



Bericht

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021

Stand: April 2018



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

27. April 2018

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

Referat 608

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

E-Mail: 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 Netzreservebedarfs im Winter 2018/2019 und 2020/2021 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 27. April 2018 festgestellt:

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

- für den Winter 2018/2019 6.600 MW
- sowie für das Jahr 2020/2021 6.600 MW.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG.....	7
A Einführung	9
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung	9
2. Rückschau auf den Winter 2017/2018	10
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	12
B Verfahrensablauf	15
C Bedarfsfeststellung	16
1. Methodik der Systemanalyse	16
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	16
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse.....	16
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation	19
1.3.1 Übertragungsnetz.....	19
1.3.2 Kraftwerkspark.....	20
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	22
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten	24
1.3.5 Annahmen zur Netzlast.....	24
1.4 Marktsimulation.....	25
1.5 Netzanalysen	26
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken	27
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse.....	29
2. Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	30
3. Netzreserve für 2018/2019	31
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019.....	31
3.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	31
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	32
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	33
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	36
3.1.5 Übertragungsnetz.....	40
3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	44
3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2018/2019	45
3.3 Netzreservebedarf 2018/2019	47
3.3.1 Gegenmaßnahmen	49
3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen.....	50
3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke	52
4. Netzreserve für 2020/2021	53
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2020/2021.....	53
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	53
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	54
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	55
4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	56
4.1.5 Übertragungsnetz.....	60
4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	63
4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2020/2021	63
4.3 Netzreservebedarf 2020/2021	66

4.3.1	Gegenmaßnahmen	67
4.3.2	Bereits gebundene Kraftwerke	68
VERZEICHNISSE		69
Abbildungsverzeichnis.....		70
Tabellenverzeichnis		71
Abkürzungsverzeichnis		73
Impressum		75

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, ein beschleunigter Ausbau der Windenergieerzeugung an Land und der fortschreitende Kernenergieausstieg tragen 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 die Südwest-Kuppelleitung ("Thüringer Strombrücke"), die die Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH verstärkt, seit 2017 im Regelbetrieb, jedoch sind andere wichtige Netzausbaumaßnahmen nach wie vor von erheblichen Verzögerungen betroffen. Auf längere Sicht tragen verschiedene Faktoren zur Steigerung des Reservebedarfs bei. Bereits in der vorliegenden Bedarfsanalyse spielt die Bereitstellung einer Mindest-Importkapazität an der deutsch-dänischen Grenze eine Rolle. In der weiteren Entwicklung kann davon ausgegangen werden, dass im Rahmen des "Clean Energy Package" die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgeweitet werden. Diese Erhöhung der Kapazitäten an den Grenzen wird aller Voraussicht nach zu einer Steigerung des Redispatch- und Reservebedarfs führen, deren Ausmaß zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht vorausgesehen werden kann. Darüber hinaus führt auch das Ausscheiden weiterer Kernkraftwerke aus dem Markt zu einer Steigerung des Reservebedarfs. Einen bedarfssenkenden Effekt können zum Beispiel Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes haben. Dazu gehört die Einführung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings sowie die sogenannten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan und die Umsetzung von Leitungsbauvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Bei den Ad-hoc-Maßnahmen planen die Übertragungsnetzbetreiber, lastflusssteuernde Elemente wie Phasenschiebertransformatoren im Übertragungsnetz zu integrieren. Mit diesen Elementen wird es möglich, das Bestandsnetz gleichmäßiger auszulasten, sodass die am höchsten belasteten Leitungen entlastet werden. Mit einer Inbetriebnahme der Ad-hoc-Maßnahmen ist in der ersten Hälfte der 2020er Jahre zu rechnen. Zudem ist zu erwarten, dass mit dem "Clean Energy Package" auch die Möglichkeiten des Rückgriffs auf ausländische Kraftwerke für den Redispatch verbessert werden. Auch dies würde den Bedarf an Netzreserve senken.

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, marktbasierte 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.

Mittels Redispatch wird auch sichergestellt, dass selbst außergewöhnliche, systemrelevante Mehrfachfehler beherrscht werden können (vgl. Kapitel C1.6). Die Notwendigkeit der Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler wurde mit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 kodifiziert. Zuvor wurde die vorgehaltene Netzreserve für einen (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes dimensioniert. Die Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler führt zu einer Steigerung des Reservekraftwerksbedarfs.

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 2017/2018

Am 28.04.2017 wurde ein Bedarf an Netzreservekraftwerken für den Winter 2017/2018 von 10,4 GW festgestellt. Dieser Bedarf wurde durch inländische und ausländische Kraftwerke gedeckt.

Die Reservekapazitäten kamen an insgesamt 105 Tagen zum Einsatz.

Im Vergleich zum letzten Winter 2016/2017 ergibt sich für den Winter 2017/2018 ein weniger angespanntes Bild, da keine Sondersituation wie z.B. die Kältewelle im Januar 2017 aufgetreten ist.

September 2017

Am 21. September fand der einzige Einsatz der Netzreservekraftwerke für diesen Monat mit 550 MW statt.

Oktober 2017

Für den Oktober wurden an 17 Tagen Netzreservekraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von 690 MW eingesetzt. Der Tag mit dem höchsten Einsatz an Netzreservekraftwerken war der 19. Oktober mit 1.260 MW. Am 15. Oktober wurde der geringste Einsatz von Netzreservekraftwerken mit 160 MW gemeldet.

November 2017

Im November wurde die Netzreserve an insgesamt 16 Tagen eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 859 MW abgerufen mit dem geringsten Wert von 220 MW und dem höchsten von 2.163 MW. Dieser Maximalwert wurde in dem verbleibenden Winter nicht mehr überschritten.

Dezember 2017

Im Monat Dezember kam die Netzreserve an nur 10 Tagen zum Einsatz. Es wurden durchschnittlich 658 MW abgerufen, mit dem Minimum von 10 MW und dem höchsten Wert von 1.058 MW.

Januar 2018

An 15 Tagen wurden die Netzreservekraftwerke im Januar mit einem durchschnittlichen Wert von 666 MW eingesetzt. Der Tag mit dem höchsten Abruf von Reserveleistung war der 29. Januar 2017 mit 1.605 MW. Der geringste Wert von 150 MW wurde am 25. Januar angefordert.

Februar 2018

Im Februar wurden die Netzreservekraftwerke an 15 Tagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 665 MW eingesetzt. Der höchste Abruf fand am 12. Februar 2018 mit 1.134 MW statt. Der geringste Wert von 230 MW kam am 02. Februar, 14. Februar und 22. Februar zum Einsatz.

März 2018

Der März ist der letzte Monat des Winterhalbjahres für den die Netzreserve im Ausland durchgehend kontrahiert ist. Die Netzreserve kam an insgesamt 25 Tagen mit einer durchschnittlichen Höhe von 743 MW zum Einsatz. Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 16. März 2018 mit 1.379 MW. Der geringste Abruf erfolgte mit 10 MW am 05. März und 10. März 2018. Dies war der Monat mit den meisten Anforderungen an Netzreservekraftwerken.

April 2018

Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 10. April 2018 mit einem Bedarf von 846 MW. Der geringste Abruf erfolgte am 04. April 2018 und am 06. April 2018 mit jeweils 10 MW. Insgesamt wurden die Netzreservekraftwerke an 6 Tagen im April eingesetzt.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2017/2018¹

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
September	1	550	550	4.053
Oktober	17	1.260	690	151.347
November	16	2.163	859	224.067
Dezember	10	1.058	658	121.916
Januar	15	1.605	666	168.638
Februar	15	1.134	665	150.279
März	25	1.379	743	293.683
April	6	846	378	24.578
Gesamt	105			1.138.561

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick

Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Im Winter 2017/2018 ist keine Niedrigwassersituation aufgetreten, die zu Einschränkungen bei der Steinkohlebelieferung der süddeutschen Kohlekraftwerke geführt hätte. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wurden keine Maßnahmen zur Stabilisierung der Kohlevorräte ergriffen.

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 (national und grenzüberschreitend), Einspeisemanagement sowie Netzreserve im In- und Ausland enthält die folgende Tabelle 2.

Die in der Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Netzreserve im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2016 alle relevanten Kostenkomponenten, d.h. Vorhaltekosten, Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und Abrufkosten.

Neben den Vorhaltekosten sind die entstandenen Abrufkosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts und Einsätze) enthalten. Die Vorhaltekosten der ausländischen Netzreservekraftwerke fallen jeweils für das kontrahierte Winterhalbjahr an. Für die inländischen Netzreservekraftwerke erfolgt die Erstattung der Vorhaltekosten für das gesamte Jahr. Zusätzlich sind bei den nationalen Netzreservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich 2016 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

¹ Einsätze auf Grund von Testfahrten, auch zu TÜV-Zwecken, sind enthalten und basieren zum Teil nur auf den Meldungen zur initialen Anforderung und nicht den tatsächlich realisierten Einsätzen.

Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (ÜNB)	Countertrading (ÜNB)	Einspeise- management (ÜNB und VNB)	Netzreserve Inland	Netzreserve Ausland	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	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,0	140,0	87,9	1.141,3
2016	220,0	12,0	373,0	128,3	157,4	890,7
2017	Q1-Q3: 301,9	noch unbe- kannt	Q1-Q3: 334,0	193,4	166,8	996,2
2018	noch un- bekannt	noch unbe- kannt	noch unbe- kannt	156,7	41,0	197,6
Summe	1.438,9	126,3	1.478,3	717,6	519,0	4.280,1

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2018 (Stand: März 2018)

Für die Netzreservekosten des Jahres 2017 wurden noch keine Ist-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Die Kosten für das Jahr 2018 basieren ebenfalls auf Planwerten der Übertragungsnetzbetreiber, die im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01. Januar 2018 übermittelt wurden.

Bei den in der Tabelle 2 dargestellten Kosten für die Netzreserve handelt es sich somit ab dem Jahr 2017 nur um Vorhaltekosten (ohne Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft) und Abrufkosten der Quartale 1-3.

Zu den Redispatchmaßnahmen (ohne Netzreserve) der Übertragungsnetzbetreiber und den Entschädigungsansprüchen von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement-Maßnahmen von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in 2017 liegen bislang lediglich für die ersten drei Quartale geschätzte Kosten vor. Demnach werden sich die Gesamtkosten für 2017 auch hier noch weiter erhöhen.

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

Kosten für Netzreserve in Mio. Euro

Jahr	Vorhaltekosten Netzreserve Inland	Abrufkosten Netz- reserve Inland	Vorhaltekosten Netzreserve Ausland	Abrufkosten Netzreserve 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	116,6	11,7	66,2	91,2	285,7
2017	155,5	Q1-Q3: 37,9	77,3	Q1-Q3: 89,5	360,3
2018	156,7	Noch unbekannt	41,0	Noch unbekannt	197,6
Summe	644,5	73,1	289,4	229,6	1.236,6

Quelle: Bundesnetzagentur

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

In der folgenden Tabelle 4 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2017/2018 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt. Für den Winter 2018/2019 handelt es sich um Prognosewerte unter Berücksichtigung der in Kapitel C3.3 dargestellten Ergebnisse der vorliegenden Bedarfsfeststellung für t+1 (2018/2019).

Leistung Netzreserve in MW

Jahr	Leistung Netzreserve Inland	Leistung Netzreserve Ausland	Summe
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
2017/2018	6.609	4.821	11.430
2018/2019	6.609	0	6.609

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve 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.

Am 26. September 2017 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der spätestens am 01. März 2018 vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Zunächst verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass eine Systemanalyse neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden bevorstehenden Winterhalbjahr, also 2018/2019, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 01. April 2020 bis zum 31. März 2021 zu erstellen ist. Mit der Bedarfsbestimmung für den zweiten Betrachtungszeitraum sollte überprüft werden, ob die infolge der Einführung des Engpassmanagementverfahrens zwischen Deutschland und Österreich am 01. Oktober 2018 erwartete Reduzierung des Netzreservebedarfs im kommenden Winterhalbjahr nur zeitlich begrenzt oder von langfristiger Dauer ist. Denn nur im Fall eines langfristigen Rückgangs des Netzreservebedarfs käme eine Entlassung von Netzreservekraftwerken in die endgültige Stilllegung in Betracht.

Im Rahmen der sich hieran anschließenden Abstimmungsrunden zu den Eingangsparametern der Systemanalysen einigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber insbesondere auf 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.

Am 28. Februar 2018 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 07. März 2018.

Die Bundesnetzagentur forderte die Übertragungsnetzbetreiber auf, zusätzlich zu untersuchen, ob eine dem Januar 2017 entsprechende "Dunkelflaute"-Situation im kommenden Winterhalbjahr netztechnisch beherrscht werden kann.

Die abschließende Lieferung der erbetenen Unterlagen erfolgte am 17. April 2018.

C Bedarfsfeststellung

Die Netzreservebedarfsfeststellung basiert auf § 3 NetzResV.

1. Methodik der Systemanalyse

Für die Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve 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 Netzreserve 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 1).

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 2018/2019 und 2020/2021 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 CO₂-Preisen abgestimmt.

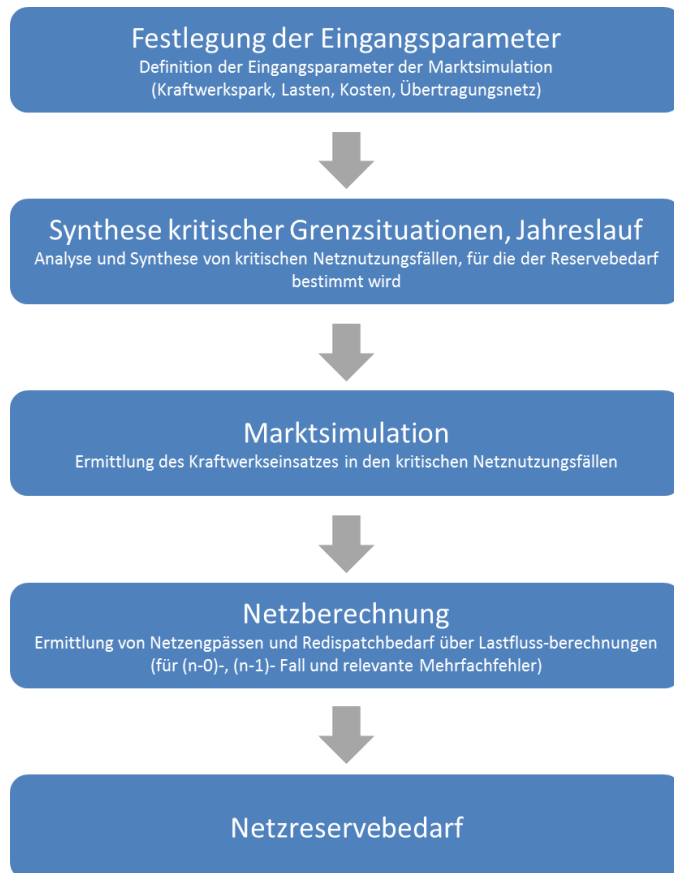


Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3–1.5)

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 ausgelegt. Dies gilt insbesondere für die Parametrierung der Grenzsituationen. Daher werden bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs beispielsweise jeweils nur diejenigen Leitungsbauvorhaben berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum jeweiligen Betrachtungszeitraum als sehr wahrscheinlich 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 wird eine synthetische Woche konstruiert, in der 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). Zusätzlich wird für jeden Betrachtungszeitraum ein Jahreslauf berechnet, um festzustellen, ob der für die auslegungsrelevante kritische Stunde ermittelte Netzreservebedarf auch in allen anderen Stunden des Jahres die Netzstabilität gewährleisten kann. Die Rahmendaten des Jahreslaufs sind im Wesentlichen identisch mit denen der Grenzsituation, unterscheiden sich jedoch beispielsweise bei der Skalierung der Höchstlast oder der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten. Die synthetisch parametrierte Grenzsituation als Teil der syn-

thetischen Woche stellt also weiterhin die kritischste Situation für das Netz dar. Dabei ist die kritische Stunde nicht zwingend diejenige Stunde der synthetischen Woche, in der die höchste Last und / oder die höchste Einspeisung aus erneuerbaren Quellen vorliegt. Es kann auch sein, dass sich aufgrund der Dynamik des Marktes entweder in Vorbereitung auf die hohe Last und Einspeisung oder im Nachklang dazu in einer anderen Stunde vorher oder nachher eine Lastflusssituation ergibt, die für das Netz noch schwieriger zu bewältigen ist. Dann ist zwar die absolute Höhe der Last und erneuerbaren Einspeisung nicht maximal, aber eine ungünstige regionale Verteilung der erneuerbaren und konventionellen Einspeisungen und der Lasten sorgt für eine hohe Aus- und Überlastung des Netzes. Die Grenzsituation als kritische Stunde ist also nicht definiert durch das Maximum an Last und erneuerbarer Erzeugung, sondern durch den maximalen Redispatchbedarf. Trotz dieser Vorgehensweise kann es in einzelnen Stunden des Jahreslaufs vorkommen, dass aufgrund einer besonderen, in der Grenzsituation nicht abgebildeten Lastsituation eine andere geografische Verteilung der Kraftwerke als in der Grenzsituation nötig ist, um alle Engpässe beheben zu können. Der Jahreslauf dient also der Überprüfung der (geografischen Verteilung der) sich aus der Grenzsituation ergebenden notwendigen Netzreservebedarfsleistung.

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 Ausfuhren in das und Einfuhren 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 (sogenannte außergewöhnliche Fehlerereignisse / exceptional contingencies (ECs)). 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, aber verschiebbaren 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 in der Modellierung 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,

sowie Kraftwerke, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden, zum Redispatch herangezogen. Besteht weiterhin ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckende Lücke enthält.

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 konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark, seine regionale Verteilung sowie die Grenzkosten der Erzeugung im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes 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 2018 und 2020. 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 sowie der aktuellen Datenlage und der EEG-Mittelfrist-Prognose 2017 auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Die "Netzausbauregion" wird bei der Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Energien berücksichtigt. 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 Anzahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung werden nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum Winterhalbjahr 2018 und bis zum Sommer 2020 auf Basis des EnLAG- und des BBPIG-Monitorings sowie anhand ÜNB-eigener Einschätzungen als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Maßnahmen, deren Inbetriebnahme bis zum Sommer 2018 bzw. 2020 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-

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 Netzreserve 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: 18. August 2017) 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 (marktbauiert, KWK, Zwangseinsatz als Industriekraftwerk oder Netzreservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Bereits von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Netzreservekraftwerke im In- und Ausland sowie potentielle inländische Netzreservekraftwerke 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 der r2b energy consulting vom 11. Oktober 2017² bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von EE-Anlagen an Land das „Trendszenario“ zugrunde gelegt, lediglich die Zahlen der Biomasse entstammen dem "unteren Szenario". 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. 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 2018/2019 (t+1) und 2020/2021 (t+3) 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. Zusätzlich wird ein Nachholeffekt erwartet, da es viele Anlagen gibt, die vor dem 31.12.2016 genehmigt wurden und die deshalb nach dem alten EEG 2014 gefördert werden können, wenn sie bis 2018 in Betrieb genommen werden. Dies bringt voraussichtlich mehr als 8 GW an Zubau in den Jahren 2017 und 2018.

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. In die hier umgesetzte Regionalisierung der Windenergieanlagen sind die Rahmenbedingungen des Netzausbauggebiets eingegangen.

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.

² r2b research to business energy consulting (2017) : Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022; online im Internet: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171011_Abschlussbericht_EE_r2b.pdf (Zugriff am 25.04.2018)

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis einer Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und der MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2017³-Daten sowie der WOR (Winter Outlook Report) 2016/2017⁴-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 die Mantelzahlen für alle Energieträger für die jeweils betrachteten Zeitscheiben aus den Daten des MAF und des WOR interpoliert. Zur Vermeidung inkonsistenter Sprünge zwischen den einzelnen Jahren oder Energieträgern, die auf abweichende Meldungen zwischen dem MAF und dem WOR zurückzuführen sind, erfolgte fallabhängig eine Korrektur der Startwerte des WOR. Dabei war die Kategorisierung der MAF- und der TYNDP (Ten Year Network Development Plan)-Berichte ausschlaggebend. Die resultierenden Leistungen der Kraftwerke der jeweiligen Energieträger stimmen mit den Berichten überein.

Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden ebenfalls die Daten aus dem WOR 2016/2017 und dem MAF 2016 verwendet. Hierbei erfolgt die Bestimmung der Mantelzahlen je EE-Energieträger im Ausland auf Basis der interpolierten Angaben des WOR 2016/2017 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 einschränkt. Für Deutschland wird für beide Betrachtungszeiträume angenommen, dass 4.200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland 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 des WOR 2016/2017 und des MAF 2016 abgebildet.

1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Bei der Ermittlung der Netzreserve werden 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 Berück-

³ Vgl. ENTSO-E (2017): Mid-term Adequacy Forecast; online im Internet:

https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf [Zugriff am 13.03.2018]

⁴ Vgl. ENTSO-E (2016): Winter Outlook 2016/2017; online im Internet: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/2016-wor_report.pdf [Zugriff am 25.04.2018]

sichtigung von Nichtverfügbarkeiten in der Reservebedarfsermittlung 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 zu 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 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten für potentiell auslegungsrelevante Grenzsituationen sowie für den Jahreslauf geschätzt werden können.

Bei Nichtverfügbarkeiten wird grundsätzlich 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.

Für die synthetisierten Grenzsituationen wird die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken mit Hilfe eines stochastischen Modells bestimmt. Hierzu werden im ersten Schritt kraftwerkstypspezifische Nichtverfügbarkeitskennzahlen ermittelt, die die Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks statistisch beschreiben. Nichtverfügbarkeitskennzahlen können auf Basis historischer Daten etwa kategorisiert nach Kraftwerkstyp, Blockgröße oder dem verwendeten Primärenergieträger bestimmt werden. Für die Analyse einer Grenzsituation wird eine Unterscheidung der Kennzahlen nach Primärenergieträger als zielführend erachtet (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser). Darüber hinaus wird eine Unterscheidung zwischen Voll- und Teilnichtverfügbarkeiten vorgenommen und 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.

Ziel der Untersuchung ist es, aufbauend auf den statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten, die den Kraftwerksblöcken zugeordnet werden, Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmen, die eine belastende Wirkung auf Netzengpässe haben können. Hierzu soll eine gesamte nicht verfügbare Kraftwerksleistung zunächst vereinfachend für drei einzelne Regionen (Norddeutschland, Süddeutschland und Österreich) bestimmt und dann auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt werden. Zu Süddeutschland werden alle Kraftwerksblöcke gezählt, die sich südlich des 50,4° Breitengrades befinden.

Die Wahrscheinlichkeit einer nicht verfügbaren Kraftwerksleistung in einer Region kann jeweils mittels eines probabilistischen Modells abgeschätzt werden. Unter der Annahme einer stochastischen Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ist dies unter Anwendung der Methode der rekursiven Faltung möglich.

Auf Basis vorgelagerter Engpassanalysen wird angenommen, dass Nichtverfügbarkeiten in der Region Nord eine entlastende und Nichtverfügbarkeiten in der Region Süd eine belastende Wirkung auf die Netzengpässe haben können. Daher wird aufbauend auf der berechneten Wahrscheinlichkeitsdichte eine nicht verfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Für jeden der Zeithorizonte wird ein 5 %-Quantil in der Region Nord und ein 95 %-Quantil in der Region Süd zugrunde gelegt. Die Quantile sind so zu verstehen, dass in der Region Nord in nur fünf Prozent aller Fälle noch niedrigere Nichtverfüg-

barkeiten auftreten und in der Region Süd in nur fünf Prozent der Fälle höhere Nichtverfügbarkeiten 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 (nach Primärenergieträger) an der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung berücksichtigt. Auf diese Weise werden die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten separat für jede zu untersuchende Grenzsituation der Zeithorizonte 2018/2019 und 2020/2021 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.

Im Gegensatz zum Vorgehen für die Grenzsituationen, werden die Ausfallkombinationen im Jahreslauf nicht auf Basis ihrer (potenziellen) netztechnischen Wirkung bestimmt. Im Jahreslauf findet eine kraftwerks- und stundenscharfe Ausfallziehung der einzelnen Nichtverfügbarkeiten statt. Diese Ziehung ist aufgeteilt in geplante und ungeplante Ausfälle.

1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten

Neben den genannten Kerngrößen werden die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten - Net Transfer Capacities (NTC), 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 (TYNDP⁵) und der MAF 2016 herangezogen. Die Grenzkuppelkapazitäten der Grenzen Deutschlands in die Schweiz, nach Frankreich und Niederlande ergeben sich abhängig von der jeweiligen Windeinspeiseprognose an Land in der betrachteten Stunde. Die Handelskapazität zwischen Deutschland und Dänemark West hängt von der land- und seeseitigen Windeinspeisung sowie der Lastsituation in der betrachteten Stunde ab. Zusätzlich gilt hier eine Mindestimportkapazität von 1,1 GW für t+1 und t+3. Die Übertragungskapazitäten nach und von Österreich werden ab dem 01. Oktober 2018 mit 4,9 GW modelliert. 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.

1.3.5 Annahmen zur Netzlast

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

Die Grundlage für die Lastannahmen der im Winterhalbjahr liegenden synthetischen Grenzsituationen bildet ein realer Wochenverlauf (zweite Januarwoche). Dieser bildet die Grundlage für den Starklast-Starkwind-Fall

⁵ ENTSO-E (2016): Ten-Year Network Development Plan 2016; online im Internet: <http://tyndp.entsoe.eu/2016/> [Zugriff am 13.04.2018]

und ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland und eine hohe Lastgleichzeitigkeit in Europa. Der reale Wochenverlauf wird an die untersuchten Zeithorizonte angepasst, indem das Maximum der Wochenlast auf die jeweils angenommene Starklast skaliert wird.

Der Jahreslastverlauf wird so skaliert, dass die höchste auftretende Lastspitze der abgestimmten Jahreshöchstlast des jeweiligen Szenarios entspricht.

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. Gab es keine Rückmeldungen, wurden die aktuellen Daten aus dem MAF oder die Werte der letzten Systemanalyse verwendet. Für die jährliche Stromnachfrage werden ausschließlich Werte des MAF verwendet.

Durch die Zugrundelegung der realen Wochen- und Jahresverläufe 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-Energien-Anlagen 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 werden im Rahmen der Systemanalysen für jeden Zeithorizont eine synthetische Woche sowie ein Jahreslauf (8760 Stunden) untersucht.

Die Beantwortung der Einsatzfrage hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Mit Hilfe eines europäischen Marktmodells wird ermittelt, welche Kosten ein Kraftwerk bei Einsatz in jedem der Netznutzungsfälle hat. Die Gesamtkosten hängen zum Beispiel von Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-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 Wärmeerzeugung 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 Kraftwerksparks und die vorgegebenen NTC-Werte berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse 2018 wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen und den Jahreslauf in den 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 Netzzustands⁶ 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. Zusätzlich werden hier Kraftwerke in Österreich im Umfang von maximal 1,0 GW (t+1) bzw. 1,5 GW (t+3) zum Redispatch eingesetzt, die aufgrund der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation gesichert für solche Einsätze zur Verfügung stehen. Diese Kraftwerke senken den Gesamtredispatchbedarf und damit den Netzreservebedarf deutlich, da sie sehr gut auf die Netzengpässe an der deutsch-österreichischen Grenze sowie in Süddeutschland wirken. 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)- und EC-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 Netzreservebedarf. Die Summe aus dem ausländischen Netzreservebedarf

⁶ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt den Netzreservebedarf der Grenzsituation.

Zusätzlich wird für jeden Zeithorizont für jede Stunde des Jahreslaufs der Redispatchbedarf bestimmt, der zur Herstellung eines engpassfreien Netzes notwendig ist. In den Grenzsituationen wird die für das Netz kritischste Situation untersucht und der notwendige Netzreservebedarf bestimmt. Im Jahreslauf wird untersucht, ob der sich ergebende Reservekraftwerkspark auch in allen anderen Stunden des Jahres die Engpassfreiheit herstellen kann, denn es ist möglich, dass es Situationen gibt, die zwar nicht kritischer sind als die Grenzsituation, aber dennoch eine abweichende, in der Grenzsituation nicht erfasste Lastflusssituation darstellen. Auch diese Situationen müssen beherrschbar sein. Daher ergänzen Netzreservekraftwerke, die in den Grenzsituationen nicht, im Jahreslauf aber durchaus zur Erhaltung der Netzsicherheit notwendig sind, den Netzreservebedarf.

1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken

In der Systemanalyse für 2018/2019 und 2020/2021 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 2):

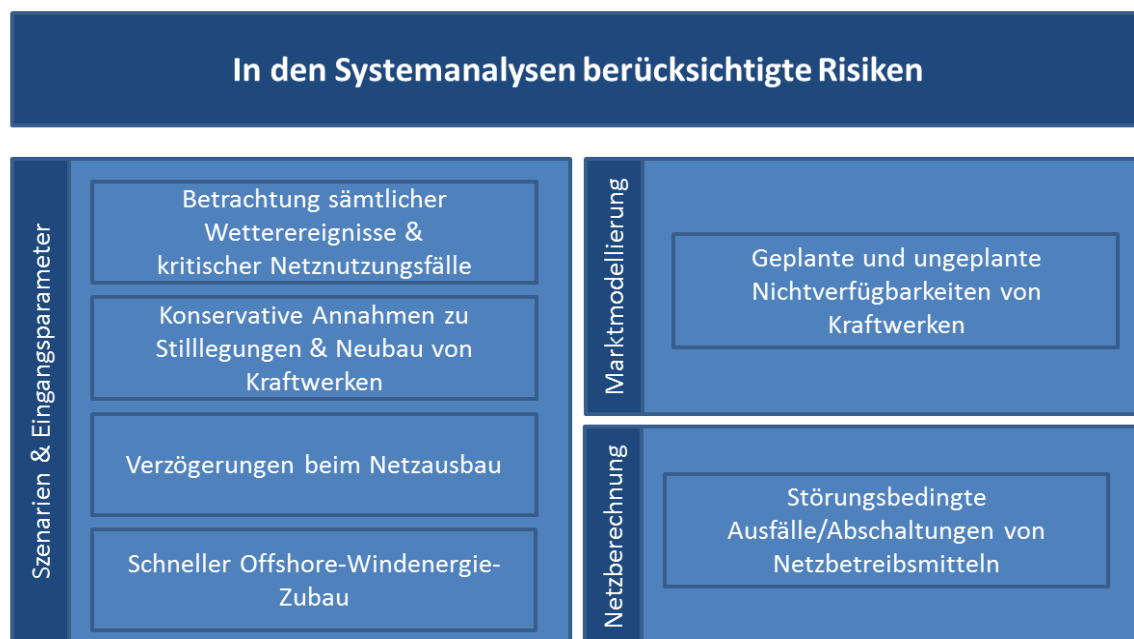


Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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 und werden auch in dieser Systemanalyse in den Grenzsituationen abgebildet. Bei der Konstruktion der Netznutzungsfälle der synthetischen Woche 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 Jahre⁷ 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 Netzreservebedarfs 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.

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 (Starkwindsszenario) 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 Netzreservekraftwerken zur Verfügung steht.

Mit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 wurde der zu berücksichtigende Sicherheitsstandard erhöht. Zusätzlich zu den Ausfällen eines einzelnen Netzelements (n-1) finden auch 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 Risi-

⁷ Diese maximale Windenergieeinspeisung (gemessen in der Einspeisung in GW pro installierte Leistung in GW) wurde auf die installierte Windleistung hochskaliert, die für die zwei Betrachtungszeiträume prognostiziert wird.

kofaktoren unterstellt, sodass ein sehr hohes Sicherheitsniveau erreicht wird. Die Gewährleistung des so erreichten Sicherheitsniveaus bedingt allerdings auch, dass im Vergleich mit dem (n-1)-Fall eine entsprechend höhere Leistung aus Reservekraftwerken vorgehalten werden muss.

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 potentes 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.

Nachdem während der Kältewelle im Januar 2017 kritische Befunde im deutschen Übertragungsnetz aufgetreten waren, waren die Übertragungsnetzbetreiber gehalten, Aussagen über die Beherrschbarkeit einer solchen Situation auch im Winter 2018/2019 zu treffen. Die vergangenen Systemanalysen zeigten, dass nicht alle tatsächlich aufgetretene Situationen mit der Methodik der Bedarfsanalysen rekonstruiert werden können. Um dennoch Aussagen darüber treffen zu können, ob mit der Situation im Januar vergleichbare Umstände beherrscht werden können, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario auf historischen Werten basierend nachgebildet. Dazu analysierten die Übertragungsnetzbetreiber die im Januar aufgetretene Situation und führten einen Vergleich mit dem im Winter 2018/2019 vorhandenem Kraftwerkspark durch. Die Übertragungsnetzbetreiber kamen dabei zu dem Ergebnis, dass eine vergleichbare Situation auch im kommenden Winter mit den zur Verfügung stehenden Redispatchpotentials beherrschbar sein dürfte und keine darüber hinaus gehen Reservekraftwerkskapazitäten zur Entlastung des Übertragungsnetzes benötigt werden.

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 Netzreservekraftwerke nur, wenn den Übertragungsnetzbetreibern noch ausreichend Reaktionszeit verbleibt, um auf ein Netzproblem durch das Hochfahren von Kraftwerken zu reagieren. Dies setzt voraus, dass die kritischen Netzsituationen mit ausreichendem Vorlauf hinreichend genau vorhergesagt werden können, um die Hochfahrentscheidungen unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Kraftwerke sachgerecht treffen zu 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 wurde ein mathematisches

Modell parametriert, 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 die Eingangsdaten, wie z.B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen wurden die Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss, im (n-1)-Fall sowie bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen (EC-Fälle) 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 der synthetischen Woche sowie für alle Zeitpunkte des Jahreslaufs durchgeführt, sodass im Anschluss der Redispatchbedarf anhand der höchsten eingesetzten Redispatchmengen ermittelt werden konnte. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der Vermaschung des Netzes 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 Netzreservekraftwerken 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).

3. 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.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019

In der Systemanalyse 2018 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.

3.1.1 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 1.3.5 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 87,9GW 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 2018/2019 angenommen wurden, sind in Tabelle 5 abgebildet. Die Lastannahmen basieren auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	11,3
Dänemark - Ost	2,6
Dänemark - West	3,7
Finnland	13,7
Frankreich	83,6
Irland	5,4
Italien	52,0
Luxemburg	0,8
Niederlande	18,1
Nordirland	1,8
Norwegen	22,0
Österreich	11,3
Polen	24,0
Portugal	8,5
Schweden	25,9
Schweiz	9,3
Slowakei	3,8
Slowenien	2,1
Spanien	41,8
Tschechien	11,0
Ungarn	6,7
Vereinigtes Königreich	60,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2018/2019

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 Kraftwerkliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO₂-Emissionen/-Preisen, Kraftwärmekopplung (KWK), „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

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

Für den Winter 2018/2019 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 87,02 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 91,5 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2018/2019⁸

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	15.933	6.599	22.532
Erdgas	14.812	5.432	20.244
Braunkohle	19.001	0	19.001
Kernenergie	4.106	5.410	9.516
Pumpspeicher	5.092	3.527	8.619
Sonstige	2.021	241	2.263
Mineralölprodukte	1.644	473	2.116
Abfall	1.083	499	1.582
Speicherwasser	35	1.002	1.037
Sonstiger Speicher	100	13	113
KWK < 10 MW			4.500
Summe im Markt			91.522

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2018/2019

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2018/2019 wird in Tabelle 7 und Tabelle 8 beschrieben. Im Vergleich zu den Systemanalysen 2017⁹ wurde die Prognose für 2018/2019 von 110,1 GW auf 116,6 GW nach oben korrigiert. Die Steigerung in Höhe von 6,5 GW gegenüber der Prognose aus der Systemanalyse 2017 resultiert aus einer höheren installierten Leistung für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik. Die installierte Leistung für Windenergieanlagen an Land wurde um 4,3 GW nach oben korrigiert. Statt 50,3 GW an installierter Leistung für Windenergieanlagen an Land, wie es in der Systemanalyse 2017 prognostiziert worden war, geht die aktuelle Prognose von einer installierten Windleistung von 54,6 GW aus. Begründet wird dies durch das Inkrafttreten des EEG 2017 zum 01. Januar 2017, wodurch es einen signifikanten Zubau neuer Anlagen in 2016 gab. Viele Anlagen wurden vor dem 31. Dezember 2016 genehmigt und werden 2018 in Betrieb gehen, da sie bei einer Inbetriebnahme bis

⁸ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

⁹ Der Winter 2018/2019 wurde zuletzt in der Systemanalyse 2017 untersucht.

zum 31. Dezember 2018 eine Förderung nach dem EEG 2014 erhalten können. Darüber hinaus ist eine zusätzliche Realisierung von nach EEG 2017 genehmigten Anlagen zu erwarten. Bei der installierten Leistung für Photovoltaik wurde die Prognose für 2018/2019 um 2,2 GW von 41,9 GW auf 44,1 GW korrigiert. Grund hierfür ist zum einen die Einführung des Ausschreibungsmodells für Anlagen ab 750 kW und einer jährlichen Ausschreibungsmenge von 600 MW. Zum anderen ist die erwartete Steigerung ebenfalls auf sinkende Modulkosten und neue Anwendungsfelder zu zurückzuführen. Für die weiteren erneuerbaren Energieträger (Wind auf See, Biomasse, Wasserkraft, Sonstige erneuerbare Energieträger) sind nur geringe Abweichungen zwischen den Prognosen zu verzeichnen.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen

Bundesland	Wind an Land in GW		Wind auf See in GW		PV in GW	
	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018
Baden- Württemberg	1,3	1,7	0,0	0,0	5,4	5,8
Bayern	2,4	2,6	0,0	0,0	12,0	12,5
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Brandenburg	7,0	7,3	0,0	0,0	3,3	3,4
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Hessen	1,6	2,0	0,0	0,0	1,9	2,0
Mecklenburg- Vorpommern	3,7	3,5	0,5	0,5	1,6	1,6
Niedersachsen	10,1	11,7	3,8	3,8	3,8	3,9
Nordrhein- Westfalen	5,3	6,0	0,0	0,0	4,6	4,9
Rheinland-Pfalz	3,4	3,7	0,0	0,0	2,1	2,1
Saarland	0,4	0,6	0,0	0,0	0,5	0,5
Sachsen	1,2	1,3	0,0	0,0	1,6	1,8
Sachsen-Anhalt	5,0	5,3	0,0	0,0	1,9	2,2
Schleswig- Holstein	7,1	6,9	1,7	1,7	1,6	1,7
Thüringen	1,6	1,6	0,0	0,0	1,3	1,4
Summe	50,3	54,6	6,0	6,0	41,9	44,1

Quelle: Mittelfristprognose von r2b research to business energy consulting vom 11. Oktober 2017)

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2018 (SyA 2018)¹⁰

¹⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen

Bundesland	Biomasse in GW		Wasserkraft in GW		Sonstige in GW	
	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018	2018/19 SyA 2017	2018/19 SyA 2018
Baden- Württemberg	0,7	0,8	1,1	1,0	0,0	0,0
Bayern	1,5	1,5	2,5	2,4	0,1	0,0
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	0,3	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	1,4	1,4	0,0	0,1	0,	0,0
Nordrhein- Westfalen	0,8	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	0,1	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	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	7,1	7,3	4,3	4,1	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 2018/2019 in den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2018 (SyA 2018)¹¹

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-

¹¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

keiten auf Basis einer statistischen Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2005-2014)¹² 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 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 4,4 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 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 Winter (Starkwind/Starklast) als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

¹² Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2005-2014, Edition 2015, 26.10.2016

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtver- fügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA1404	Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	Block D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	Block H	383	Teilausfall	Braunkohle
BNA0245a	Emden Gas		52	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		95	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	Braunschweig HKW- Mitte	GuD	25	Teilausfall	Erdgas
BNA0220	Düsseldorf	AGuD_DT	38	Vollausfall	Erdgas
BNA0607	Emsland	KKE	176	Teilausfall	Kernenergie
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralöl- produkte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	86	Vollausfall	Mineralöl- produkte
BNA1083	Barmen	Block 2	39	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	174	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0558	Erzhausen	M2	34	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Block D	282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	Block C	345	Vollausfall	Steinkohle
BNA0660	Evonik, Marl, Kraftwerk I	Block 4	55	Vollausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	Block 4	332	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.400		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtver- fügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW 3	434	Vollausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	Block 1	254	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	1.310	Vollausfall	Kernenergie
BNA0263	Isar 2	KKI 2	195	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	Walheim	WAL GT D	62	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA1007a	SKW Gasturbine		24	Vollausfall	Mineralöl- produkte
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzen- wald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	Maschine 1 - 2	54	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen- Dampfkraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA0252	Ensdorf	Block 3	333	Vollausfall	Steinkohle
BNA0434	Heizkraftwerk Heil- bronn	HLB 7	381	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.342		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr	2	147	Teilausfall	Steinkohle
Simmering	Block 1	700	Vollausfall	Erdgas
Linz-Mitte		114	Vollausfall	Erdgas
Leopoldau		60	Vollausfall	Erdgas
Linz-Süd		172	Vollausfall	Erdgas
Theiß B		172	Teilausfall	Erdgas
Wien Schwechat		21	Teilausfall	Mineralölprodukte
Malta	Hauptstufe 2-4	549	Vollausfall	Pumpspeicher
Malta	Hauptstufe 1	50	Teilausfall	Pumpspeicher
Silz	2	116	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe		2.100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2017) hinaus sind für 2018 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2018/2019 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2018/2019 (t+1) und 2020/2021 (t+3) berücksichtigt werden konnten.

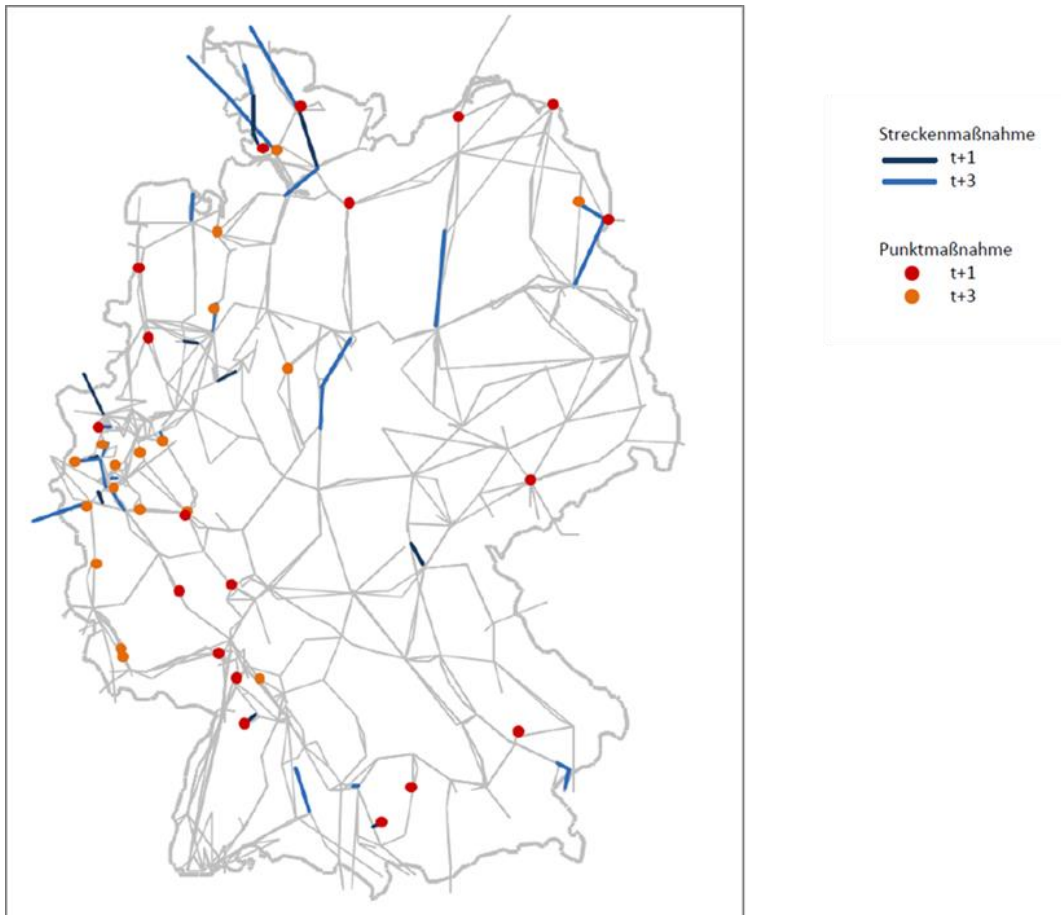


Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 und 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Im Rahmen einer sogenannten Freischaltplanung koordinieren die Netzbetreiber längere Nichtverfügbarkeiten von Netzelementen aufgrund von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen für ein Jahr im Voraus. Unter Berücksichtigung dieser Planung und somit unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich entsprechend der Bedarf an Redispatch. Für die Grenzsituation 2018/2019 wurde daher die aktuelle, bereits durch die Netzbetreiber erstellte Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die somit für die Grenzsituation 2018/2019 als geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz werden in Tabelle 12 und Tabelle 13 dargestellt. Nachfolgend liefert Abbildung 4 eine grafische Darstellung der geplant als nicht verfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel in Deutschland.

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland in t+1

Stromkreis
Diepholz Ost
Bludenz West, Bein -> Hoheneck
Borken-Gießen/Nord
Gießen/Nord-Karben
Audorf-Flensburg blau
Pleinting-Schwandorf
Irsching-Raitersaich
Sittling-Altheim
Isar-Ottenhofen
Großkrotzenburg-Trennfeld
Helmstedt-Wolmirstedt
Schönewalde-Streumen
Ragow-Jessen/Nord
Jessen/Nord-Lauchstädt
Bentwisch-Güstrow
Wolmirstedt-Güstrow
Friedrichshain-Mitte
Ragow-Streumen
Röhrsdorf-Crossen
Günzburg Nord (Gundelfingen-Vöhringen)
Goldshöfe-Rotensohl grün
Ingolstadt-Raitersaich

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2018/2019

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im benachbartem Ausland in t+1

Belgien
Mercator Horta
Frankreich
Creney Revigny
Genissiat Verbois
Chooz Monceau
Polen
Mikułowa Polkowice
Tuczawa Rzeszów
ByczynaTarnów
Schweiz
Westtirol Pradella
Cornier Triphon
Tschechien
Slavětice Sokolnice
Nova VesLemesany
Österreich
Westtirol Silz
Westtirol Silz 274E
Westtirol Silz 413
Bürs Obermoowiler blau
Bürs Obermoowiler weiß
Dellmensingen Ost/Werben

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Ausland für die Grenzsituation 2018/2019

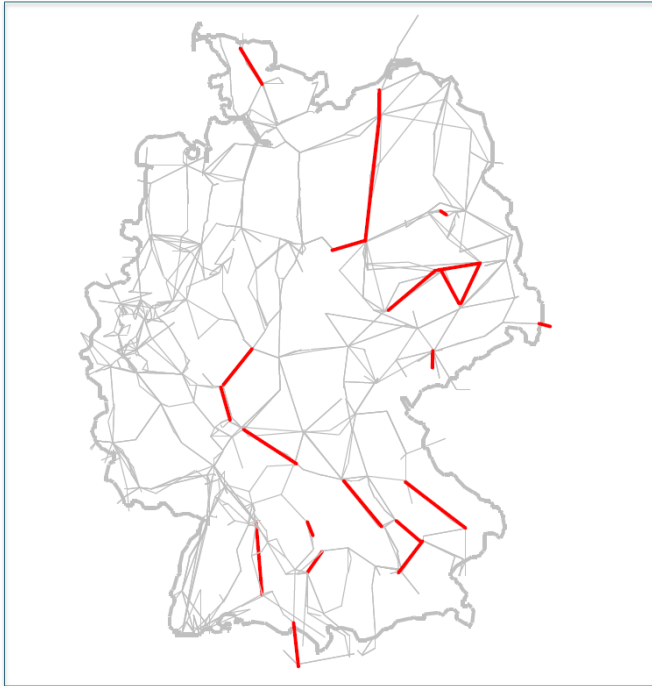


Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2018/2019

Die im Rahmen der Jahresfreischaltplanung geplant nicht verfügbaren Netzbetriebsmittel 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 (sogenannte (n-1)-Fehler), sowie systemrelevante Mehrfachfehler. Zu diesen Mehrfachfehlern gehört insbesondere der gleichzeitige Ausfall mehrerer Netzbetriebsmittel, der auf eine gemeinsame Ursache zurückzuführen ist, z.B. im Fall eines Mastbruchs sowie bei Sammelschienenfehlern. Dabei werden rund 300 zusätzliche Fehlersituationen, die solche Mehrfachfehler abbilden, in die Berechnungen inkludiert (wie beispielsweise der Ausfall der Doppelleitung Mecklar-Dipperz oder Altenfeld-Redwitz)

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 und in die Niederlande.

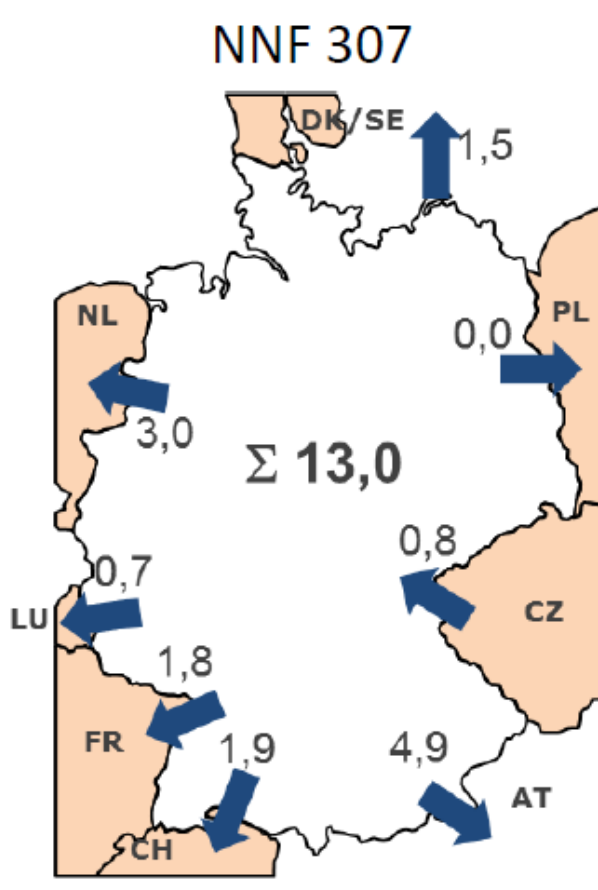


Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 13,0 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich sind auf den maximalen Wert von 4,9 GW begrenzt. Die Ausfuhren nach Skandinavien entlasten die Lastflüsse in Nord-Süd-Richtung durch ihre gegenläufige Richtung. Die Ausfuhren nach Frankreich mit 1,8 GW und in die Schweiz mit 1,9 GW hingegen wirken belastend auf die Lastflussrichtung von Nord nach Süd.

3.2 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 stellte sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

Marktsimulationsergebnisse im Netznutzungsfall 307

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	3,9	7,8
Braunkohle	17,4	0,0	17,4
Steinkohle	6,7	1,5	8,1
Erdgas	4,1	1,9	5,9
Mineralölprodukte	0,2	0,0	0,2
Sonstige	2,7	0,6	3,3
KWK < 10 MW	2,8	1,4	4,2
Pumpspeicher	2,5	0,5	3,0
Summe konv.	40,2	9,7	50,0
Wind Onshore	34,8	3,5	38,4
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,7
Laufwasser	0,2	1,8	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	44,0	7,1	51,1
Summe Erzeugung	84,3	16,8	101,0
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	53,6	34,3	87,9
Last (inkl. Pumpbezug)	53,6	34,3	88,1
Saldo	30,7	-17,7	12,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 307 für 2018/2019

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 6 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftrets systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden - wie in Abschnitt 1.2 und Abschnitt 3.3.1 beschrieben - durch kurative Maßnahmen reduziert.

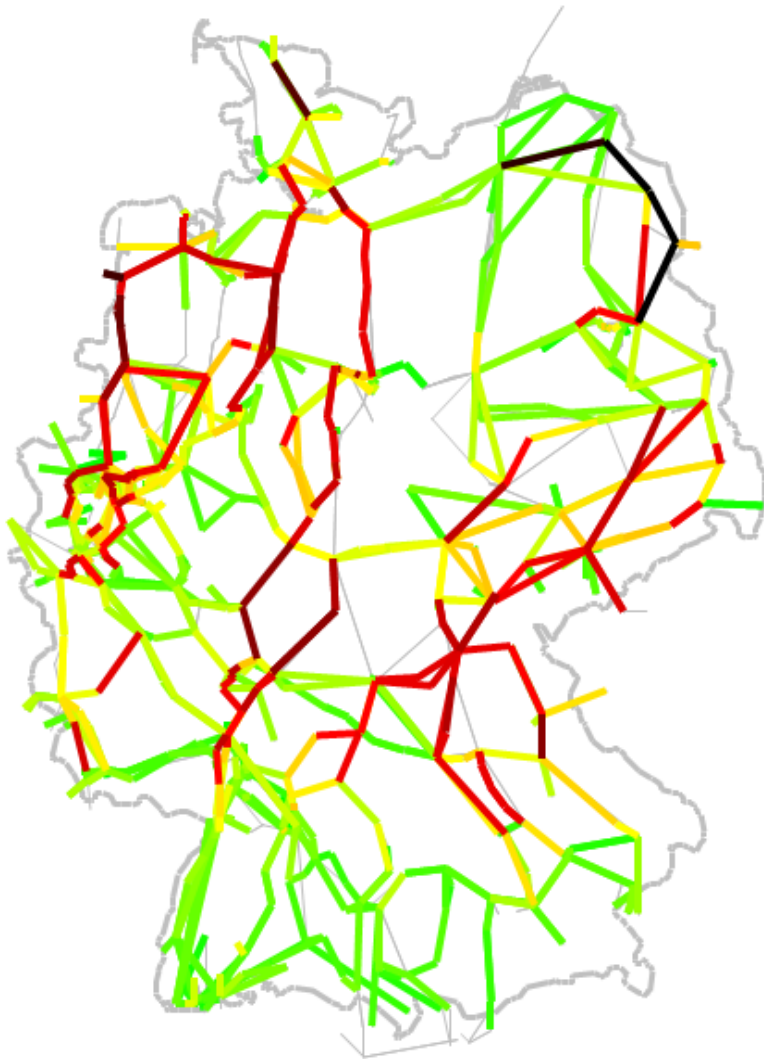


Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2018/2019 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 307 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 5,5 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 5,8 GW. Zudem kommen gesicherte Erzeugungskapazitäten in Höhe von 1,0 GW in Österreich zum Redispatch zum Einsatz. Darüber hinaus zeigte sich in der Analyse des Jahreslaufes, dass auch das in der Grenzsituation nicht eingesetzte Reservekraftwerk Ingolstadt 4 zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz benötigt wird.

3.3 Netzreservebedarf 2018/2019

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 6,6 GW installierter Leistung für den Winter 2018/2019.

Dieser Reservebedarf setzt sich aus der zeitungleichen Menge an Netzreservekraftwerksleistung im Inland zusammen, die zur Behebung aller Engpässe in der Grenzsituation Starklast/Starkwind sowie in mehreren

Stunden des Jahreslaufs an installierter Kraftwerksleistung benötigt wird. Für den Winter 2018/2019 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Szenario Starklast/Starkwind die zwei hochbelasteten Stunden 283 und 307 bei Auftritt von relevanten Mehrfachfehlern ("EC") untersucht und die Stunde 307 als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation mit einem zeitgleichen Reservebedarf von 5,8 GW herausgearbeitet (vgl. Tabelle 15). Würden lediglich (n-1)-Fehler berücksichtigt, säne der Reservebedarf in der Stunde 307 um 500 MW auf 5,3 GW. Aufgrund der unterschiedlichen Netzsensitivitäten der einzelnen Kraftwerke entspricht dieser Reservebedarf einer installierten Netzreserveleistung von 6,2 GW. Zusätzlich wird in einigen Stunden des Jahres auch das in der Grenzsituation nicht eingesetzte Kraftwerk Ingolstadt 4 zur Deckung des Netzreservebedarfs benötigt (siehe Abbildung 7), sodass sich ein zeitungleicher Gesamtbedarf an installierter Netzreserveleistung von 6,6 GW ergibt.

Vergleich der untersuchten Stunden in der Grenzsituation Starklast / Starkwind

	Stunde 283	Stunde 307
negativer Redispatch		
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	9,0	6,8
marktbasierte Kraftwerke [GW]	3,7	5,5
Summe [GW]	12,7	12,3
positiver Redispatch		
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	5,3	5,3
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,7	0,2
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	5,7	5,8
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	0	0
Redispatchkooperation mit AT (max. 1 GW)	1,0	1,0
Summe [GW]	12,7	12,3
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2018/2019

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,9 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr hohe Exportleistung in Höhe von 13,0 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.

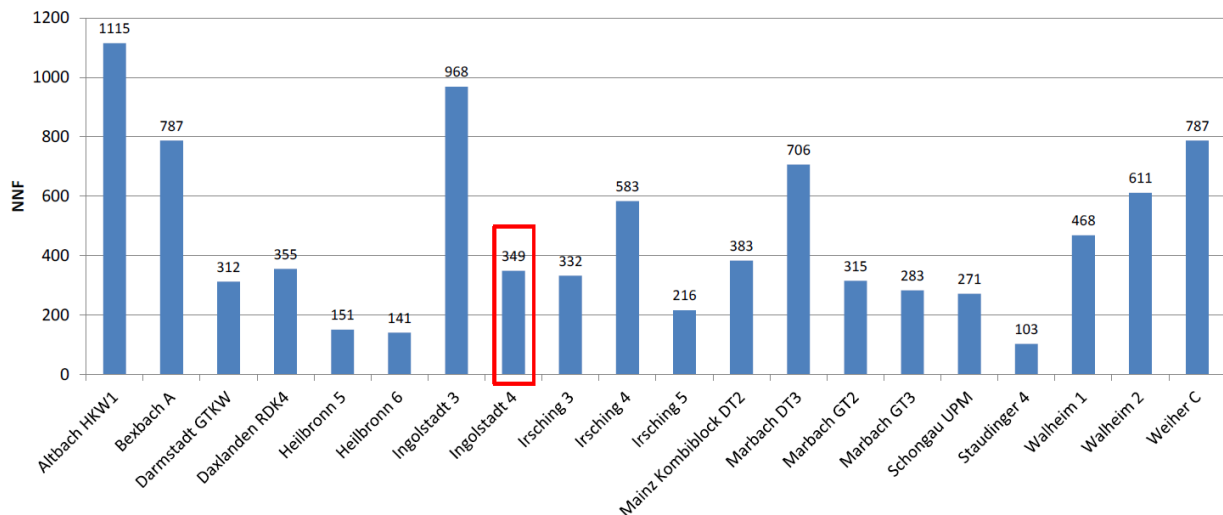


Abbildung 7: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2018/2019

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 marktgetrieben nicht ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch die hohen Ausfuhren 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 380/220-kV-Netz, insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

3.3.1 Gegenmaßnahmen

Vor dem Einsatz von Redispatch mit marktbasierenden oder Netzreservekraftwerken sind zunächst netzbezogene Gegenmaßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs anzuwenden. Hier ist für t+1 insbesondere die Verbindung Altenfeld-Redwitz zu nennen, die als sogenannte "Thüringer Strombrücke" die Verbindung zwischen den Netzgebieten von 50Hertz und TenneT verstärkt und entlastet. Alle Netzausbaumaßnahmen sind in Abbildung 3 zu sehen. Die umfangreichen Netzausbaumaßnahmen müssen jedoch zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in 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 12,3 GW. Zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Erzeugungsbilanz und zur weiteren Entlastung des Netzes gehen damit Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch durch innerdeutsch am Markt agierende Kraftwerke in Höhe von 5,3 GW, deutsche Netzreservekraftwerke in Höhe von 5,8 GW, und der Abruf österreichischer Kraftwerke über die Redispatchkooperation beider Länder in Höhe von 1,0 GW einher. Zusätzlich wird die Pumpleistung deutscher Pumpspeicherkraftwerke durch Pumpverbote um 0,2 GW reduziert.

Die oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Auslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte bringen. Die resultierenden Leistungsauslastungen werden in Abbildung 8 dargestellt. Die in der Grafik ausgewiesenen, bedarfsdimensionierenden netztopologischen Engpässe wurden hierbei noch einmal hervorgehoben.

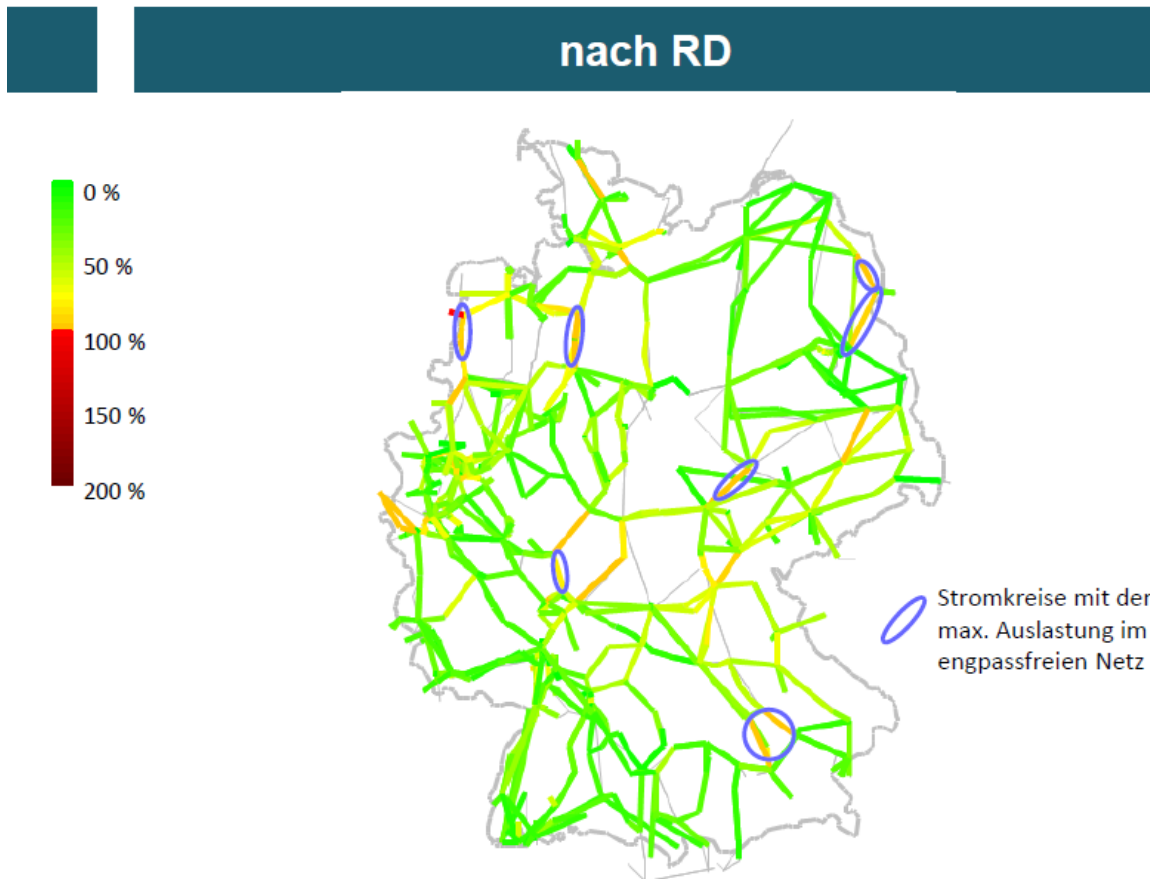


Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2018/2019 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 307 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Prognosen, die hinsichtlich des Winters 2018/2019 zuletzt im Rahmen der Systemanalyse 2017 angestellt wurden, steigt der Reservebedarf für 2018/2019 in der aktuellen Reservebedarfsfeststellung um 2,9 GW von 3,7 GW auf 6,6 GW. Diese Steigerung ist im Wesentlichen darauf zurück zu führen, dass in der vorliegenden t+1-Betrachtung die Freischaltplanung für das aktuelle Jahr berücksichtigt wurde, wohingegen in der vergangenen t+2-Analyse alle Leitungen als verfügbar betrachtet wurden. Die Freischaltplanung für das aktuelle Jahr gibt an, welche Leitungen aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, Instandhaltungsarbeiten oder anderer netzbetrieblich notwendiger Eingriffe nicht für den regulären Netzbetrieb und die Übertragung von Leistung zur Verfügung stehen. Die Nichtverfügbarkeit dieser Leitungen kann den Netzreservebedarf (erheblich) steigern. Die Freischaltplanung der Grenzsituation Starkwind/Starklast ist in Abbildung 4 in Abschnitt 3.1.5 dargestellt.

Im Vergleich zur letztjährigen Bedarfsanalyse zeigt sich in den diesjährigen Berechnungen für 2018/2019 ein deutlicheres Nord-Süd-Gefälle mit Bezug auf die Erzeugungs- und Nachfragesituation. Verbesserte Informa-

tionen über Kraftwerksneubauten und -stilllegungen sowie über die Standorte von EE-Anlagen führen zu einer Veränderung der Regionalisierung sowie der Rahmenparameter. Vergleicht man die Grenzsituation Stunde 307 der Bedarfsanalyse 2018 mit der korrespondierenden Grenzsituation Stunde 281 der Bedarfsanalyse 2017, so stellt man in Norddeutschland eine um ca. 3,6 GW erhöhte und in Süddeutschland um ca. 2,4 GW verringerte Erzeugung fest. Die Laststeigerung im Norden mit ca. 2,5 GW gleicht den Erzeugungszuwachs nicht aus. Demgegenüber erhöht sich im Süden zusätzlich zum Wegfall der Erzeugung ebenfalls die Last um ca. 1,2 GW. In Summe führt dies zu einer saldierten Erhöhung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung in Norddeutschland um ca. 4,4 GW, die den Transportbedarf nach Süden und damit die Leitungsbelastungen erhöhen. Dies erhöht auch den Reservebedarf verglichen mit den Berechnungen für t+2 der Bedarfsanalyse 2017.

3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2018/2019 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 6.608,6 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung:

Nationale Netzreservekraftwerke 2018/2019

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
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	580
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	263,5
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinhardendampfkraftwerk 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	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64
Summe		6.608,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Nationale Netzreservekraftwerke 2018/2019

4. Netzreserve für 2020/2021

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2020/2021 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2020/2021

In der Systemanalyse 2018 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 2020/2021 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 1.3.5 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 87,9 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 2020/2021 angenommen wurden, sind in Tabelle 17 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	11,8
Dänemark - Ost	2,6
Dänemark - West	3,7
Finnland	13,7
Frankreich	83,6
Irland	5,4
Italien	52,0
Luxemburg	0,8
Niederlande	18,1
Nordirland	1,8
Norwegen	22,0
Österreich	11,3
Polen	24,0
Portugal	8,5
Schweden	25,9
Schweiz	9,3
Slowakei	3,8
Slowenien	2,1
Spanien	41,8
Tschechien	11,0
Ungarn	6,7
Vereinigtes Königreich	60,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2020/2021

4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerksparemeter 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, CO₂-Emissionen/-Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern anhand der betrieblichen Erfahrungen plausibilisiert und ggf. korrigiert. Anschließend folgte eine gemeinsame Erörterung und Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Für das Jahr 2020/2021 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 84,8 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 5,1 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 18 dargestellte Summenwert von rund 89,9 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) 2020/2021¹³

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	14.820	5.566	20.386
Steinkohle	15.319	6.576	21.895
Braunkohle	18.244	0	18.244
Pumpspeicher	5.092	3.887	8.979
Kernenergie	4.106	4.008	8.114
Sonstige	2.081	241	2.323
Mineralölprodukte	1.644	473	2.116
Abfall	1.083	499	1.582
Speicherwasser	35	1.002	1.037
Sonstige Speicher	100	13	113
KWK < 10 MW			5.100
Summe im Markt			89.889

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2020/2021

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2020/2021 wird in Tabelle 19 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2020/2021 bei 128,8 GW gegenüber 116,8 GW für 2018/2019. Die Steigerung setzt sich zusammen aus einem Anstieg bei Windenergieanlagen an Land um 5,0 GW, Photovoltaik um 4,8 GW, Wind auf See um 1,7 GW und Biomasse um 0,5 GW.

¹³Dabei Erfassung der gesamten deutschen Regelzone, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen 2020/2021

Bundesland	Wind an Land in GW	Wind auf See in GW	PV in GW	Biomasse in GW	Wasserkraft in GW	Sonstige in GW
Baden-Württemberg	1,9	0,0	6,5	0,8	1,0	0,0
Bayern	2,6	0,0	13,8	1,6	2,4	0,0
Berlin	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
Brandenburg	8,2	0,0	3,6	0,5	0,0	0,0
Bremen	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Hessen	2,3	0,0	2,3	0,3	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4,2	1,1	1,7	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	12,2	4,8	4,4	1,5	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	6,8	0,0	5,5	0,8	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	4,4	0,0	2,4	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,6	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
Sachsen	1,3	0,0	2,0	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	5,3	0,0	2,4	0,5	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	7,6	1,7	1,8	0,5	0,0	0,0
Thüringen	1,7	0,0	1,5	0,3	0,0	0,0
Summe	59,6	7,7	48,9	7,8	4,1	0,5

Quelle: Mittelfristprognose von r2b research to business energy consulting vom 11. Oktober 2017

Tabelle 19: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2020/2021 ¹⁴

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.

¹⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2020/2021 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 4,0 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 2020/2021 gegenüber dem Jahr 2018/2019 betragen minus 0,3 GW in der Region Süd bzw. minus 0,1 GW in der Region Nord. Sie resultieren aus veränderten Annahmen bei den Nichtverfügbarkeiten von einigen Kraftwerken, während die Mehrzahl der angenommenen Nichtverfügbarkeiten 2020/2021 gegenüber 2018/2019 unverändert bleibt. In Österreich ist die nicht verfügbare Leistung in Summe unverändert.

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 2020/2021 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	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0607	Emsland	KKE	172	Teilausfall	Kernenergie
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	310	Teilausfall	Braunkohle
BNA0086	Reuter West		282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	C	345	Vollausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	4	313	Teilausfall	Steinkohle
BNA0245a	Emden Gas		52	Vollausfall	Erdgas
BNA0604	Emsland	B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0221b	Lausward	E GTE1	67	Vollausfall	Erdgas
BNA0548a	Knapsack Gas	GT12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0117b	Heizkraftwerk Karl- straße, Bonn		46	Teilausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte, Braun- schweig	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA0220	Lausward	AGuD_DT	38	Vollausfall	Erdgas
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	86	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	2	35	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	134	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0558	Erzhausen	M2	10	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			4.280		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0686	Neckarwestheim II		720	Teilausfall	Kernenergie
BNA0263	Isar 2		400	Teilausfall	Kernenergie
BNA0518b	Rheinhafen- Dampfkraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA0969b	Nord 2, Unterföhring		333	Vollausfall	Steinkohle
BNA0434	Heilbronn	HLB 7	393	Teilausfall	Steinkohle
BNA0626	Mainz	KW 3 GT	284	Vollausfall	Erdgas
BNA0626	Mainz	KW3 DT	150	Vollausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	1	246	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	Walheim	GT D	65	Teilausfall	Mineralölpro- dukte
BNA1007a	SKW Gasturbine, Waltenhofen-Veits		15	Teilausfall	Mineralölpro- dukte
BNA1019	Wehr		227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	Kühtai	Ma 1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	LUW M1	33	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	LUW M2	33	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Lünerseewerk	LUW M3	33	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			4.000		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr	2	126	Teilausfall	Steinkohle
Simmering	1	700	Vollausfall	Erdgas
Linz-Mitte		114	Vollausfall	Erdgas
Leopoldau		60	Vollausfall	Erdgas
Linz-Süd		172	Vollausfall	Erdgas
Theiß	B	193	Teilausfall	Erdgas
Wien Schwechat		42	Teilausfall	Mineralölprodukte
Malta	Hauptstufe 3	183	Vollausfall	Pumpspeicher
Malta	Hauptstufe 4	183	Vollausfall	Pumpspeicher
Silz	2	250	Vollausfall	Pumpspeicher
Kaunertal (Prutz)	5	78	Vollausfall	Speicherwasser
Summe		2.100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2017) hinaus sind bis 2020 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2020/2021 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen für die Analyse von t+3 berücksichtigt. Abbildung 9 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2018/2019 (t+1) und 2020/2021 (t+3) berücksichtigt werden konnten.

Die in der Systemanalyse angenommenen Netzausbaumaßnahmen werden in den folgenden Tabellen dargestellt. In den Auflistungen werden die Ausbaumaßnahmen aufgeführt, deren Realisierung für den Zeitraum 2018/2019 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch aufgrund ihrer geplanten Fertigstellungen für den Zeitraum 2020/2021 in die Analyse des Zeitraums t+3 inkludiert worden sind. Dabei handelt es sich zu großen Teilen um Ertüchtigungen von Anlagen. Insbesondere im Norden Deutschlands können zudem wichtige Leitungsbauprojekte als umgesetzt angenommen werden.

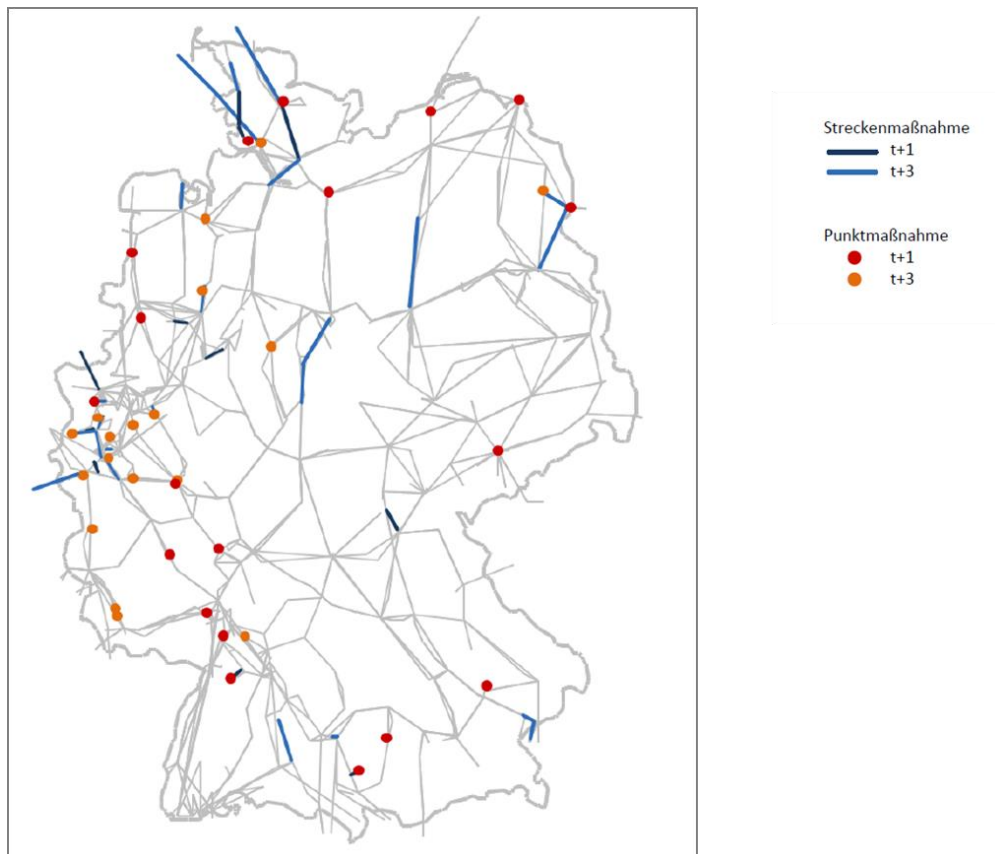


Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 und 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPlG

	Maßnahme	Art
DC2	Anlage Rheinau	Anlage
P25	Husum/Nord-Niebüll/Ost	Leitung
P34	Perleberg-Stendal/West-Wolmirstedt	Leitung
P52	Punkt Rommelsbach-Herbertingen	Leitung
P52	Punkt Wullenstetten-Punkt Niederwangen	Leitung
P65	Oberzier-Bundesgrenze (BE)	Leitung
P65	Oberzier	Anlage
P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden)-Conneforde	Leitung
P67	Simbach-Matzenhof-Bundesgrenze AT	Leitung
P70	Birkenfeld-Mast 115A	Leitung
TTG-P68	DE-NO (NordLink): onshore	Leitung
TTG-P68	DE-NO (NordLink): offshore bis AWZ-Grenze	Leitung
TTG-P68	Konverter Wilster	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG

	Maßnahme	Art
50HzT-003	Neuenhagen-Vierraden-Bertikow	Leitung
50HzT-003	Bertikow	Anlage
AMP-001	Wehrendorf-St. Hülfe	Leitung
AMP-001	St. Hülfe	Anlage
AMP-014	Osterrath-Gohrpunkt	Leitung
AMP-014	Gohrpunkt-Rommelsbach	Leitung
AMP-014	Ufört-Osterath	Leitung
AMP-014	Punkt Stratum-Süd-Gellep	Leitung
AMP-014	Gellep, Dülken, Mündelheim	Anlage
AMP-018	Rommerskirchen-Sechtem	Leitung
AMP-018	Brauweiler-Sechtem	Leitung
AMP-022	Kruckel-Garenfeld	Leitung
AMP-022	Garenfeld	Anlage
TTG-005	Hamburg/Nord-Dollern	Leitung
TTG-005	Audorf-Flensburg-Kassø	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen

	Maßnahme	Art
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	Leitung
AMP-002	Pkt. Ackerstraße-Pkt. Mattlerbusch	Leitung
AMP-Neu	St. Peter-Opladen	Leitung
P103	Schaltanlage Grimburg (EEG-Einspeisung)	Anlage
P109	Schaltanlage Prüm (EEG-Einspeisung)	Anlage
P111	Schaltanlage Wadern (EEG-Einspeisung)	Anlage
P154	Anschluss 380-kV-Siegburg	Leitung
P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	Anlage
P155	Schaltanlage Elsfléth/West	Anlage
P158	Schaltanlage Mettmann	Anlage
P160	380/220-kV-Transformator Brauweiler	Anlage
P201	St. Peter-Norf	Leitung
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

Der Prozess der Übertragungsnetzbetreiber zur rollierenden Freisichtplanung umfasst das jeweilige Folgejahr. Daher sind für den Betrachtungszeitraum 2020/2021 noch keine (zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) abgestimmten Freisichtplanungen 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 2020/2021 bereits starke Flüsse innerhalb Deutschlands.

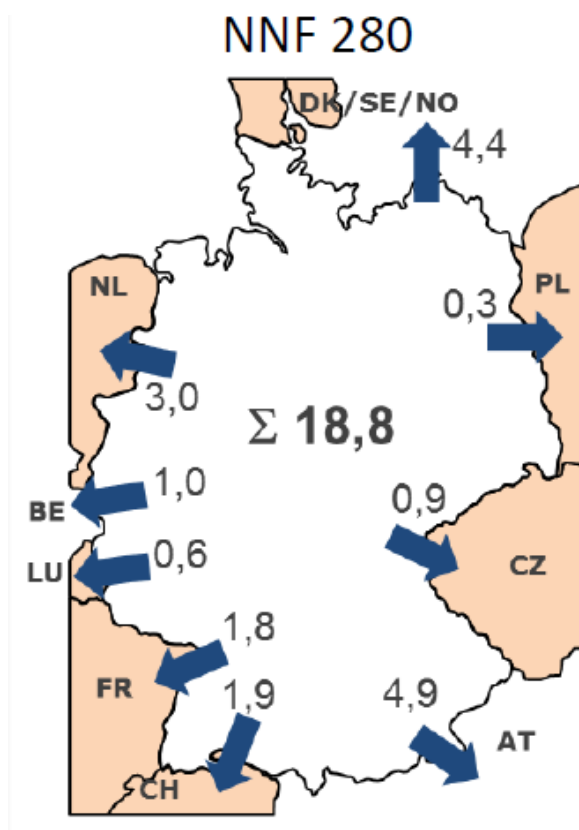


Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 18,8 GW ein. Neben den Ausfuhren nach Österreich mit 4,9 GW, dominieren auch die Ausfuhren nach Skandinavien mit 4,4 GW den Außenhandel. Erstmals kann auch die Ausfuhr nach Belgien über das neu zugeschaltete Kabel mit 1,0 GW realisiert werden.

4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2020/2021

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 26 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 sowie den Niederlanden hoch ausgelastet. Die Auslastungen im Fall des Auftretens systemrelevanter Mehrfachfehler für den Starklast-Starkwindfall ist in Abbildung 11 dargestellt. Die hohen Überlastungen sind als kritisch zu erachten, da sie eine Vielzahl an koordinierten Gegenmaßnahmen hoher Eingriffstiefe erfordern.

Marktsimulationsergebnisse im Netznutzungsfall 280

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	2,9	6,8
Braunkohle	15,9	0,0	15,9
Steinkohle	5,3	1,5	6,8
Erdgas	4,3	1,9	6,3
Mineralölprodukte	0,1	0,0	0,1
Sonstige	2,8	0,6	3,4
KWK < 10MW	2,8	1,6	4,4
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	35,2	8,7	43,8
Wind Onshore	42,1	4,9	47,0
Wind Offshore	7,2	0,0	7,2
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,2	1,8	5,0
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	53,0	8,7	61,7
Summe Erzeugung	88,3	17,2	105,5
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,8	0,8
Stromverbrauch	52,7	33,2	85,9
Last (inkl. Pumpbezug)	52,7	34,0	86,7
Saldo	35,6	-16,8	18,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2020/2021 für den Netznutzungsfall 280

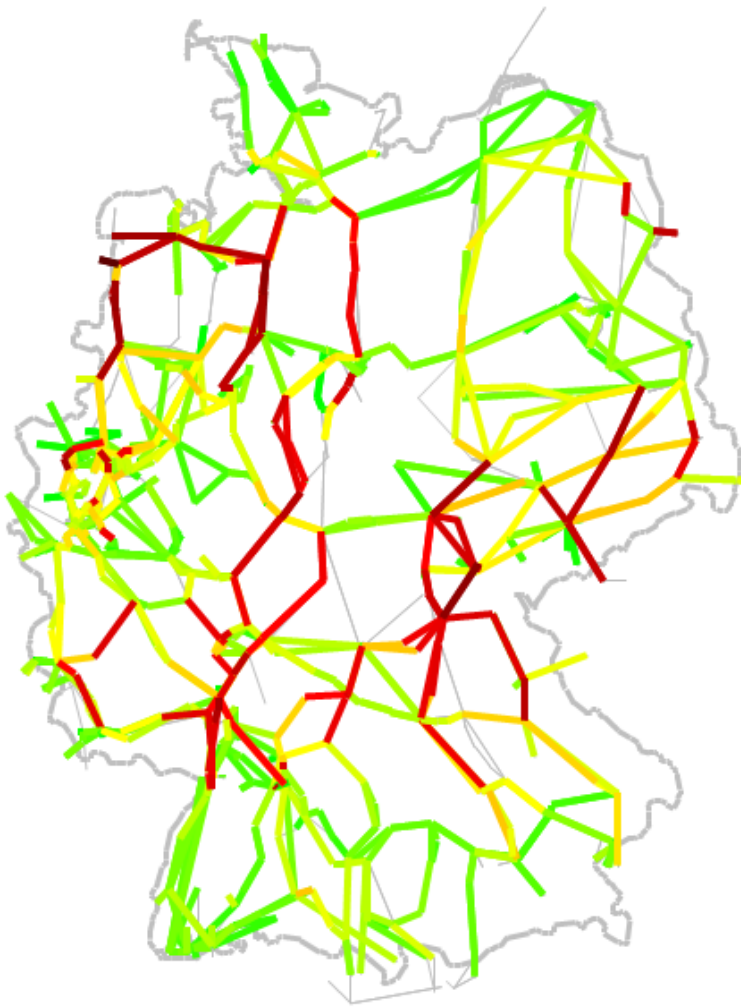


Abbildung 11: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2020/2021 im Netznutzungsfall 280 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im Starkwind-/Starklastfall das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 4,8 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 4,6 GW. Zusätzlich setzen die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Fall gesichertes Redispatchpotential in Höhe von 1,4 GW in Österreich ein. Die anschließend an die Analyse der Grenzsituation durchgeführte Untersuchung eines Jahreslaufes für den Betrachtungszeitraum $t+3$ zeigt, dass alle verfügbaren Reservekraftwerke zur Behebung kritischer Situationen im Übertragungsnetz zum Einsatz kommen.

4.3 Netzreservebedarf 2020/2021

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 6,6 GW installierter Leistung für den Winter 2020/2021.

Dieser Reservebedarf setzt sich aus der zeitungleichen Menge an Netzreservekraftwerksleistung im Inland zusammen, die zur Behebung aller Engpässe in der Grenzsituation Starklast/Starkwind sowie in mehreren Stunden des Jahreslaufs an installierter Kraftwerksleistung benötigt wird. Für den Winter 2020/2021 wurde auf Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber der Starkwind-/Starklastfall mit relevanten Mehrfachfehlern als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation herausgearbeitet. Der in der Grenzsituation (Stunde 280) notwendige Redispatchbedarf ist in Tabelle 27 dargestellt. Dieser Bedarf ist noch ohne Freischnittplanung, da für t+3 noch keine Informationen über die dann vorliegende Freischnittplanung aufgrund von Netzerweiterungen und -umbauten vorliegen. Die Einfügung einer hypothetischen Freischnittplanung in die Analyse für den t+3-Zeitraum erscheint der Bundesnetzagentur beim Stand der derzeitigen Stand der Erkenntnisse nicht sinnvoll. Notwendig könnte dies werden, wenn sich ohne eine solche Betrachtung eine Gefahr abzeichnete, Kraftwerke tatsächlich in die Stilllegung zu verlieren, die durch ausländische Reserve nicht ersetzt werden könnten. Zusätzlich zur Grenzsituation wurde ein Jahreslauf gerechnet, um zu prüfen, ob zur Beherrschung auch anders gelagerter Lastflusssituationen (z.B. aufgrund regional veränderter Einspeisungen) weitere Netzreservekraftwerke notwendig sind.

Der zeitgleiche Netzreservebedarf beträgt in der Grenzsituation ohne Freischnittplanung 4,6 GW. Hier werden die potentiellen Netzreserve-Kraftwerke Bexbach A, Darmstadt GTKW, Ingolstadt 4, Mainz Kombiblock GT2 und Staudinger 4 nicht eingesetzt. Die Berechnungen des Jahreslaufs 2020/2021 ohne Freischnittplanung zeigen zusätzlich, dass zur Beherrschung aller Stunden der gleiche Reservekraftwerkspark benötigt würde wie im Winter 2018/2019 (t+1). Es werden also in t+3 alle verfügbaren Einheiten der aktuellen inländischen Netzreserve benötigt, der ermittelte Bedarf an Netzreservekraftwerken für den Winter 2020/2021 beträgt somit 6,6 GW installierte Leistung. Der Bedarf an ausländischem Redispatch beschränkt sich auf das gesicherte Potential in Österreich von 1,5 GW.

Der Bedarf für die Zeitscheibe 2020/2021 wird erneut in der Bedarfsanalyse 2020 in den t+1-Berechnungen bestimmt. Zu diesem Zeitpunkt werden genauere Informationen zur genauen Freischnittplanung, zu den in Betrieb befindlichen Marktkraftwerken, der erneuerbaren Erzeugung sowie dem Handelsrahmen mit den Nachbarländern vorliegen. All diese Informationen werden in die Berechnungen einfließen und den Reservekraftwerksbedarf im Vergleich zu den derzeit vorliegenden Ergebnissen präzisieren. Aufgrund des großen Einflusses aller dieser Faktoren, insbesondere der Freischnittplanung, auf die notwendige Redispatchhöhe kann es dann zu Anpassungen des ausgewiesenen Reservekraftwerksbedarfs kommen. Nimmt man alle Faktoren zusammen, so gilt dies in beide Richtungen, d.h. sowohl eine Erhöhung als auch eine Verringerung des Reservekraftwerksbedarfs ist möglich.

Grenzsituation Stunde 280

Einsenkung Windeinspeisung [GW]	6,8
marktbasierte Kraftwerke [GW]	4,8
Summe [GW]	11,6
positiver Redispatch	
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	5,2
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,4
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	4,6
Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,4
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	0
Summe [GW]	11,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2020/2021

Der Starkwind- /Starklastfall in Stunde 280 der synthetischen Woche ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage in Höhe von 85,9 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 Ausfuhren ins europäische Ausland kommt (18,8 GW). Beides führt zu Netztransiten von Nord nach Süd und damit zu hohen Netzbelastungen (Abbildung 11).

4.3.1 Gegenmaßnahmen

Zur Reduzierung der Netzüberlastungen werden netzbezogenen Gegenmaßnahmen vor dem Einsatz von Redispatch herangezogen. Für den Zeithorizont 2020/2021 sind insbesondere die in Abbildung 3 gezeigten Inbetriebnahmen zahlreicher Punkt- und Streckenmaßnahmen zu nennen. Trotz dieser insgesamt 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 ohne Freischaltplanung 11,6 GW. Auf der Einsenkseite entfallen davon 6,9 GW auf die Abregelung von Wind und 4,8 GW auf Leistungsabsenkung durch am Markt agierende Kraftwerke. Die entsprechenden Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch als Gegenmaßnahmen werden mit 5,2 GW durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland erbracht. Deutsche Netzreservekraftwerke werden mit 4,6 GW eingesetzt. Insgesamt 0,4 GW werden durch die Reduzierung von Pumpleistung von Pumpspeichern in Süddeutschland und 1,5 GW durch die Redispatchkooperation mit Österreich beigetragen.

4.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus Kraftwerken gedeckt, die nach den Vorschriften über Kraftwerksstilllegungen bzw. die Netzreserve von der Stilllegung ausgeschlossen werden können. Für das Jahr 2020/2021 stehen folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 6.608,6 MW als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung.

Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
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	580
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	263,5
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinhardendampfkraftwerk 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	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64
Summe		6.608,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: 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).....	17
Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	27
Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 und 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	41
Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2018/2019	44
Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	45
Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2018/2019 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 307 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	47
Abbildung 7: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2018/2019.....	49
Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2018/2019 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 307 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	50
Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 und 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	61
Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind in 2020/2021 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	63
Abbildung 11: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2020/2021 im Netznutzungsfall 280 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	65

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick	12
Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2018 (Stand: März 2018)	13
Tabelle 3: Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro	14
Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve in MW	14
Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2018/2019	32
Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2018/2019	33
Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2018 (SyA 2018)	35
Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2018/2019 in den Systemanalysen 2017 (SyA 2017) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2018 (SyA 2018)	36
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019	38
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019	39
Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2018/2019	40
Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2018/2019	42
Tabelle 13: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Ausland für die Grenzsituation 2018/2019	43
Tabelle 14: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 307 für 2018/2019	46
Tabelle 15: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2018/2019	48
Tabelle 16: Nationale Netzreservekraftwerke 2018/2019	52
Tabelle 17: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2020/2021	54
Tabelle 18: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2020/2021	55
Tabelle 19: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2020/2021	56
Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021	58

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021.....	59
Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021.....	60
Tabelle 23: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG.....	61
Tabelle 24: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG	62
Tabelle 25: Gegenüber 2018/2019 in 2020/2021 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen	62
Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2020/2021 für den Netznutzungsfall 280	64
Tabelle 27: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2020/2021	67
Tabelle 28: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021.....	68

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
Tel. +49 228 14-0

Stand

April 2018

Text

Referat 608