summe der nationalen Reservekraftwerke von 3,9 GW in der Systemanalyse 2014 für 2017/2018 auf nunmehr 6,6 GW erhöht. Die Erhöhung der nationalen Netzreserve basiert auf zusätzlichen Stilllegungsanzeigen für Kraftwerke, die durch die Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant ausgewiesen wurden. Bei den endgültigen Stilllegungsanzeigen erfolgte die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung durch die Bundesnetzagentur, bei den vorläufigen Stilllegungsanzeigen ist dies nicht vorgesehen. Zum Zeitpunkt der Systemanalyse 2014 lagen diese Informationen noch nicht vor und konnten demnach nicht berücksichtigt werden. Aufgrund regionaler Netzengpässe können die Kraftwerksstandorte Ingolstadt und Irsching in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen, so dass

hiervon ein nutzbares Potential in der Grenzsituation Starklast/Starkwind von rund 5,7 GW verbleibt. Diese 5,7 GW sind im Reservebedarf von 10,4 GW enthalten. So ergibt sich hierdurch eine Steigerung des gesamten Reservebedarfs um 1,8 GW gegenüber der Bedarfsfeststellung 2014.

### 3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2017/2018 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 6.593,5 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung:

#### Nationale Netzreservekraftwerke 2017/2018

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	550
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinlifendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	353
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	98
Summe		6.593,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Nationale Netzreservekraftwerke 2017/2018

Darüber hinaus sind für den Winter 2017/2018 auf Basis der Netzreservebedarfsfeststellung 2014 bereits 3.096 MW an ausländischer Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert worden.

### 3.3.4 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Der ausgewiesene Bedarf an positiver Redispatchleistung in Höhe von 13,9 GW für den Winter 2017/2018 wird im bedarfsdimensionierenden Starklast/Starkwind-Fall durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland in Höhe von 3,3 GW, deutsche Reservekraftwerke in Höhe von 5,7 GW, und ausländische Reservekraftwerke in Höhe von 3,1 GW gedeckt. In Folge verbleibt eine notwendige Kontrahierung ausländischer Netzreserve in Höhe von 1,6 GW. Die zusätzliche Netzreserve im Ausland wurde modelltechnisch in Österreich allokiert, dies bedeutet jedoch keine Begrenzung des Interessenbekundungsverfahrens auf Angebote aus Österreich. Der tatsächlich in Summe zu kontrahierende Bedarf kann dabei in Abhängigkeit der netztechnischen Wirkung der kontrahierten Kraftwerke von den genannten 1,6 GW abweichen.

## 4. Netzreserve für 2018/2019

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2018/2019 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

### 4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019

In der Systemanalyse 2017 wurde der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.6). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2018/2019 in diesem Netznutzungsfall zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

#### 4.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2018/2019 im betrachteten Netznutzungsfall angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.6 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86,4 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen. Die Verluste im Übertragungsnetz wurden pauschal in Höhe von 2 % angenommen.

Die Höchstlasten, die im europäischen Ausland im betrachteten Netznutzungsfall in 2018/2019 angenommen wurden, sind in Tabelle 17 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

**Lastannahmen in einzelnen Netzregionen**

	<b>Starkwind/Starklast [MW]</b>
Belgien	12.760
Dänemark - Ost	2.555
Dänemark - West	3.638
Finnland	13.800
Frankreich	85.833
Irland	4.827
Italien	53.113
Luxemburg	821
Niederlande	18.068
Nordirland	1.545
Norwegen	22.350
Österreich	11.284
Polen	23.903
Portugal	8.198
Schweden	22.505
Schweiz	9.312
Slowakei	3.798
Slowenien	2.063
Spanien	41.800
Tschechien	11.034
Ungarn	6.096
Vereinigtes Königreich	50.500

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2018/2019

**4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark**

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerksparkparameter werden hierbei die technischen Daten, Angaben zum Standort, (Nicht-)Verfügbarkeiten, Betriebsmodi und Betriebszeiträume berücksichtigt.

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerkliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO<sub>2</sub>-Emissionen/-Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten zum Kraftwerkspark Europa basieren hierbei auf den Angaben des ENTSO-E SO&AF 2015, Szenario B (Zieljahr 2016) und des MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2016 Expected Progress (Zieljahr 2020). Dabei

erfolgte eine Interpolation der Werte des SO&AF 2015 für das Zieljahr 2016 und des MAF 2016 für das Zieljahr 2020, da im MAF 2016 keine Startwerte gegeben sind. Der MAF 2016 enthält jedoch für 2020 die aktuelleren Werte. Diese wurden mit den bekannten Kraftwerken aus einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern abgeglichen. Wenn die angegebenen Werte des SO&AF bzw. MAF noch nicht erreicht wurden, ist das Delta als aggregierte installierte Einspeiseleistung angenommen worden. Die Daten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern anhand der betrieblichen Erfahrungen plausibilisiert und gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erörtert und abgestimmt.

Für das Jahr 2018/2019 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 85,8 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 4,8 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 18 dargestellte Summenwert von rund 90,6 GW.

### Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) 2018/2019<sup>23</sup>

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	14.342	5.397	19.740
Steinkohle	14.242	6.990	21.232
Braunkohle	18.772	0	18.772
Pumpspeicher	5.080	3.921	9.001
Kernenergie	4.099	5.410	9.509
Sonstige	2.332	212	2.544
Mineralölprodukte	1.734	473	2.206
Abfall	1.082	523	1.605
Speicherwasser	35	1.083	1.118
Sonstige Speicher	100	0	100
KWK < 10 MW			4.800
<b>Summe im Markt</b>			<b>90.627</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2018/2019

#### 4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2018/2019 wird in Tabelle 19 und Tabelle 20 beschrieben. Im Vergleich zu den Systemanalysen 2016 wurde die Mittelfristprognose von 2016 im Vergleich zur Prognose von 2015 für Wind Onshore um 1,0 GW nach oben korri-

<sup>23</sup>Dabei Erfassung der gesamten deutschen Regelzone, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone.

giert: Statt 49,3 GW an Onshore-Windleistung, wie es in der Systemanalyse 2016 prognostiziert worden war, geht die aktuelle Mittelfristprognose von einer installierten Windleistung von 50,3 GW aus. Bei Photovoltaik kommt es dagegen zu einer Abnahme der Prognose für 2018/2019 um 1,7 GW von 43,6 GW auf 41,9 GW. Für die weiteren erneuerbaren Energieträger (Wind Offshore, Biomasse, Wasserkraft, Sonstige erneuerbare Energieträger) sind nur geringe Abweichungen zwischen den Prognosen zu verzeichnen. Insgesamt ist die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger aus der Systemanalyse 2016 um 0,3 GW von 110,5 GW auf 110,2 GW in der aktuellen Systemanalyse gesunken.

### Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen

Bundesland	Wind an Land in GW		Wind Offshore in GW		PV in GW	
	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017
Baden- Württemberg	0,7	1,3	0,0	0,0	5,7	5,4
Bayern	1,9	2,4	0,0	0,0	12,7	12,0
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Brandenburg	7,0	7,0	0,0	0,0	3,3	3,3
Bremen	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	1,5	1,6	0,0	0,0	2,0	1,9
Mecklenburg- Vorpommern	3,6	3,7	0,9	0,5	1,5	1,6
Nieder- sachsen	10,8	10,1	3,8	3,8	4,1	3,8
Nordrhein- Westfalen	4,8	5,3	0,0	0,0	4,8	4,6
Rheinland- Pfalz	3,5	3,4	0,0	0,0	2,1	2,1
Saarland	0,3	0,4	0,0	0,0	0,5	0,5
Sachsen	1,4	1,2	0,0	0,0	1,7	1,6
Sachsen- Anhalt	5,7	5,0	0,0	0,0	2,0	1,9
Schleswig- Holstein	6,3	7,1	1,7	1,7	1,7	1,6
Thüringen	1,6	1,6	0,0	0,0	1,4	1,3
Summe	49,3	50,3	6,4	6,0	43,6	41,9

Quellen: Mittelfristprognose von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015 (SyA 2016) und vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 5. Oktober 2016 (SyA 2017)

Tabelle 19: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017)

**Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen**

Bundesland	Biomasse in GW		Wasserkraft in GW		Sonstige in GW	
	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2016	2018/19 SyA 2017
Baden- Württemberg	0,7	0,7	1,0	1,1	0,0	0,0
Bayern	1,4	1,5	2,6	2,5	0,1	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,2	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	1,3	1,4	0,1	0,0	0,0	0,0
Nordrhein- Westfalen	0,7	0,8	0,2	0,2	0,3	0,2
Rheinland- Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Sachsen	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Sachsen- Anhalt	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig- Holstein	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	6,8	7,1	4,3	4,3	0,6	0,5

Quelle: Mittelfristprognose von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015 (SyA 2016) und vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 5. Oktober 2016 (SyA 2017)

Tabelle 20: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017)

**4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten**

In der Marktsimulation wird berücksichtigt, dass ein Teil der Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder technischen Defekten nicht verfügbar ist. Hierzu werden kritische Kombinationen von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten auf Basis einer statistischen Auswertung der Daten aus der VGB Statistik (2005-2014) und weiteren Auswertungen ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2018/2019 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 4,3 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 2,1 GW in Österreich und 4,3 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Die Region Süd umfasst Süddeutschland (südlich des 50,4. Breitengrades), während zur Region Nord die restlichen Teile Deutschlands gehören. Auf Basis der in den Regionen installierten Leistungen entspricht dies einem 5%-Quantil in der Region Nord und einem 95%-Quantil in der Region Süd und in Österreich.

Die Änderungen der insgesamt nicht verfügbaren Leistung im Jahr 2018/2019 gegenüber dem Jahr 2017/2018 betragen plus 0,4 GW in der Region Süd, minus 0,1 GW in Österreich bzw. minus 0,2 GW in der Region Nord. Sie resultieren aus veränderten Annahmen bei den Nichtverfügbarkeiten von einigen Kraftwerken, während die Mehrzahl der angenommenen Nichtverfügbarkeiten 2018/2019 gegenüber 2017/2018 unverändert bleibt.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird anhand der einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas/Sonstige, Mineralölprodukte und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2018/2019 im Szenario Starkwind/Starklast als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

**Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland**

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA1404	Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	Block D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	Block H	347	Teilausfall	Braunkohle
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	135	Teilausfall	Braunkohle
BNA0245a	Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
BNA0604	Emsland	Block B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0221b	Düsseldorf GT	Block E GTE1	67	Vollausfall	Erdgas
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße		48	Teilausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	Braunschweig HKW-Mitte	GuD	26	Teilausfall	Erdgas
BNA0607	Emsland	KKE	258	Teilausfall	Kernenergie
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	71	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	58	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Block D	282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	Block C	345	Vollausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	4	323	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.327		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

## Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW 3	434	Vollausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	Block 1	293	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	493	Teilausfall	Kernenergie
BNA0263	Isar 2	KKI 2	400	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	Walheim	WAL GT D	65	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA1007a	SKW Gasturbine		24	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 2	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	Maschine 1 bis 5	56	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA1071	Witznau	M3	28	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0540	Walchensee		124	Vollausfall	Speicherwasser
BNA0816	KW Kaunertal	Prutz	314	Vollausfall	Speicherwasser
BNA0518b	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	842	Vollausfall	Steinkohle
BNA0252	Ensdorf	Block 3	283	Vollausfall	Steinkohle
BNA0646a	GK Mannheim	Block 8	53	Teilausfall	Steinkohle
BNA0969b	SWM Nord 2	Block 2	333	Vollausfall	Steinkohle
Summe			4.294		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

## Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnröhr		189	Teilausfall	Steinkohle
Simmering	Block 1	453	Teilausfall	Erdgas
Linz-Mitte		114	Vollausfall	Erdgas
Leopoldau		60	Vollausfall	Erdgas
Linz-Süd		172	Vollausfall	Erdgas
Simmering	Block 2	40	Teilausfall	Erdgas
Lenzing		85	Vollausfall	Sonstige
Wien Schwechat		42	Teilausfall	Mineralölprodukte
Malta	Hauptstufe 1-2	366	Vollausfall	Pumpspeicher
Malta	Hauptstufe 3	132	Teilausfall	Pumpspeicher
Silz	2	250	Vollausfall	Pumpspeicher
Kaunertal (Prutz)	5	77	Vollausfall	Speicherwasser
Schwarzach (SBG)	1-4	120	Vollausfall	Speicherwasser
Summe		2.100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

### 4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand Q4 2016) hinaus sind bis 2018 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2018/2019 umgesetzt werden, werden in den Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 9 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2017/2018 und zusätzlich 2018/19 berücksichtigt werden. Die in 2017/2018 als ausgeschaltet betrachtete 220-kV-Kuppelleitung von Vierraden (Deutschland) nach Krajnik (Polen) wird für 2018/2019 mit 380 kV in Betrieb genommen und daher wieder als verfügbar betrachtet. Durch die deutlich gesteigerte Transportfähigkeit und die Errichtung zusätzlicher Phasenschiebertransformatoren in Vierraden ist die Leitung nach der Ertüchtigung nicht mehr engpassdimensionierend. Die Phasenschieber in Mikulowa, Röhrsdorf und Hradec sind jedoch weiterhin in Betrieb, um die physikalischen Flüsse nach Polen und Tschechien zu begrenzen.

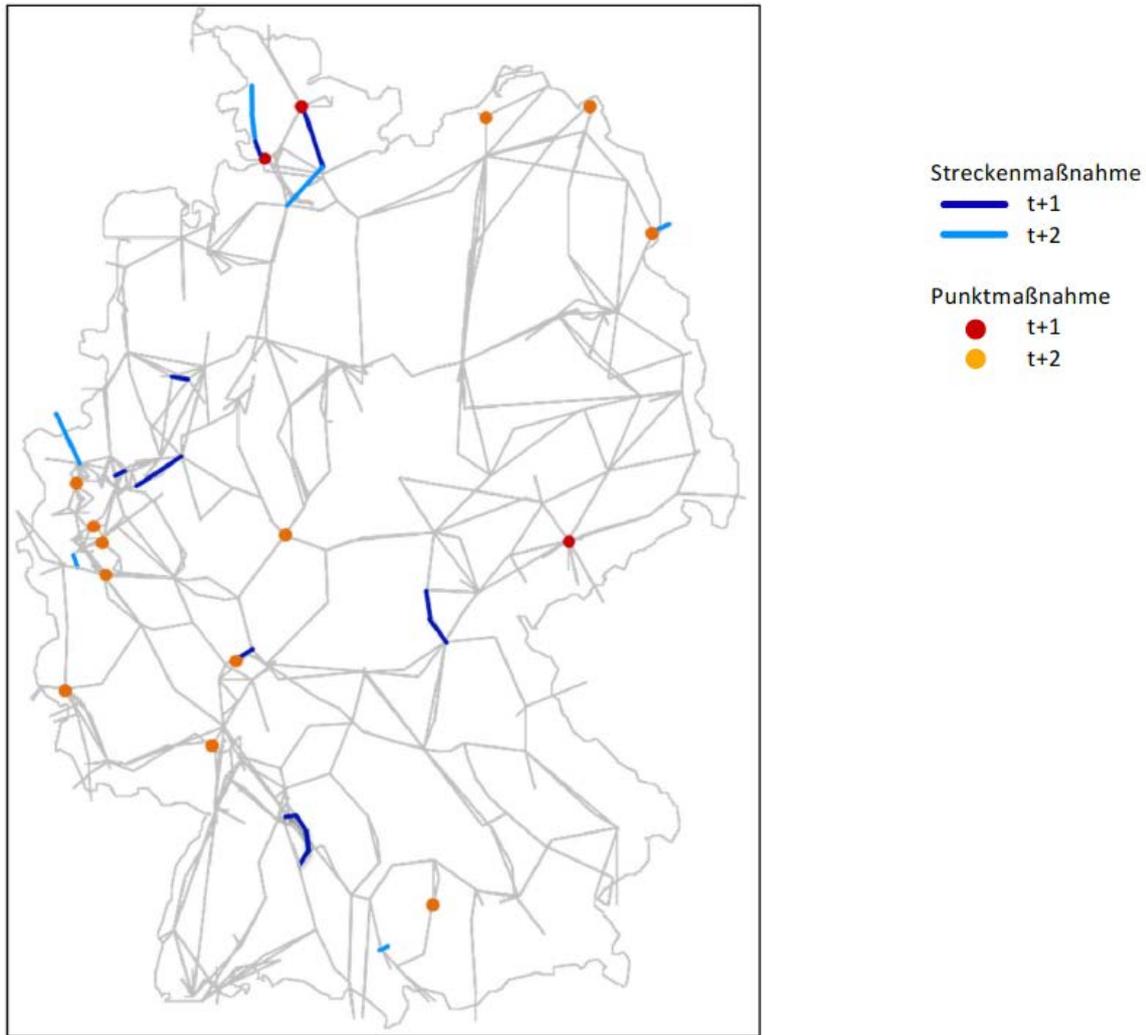


Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die in der Systemanalyse angenommenen Netzausbaumaßnahmen werden in den folgenden Tabellen dargestellt. In den Auflistungen werden die Ausbaumaßnahmen aufgeführt, deren Realisierung für den Zeitraum 2017/2018 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch für 2018/2019 mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit in Betrieb sind. Dabei handelt es sich zu großen Teilen um Ertüchtigungen von Anlagen. Insbesondere im Norden Deutschlands können zudem wichtige Leitungsbauprojekte als umgesetzt angenommen werden.

**Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPlG**

	<b>Maßnahme</b>	<b>Art</b>
P25	Süderdorn - Heide/West	Leitung
P25	Heide/West - Sottrum	Leitung
P64	Konverter Combined Grid Solution	Anlage
P64	Combined Grid Solution	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG

**Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG**

	<b>Maßnahme</b>	<b>Art</b>
TTG-005	Hamburg/Nord - Dollern	Leitung
AMP-013	Punkt Lackhausen - Punkt Wittenhorst	Leitung
AMP-013	Niederrhein - Punkt Lackhausen	Leitung
AMP-013	Millingen-Isselburg - Bundesgrenze (NL)	Leitung
AMP-013	Punkt Wittenhorst - Millingen-Isselburg	Leitung
AMP-014	Punkt Fellerhöfe - Punkt St. Tönis	Leitung
50HzT-003	Vierraden - Krajnik	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

### Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen

	Maßnahme	Art
50HzT-P128	Vierraden	Anlage
AMP-033	Schaltanlage Lamsheim	Anlage
P100	Walsum	Anlage
P110	380/220-kV-Transformator Sechtem	Anlage
AMP-034	SVC Kriftel	Anlage
AMP-Neu	380/220-kV-Trafo Niederstedem	Anlage
AMP-Neu	St. Peter	Anlage
AMP-Neu	Opladen	Anlage
AMP-Neu	Rommerskirchen	Anlage
P127	Lubmin	Anlage
P200	Dreibein Pfaffendorf-Oberzier-Sechtem	Leitung
P74	Woringen-Lachen	Leitung
P90	Phasenschieber Oberottmarshausen	Anlage
P90	STATCOM Borken	

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

Der Prozess der Übertragungsnetzbetreiber zur rollierenden Freischnittplanung umfasst das jeweilige Folgejahr. Daher sind für den Betrachtungszeitraum 2018/19 noch keine (zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) abgestimmten Freischnittplanungen bekannt und entsprechend nicht im Netzmodell berücksichtigt. Abschaltmaßnahmen aufgrund von Ausbaumaßnahmen werden entsprechend der Planungen auch im Netzmodell abgebildet.

#### 4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits in Abschnitt 1.4 erläutert, beruhen die Ergebnisse auf einer europäischen Marktsimulation, welche sowohl die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Deutschland prognostiziert als auch die Ein- und Ausfuhr im europäischen Binnenmarkt. Diese Marktsimulation prognostiziert auch in 2018/2019 bereits starke Nord-Süd-Flüsse innerhalb Deutschlands. Ohne die Berücksichtigung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze ergeben sich im Starkwind/Starklast-Szenario – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – sehr hohe Ausfuhr insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss.

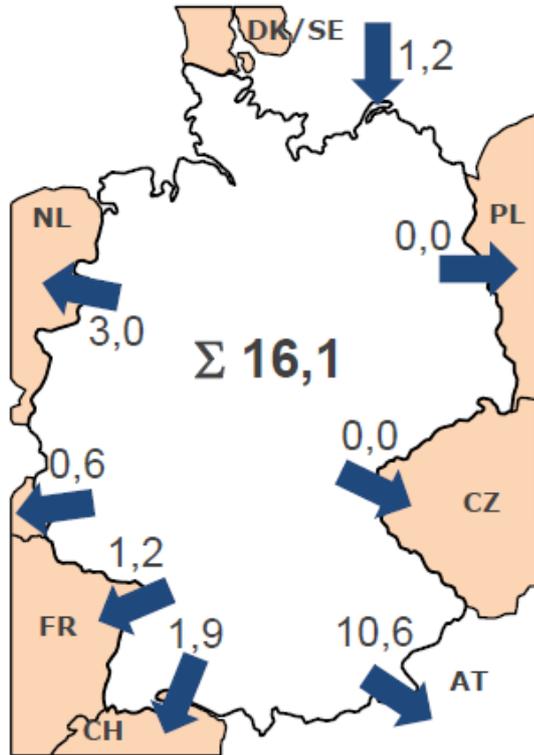


Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind ohne NTC in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ohne Engpass, also bei der Unterstellung eines unbegrenzt möglichen Stromtransports nach Österreich ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 16,1 GW ein. Rein marktbasiert wäre ein Export nach Österreich von 10,6 GW zu beobachten. Die technische Übertragungsfähigkeit der grenzüberschreitenden Leitungen nach Österreich ist aber deutlich geringer, somit sind Gegenmaßnahmen in hohem Umfang zu erwarten, wie in Abschnitt 4.3.1 weiter ausgeführt ist. Trotz einer hohen Erneuerbaren-Einspeisung in Norddeutschland wird aus Skandinavien importiert und als Transit nach Süden weitergeleitet.

Die Bundesnetzagentur geht derzeit davon aus, dass bis 2018/2019 ein Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert sein wird. In den im Rahmen der Systemanalyse betrachteten Fällen, ergibt sich eine Änderung der Verbundaustauschfahrpläne im bedarfsdimensionierenden Starkwind/Starklastfall. Abbildung 11 zeigt die Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen, die sich mit Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation einstellen. Auswirkungen ergeben sich für den Handelsfluss aus Polen und aus Skandinavien. Nach Polen wird jetzt ein Wert größer Null exportiert, hier 0,3 GW, und die Handelsrichtung nach Skandinavien kehrt sich um.

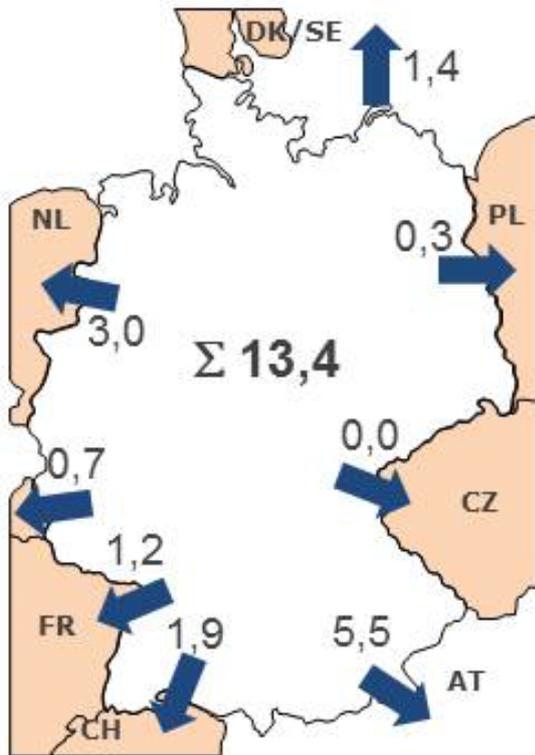


Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind mit NTC an der deutsch-österreichischen Grenze in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2018/2019

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.4) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

Die in Tabelle 27 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden anschließend in das Netzmodell, mit dem eine Lastflussberechnung durchgeführt wurde, eingespeist. Aufgrund des auch weiterhin als verzögert angenommenen Netzausbaus und dadurch nicht ausreichender Transportkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung nicht vollständig zu den Lastzentren in Baden-Württemberg und Bayern und ins angrenzende Ausland transportiert werden kann. Auch in diesem Betrachtungszeitraum sind zahlreiche Übertragungsleitungen innerhalb Deutschlands sowie an den Grenzen zu Polen, Tschechien und Österreich sowie den Niederlanden hoch ausgelastet. Die Auslastungen im (n-1)-Fall für den Starklast-Starkwindfall in Szenario 1 - Erhalt der gemeinsamen Preiszone Deutschland-Österreich - ist in

Abbildung 12 dargestellt. Hierbei ist neben der großen Anzahl von Netzelementen, die im (n-1)-Fall überlastet sind, darauf hinzuweisen, dass auch in unmittelbarer Nähe zu Österreich deutliche Überlastungen auftreten. Als Ursache für diese Überlastungen sind die unbegrenzten Exporte nach Österreich zu benennen. Die hohen Überlastungen sind als kritisch zu erachten, da sie eine Vielzahl an koordinierten Gegenmaßnahmen hoher Eingriffstiefe erfordern.

**Marktsimulationsergebnisse**

<b>Leistung [GW]</b>	<b>Nord</b>	<b>Süd</b>	<b>Summe</b>
Kernenergie	3,8	4,5	8,4
Braunkohle	17,0	0,0	17,0
Steinkohle	6,9	1,9	8,8
Erdgas	4,3	2,3	6,6
Mineralölprodukte	0,4	0,0	0,4
Sonstige	2,0	0,8	2,9
KWK < 10MW	2,7	1,5	4,2
Pumpspeicher	0,1	0,4	0,4
<b>Summe konv.</b>	<b>37,3</b>	<b>11,5</b>	<b>48,7</b>
Wind Onshore	36,9	4,5	41,4
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,6
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
<b>Summe reg.</b>	<b>46,0</b>	<b>7,9</b>	<b>54,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>83,3</b>	<b>19,4</b>	<b>102,7</b>
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,6	0,6
Stromverbrauch	52,0	33,8	85,8
<b>Last (inkl. Netzverluste)</b>	<b>52,0</b>	<b>34,4</b>	<b>86,4</b>
<b>Saldo</b>	<b>31,3</b>	<b>-15,2</b>	<b>16,1</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Ergebnisse der Marktsimulation für 2018/2019 für die bedarfsdimensionierende Situation

## Vor Redispatch

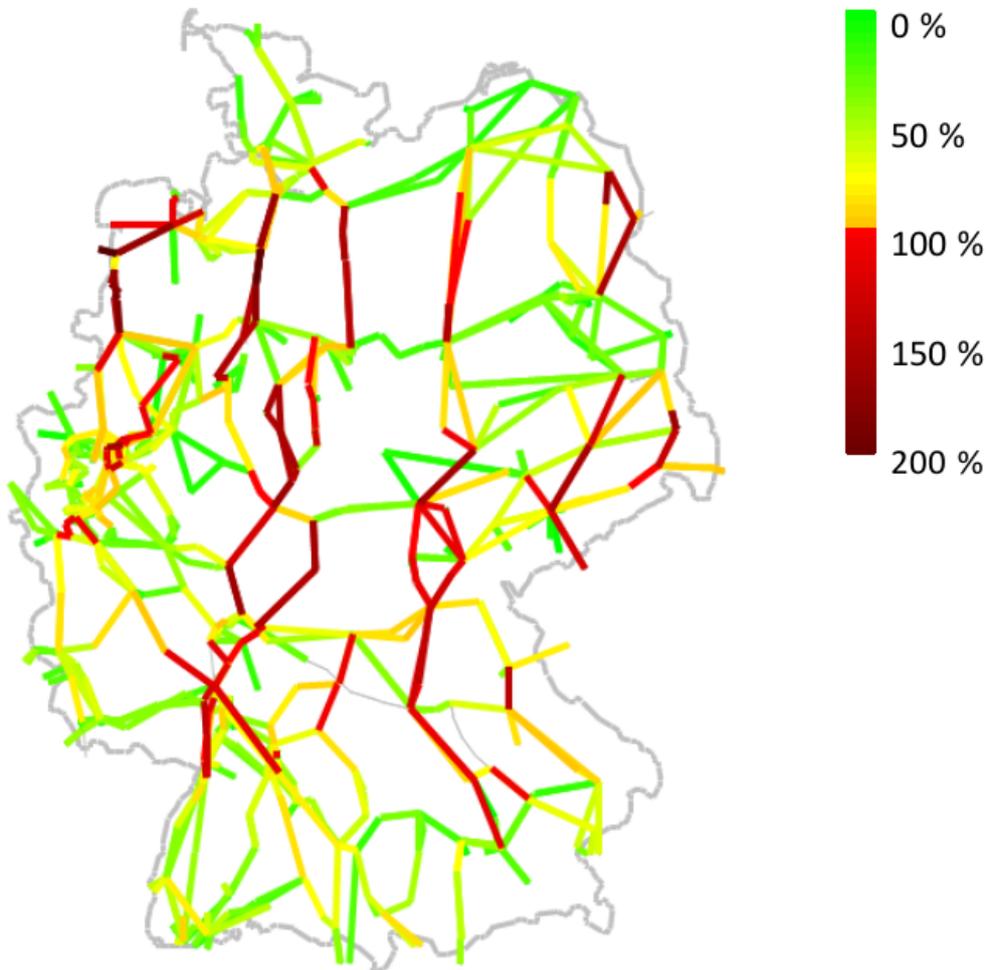


Abbildung 12: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Gegensatz zur obigen Darstellung zeigt die folgende Abbildung 13 die Netzbelastungssituation bei der Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich während die übrigen Eingangsparameter unverändert bleiben.

Insbesondere die Überlastungen in Süddeutschland sowie nahe der Grenze zu Österreich werden durch die Einführung eines Engpassmanagements erheblich reduziert, wie in Abbildung 13 dargestellt ist. Auch wenn weiterhin deutliche Netzüberlastungen auftreten ist darauf hinzuweisen, dass die geringere Eingriffstiefe der Gegenmaßnahmen als positiv im Vergleich zur Situation ohne Engpassmanagement anzusehen ist. Eine weitere Beschreibung der Gegenmaßnahmen findet sich in Abschnitt 4.3.1.

## Mit NTC vor Redispatch

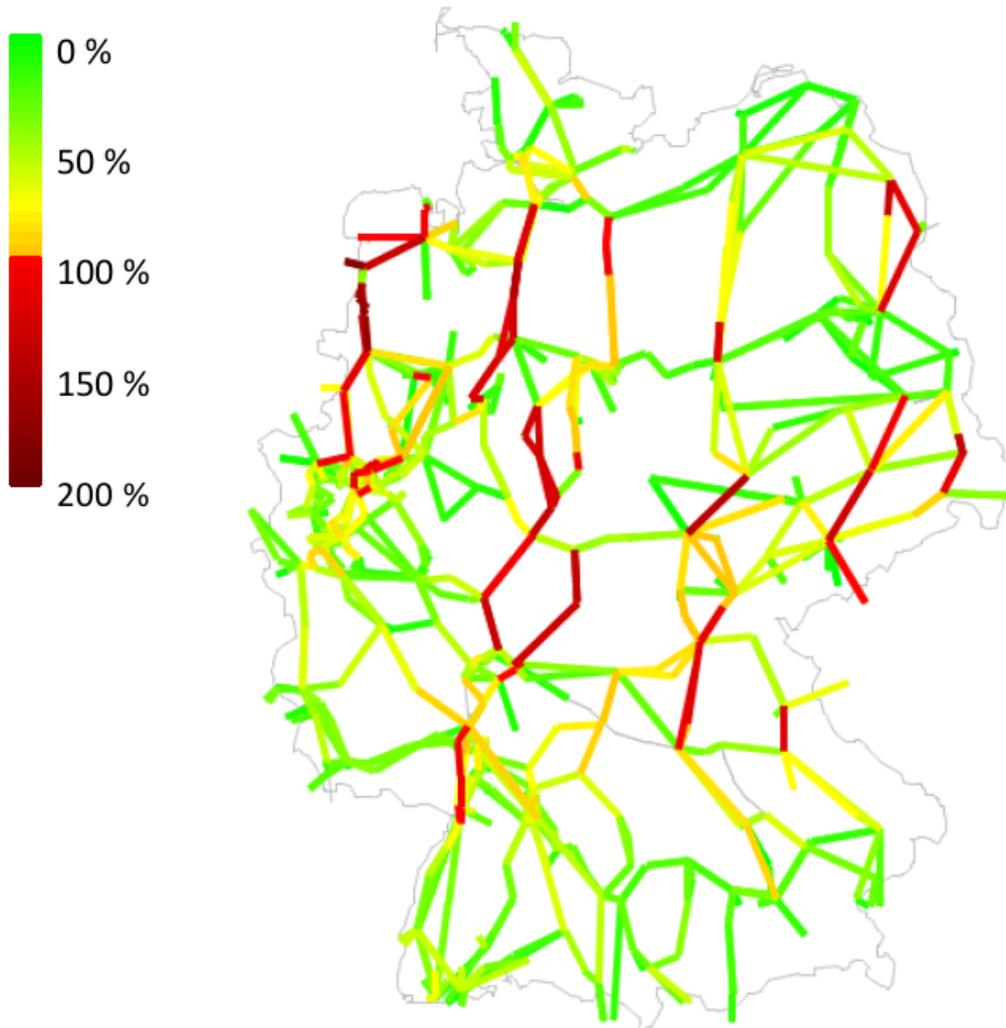


Abbildung 13: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im bedarfsdimensionierenden Starkwind-/Starklastfall nach Einführung einer Engpassbewirtschaftung das Übertragungsnetz EC-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 4,9 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 3,7 GW. Wenn für das Jahr 2018/2019 davon ausgegangen wird, dass keine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze erfolgt, erhöht sich der Reservebedarf signifikant auf 7,7 GW. Zusätzlich wurde untersucht wie sich der Reservebedarf bei Bereitstellung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich in Höhe von 4,5 GW entwickeln würde. Diese Untersuchung wurde nicht für das erhöhte Sicherheitsniveau der Exceptional Contingencies durchgeführt. Zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit liegt der Reservebedarf bei 0,7 GW. Jedoch müssten von APG in diesem Fall 4,5 GW an gesicherten Reserven unter Vertrag genommen

werden und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern exklusiv und gesichert zum Redispatch zur Verfügung stehen.

### 4.3 Netzreservebedarf 2018/2019

Für den Winter 2018/2019 wurde auf Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starkwind-Starklastfall als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation herausgearbeitet (vgl. Tabelle 28).

#### Vergleich der Grenzsituationen

Engpassmanagement an der Grenze DE - AT	nein	nein	ja	ja
gesicherter (pos.) Redispatch in AT [GW]	0	0	0	0
inkl. EC	nein	ja	nein	ja
<b>negativer Redispatch</b>				
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	7,2	7,8	4,8	5,3
marktbasierende Kraftwerke [GW]	6,2	6,0	4,0	4,0
Summe [GW]	13,4	13,8	8,8	9,3
<b>positiver Redispatch</b>				
marktbasierende Kraftwerke in DE [GW]	5,6	5,5	5,9	4,9
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,6 (max.)	0,6 (max.)	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Reservekraftwerke in DE [GW]	5,7	5,6	2,2	3,7
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	0	0	0	0
Summe [GW]	11,9	11,7	8,8	9,3
<b>zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]</b>	1,5	2,1	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2018/2019

In Tabelle 28 sind die erforderlichen Gegenmaßnahmen zur Erreichung des gewünschten Sicherheitsniveaus zusammengefasst. Anhand der obersten Spalten kann identifiziert werden, welche Maßnahmenkombination untersucht wurde, darunter ist jeweils aufgeführt in welchem Umfang die einzelnen Gegenmaßnahmen eingesetzt werden. In der linken Spalte wird die Absicherung des (n-1)-Sicherheitsniveaus ohne die Einführung eines Engpassmanagements betrachtet, rechts daneben die Absicherung des erhöhten Sicherheitsniveaus mit Berücksichtigung der Exceptional Contingencies. In der dritten Spalte werden analog zur linken Spalte die Ergebnisse der Redispatchberechnungen zusammengefasst, die erforderlich sind, die (n-1)-Sicherheit einzuhalten, jedoch nach Einführung eines Engpassmanagements. Maßgeblich ist die Spalte ganz rechts: mit Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze Deutschland - Österreich, jedoch ohne gesichertes Redispatchpotential in Österreich und zur Absicherung des erhöhten Sicherheitsniveaus der Exceptional Contingencies. Aus der Tabelle geht ebenso hervor, dass insgesamt 9,3 GW Redispatch getätigt werden muss. Für den positiven Redispatch setzt sich dieses wie folgt zusammen: 4,9 GW aus marktbasierenden Kraftwerken in Deutschland, 0,7 GW wird von Pumpspeichern in Deutschland durch Reduktion der Pumpleistung beigetra-

gen und die verbleibenden 3,7 GW werden von Kraftwerken der Netzreserve in Deutschland geleistet. Damit beträgt der Netzreservebedarf 3,7 GW.

### Vergleich der Sensitivitäten in den Grenzsituationen

	(n-1)- Sicherheit ohne NTC	Koordinierter RD mit AT	Effizienter RD mit EE	(n-1)- Sicherheit mit NTC	Effizienter RD mit EE
<b>EPM</b>	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
<b>Koord. RD</b>	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
<b>Eff. RD mit EE</b>	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
<b>negativer Redispatch</b>					
Einsenkung Windein- speisung [GW]	7,2	6,8	9,1	4,8	7,4
marktbasierte Kraft- werke [GW]	6,2	5,4	4,0	4,0	1,3
Summe [GW]	13,4	12,2	13,1	8,8	8,7
<b>positiver Redispatch</b>					
marktbasierte Kraft- werke in DE [GW]	5,6	4,5	5,4	5,9	6,6
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,6 (max.)	0,6 (max.)	0,6 (max.)	0,7 (max.)	0,7 (max.)
Reservekraftwerke in DE [GW]	5,7	2,6	5,7	2,2	1,4
koordinierter RD mit AT [GW]	0	4,5 (max)	0	0	0
Summe [GW]	11,9	12,2	11,7	8,8	8,7
<b>zusätzlich notwen- diges Redispatchpoten- tial im Ausland [GW]</b>					
	1,5	0	1,4	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Vergleich der Sensitivitäten in den Grenzsituationen

Zur Quantifizierung der möglichen mittelfristigen Abschmelzung der Netzreserve wurden entsprechende Maßnahmen überprüft und die Ergebnisse dieser Sensitivitäten in Tabelle 29 zusammengefasst. Um den Effekt der Maßnahmen besser erkennen zu können, wurden auch die Berechnungsergebnisse ohne die jeweilige Maßnahme in die Tabelle aufgenommen, daher sind in der ersten sowie der dritten Spalte keine neuen Ergebnisse zu finden. Es ist anzumerken, dass hierbei ausschließlich die (n-1)-Sicherheit überprüft wurde, eine Absicherung des erhöhten Sicherheitsniveaus EC findet nicht statt. Die erste Spalte zeigt erneut das Redispatchergebnis zur Erreichung der (n-1)-Sicherheit falls kein Engpassmanagement eingeführt würde. Zum Vergleich sind in der Spalte daneben die Redispatchmengen zu finden, die erforderlich sind falls 4,5 GW gesichertes Redispatchpotential aus Österreich zur Verfügung stünde. In der dritten Spalte werden die Ergebnisse präsent-

tiert, wenn statt des gesicherten Redispatchpotentials in Österreich eine geänderte Einsatzreihenfolge beim negativen Redispatch berücksichtigt würde. Hier wurde untersucht, wie sich eine reine Effizienzsteuerung bei der Abregelung von Marktkraftwerken und Erneuerbaren Energien auswirkt.

In der vierten Spalte ist das Ergebnis der Berechnungen im Fall Einführung des Engpassmanagements und Absicherung der (n-1)-Sicherheit dargestellt. In der Spalte rechts außen im Vergleich dazu die Sensitivität bei Änderung der Einsatzreihenfolge des negativen Redispatch, wie bereits oben beschrieben. In Tabelle 29 ist kein Ergebnis zu finden, welches Maßgeblich für den Reservebedarf wäre. Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen dienen der Quantifizierung des Einsparpotentials der jeweiligen Maßnahmen. Voraussetzungen und Umsetzbarkeit müssen in der Folge geprüft werden.

Im Folgenden werden die Merkmale der Grenzsituation Starkwind-Starklast unter Berücksichtigung von EC beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation ein besonders hoher Redispatch- und Reservebedarf besteht.

Der Starkwind- /Starklastfall in Stunde 113 der synthetischen Woche ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage in Höhe von 85,8 GW. Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist. Die hohe Windenergieeinspeisung führt zu vergleichsweise niedrigen Preisen im vortägigen Handel, wodurch es zu hohen Exportüberschüssen ins europäische Ausland kommt. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone bestünde insgesamt ein deutscher Exportüberschuss in Höhe von 16,1 GW, der mangels Leitungskapazitäten physisch nur teilweise transportiert werden könnte und durch entsprechenden Redispatch nur ökonomisch realisiert werden würde. Für den Fall einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze kommt es zu einem gesamtdeutschen Exportüberschuss in Höhe von immerhin noch 13,4 GW, wobei darauf hinzuweisen ist, dass sich ein Teil des Exportes von Süden nach Norden verschiebt.

Das erste Szenario (vgl. Tabelle 28, linke Spalte und Abbildung 14) unterstellt, dass weder ein Engpassmanagement noch ein gesicherter Redispatch in Österreich und auch keine Berücksichtigung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies stattfindet. Hierbei wird ein Gesamtredispatchbedarf in Höhe von 13,4 GW zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit festgestellt.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben - entsprechend des hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen - sehr hohe, unzulässige Auslastungen.

Abbildung 12 zeigte bereits die Leitungsauslastungen für den Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone vor Ergreifung von Gegenmaßnahmen. Die durch hohe Windeinspeisungen resultierenden Leitungsüberlastungen in der Nordhälfte Deutschlands pflanzen sich nach Süddeutschland fort und führen auch dort zu unzulässigen Leitungsüberlastungen. Im Vergleich dazu ist die Netzsituation nach Gegenmaßnahmen in Abbildung 14 dargestellt. Neben den bekannten bedarfsdimensionierenden Engpässen auf den Nord-Süd-Trassen sowie an der polnischen Grenze ist deutlich zu sehen, dass auch in der Nähe der deutsch-österreichischen Grenze bedarfsdimensionierende Engpässe auftreten.

## Nach Redispatch

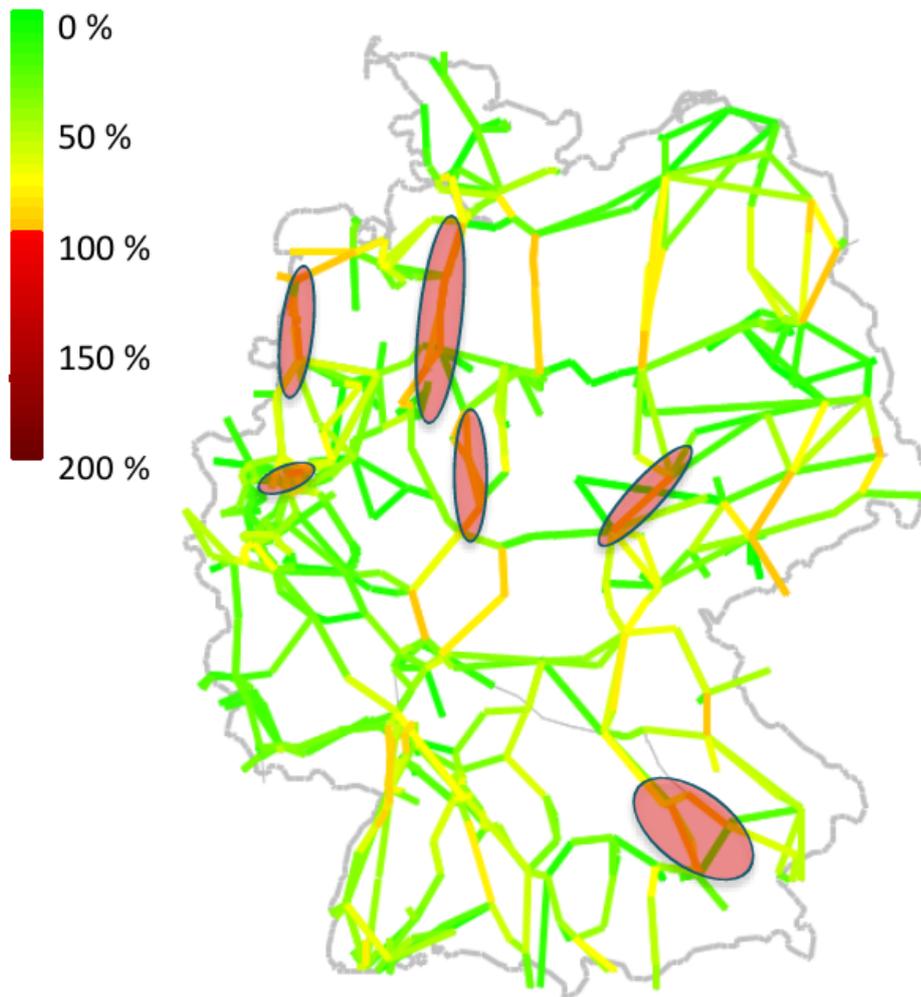


Abbildung 14: Szenario 1 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Das zweite Szenario (Tabelle 28 Spalte zwei) geht davon aus, dass weder ein Engpassmanagement noch ein gesicherter Redispatch in Österreich stattfindet, aber eine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies erfolgt. Hierbei wird ein Gesamtredispatchbedarf in Höhe von 13,8 GW festgestellt.

Das dritte Szenario (vgl. Abbildung 13 und Abbildung 15) geht davon aus, dass ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze mit einem NTC in Höhe von 5,5 GW eingeführt wird, aber kein gesicherter Redispatch in Österreich und keine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies stattfindet. Hierbei wird ein Gesamtredispatchbedarf in Höhe von 8,8 GW festgestellt.

So bleibt die hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe nach Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze zwar teilweise bestehen, jedoch geht der Umfang an Überlastungen in Süddeutschland an der Grenze Deutschland-Österreich deutlich zurück.

## Mit NTC vor Redispatch

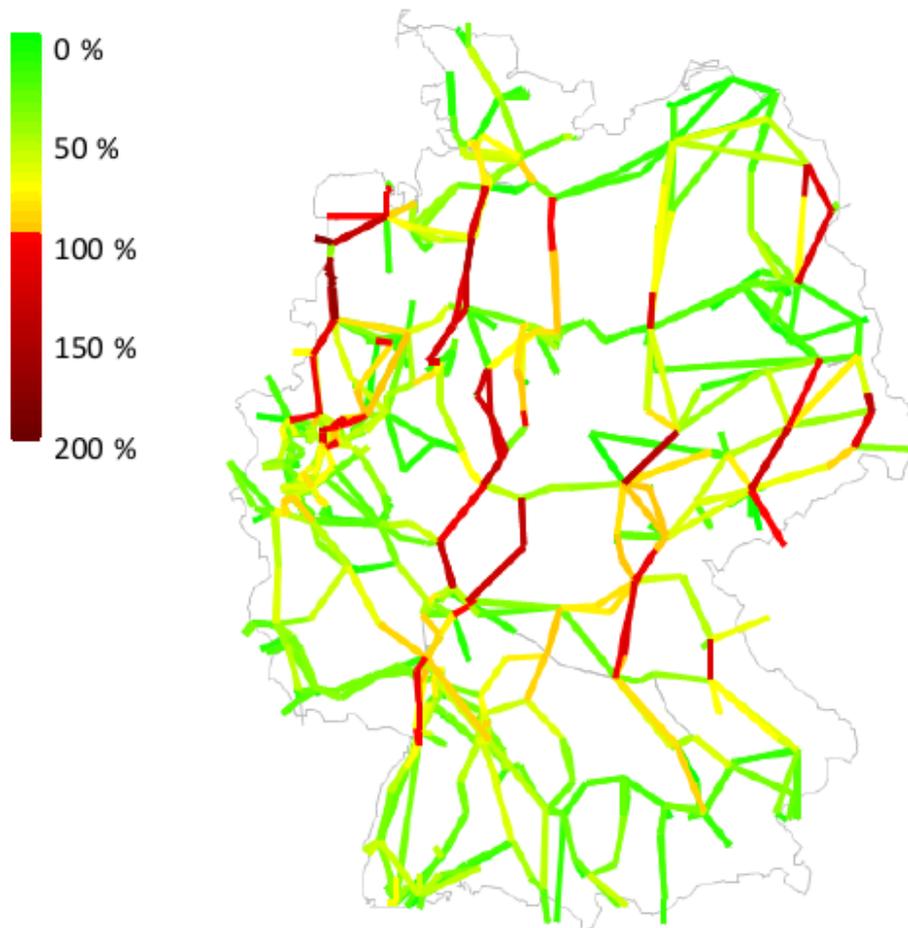


Abbildung 15: Szenario 3 - Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Das vierte Szenario (Tabelle 28 rechte Spalte) unterstellt, dass ein Engpassmanagement an der Grenze DE-AT eingeführt wurde und berücksichtigt auch die Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies. Dies stellt das maßgebliche Szenario zur Bestimmung des bedarfsdimensionierenden Reserverbedarfs dar, weitere Erklärungen hierzu sind in 4.3.3 ausgeführt.

Darüber hinaus wurden weitere Sensitivitäten zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit mit weiteren Maßnahmen betrachtet. In Tabelle 29 sind zu Vergleichszwecken zusätzlich noch die Basisvarianten ohne diese Zusatzmaßnahmen enthalten.

Die erste Sensitivität betrachtet eine Situation, bei der zwar kein Engpassmanagement eingeführt wurde, jedoch bis zu 5 GW Redispatchleistung in Österreich gesichert zur Verfügung gestellt werden. In dieser Sensitivität ergibt sich zur Erreichung der (n-1)-Sicherheit ein Gesamtdispatchbedarf in Höhe von 12,2 GW, wobei 4,5 GW von maximal möglichen 5 GW des gesicherten Redispatch aus Österreich abgerufen werden. Dies entspricht im Quervergleich zum Szenario 1 einer Ersparnis an Redispatch in Höhe von 1,2 GW.

Wie in der ersten Sensitivität wird auch in der zweiten eine Situation ohne Einführung eines Engpassmanagements im Sommer 2018 untersucht. Anstatt der Berücksichtigung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich wird hierbei jedoch untersucht, wie sich der Redispatchbedarf ohne Berücksichtigung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien verhält. Konkret wird in dieser Sensitivität eine Abregelung von EE zugelassen, wenn diese gleich wirksam wie das Herunterfahren konventioneller Kraftwerke sind, während dies in den sonstigen Szenarien nur zugelassen wird, wenn die Reduktion der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken nicht mehr zu einer effizienten Entlastung der kritischen Netzelemente führt. Im Ergebnis führt dies zu einem Redispatchbedarf in Höhe von 13,1 GW. Was im Quervergleich zum Szenario eins ohne Engpassmanagement zu einer Ersparnis an Redispatch von ca. 0,3 GW führt.

Die dritte Sensitivität untersucht ebenso die Wirksamkeit der Abregelung von Wind, da in der betrachteten Abendsituation keine Einspeisung aus PV zu verzeichnen ist. Da die Berücksichtigung des Engpassmanagements bereits eine deutliche Reduzierung des Redispatchbedarfs bewirkt, ist auch der Effekt der untersuchten Maßnahme geringer: Der Gesamtredispatchbedarf reduziert sich lediglich um ca. 0,1 GW auf 8,7 GW.

Es wird deutlich, dass die effizienzgesteuerte Einsenkung von Windeinspeisung einen positiven Effekt auf den Redispatchbedarf hat. Die Senkung des Redispatchbedarfes in der bedarfsdimensionierenden Starkwind/Starklast Situation ist jedoch gering. Die Auswirkung auf die gesamte Redispatcharbeit wäre in einem Jahreslauf zu quantifizieren.

#### 4.3.1 Gegenmaßnahmen

Zur Reduzierung der Netzüberlastungen werden netzbezogenen Gegenmaßnahmen vor dem Einsatz von Redispatch herangezogen. Für den Zeithorizont 2018/2019 sind insbesondere die in Abbildung 5 gezeigten Inbetriebnahmen zahlreicher Punkt- und Streckenmaßnahmen zu nennen. Entgegen der Angaben im EnLAG/BBPIG Monitoring Q4/2016 werden jedoch einzelne Maßnahmen, die ursprünglich für 2018 erwartet wurden, als noch nicht umgesetzt angesehen. Laut Angaben der Übertragungsnetzbetreiber kam es zu Verzögerungen. Trotz dieser insgesamt immer noch umfangreichen Maßnahmen zum Ausbau und Verstärkung des Netzes muss zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie die Abregelung von Windenergieanlagen eingesetzt werden. Die Gesamtsumme des negativen Redispatches, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei unter Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler und Einführung eines Engpassmanagements 9,3 GW. Auf der Einsenkseite entfallen davon 5,3 GW auf die Abregelung von Wind und 4 GW auf Leistungsabsenkung durch am Markt agierende Kraftwerke. Die entsprechenden Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch als Gegenmaßnahmen werden zum Teil durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland erbracht. Diese tragen 4,9 GW bei, deutsche Reservekraftwerke werden mit 3,7 GW eingesetzt. Die verbleibenden 0,7 GW werden durch die Reduzierung von Pumpleistung von Pumpspeichern in Süddeutschland beigetragen.

In allen betrachteten Varianten wird Redispatch mit konventionellen Kraftwerken vorgenommen sowie in erheblichem Umfang Wind abgeregelt. Die Gesamtsumme des negativen Redispatch (konventionell und EE-Erzeugung) beträgt dabei im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Gebotszone bis zu 13,8 GW, im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze 9,3 GW. Der Gesamtredispatchbedarf ist damit bei der Einführung eines Engpassmanagements deutlich geringer als in den anderen analysierten Varianten bei Erhalt der deutsch-österreichischen Gebotszone. Damit zeigt sich die Einführung einer geordneten Engpassbewirtschaftung deutlich vorteilhafter gegenüber anderen Instrumenten.

Es ist zu erwarten, dass der insgesamt benötigte Redispatch mit Reservekraftwerken im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze ausschließlich mit deutschen Netzreserveanlagen vorgenommen werden kann. Eine zusätzliche Kontrahierung von ausländischen Netzreserveanlagen ist dann nicht mehr erforderlich.

Aus Systemsicht bietet die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze deutliche Vorteile gegenüber der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation. Maßgeblich hierfür ist die unterschiedlich hohe Eingriffstiefe auf Grund der anzuweisenden Redispatchmengen im Systembetrieb. So würde im Falle (vgl. Tabelle 28) der Einführung eines Engpassmanagements und Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit ein negativer Redispatch in Deutschland durch Einsenkung von Windeinspeisung im Norden und Nord-Osten Deutschlands sowie der Abregelung von marktbasierend einspeisenden Kraftwerken nördlich der Mainlinie in Deutschland in Höhe von 8,8 GW durch gleichzeitigen positiven Redispatch in gleicher Höhe im Süden und Westen Deutschlands ausgeglichen werden. Im Falle der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation in Österreich müsste jedoch im direkten Vergleich eine um 3,4 GW höhere Leistung für den stabilen Systembetrieb durch Redispatch ausgeglichen werden. Hiermit bietet also aus Sicht der anzuweisenden Redispatchleistung die Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich Vorteile, gegenüber der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation mit Österreich.

Diese Bewertung wird noch verstärkt durch die bereits vorliegenden Erkenntnisse über die mittel- und längerfristige Entwicklung, der zu erwartenden Handels- und Transportvolumina. Diese werden dauerhaft weiter zunehmen und drohen damit in eine dauerhafte Steigerung des Redispatcheinsatzes zu münden. Da der Netzausbau nicht beliebig ausgeweitet werden kann - auch in den längerfristigen europäischen Netzausbauplänen sind insofern nur Handelskapazitäten bis zu 7,5 GW als Zielgröße vorgesehen - sollte eine grundsätzliche Orientierung der Handelsvolumina an den technisch zur Verfügung stehenden Kapazitäten angestrebt werden, wie dies an allen anderen Außengrenzen Deutschlands auch gut funktionierende Praxis ist.

#### **4.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen**

Im Vergleich zu den Untersuchungen, die im Rahmen der Systemanalyse 2016 angestellt wurden, steigt der maßgebliche Reservebedarf für 2018/2019 in der aktuellen Systemanalyse um 1,8 GW von 1,9 GW auf 3,7 GW. Die Steigerung des Reservebedarfs ist darauf zurück zu führen, dass erstmals systemrelevante Mehrfachfehler bei der Bedarfsbestimmung zu berücksichtigen sind. In den vergangenen Jahren wurden lediglich (n-1)-Ausfälle berücksichtigt. Zusätzlich zu dieser Erhöhung des Sicherheitsniveaus gab es Verzögerungen bei der Realisierung der Phasenschiebertransformatoren und in der betrieblichen Umsetzung zur Nutzung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeiten, die zusätzlich den Redispatchbedarf steigern. Darüber hinaus ist zu betonen, dass der Export nach Süden zwar durch das Engpassmanagement nach Österreich gedeckelt ist, Netzverstärkungen im schweizerischen Netz aber zu einem um 1,1 GW erhöhten Handel führen, der die Netze zusätzlich belastet. Gleichzeitig hat sich die Summe der nationalen Reservekraftwerke von 5,3 GW in der Systemanalyse 2016 für 2018/2019 auf 6,7 GW erhöht. Aufgrund regionaler Netzengpässe können die Kraftwerkstandorte Ingolstadt und Irsching in südliche Richtung nicht vollständig einspeisen. Das Potential in der Grenzsituation Starkwind/Starklast von rund 3,7 GW bleibt nutzbar. Dieser Wert von 3,7 GW an nationalen Reservekraftwerken stellt den gesamten Reservebedarf dar.

### 4.3.3 Maßgeblicher Netzreservebedarf

Für den erwarteten Fall, dass im Sommer 2018 ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird, beträgt der maßgebliche Bedarf an Netzreserve für den Winter 2018/2019 unter Berücksichtigung des erhöhten Sicherheitsstandards EC 3,7 GW. Die angenommene Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze führt zum niedrigsten Gesamtbedarf an Redispatch in den betrachteten Fällen. Für den Fall, dass kein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt würde und kein gesichertes Redispatch-Potential in Österreich zur Verfügung steht, beträgt der Netzreservebedarf dagegen zwischen 7,2 GW (ohne Berücksichtigung von Exceptional Contingencies) und 7,7 GW (mit Berücksichtigung von Exceptional Contingencies).

Aus den unter Abschnitt 1.3.4 beschriebenen Gründen erachtet die Bundesnetzagentur für die Zwecke der vorliegenden Systemanalyse den erstgenannten Fall mit Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze sowie Berücksichtigung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingency und somit einen Netzreservebedarf von 3,7 GW als maßgeblich.

### 4.3.4 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für das Jahr 2018/2019 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 6.593,5 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung.

**Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019**

	<b>Kraftwerk</b>	<b>Einspeiseleistung [MW]</b>
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	550
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinshafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	353
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	98
Summe		6.593,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019

Ausländische Netzreservekraftwerke wurden für den Winter 2018/2019 bislang von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern noch nicht kontrahiert.

**4.3.5 Noch zu kontrahierende Kraftwerke**

Der Bedarf von bis zu 3,7 GW kann durch die potentiellen nationalen Reservekraftwerke für den Winter 2018/2019 gedeckt werden. Es ist daher kein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 NetzResV erforderlich.

Auch für den unwahrscheinlichen Fall, dass sich ein Engpassbewirtschaftungsverfahren bis zum Winter 2018/2019 noch nicht umsetzen lassen sollte, ließe sich selbst der im ungünstigsten Fall benötigte Reservebedarf in Höhe von 7,7 GW mit hinreichender Sicherheit auch im Jahre 2018 noch kontrahieren. Denn dafür

stehen nicht nur die vorstehend aufgelisteten deutschen Reservekraftwerke zur Verfügung. Auf Grund der früheren Systemanalyse vom 2. Mai 2014, die den Reservebedarf für den Winter 2017/2018 auf 7 GW bezifferte, wurden für diesen Zeitraum bereits 3.096 MW ausländische Reservekapazitäten kontrahiert. Es ist kein Grund ersichtlich, warum diese Kraftwerke nicht auch im hier in Rede stehenden Folgewinter 2018/2019 neben den innerdeutschen Reserven kontrahierbar sein sollten, um den Bedarf von 2,1 GW zusätzlicher Reserve im Ausland zu decken.

# Verzeichnisse

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Spannungsbedingter Redispatch der Jahre 2013 bis 2017 in MWh .....	12
Abbildung 2: Kosten der wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen 2011 - 2016 (Quelle: Bundesnetzagentur) .....	16
Abbildung 3: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5) .....	23
Abbildung 4: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	36
Abbildung 5: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2017/2018 und 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	48
Abbildung 6: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	50
Abbildung 7: Leitungsauslastungen für 2017/2018 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	52
Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2017/2018 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	55
Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	67
Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind ohne NTC in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	70
Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind mit NTC an der deutsch- österreichischen Grenze in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	71
Abbildung 12: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	73
Abbildung 13: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	74
Abbildung 14: Szenario 1 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	78
Abbildung 15: Szenario 3 - Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) .....	79

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick.....	12
Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2017 (Stand: April 2017).....	17
Tabelle 3: Vorhalte- und Einsatzkosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro .....	18
Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Reservekraftwerke in MW .....	19
Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2017/2018.....	40
Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2017/2018 .....	41
Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2017/2018 in den Systemanalysen 2014 (SyA 2014) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) .....	42
Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2017/2018 in den Systemanalysen 2014 (SyA 2014) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) .....	43
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018.....	45
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018.....	46
Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2017/2018.....	47
Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz in 2017/2018 .....	49
Tabelle 13: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im österreichischen Übertragungsnetz in 2017/2018 .....	49
Tabelle 14: Ergebnisse der Marktsimulation für 2017/2018 .....	51
Tabelle 15: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2017/2018.....	53
Tabelle 16: Nationale Netzreservekraftwerke 2017/2018 .....	56
Tabelle 17: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2018/2019 .....	58
Tabelle 18: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2018/2019 .....	59
Tabelle 19: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017).....	61

Tabelle 20: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) .....	62
Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019 .....	64
Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019 .....	65
Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019 .....	66
Tabelle 24: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG .....	68
Tabelle 25: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG .....	68
Tabelle 26: Gegenüber 2017/2018 in 2018/2019 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen .....	69
Tabelle 27: Ergebnisse der Marktsimulation für 2018/2019 für die bedarfsdimensionierende Situation .....	72
Tabelle 28: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2018/2019 .....	75
Tabelle 29: Vergleich der Sensitivitäten in den Grenzsituationen .....	76
Tabelle 30: Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019 .....	83

# Abkürzungsverzeichnis

ACER	European Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CWE	Mittelwesteuropa
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
EC	Exceptional Contingencies
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity / Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
NetzResV	Netzreserveverordnung
NTC	Net Transfer Capacity
PL	Polen
SO&AF	System Outlook and Adequacy Forecast
SWKL	Südwest-Kuppelleitung

TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / Zehnjahres- Netzentwicklungsplan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VGB	Internationaler Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
VNB	Verteilnetzbetreiber

# Impressum

## **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

## **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

pressestelle@bnetza.de

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

Tel. +49 228 14-0

## **Stand**

April 2017

## **Text**

Referat 608