



Bundesnetzagentur

Bericht

Feststellung des Bedarfs
an Netzreserve für den Winter
2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

30. April 2019

**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
Robert-Schuman-Str. 7, 44263 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 2019/2020 und 2022/2023 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 30. April 2019 festgestellt:

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

- für den Winter 2019/2020 5.126 MW
- sowie für das Jahr 2022/2023 10.647 MW.

Die Ermittlung dieses Bedarfs erfolgte noch ohne Berücksichtigung der Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019, im Jahr 2022 die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt auf rund 15 GW Braunkohle und rund 15 GW Steinkohle zu reduzieren.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	4
BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG	7
A Einführung.....	9
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	9
2. Rückschau auf den Winter 2018/2019	10
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	13
4. Neue Entwicklungen	15
4.1 ACER-Entscheidung zu Kapazitätsberechnung.....	15
4.2 Kohleausstieg	16
4.3 § 12 Abs. 3b Energiewirtschaftsgesetz	16
B Verfahrensablauf	18
C Bedarfsfeststellung.....	19
1. Methodik der Systemanalyse	19
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	19
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse.....	19
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation	22
1.3.1 Übertragungsnetz.....	22
1.3.2 Kraftwerkspark.....	23
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	25
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten	27
1.3.5 Annahmen zur Netzlast.....	29
1.4 Marktsimulation.....	30
1.5 Netzanalysen	30
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken	31
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse.....	34
2. Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	35
3. Netzreserve für 2019/2020	35
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2019/2020.....	35
3.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	35
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	36
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	38
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	39
3.1.5 Übertragungsnetz.....	43
3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	46
3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2019/2020	47
3.3 Netzreservebedarf 2019/2020	49
3.3.1 Gegenmaßnahmen	51
3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen	52
3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke	53
3.3.4 Entlassung systemrelevanter Kraftwerke aus dem robusten Kraftwerkspark in die Stilllegung.....	53
4. Netzreserve für 2022/2023	55
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2022/2023.....	55
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	55
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	56
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	57

4.1.4	Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	58
4.1.5	Übertragungsnetz.....	62
4.1.6	Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	66
4.2	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2022/2023	67
4.3	Netzreservebedarf 2022/2023	70
4.3.1	Gegenmaßnahmen	72
4.3.2	Bereits potentiell gebundene Kraftwerke	72
4.3.3	Keine Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens	73
D	Handlungsempfehlung.....	75
	Präventive Steinkohlebevorratung für Redispatch	75
	VERZEICHNISSE	76
	Abbildungsverzeichnis	77
	Tabellenverzeichnis.....	78
	Abkürzungsverzeichnis.....	80
	Impressum.....	83

Bericht zur Reservebedarfsfeststellung

A Einführung

1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung

Die Energiewende führt zu einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix. Dabei ist insbesondere bei der installierten Leistung aus Windenergieanlagen an Land und zur See zu beobachten, dass nach wie vor ein deutliches geografisches Ungleichgewicht zwischen den Standorten der Anlagen im Norden Deutschlands und den Verbrauchszentren im Süden besteht.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet auch der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland weiter voran. Bis Ende 2022 wird das letzte deutsche Kernkraftwerk seinen kommerziellen Leistungsbetrieb einstellen, sodass bis zu diesem Zeitpunkt weitere 9,5 GW nuklearer Erzeugungsleistung – davon mit 5,4 GW mehr als die Hälfte in Süddeutschland – aus dem Markt ausscheiden. Auch bei den übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien ist bedingt durch die Marktkräfte ein stetiger Rückgang der am Netz befindlichen Kapazitäten festzustellen. Zudem ist zu beobachten, dass die grenzüberschreitenden Handelstätigkeiten stetig an Volumen zulegen. Eine besondere Belastung für das Übertragungsnetz entsteht dabei durch die Einfuhren elektrischer Energie aus nördlichen Nachbarländern und Skandinavien bei gleichzeitiger Ausfuhr elektrischer Energie in das benachbarte südliche Ausland. Dies bewirkt ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz.

Betrachtungshorizonte der diesjährigen Bedarfsfeststellung sind der Winter 2019/2020 (t+1) gemäß der Vorgaben des §3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie das Jahr 2022/2023 (t+4). Das Jahr 2022/2023 stellt insofern eine Besonderheit dar, als dass es sich um das erste Jahr handelt in dem sämtliche deutsche Kernkraftwerke ihren kommerziellen Leistungsbetrieb eingestellt haben, der Netzausbau und hier vor allem die Inbetriebnahme der großen Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland jedoch noch nicht abgeschlossen ist. Eine wesentliche Veränderung zu den vorangegangenen Analysen des Reservebedarfs stellt die Modellierung des grenzüberschreitenden Handels dar. In der Vergangenheit wurde der grenzüberschreitende Handel mittels teilweise zwar situationsabhängiger grundsätzlich aber fixer Austauschkapazitäten (NTC) modelliert. In der vorliegenden Bedarfsanalyse wird der internationale Handel erstmals wie auch in der Realität in Abhängigkeit von Lastflüssen abgebildet („Flow-Based Market-Coupling“). Dabei wird auch die grundsätzlich reservebedarfserhöhende Ausweitung der Handelskapazitäten nach dem „Clean Energy Package“ berücksichtigt. Bedarfsreduzierend werden sich voraussichtlich Fortschritte im Netzausbau vor allem für den Zeitraum 2022/2023 bemerkbar machen. Die Übertragungsnetzbetreiber gaben im Monitoring des Netzausbaus nach EnLAG gegenüber der Bundesnetzagentur an, das bis 2020 70% der Leitungskilometer nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) errichtet sein werden.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber heute im Bedarfsfall gezielt insbesondere Kraftwerke (Redispatch) ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. 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 Norden und Nordosten Deutschlands zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und in das

südliche Ausland transportiert werden. Engpässe, die dabei im 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 im Vergleich zur Berücksichtigung von lediglich (n-1)-Fehlern.

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 2018/2019

Am 27. April 2018 wurde ein Bedarf an Netzreservekraftwerken für den Winter 2018/2019 von 6.600 MW festgestellt. Dieser Bedarf wurde durch inländische Kraftwerke gedeckt. Diese Reservekapazitäten kamen bis 15. April 2019 an insgesamt 25 Tagen zum Einsatz.

Im Vergleich zum Winter 2017/2018 haben sich im Winter 2018/2019 nach Einführung des Engpasses nach Österreich und der damit verbundenen Redispatchkooperation die Einsätze der Netzreserve deutlich reduziert. Zudem gab es im Winter 2018/2019 nur wenige meteorologische Ereignisse, die sich besonders auf den Netzreserveeinsatz ausgewirkt hatten im Vergleich zu ausgeprägteren Kältewellen oder Sturmfronten in den vorherigen Wintern.

Oktober 2018

Für den Oktober wurden an zwei Tagen Netzreservekraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von 214 MW eingesetzt. Die maximale Leistungsanforderung betrug 370 MW.

November 2018

Im November wurde die Netzreserve an insgesamt vier Tagen eingesetzt. Dabei wurden durchschnittlich 154 MW abgerufen bei einer maximalen Leistungsanforderung von 375 MW.

Dezember 2018

Im Monat Dezember kam die Netzreserve an drei Tagen zum Einsatz. Es wurden durchschnittlich 255 MW abgerufen; das Maximum lag bei 340 MW.

Januar 2019

An zehn Tagen wurden die Netzreservekraftwerke im Januar mit einem durchschnittlichen Maximalwert von 301 MW eingesetzt. Der Tag mit dem höchsten Abruf von Reserveleistung war der 15. Januar 2018 mit 620 MW.

Februar 2019

Im Februar wurden die Netzreservekraftwerke an vier Tagen mit einer durchschnittlichen Maximalleistung von 542 MW eingesetzt. Der höchste Abruf fand am 01. Februar 2019 mit 726 MW statt.

März 2019

Die Netzreserve kam an insgesamt zwei Tagen mit jeweils bis zu 200 MW bzw. 360 MW zum Einsatz.

April 2019

Bis zum 15. April 2019 fand kein Einsatz von Netzreservekraftwerken mehr statt.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2018/2019¹

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	2	370	214	2.913
November	4	375	154	6.714
Dezember	3	340	255	5.395
Januar	10	620	301	50.411
Februar	4	726	542	27.921
März	2	360	280	8.170
April	0	0	0	0
Gesamt	25			101.524

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick

Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Die Reichweiten der Steinkohlevorräte der süddeutschen Kraftwerke lagen nach der mehrmonatigen Niedrigwasserphase, mit Ausnahme eines Standortes, Anfang Dezember 2018 auf einem kritischen Niveau zwischen ca. 150 und 250 Volllaststunden. Im Laufe des Dezembers stagnierten die Vorräte bzw. nahmen aufgrund steigender Pegelstände an einigen Standorten wieder etwas zu.

Neben den gravierenden Problemen bei der Schiffsbelieferung kam es seit dem Herbst 2018 auch zu zahlreichen Zugausfällen, vor allem aufgrund personeller Engpässe und technischer Probleme bei der Zugbelieferung. Die Zugausfälle haben dazu geführt, dass die per Zug belieferten Standorte in Süddeutschland Anfang Dezember 2018 ähnlich niedrige Vorräte aufwiesen wie die Schiffsstandorte nach mehrmonatiger Trockenheit.

Vor dem Hintergrund der langanhaltenden Niedrigwasserphase und der umfangreichen Zugausfälle wurden zur Verbesserung des Nachschubs von Steinkohle und zur Schonung der Steinkohlevorräte eine Reihe von Maßnahmen auf operativer Ebene mit den ÜNB abgestimmt.

Zu den von den ÜNB mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Maßnahmen zur Schonung bzw. dem Ausbau der Kohlevorräte gehörten im Wesentlichen:

- Eingriffe in die Redispatch-Merit Order (Berücksichtigung der Kohlevorräte bei Redispatch-Maßnahmen)
- Kontrahierung ungesicherter Reserven in der Schweiz und in Italien
- „Kohlesparen“ durch negativen Redispatch eines im Markt laufenden Kraftwerks (Verlagerung eines Markteinsatzes von einem kritischen Steinkohlekraftwerk auf ein Kraftwerk mit ausreichend Brennstoff – Marktkraftwerk, Netzreserve oder ungesicherte Reserve)

¹ Oktober bis Dezember beruhen auf den abschließenden Redispatch Meldungen der ÜNB. Januar bis April beruhen auf den initialen Anforderungen und nicht den tatsächlich realisierten Einsätzen. Einsätze auf Grund von Testfahrten / Probeeinsätzen, auch zu TÜV-Zwecken, sind nicht enthalten.

- Aufstocken der Kohlelager an zwei Netzreservestandorten auf das 1,5-fache
- Einrichten eines zusätzlichen Kohlelagers am Standort eines Marktkraftwerkes
- Errichten einer mobilen Auftauhalle zur Zugentladung bei niedrigen Außentemperaturen am Standort eines Marktkraftwerkes
- Kontrahierung zusätzlicher Zuglieferungen (aus Tschechien und Polen) zum Ausgleich der Zugausfälle für zwei Kraftwerksstandorte und Erweiterung der Zugkapazitäten für ein Marktkraftwerk
- Verschiebung der Revision eines Marktkraftwerkes
- Aufnahme von Lieferungen per LKW für ein Marktkraftwerk bei entsprechendem Bedarf

Aufgrund der gestiegenen Pegelstände wurden im Laufe des Dezembers und seit Januar wieder Schifflieferungen durchgeführt, die zur Entspannung der Vorratssituation geführt haben.

Nach entsprechenden Kontakten zwischen den betroffenen Unternehmen, der Bundesnetzagentur und den zuständigen Eisenbahnunternehmen waren ebenso Besserungen bei der Zugbelieferung feststellbar.

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.

Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (ÜNB)	Countertrading (ÜNB)	Einspeisemanagement (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	222,6	12,0	373,0	128,3	157,4	893,3
2017	391,6	29,0	610,0	267,4	215,9	1.513,9
2018	Q1-Q3: 173,4	Q1-Q3: 15,1	Q1-Q3: 407,8	156,7	41,0	793,9
2019				178,2		178,2
Summe	1.704,6	170,4	2.162,1	969,8	568,0	5.574,9

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2019 (Stand: April 2019)

Die in der Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Netzreserve im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2017 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. Im Winter 2018/2019 wurde keine ausländische Netzreserve kontrahiert. Für die inländischen Netzreservekraftwerke erfolgt die Erstattung der Vorhaltekosten für das gesamte Jahr. Zusätzlich sind bei den nationalen Netzreservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich 2017 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

Für die Netzreservekosten des Jahres 2018 wurden noch keine Ist-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber gemeldet, sodass es sich zunächst um vorläufige Werte handelt. Die Kosten für das Jahr 2019 basieren auf Planwerten der Übertragungsnetzbetreiber, die im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01. Januar 2019 übermittelt wurden. Bei den in der Tabelle 2 dargestellten Kosten für die Netzreserve handelt es sich somit für die Jahre 2018 und 2019 nur um Vorhaltekosten (ohne Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und Abrufkosten).

Zu den Redispatchmaßnahmen (ohne Netzreserve) der Übertragungsnetzbetreiber und den Entschädigungsansprüchen von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement-Maßnahmen von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in 2018 liegen bislang lediglich für die ersten drei Quartale geschätzte Kosten vor. Demnach werden sich die Gesamtkosten für 2018 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	190,9	76,4	76,9	139,0	483,3
2018	156,7	Noch unbekannt	41,0	Noch unbekannt	197,6
2019	178,2				178,2
Summe	858,1	111,6	289,0	279,1	1.537,8

Quelle: Bundesnetzagentur

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

In der folgenden Tabelle 4 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2019/2020 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt.

Leistung Netzreserve in MW

Jahr	Leistung	Leistung	Summe
	Netzreserve Inland	Netzreserve Ausland	
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	6.598	0	6.598
2019/2020	6.598	0	6.598

Quelle: Bundesnetzagentur

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

4. Neue Entwicklungen

4.1 ACER-Entscheidung zu Kapazitätsberechnung

Die Europäische Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement vom 24. Juli 2015 sieht die Bestimmung von Kapazitätsberechnungsregionen und jeweiligen Kapazitätsberechnungsmethoden vor, die durch die Regulierungsbehörden der jeweiligen Region einstimmig genehmigt werden. Die deutschen-luxemburgischen Grenzen zu den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Österreich Tschechien und Polen sind Teil der Kapazitätsberechnungsregion Core für die eine lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode vorgesehen ist. Die durch die Übertragungsnetzbetreiber der Core-Region eingereichte Kapazitätsberechnungsmethode wurde durch die entsprechenden Regulierungsbehörden nicht einstimmig genehmigt, weshalb über die Methode durch die Koordinierungsbehörde der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (ACER) im Februar 2019 entschieden wurde. Dabei hat ACER die Möglichkeit, den Methoden-Vorschlag der ÜNB anzupassen.

Die Handelskapazitäten für die Grenzen in der Core Region sollen ab Dezember 2020 mit einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode bestimmt werden. Die Entscheidung von ACER beinhaltet, dass interne Leitungen (mit einer Sensitivität von 5 %) innerhalb der etwa ersten zwei Jahren in der Berechnung berücksichtigt werden (wie auch in der CWE-Praxis) und somit gleichwertig wie grenzüberschreitende Leitungen die Handelskapazitäten limitieren können, wenn die Leitungskapazität dieser Leitungen ausgelastet sind. Nach diesem Zeitraum sieht ACER eine Neueinreichung der Berechnungsmethode vor, in der interne Leitungen zusätzliche Kriterien erfüllen müssen. Dabei dürfe eine interne Leitung nur kapazitätslimitierend berücksichtigt werden, wenn dies effizienter ist als Leitungsausbau, Neu-Konfiguration von Gebotszonen, dem Einsatz von Redispatch oder eine Kombination von alldem.

Diese Analyse der Effizienz für jede einzelne Leitung ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur unangemessen, da diese unterschiedlichen Maßnahmen nicht nach rationalen Kriterien ins Verhältnis gesetzt werden können und damit angelegt ist, dass deutlich weniger interne Leitungen in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden dürften. Daher hat die Bundesnetzagentur Rechtsmittel gegen die Entscheidung eingelegt.

Die Inhalte der Entscheidung von ACER wurde gleichwohl aus Gründen der Vorsicht in den Berechnungen für das Jahr 2022/2023 berücksichtigt, indem die Grenzkapazitätsberechnung keine internen Leitungen mehr enthält, was einen maßgeblichen Einfluss auf das Netzreservevolumen hat. Wie schon das hohe Volumen an notwendiger Netzreserve zeigt, führt die ACER-Entscheidung zur Kapazitätsberechnungsmethode in Core zu maßgeblichen Herausforderungen für die Systemsicherheit. Diese erweist sich nach den ACER-Kriterien regelmäßig als nachrangig gegenüber dem Ziel eines verstärkten Energiegroßhandels. Die Bundesnetzagentur sieht diese Effekte als bedenklich an, was ein weiteres Motiv war, gegen die Entscheidung Beschwerde einzulegen.

4.2 Kohleausstieg

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (kurz: Kohlekommission) hat in ihrem Abschlussbericht vom 26. Januar 2019 einen Ausstiegspfad aus der Energieerzeugung mit Stein- und Braunkohle festgelegt. Hierbei wurde festgelegt, dass im Jahr 2022, das in dieser Systemanalyse als Zeitscheibe „t+4“ (2022/2023) betrachtet wird, bei Braun- und Steinkohle jeweils nur noch 15 GW an installierter Leistung am Markt vorhanden sein sollen. Die für diesen Zeitraum zugrundeliegenden Annahmen mussten laut gesetzlicher Vorgabe bis zum 01. Dezember 2018 festgelegt werden. Zu diesem Zeitpunkt lag der Abschlussbericht der Kohlekommission jedoch noch nicht vor. Faktisch mussten die Abstimmungsarbeiten für eine geeignete Parameterauswahl sogar schon weit früher stattfinden.

Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse des Zeithorizonts t+4 (2022/2023) als vorläufig zu betrachten, da sich der Ausstieg aus der Kohleverstromung in ungewisser Höhe auf die Netzreserve auswirken wird. Je nach Grenzkosten der Kraftwerke und somit Stellung in der merit order des maßgeblichen day ahead Marktes und auch in Abhängigkeit des Standorts der stillzulegenden Kohlekraftwerke kann sich der Bedarf erhöhen oder verringern. Zur richtigen Beurteilung der Folgen des Kohleausstiegs ist es daher unerlässlich, unter Kenntnis der einzelnen stillzulegenden Kohleblöcke eine Marktsimulation mit anschließenden Netzberechnungen durchzuführen und die Ergebnisse auszuwerten.

Der Bedarf für die Zeitscheibe 2022/2023 wird erneut in einer zukünftigen Systemanalyse bestimmt. Zu diesem Zeitpunkt sollten genauere Informationen zu den stillzulegenden Kohlekraftwerken vorliegen, sodass dann die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Netzreserve untersucht und gegebenenfalls in die Beschaffung von Kraftwerksleistung zum Redispatch eingehen werden.

4.3 § 12 Abs. 3b Energiewirtschaftsgesetz

Der durch Kernenergie- und Kohleausstieg bedingte Rückgang von konventionellen Erzeugungseinheiten verringert deren Beitrag zur Netzstabilität. Gleichzeitig führt der dargebotsnahe Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu zunehmend längeren Transportwegen zu den Verbrauchszentren. Schließlich werden erhebliche Anstrengungen unternommen, die Bestandsnetze höher auszulasten, um noch stärkeren zusätzlichem Netzausbau zu vermeiden. Die Innovationen zur höheren Auslastung der Netze bringen diese im Betrieb zwangsläufig näher an die Stabilitätsgrenzen heran. All diese Effekte erfordern eine intensivere Auseinandersetzung mit der Systemstabilität, um diese mit entsprechenden Gegenmaßnahmen langfristig zu ge-

währleisten. Da diese Gegenmaßnahmen aber mit dem Netzausbau interagieren, erfolgen die entsprechenden Analysen nicht im Rahmen der Systemanalyse, sondern im Prozess zum Netzentwicklungsplan oder auch, sofern notwendig, durch Einfordern eines Berichts zur Netzstabilität entsprechend § 12 Abs. 3b EnWG.

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 04. Juli 2018 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der 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 2019/2020, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 01. April 2022 bis zum 31. März 2023 zu erstellen ist. Mit der Bedarfsbestimmung für den zweiten Betrachtungszeitraum sollte überprüft werden, ob die erhebliche Reduzierung des Netzreservebedarfs infolge der Einführung des Engpassmanagementverfahrens zwischen Deutschland und Österreich am 01. Oktober 2018 von Dauer ist oder nur ein kurzfristiges Phänomen darstellt. Denn nur im Fall eines langfristigen und dauerhaften Rückgangs des Netzreservebedarfs käme eine Entlassung von Netzreservekraftwerken in die vorläufige oder 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 Transportkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Am 28. Februar 2019 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2019/2020 an die Bundesnetzagentur einschließlich der ihr zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen. Die Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 ging nach Zustimmung der Bundesnetzagentur am 27. März 2019 ein. Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte im Rahmen eines gemeinsamen Gesprächs am 05. April 2019.

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 als Redispatchpotential kontrahiert 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 Reservekraftwerksbedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV („Systemanalyse“) ist wie in Abbildung 1 dargestellt strukturiert.

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2019/2020 und 2022/2023 erstellt (vgl. Abschnitt 1.3). Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO₂-Preise etc.) und die voraussichtlichen Höchstlasten prognostiziert. Wie bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Regionalisierung der regenerativen Stromerzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem werden die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie sowie die erwarteten Handelskapazitäten bestimmt.

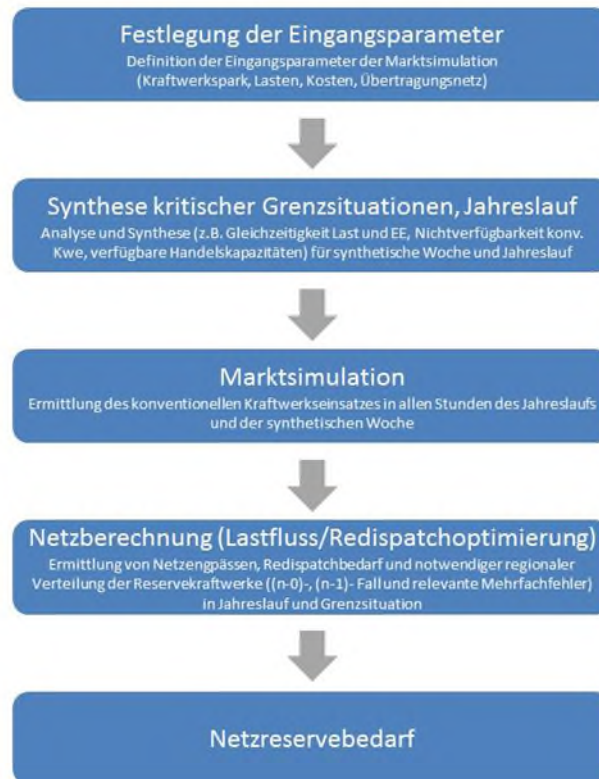


Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)

Aufbauend auf den Eingangsparametern, die den möglichen Wertebereich relevanter Einflussfaktoren festlegen, wird im zweiten Schritt für jeden Betrachtungszeitraum eine als möglich eingestufte ungünstige Kombination der relevanten Einflussfaktoren festgelegt, die auf Erfahrungen mit kritischen Netzsituationen basiert. Beispielsweise zeigt die Erfahrung, dass kritische Netzsituationen häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auftreten, d.h. in Zeiten, in denen eine hohe Windeinspeisung gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt. Die synthetische Woche, aus der die für die Bestimmung des Redispatchbedarfs maßgebliche kritische Stunde (Grenzsituation) abgeleitet wird, wird folglich derart konstruiert, dass sie eine solche Starkwind-Starklastsituation abbildet. Hierbei werden die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die deutschen und europäischen Lasten auf Basis von historischen Profilen abgebildet und in entsprechende zeitliche Relation gesetzt.

Eine weitere erfahrungswertbasierte Annahme, die in die synthetische Woche einfließt, ist die Höhe der geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, zu denen es aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen kommen kann. Diese basieren auf einer statistischen Auswertung historischer Daten.

In diesem Sinne wird eine synthetische Woche erzeugt, die sicherstellen soll, dass bekannte netztechnisch kritische Situationen durch den ermittelten und dann zu kontrahierenden Reservebedarf abgedeckt werden können (vgl. Abschnitt 1.6).

Zusätzlich zur synthetischen Woche wird für jeden Betrachtungszeitraum ein vollständiger Jahreslauf parametrisiert. Dies dient unter anderem zur Prüfung der Netzsicherheit von Situationen, die von in der Grenzsituation nicht abgebildeten Last- und Erzeugungssituationen eine andere geografische Verteilung des Redispatch-

ches zur Gewährleistung der Systemsicherheit benötigen als die Grenzsituation. Die Rahmendaten des Jahreslaufs sind im Wesentlichen identisch mit denen der Grenzsituation, unterscheiden sich jedoch beispielsweise bei der Skalierung der Höchstlast oder den Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts prognostiziert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs und der synthetischen Woche zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt 1.4), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Das Modell bestimmt auch, welche Ausfuhren in das und Einfuhren aus dem europäischen Ausland sich in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt 1.5). Hier wird ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit angestrebt: Für die Berechnungen des Jahreslaufes wird unterstellt, dass ein relevantes Netzbetriebsmittel ausgefallen ist, zum Beispiel ein Freileitungsstromkreis oder ein Netztransformator ((n-1)-Kriterium). Zusätzlich müssen in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation 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, zunächst 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, ausgeglichen. Reichen die tatsächlich geeigneten am Markt agierenden Kraftwerke und das in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchpotential 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.

Die Gesamtmenge der notwendigen Anpassungen an Kraftwerksleistung zur Erlangung eines engpassfreien Netzes ist sodann der Redispatchbedarf.

Die Stunde der synthetischen Woche, die durch den höchsten Redispatchbedarf charakterisiert ist, wird als Grenzsituation bezeichnet. Sie stellt 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. Darüber hinaus wird auch der Redispatchbedarf in den Stunden des Jahreslaufs dahingehend geprüft, ob daraus auch eine Grenzsituation abgeleitet werden kann.

Wie bereits erwähnt ist es realistisch, dass es in Stunden des Jahreslaufs notwendig ist, andere Kraftwerke als in der Grenzsituation zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein anders gelagerter bzw. zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken mit einer anderen regionalen Verteilung als in der Grenzsituation ergibt. Diese Unterschiede in der regionalen Verteilung werden mittels eines iterativen Verfahrens zur Bestimmung der notwendigen Reservekraftwerke berücksichtigt. Zunächst wird in einem initialen Jahreslauf unter Berücksichtigung von (n-1)-Fehlern bestimmt, welche Reservekraftwerke eine Mindesteinsatzhäufigkeit von 15 Einsätzen aufweisen. Reservekraftwerke mit einer geringeren Einsatzhäufigkeit werden sodann mit deutlich höheren Strafkosten belegt, sodass deren Einsatz nur erfolgt, wenn es ansonsten keine Möglichkeit zur Engpassfreiheit des Netzes gäbe. Mit diesen Rahmenbedingungen wird nun die Grenzsituation unter zusätzlicher Berücksichtigung von Exceptional Contingencies (ECs) berechnet. Alle Reservekraftwerke, die mit ihren teilweise veränderten Strafkosten in der Grenzsituation keinen Einsatz finden, werden für einen erneuten Jahreslauf ebenfalls mit deutlich erhöhten Strafkosten belegt. Als Teil des robusten Kraftwerksparks für diesen Betrachtungszeitraum werden nun alle Reservekraftwerke gelistet, die im letzten berechneten Jahreslauf zum Einsatz gekommen sind.

Das Verfahren wird für weitere Betrachtungszeiträume wiederholt, wobei die Reservekraftwerke, die im ersten Betrachtungszeitraum nicht in den robusten Kraftwerkspark aufgenommen worden waren, von Beginn an mit höheren Strafkosten belegt werden. Der robuste Kraftwerkspark über alle Betrachtungszeiträume besteht aus den Reservekraftwerken, die entsprechend der vorgenannten Kriterien in mindestens einem Betrachtungszeitraum eingesetzt wurden.

Der Reservebedarf, der in den zwei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln 3 und 4 dieses Teils des Berichts 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 und Brennstoffpreise im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern. 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 2019/20 und 2022/23. 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 2018 auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Die "Netzausbauregion" wird bei der Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Energien berücksichtigt. EE-Sonderausschreibungen werden mit jeweils 2 GW in den Jahren 2019 bis 2022 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 2019 und bis zum Sommer 2022 auf Basis des EnLAG- und des BBPIG-Monitorings mit Stand Q3/2018 sowie anhand von Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der Systemanalyse netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (z.B. Freischaltungen). Hierbei werden nur solche 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 Witterungsabhängigkeit der Stromtragfähigkeit von Freileitungen in Form von spezifischen Übertragungsfähigkeiten entsprechend der betrieblichen Praxis berücksichtigt.

1.3.2 Kraftwerkspark

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

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 31. Juli 2018) 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, die als belastbar eingeschätzt werden, 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 Betrachtungszeitraumes stillgelegt werden, während Kraftwerke im Norden erst am Ende des jeweiligen Zeitraumes 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 (marktbasiert, KWK, Zwangseinsatz als Industriekraftwerk oder Netzreservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Bereits von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Netzreservekraftwerke im In- und Ausland sowie potenzielle 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 anhand der Mittelfristprognose des House of Energy Markets der Universität Duisburg-Essen vom 11. Oktober 2018 bestimmt². Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus Windenergie an Land, Photovoltaik und Biomasse das „obere Szenario“ zugrunde gelegt. Bei Wasserkraftanlagen (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen) werden Daten der Übertragungsnetzbetreiber verwendet und der Bestand fortgeschrieben. Für die Erwartungswerte zur installierten Leistung von Offshore-Windparks werden die aktuellen Daten der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur herangezogen. Bei allen weiteren EE-Anlagen wird der Bestand fortgeschrieben. 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.

Im Vergleich zur Systemanalyse 2018 wird in der aktuellen Systemanalyse für den Zeithorizont 2022/2023 (t+4) eine höhere installierte Leistung bei der Photovoltaik angenommen. Diese Steigerung ist darauf zurückzuführen, dass in der aktuellen Systemanalyse das „obere Szenario“ der EE-Mittelfristprognose verwendet wird (2018: „Trendszenario“). Zusätzlich findet der Zubaudeckel von 52 GW keine Anwendung, und es werden Sonderausschreibungen von 1 GW pro Jahr zwischen 2019 und 2022 berücksichtigt.

² HEMF Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen (2018) : Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2019 bis 2023; online im Internet: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181011_Abschlussbericht%20EWL.pdf (Zugriff am 29.04.2019)

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

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis einer Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und der MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2018³-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. Auch die Arbeitsweise von Wasserkraftwerken mit Schwellbetrieb findet Berücksichtigung. 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 interpoliert. Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden ebenfalls die Daten aus dem MAF 2018 verwendet.

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 Ausland wird die Regelleistungsvorhaltung in Anlehnung an historische Angaben und mit Bezug zur jeweiligen Höhe der Stromnachfrage 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 Berücksichtigung 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.

³ Vgl. ENTSO-E (2018): Mid-term Adequacy Forecast; online im Internet: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

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 50,4° nördlicher Breite 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 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 2019/2020 und 2022/2023 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

Des Weiteren werden die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten für die einzelnen benachbarten Länder prognostiziert bzw. bestimmt.

In der Region „Central West Europe“ (CWE) wurde im Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based-Market-Coupling) eingeführt. Anders als in der NTC-Berechnungsmethode werden bei der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode die Handelskapazitäten nicht als unabhängige Austauschleistungen zwischen einzelnen Marktgebieten ermittelt. Stattdessen erfolgt bei der lastflussbasierten Methode eine vereinfachte Abbildung des Stromnetzes, sodass Wechselwirkungen aller in der Flow-Based-Region erfolgender Handelsaustausche in die Berechnungen einbezogen werden. Hierdurch und durch die genauere Abbildung von Netzrestriktionen können Transportkapazitäten besser genutzt und bei der Vergabe der Handelskapazitäten in höherem Umfang die Erfordernisse des Marktes berücksichtigt werden.

Im Untersuchungszeitraum 2019/2020 (t+1) erfolgt die Kapazitätsberechnung nach der Flow-Based-Methode für alle innerhalb der Region „Central West Europe“ (CWE) liegende Marktgebietsgrenzen. Die Region „Central West Europe“ (CWE) umfasst hierbei die Marktgebiete Belgien, Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Niederlande sowie Österreich. Hinsichtlich des späteren Zeitraums 2022/2023 (t+4) erfolgt die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zudem für die Länder Polen, Slowenien, Slowakei, Tschechien sowie Ungarn, die dann Teil der noch größeren Kapazitätsberechnungsregion „Core“ sein werden. Alle anderen Grenzen werden, analog zu den bisherigen Bedarfsanalysen, als NTC-Grenzen modelliert.

NTC-Grenzen

Zur Festlegung der Annahmen wurden insbesondere für die nichtdeutschen Grenzen die Systemführungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und deren Netzplanungen sowie der europäische Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP⁴) und der MAF 2018 herangezogen. 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 1,3 GW für t+1 und 1,8 GW für t+4. Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

Flow Based-Region

Zunächst wird eine initiale Marktsimulation mit der herkömmlichen NTC-Methodik durchgeführt. Hierbei werden für alle Gebotszonengrenzen, die per Flow-Based-Methode bewirtschaftet werden, NTC-Werte angenommen, die eine erste Abschätzung der zu erwartenden Flow-Based-Handelskapazitäten darstellen. Die Ergebnisse dieser initialen NTC-Marktsimulation werden genutzt, um eine Lastflussberechnung durchzuführen.

⁴ ENTSO-E (2018): Ten-Year Network Development Plan 2018; online im Internet: <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/> [Zugriff am 29.04.2019]

ren. Hierbei zeigen sich die Leitungsbelastungen, die basierend auf der in der NTC-Marktsimulation ermittelten Handelssituation auftreten würden.

Anhand dieser Ergebnisse wird für jedes Netzelement bestimmt, welche (n-1)-Ausfälle zu einem signifikanten Anstieg der Auslastung führen. Die ermittelten Kombinationen aus Netzelementen und kritischen Ausfällen bilden die sogenannten potenziellen CNECs (Critical Network Element and Contingency, CNEC).

Als kritische Netzelemente (Critical Network Element, CNE) werden für den Zeithorizont t+1 marktgebietsübergreifende und –interne Netzelemente der 220-kV-Spannungsebene und höher berücksichtigt, während für den Zeithorizont t+4 ausschließlich Grenzkuppelleitungen der Spannungsebenen ≥ 220 kV betrachtet werden.

Im nächsten Schritt wird je Netzknoten bestimmt, wie sich die Änderung der Wirkleistungseinspeisung an diesem Netzknoten auf den Wirkleistungsfluss über alle anderen Netzelemente auswirkt. Diese sogenannten nodalen Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) werden für spezifische Ausfallsituationen (d.h. aller im vorausgehendem Schritt identifizierter potentieller CNECs) ermittelt.

Anschließend werden die sogenannten Generation Shift Keys (GSKs) für jede Gebotszone und jeden Netznutzungsfall ermittelt. Der GSK ist eine lineare Abschätzung darüber, wie sich eine Änderung in der Nettoposition einer Gebotszone auf die Einspeisung der sich in der Gebotszone befindlichen Kraftwerke auswirkt.

Im nächsten Schritt werden durch Multiplikation der zuvor errechneten nodalen PTDFs und der GSKs die zonalen PTDFs berechnet. Aus dieser Multiplikation ergibt sich, welche Auswirkungen eine Änderung der Nettoposition einer Gebotszone (z.B. Deutschland/Luxemburg) auf den Wirklastfluss auf einzelnen Netzelementen in Kombination mit einer Ausfallsituation (CNEC) hat.

Anhand der zuvor berechneten zonalen PTDFs können nun die marktsensitiven CNECs bestimmt werden. Ein CNEC gilt dann als marktsensitiv, wenn eine Veränderung der Nettopositionen zu einer signifikanten Lastflussänderung führt. Für t+1 ist ein CNEC immer dann marktsensitiv, wenn es für die betrachtete Kombination aus kritischem Netzelement und Ausfall (sowohl intern als auch grenzüberschreitend) mindestens eine Kombination von Gebotszonen gibt, deren Handelsänderung sich mit mindestens 5% auf die Auslastung des CNECs auswirkt (Zone-to-Zone PTDF $\geq 5\%$). Für t+4 werden als kritische Netzelemente ausschließlich grenzüberschreitende Leitungen berücksichtigt. Ein grenzüberschreitendes Netzelement wird in t+4 immer als marktsensitiv angenommen (unabhängig von den zonalen PTDFs; Zone-to-Zone PTDF $\geq 0\%$).

Danach wird der Einsatz der Phasenschiebertransformatoren so angepasst, dass diese zusätzliche Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten ermöglichen. Anschließend wird der Wirkleistungsfluss je CNEC ohne jeglichen kommerziellen Austausch in der Flow-Based-Region berechnet. Nun können die tatsächlich dem Handel zur Verfügung zu stehenden Kapazitäten je CNEC und Netznutzungsfall bestimmt werden. Diese berechnen sich aus der Differenz zwischen den maximalen Übertragungskapazitäten der CNECs und den Flüssen in der Situation ohne kommerziellen Austausch. Ist dieser Wert niedriger als der geforderte minRAM von 20% für t+1 oder 47,5% für t+4, so wird der RAM des CNEC im Berechnungsverfahren künstlich erhöht.

Im Rahmen der Flow-Based Kapazitätsberechnung werden auch etwaige externe Beschränkungen aufgrund von Stabilitätsproblemen oder Bilanzausgleich als zusätzliche Import-oder Exportbeschränkungen in den einzelnen Gebotszonen umgesetzt.

Abschließend kann nun für jeden Netznutzungsfall die sogenannte Flow-Based Domain bestimmt werden. Diese definiert durch die zonalen PTDFs und die RAM-Werte aller marktsensitiver CNECs den Lösungsraum für mögliche Kombinationen aus kommerziellen Austauschen (Handelsgeschäften) in der Flow-Based-Region. In einem letzten Schritt für die Bestimmung der endgültigen Flow-Based Domain müssen noch etwaige Langfristkapazitäten an einzelnen Gebotszonengrenzen Berücksichtigung finden. Falls die bereits vergebenen Langfristkapazitäten nicht durch die bestehende Domain gedeckt sind, wird die Domain entsprechend erweitert.

Als Ergebnis kann nun eine Flow-Based Marktsimulation durchgeführt werden, welche für Handelsaustausche innerhalb der Flow-Based-Region die relevanten Netzrestriktionen in Form der Flow-Based-Domains und an allen Grenzen die zuvor parametrisierten NTC-Werte berücksichtigt.

In der aktuellen Systemanalyse konnten nur die Vorgaben des Clean Energy Packages mit Stand des Triologverfahrens vom November 2018 berücksichtigt werden, insbesondere in Bezug auf die Flow-Based Marktkopplung in der Marktsimulation. Dabei wurde gemäß der im November 2018 vorliegenden Fassung von notwendigen Mindesthandelskapazitäten von 75% (vorgeschrieben sind nunmehr 70 Prozent) im Jahr 2025 und somit 47,5% für t+4 ausgegangen. Bei der Berechnung der Mindesthandelskapazitäten wurde die derzeit in CWE genutzte Methode (minRAM) verwendet, welche anders als nun auf europäischer Ebene vorgesehen, resultierende Handelsflüsse anderer Grenzen und Regionen und deren mindernde Wirkung nicht berücksichtigt. Außerdem sind aus technischen Gründen für die Berechnungen in t+4 keine internen Leitungen als kritische Netzelemente betrachtet worden. Diese sollen der finalen Version des CEP folgend jedoch Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen finden. Diese methodischen Differenzen führen insgesamt zu einer Überschätzung der Grenzkuppelkapazitäten für t+4 und somit möglicherweise zu einer Überschätzung des Redispatchbedarfs. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die ÜNB die neue Flow-Based Methode der Systemanalyse insofern weiterentwickeln, dass dies in zukünftigen Berechnungen abgebildet werden kann.

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 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 Lastzeitreihen des MAF 2018 unverändert 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 (168 Stunden) sowie ein Jahreslauf (8760 Stunden) untersucht.

Die Beantwortung der Einsatzfrage hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Die Einsatzkosten entsprechen den variablen Stromerzeugungskosten und umfassen Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und Kosten für Startvorgänge. Auf Basis der variablen Stromerzeugungskosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt werden. Auch technische 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 in der Marktsimulation 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 verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse 2019 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, die sogenannte Grenzsituation. Zusätzlich wird der Jahreslauf berechnet, aus dem sich in der diesjährigen Systemanalyse für den Zeithorizont t+4 eine weitere Grenzsituation ergibt. Die Reihenfolge der Berechnungen ist in Kapitel 1.2 erläutert.

Für alle Stunden des Jahreslaufs sowie für die Grenzsituation wird jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leitungsüberlastungen kommt. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall werden auch Ausfälle einzelner Leitungen ((n-1)-Sicherheit) und, in der Grenzsituation, zusätzlich relevante Mehrfachfehler (EC-Sicherheit) untersucht.

Treten Überlastungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands⁵ eingeleitet. In der Grenzsituation wird zunächst geprüft, ob der Netzengpass durch topologische Maßnahmen (wie z.B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden kann. Dieser Schritt wird auch für ausgewählte Stunden des Jahreslaufs durchgeführt, in denen ebenfalls ein sehr hoher Redispatchbedarf vorliegt.

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 die Leistungseinsenkung zur Einhaltung der Leistungsbilanz kompensiert.

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 1,5 GW 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 Pumpspeichern 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)- bzw. EC-sicherer Systemzustand einstellt. Die konkrete Auswahl der jeweils zum Redispatch herangezogenen einzelnen Kraftwerke erfolgt anhand von Effizienzkriterien, d.h. je kosteneffizienter 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 und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt den Netzreservebedarf jeder Stunde. Der maßgebliche Wert des Netzreservebedarfs ist in der Regel der der Grenzsituation, da dieser den Maximalwert darstellt (siehe Kapitel 1.2). Für die Systemsicherheit in allen Stunden kann es jedoch, wie bereits beschrieben, notwendig sein, weitere, regional anders verteilte Reservekraftwerke im Redispatch einzusetzen. 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 2019/2020 und 2022/2023 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 2):

⁵ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten.

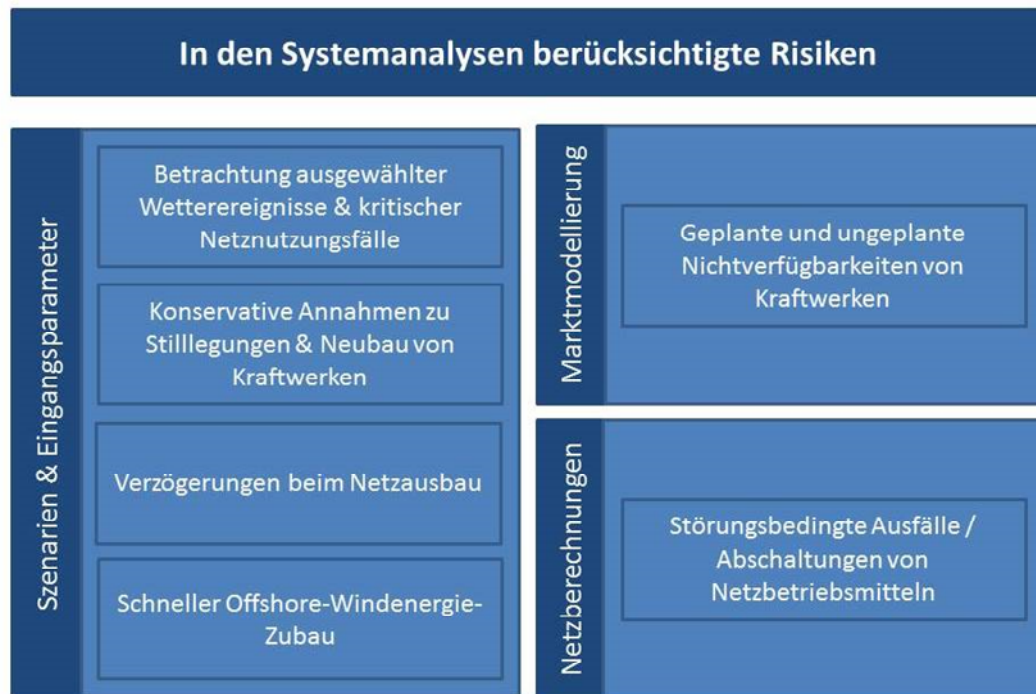


Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, potenziell 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 Beobachtungen in der Vergangenheit verschärft. So wurde zum einen das gleichzeitige Auftreten mehrerer kritischer Einflussfaktoren 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 Jahre⁶ 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,

⁶ 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.

haben die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber an Hand aktueller Erkenntnisse sowie dem BBPG-Monitoring mit Stand Q3/2018 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 (Starkwindszenario) tendenziell zu einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Süd-Transiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt.

Neben den genannten Risiken wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) führt 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 größeren 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 Risikofaktoren 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. Damit nicht notwendigerweise jede theoretisch denkbare Situation berücksichtigt. Wenn eine Situation bisher nicht aufgetreten ist oder von den Übertragungsnetzbetreibern nicht als potentiell Risiko erkannt wird, kann sie folglich auch nicht in der Systemanalyse berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber führen jedoch jedes Jahr umfassende Analysen durch, um potentiell kritische Netzsituationen zu identifizieren und zu untersuchen.

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

Trotz der getroffenen Vorsorgemaßnahmen im Bereich der Elektrizitätsversorgungssicherheit verbleiben Restrisiken. Absolute Sicherheit im Energieversorgungssystem konnte in der Vergangenheit nicht garantiert werden und wird auch in der Zukunft nicht garantiert werden können. So greift das Konzept der 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 Netz-situationen mit ausreichendem Vorlauf prognostiziert werden müssen, 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 parametrisiert, das den europäischen Strommarkt, einschließlich des Flow Based Market Coupling, 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 wird die notwendige Hard- und Software vorgehalten, um die Berechnungen für 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 2019/2020

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2019/2020 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2019/2020

In der Systemanalyse 2019 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 2019/2020 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 2019/2020 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 % im Starkwind/Starklast-Fall angenommen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2019/2020 angenommen wurden, sind in Tabelle 5 abgebildet. Die Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und wurden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	11,5
Dänemark - Ost	2,3
Dänemark - West	3,1
Frankreich	78,2
Italien	46,4
Luxemburg	0,8
Niederlande	15,9
Norwegen	20,6
Österreich	10,4
Polen	22,8
Schweden	18,8
Schweiz	8,7
Slowakei	3,8
Slowenien	2,2
Tschechien	9,7
Ungarn	5,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2019/2020

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, 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 2019/2020 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 82,8 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 4,7 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 6 dargestellte Summenwert von 87,5 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2019/2020⁷

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	14.678	6.610	21.288
Erdgas	15.012	5.659	20.671
Braunkohle	18.155	0	18.155
Kernenergie	4.106	4.008	8.114
Pumpspeicher	5.230	3.672	8.902
Sonstige	361	156	518
Mineralölprodukte	1.554	473	2.027
Abfall	1.152	518	1.670
Speicherwasser	35	1.262	1.297
Sonstiger Speicher	127	0	127
KWK < 10 MW			4.700
Summe im Markt			87.467

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2019/2020

⁷ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2019/2020 wird in Tabelle 7 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2019/2020 bei 122,7 GW.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen 2019/2020

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	1,6	0,0	6,3	0,8	1,0	0,0
Bayern	2,6	0,0	13,6	1,6	2,3	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	7,7	0,0	3,7	0,4	0,0	0,0
Bremen	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Hessen	2,2	0,0	2,2	0,3	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,4	1,1	2,1	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	11,5	4,8	4,3	1,5	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	6,2	0,0	5,4	0,8	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	3,8	0,0	2,4	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,5	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,2	0,0	2,0	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	5,2	0,0	2,5	0,5	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	6,8	1,7	1,8	0,5	0,0	0,0
Thüringen	1,8	0,0	1,5	0,3	0,0	0,0
Summe	54,7	7,7	48,2	7,6	4,0	0,5

Quellen: Mittelfristprognose von HEMF / Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg-Essen vom

11. Oktober 2018, Angaben der ÜNB

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2019/2020 ⁸

⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

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 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten auf Basis einer statistischen Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2005-2014)⁹ 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 2019/2020 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 4,1 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 2,1 GW in Österreich und 4,2 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, Mineralölprodukte, Abfall, Sonstige und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2019/2020 im Szenario Winter (Starkwind/Starklast) als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

⁹ Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2005-2014, Edition 2015, 26.10.2016

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA1404	Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	Block D	172	Teilausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	Block H	406	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 Karl- straße		95	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	Braunschweig HKW- Mitte	GuD	31	Teilausfall	Erdgas
BNA0220	Düsseldorf	AGuD_DT	68	Vollausfall	Erdgas
BNA0607	Emsland	KKE	168	Teilausfall	Kernenergie
BNA1015	Wedel	GT A	45	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	42	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA1083	Barmen	Block 2	39	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	28	Teilausfall	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, Kraft- werk I	Block 4	41	Vollausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	Block 4	242	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.200		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtver- fügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW 3 GT/DT	334	Teilausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	Block 1	383	Vollausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	21	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	790	Teilausfall	Kernenergie
BNA0382	Gundremmingen	C	358	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	Walheim	WAL GT D	66	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA1007a	SKW Gasturbine		16	Teilausfall	Mineralöl- produkte
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzen- wald	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	113	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen- Dampfkraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	117	Teilausfall	Steinkohle
BNA0434	Heizkraftwerk Heil- bronn	HLB 7	393	Teilausfall	Steinkohle
BNA0644	GKM Mannheim	Block 6 15/17	255	Vollausfall	Steinkohle
Summe			4.141		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr	2	168	Teilausfall	Steinkohle
Donaustadt	3	367	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	EB	416	Vollausfall	Erdgas
Theiß	A	40	Teilausfall	Erdgas
Wien Schwechat	EB	42	Teilausfall	Mineralölprodukte
Feldsee 1	1	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Feldsee 2	2	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg II	21	153	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe		2.100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2018) hinaus sind für 2019 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2019/2020 (Stichtag 31.12.2019) umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen berücksichtigt.

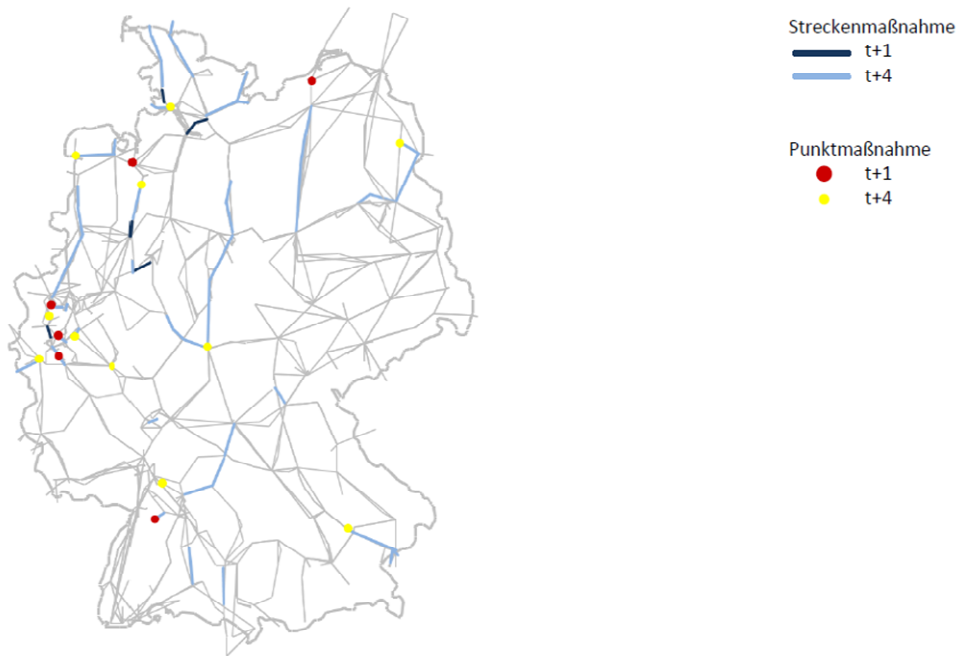


Abbildung 3 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2019/2020 (t+1) und 2022/2023 (t+4) berücksichtigt werden konnten.

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 2019/2020 wurde daher die aktuelle, bereits durch die Netzbetreiber erstellte Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die somit für die Grenzsituation 2019/2020 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.

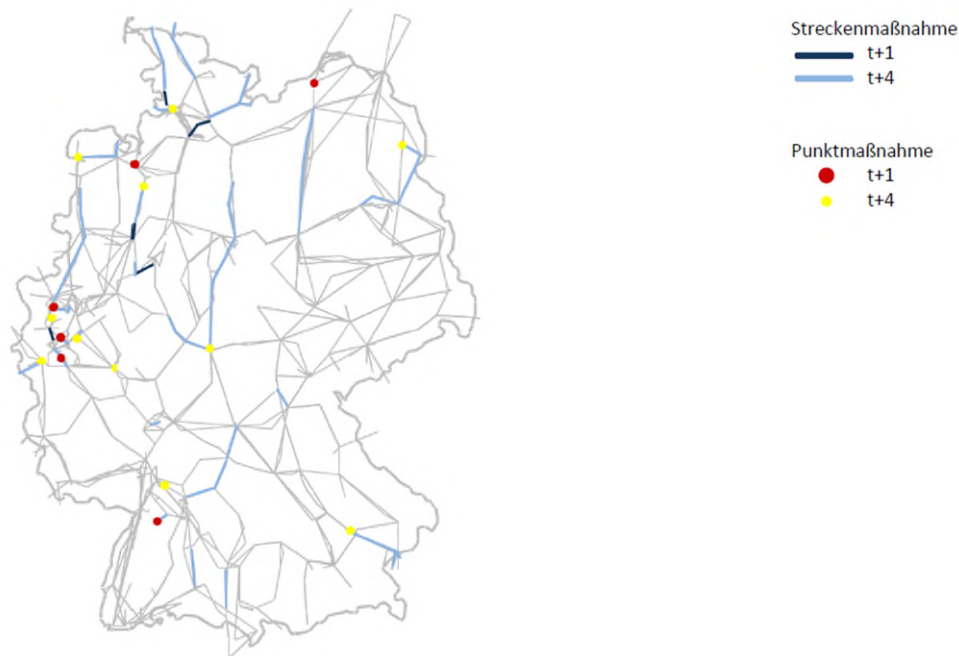


Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 und 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland in t+1

Stromkreis
Röhrsdorf - Weida
Streumen – Röhrsdorf
Krümmel – Krümmel
Irsching – Raitersaich
Eichstetten – Gurtweil (Höllental West)
Parchim Süd - Güstrow
Pleinting Trafo 421
Großgartach Trafo 211
Bünzwangen - Einsammelschienenbetrieb
Eichstetten – getrennter 2 Sammelschienenbetrieb
Daxlanden – getrennter 2 Sammelschienenbetrieb
Philippsburg – getrennter 2 Sammelschienenbetrieb

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2019/2020

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im benachbartem Ausland in t+1

Belgien
Achene - Gramme
Schweiz
Westtirol Pradella (Inn Nord)
Beznau-Y – Waiach (Irschel Nord)
Beznau – Breite (Irschel Süd)
Sills – Pradella – Robbia (Preda)
Bassecourt Trafo 32
Tschechien
Cebin - Mirovka
Österreich
Bürs - Westtirol
Hausruck - Ernsthofen
Hausruck – Sattledt
St Peter – Kronstorf

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Ausland für die Grenzsituation 2019/2020

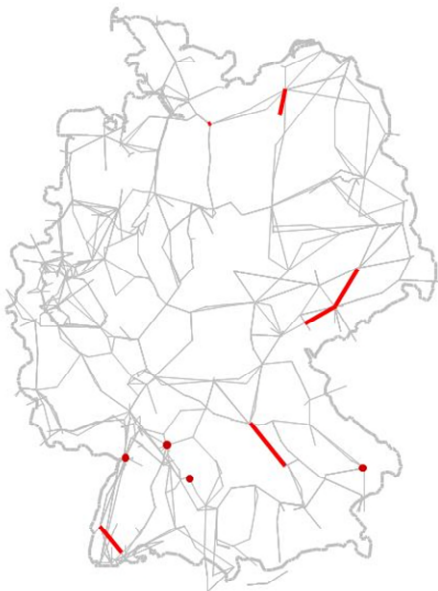


Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2019/2020

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 elektrischer Energie 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 Tschechische Republik.

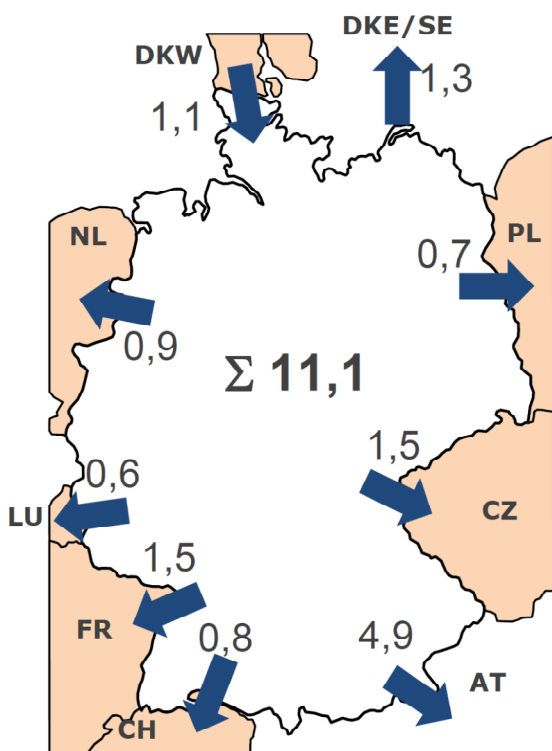


Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 11,1 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich sind auf den maximalen Wert von 4,9 GW („Mindest-NTC“) be-

grenzt. Die Ausfuhren nach Skandinavien (Schweden und Dänemark Ost) entlasten die Lastflüsse in Nord-Süd-Richtung durch ihre gegenläufige Richtung. Die Ausfuhren nach Frankreich mit 1,5 GW und in die Schweiz mit 0,8 GW hingegen wirken belastend auf die Lastflussrichtung von Nord nach Süd.

3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2019/2020

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 273

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	2,9	6,8
Braunkohle	15,1	0,0	15,1
Steinkohle	4,6	1,5	6,2
Erdgas	3,8	2,0	5,8
Mineralölprodukte	0,2	0,0	0,2
Sonstige	1,9	0,6	2,5
KWK < 10 MW	2,9	1,4	4,4
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	32,5	8,4	40,9
Wind Onshore	37,5	2,4	39,9
Wind Offshore	7,3	0,0	7,3
Photovoltaik	0,7	1,9	2,5
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,6	1,9
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	49,1	7,8	57,0
Summe Erzeugung	81,6	16,3	97,9
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	52,2	34,7	86,9
Last (inkl. Pumpbezug)	52,2	34,7	86,9
Saldo	29,4	-18,4	11,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2018/2019

Die in Tabelle 13 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.

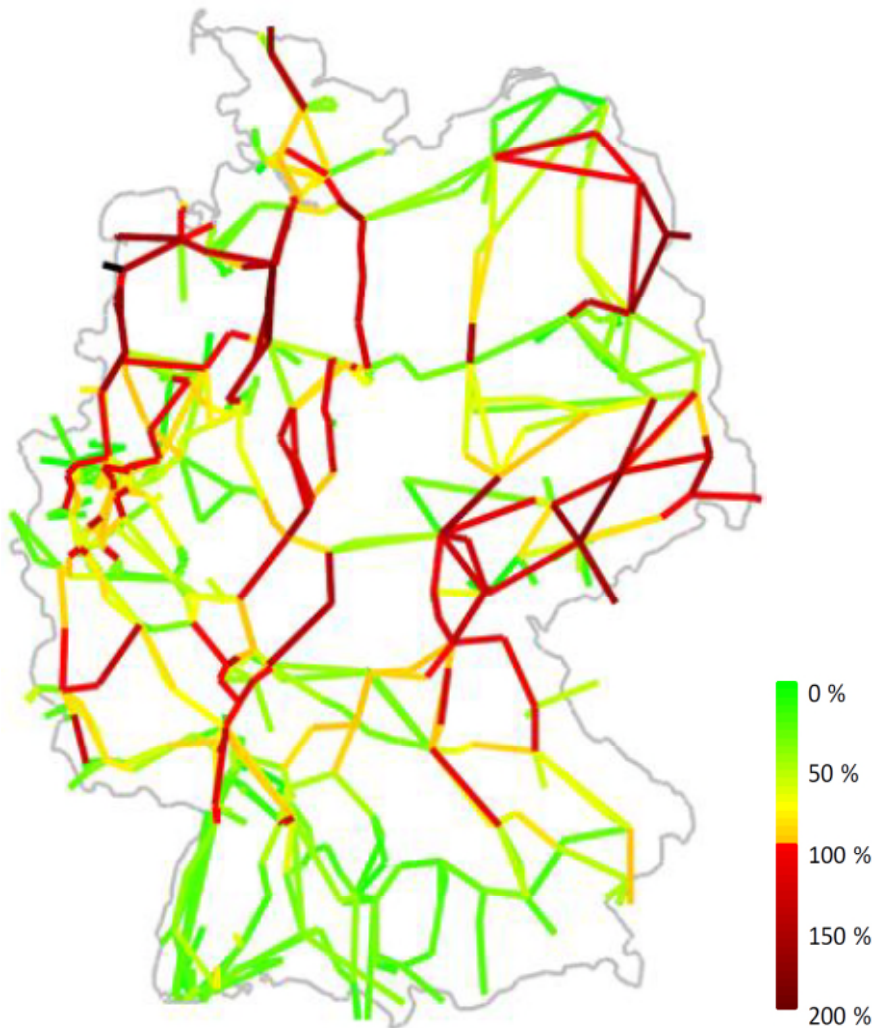


Abbildung 6 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftretts systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden – wie in Abschnitt 1.2 und Abschnitt 3.3.1 beschrieben – durch kurative Maßnahmen reduziert.

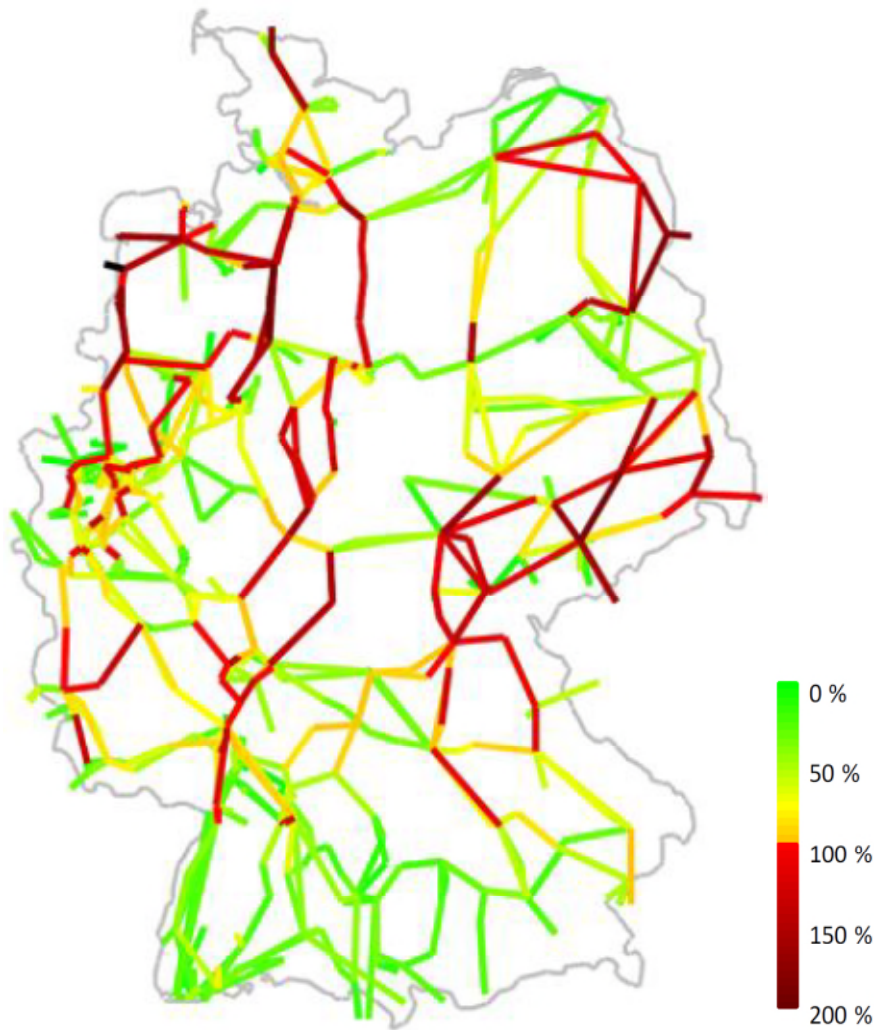


Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2019/2020 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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 9,6 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 4,3 GW. Zudem kommen gesicherte Erzeugungskapazitäten in Höhe von 1,5 GW in Österreich zum Redispatch zum Einsatz.

3.3 Netzreservebedarf 2019/2020

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 5.126 MW installierter Leistung für den Winter 2019/2020.

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 2019/2020 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Szenario Starklast/Starkwind die hochbelastete Stunde 273 bei Auftritt von relevanten Mehrfachfehlern ("EC") untersucht und diese Stunde als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation

tion mit einem zeitgleichen Reservebedarf von 4,3 GW herausgearbeitet (vgl. Tabelle 14). Würden lediglich (n-1)-Fehler berücksichtigt, säne der Reservebedarf in der Stunde 273 um 1,3 GW auf 3 GW. Aufgrund der unterschiedlichen Netzsensitivitäten der einzelnen Kraftwerke entspricht der Reservebedarf von 4,3 GW einer installierten Netzreserveleistung von 4,7 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 5.126 MW ergibt.

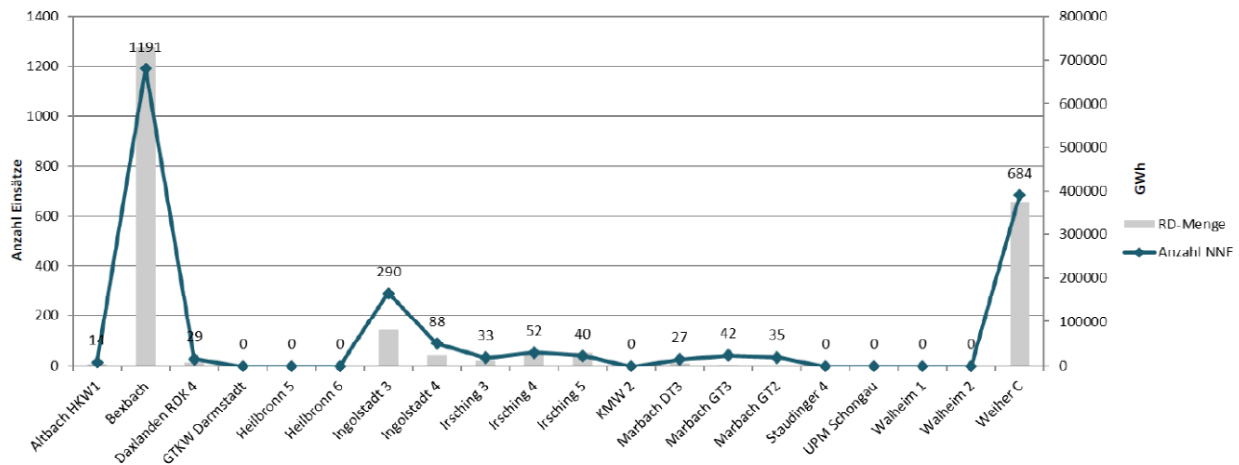
Vergleich der untersuchten Stunden in der Grenzsituation Starklast / Starkwind

	Stunde 273
negativer Redispatch	
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	11
marktbasierte Kraftwerke [GW]	3,7
negativer Redispatch im Ausland [GW]	0,7
Summe [GW]	15,5
positiver Redispatch	
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	9,6
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,0
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	4,3
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	0
Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5
Summe [GW]	15,5
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2019/2020

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 86,9 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr hohe Exportleistung in Höhe von 11,1 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dämmerung in den Abendstunden kaum Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.



Abbildungung 7: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2019/2020

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. Dabei werden Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Entlastung von hoch ausgelasteten Leitungen und Sammelschienen führen können. Die umfangreichen netzbezogenen Maßnahmen 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 Redispatch, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei unter Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler 15,5 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 9,6 GW, deutsche Netzreservekraftwerke in Höhe von 4,3 GW, und der Abruf österreichischer Kraftwerke über die Redispatchkooperation beider Länder in Höhe von 1,5 GW einher.

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.

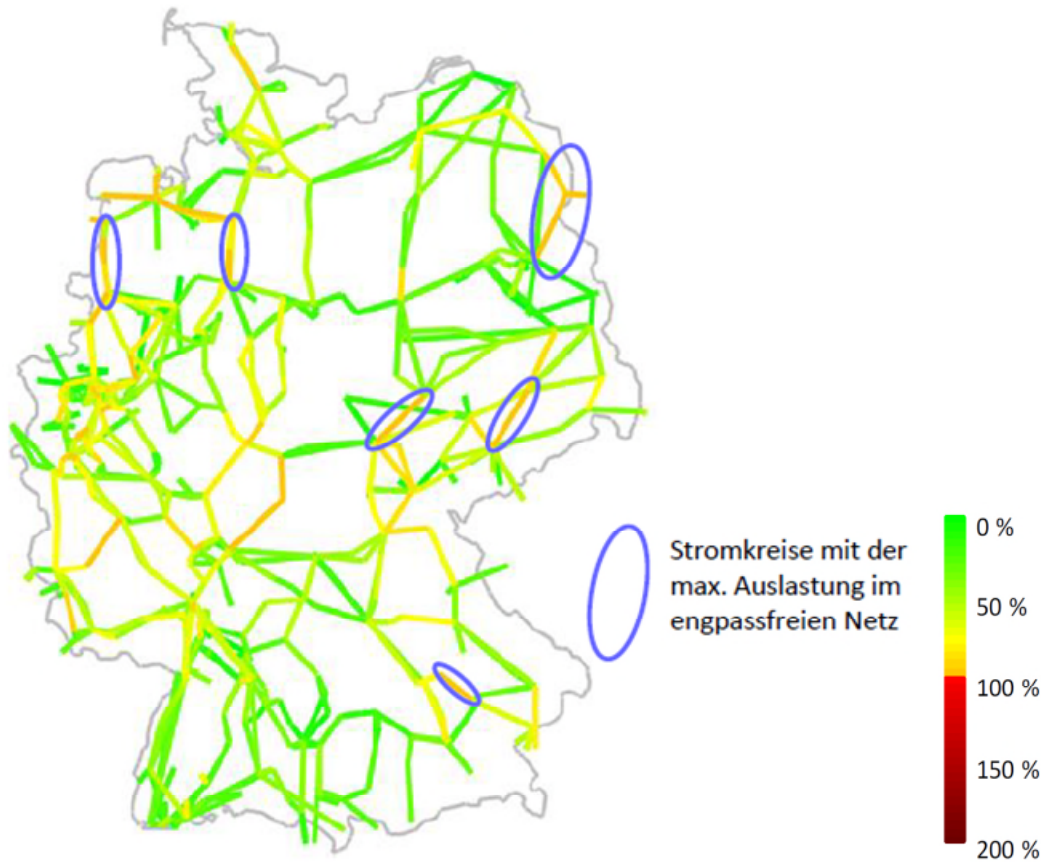


Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2018/2019 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Prognosen, die hinsichtlich des Winters 2019/2020 zuletzt im Rahmen der Systemanalyse 2015 angestellt wurden, steigt der Reservebedarf für 2018/2019 in der aktuellen Reservebedarfsfeststellung um 3,5 GW von 1,6 GW auf 5,1 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 Systemanalyse aus dem Jahr 2015 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. Auch die Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler, die Erhöhung der Kapazitäten in CWE auf minRAM 20% und das Ausscheiden weiterer Kraftwerke, die in die Reserve überführt wurden, tragen maßgeblich zur Steigerung des Reservebedarfs bei. Zudem wurden in den Systemanalysen des Jahres 2015 entsprechend der damaligen Rechtslage lediglich (n-1)-Fehler bei der Bedarfsdimensionierung berücksichtigt. Eine direkte Vergleichbarkeit mit den Bedarfsanalysen aus dem Jahr 2015 ist damit nicht mehr gegeben.

3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2019/2020 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von derzeit 6.597,6 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung:

Nationale Netzreservekraftwerke 2019/2020

	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 - Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342
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		6.597,6

Tabelle 15: Nationale Netzreservekraftwerke 2019/2020

3.3.4 Entlassung systemrelevanter Kraftwerke aus dem robusten Kraftwerkspark in die Stilllegung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in der Systemanalyse festgestellt, dass von der insgesamt installierten Leistung aus Netzreservekraftwerken in Höhe von 6.597 MW lediglich 5.126 MW benötigt werden, um den Netzreservebedarf im Winter 2019/2020 zu decken. Bei den Anlagen, die nicht benötigt werden handelt es um

die Kraftwerksblöcke Staudinger 4, Walheim 1 und 2, Heilbronn 5 und 6, Kraftwerke Mainz-Wiesbaden 2, die allesamt von ihren Betreibern zur endgültigen Stilllegung angezeigt worden sind sowie die zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Blöcke GTKW Darmstadt und UPM Schongau. Die Leistung dieser Blöcke ergibt den Differenzbetrag zwischen der installierten Netzreserveleistung und dem festgestellten Netzreservebedarf für den Winter 2019/2020.

Eine Entlassung der zuvor genannten Blöcke in die Stilllegung kommt in Bezug auf die zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen nicht in Betracht. Ausweislich der letztjährigen Systemanalyse und Netzreservebedarfsfeststellung werden diese Anlagen im Winter 2020/2021 benötigt, um den Netzreservebedarf zu decken. Auch die Ergebnisse der vorliegenden Systemanalyse für das Jahr 2022/2023 zeigen, dass die genannten Anlagen zur Deckung des Netzreservebedarfs benötigt werden (siehe unten Kapitel C.4.3.2). Eine Entlassung der Anlagen in die endgültige Stilllegung in Kenntnis der Tatsache, dass bereits Systemanalysen vorliegen, nach denen die Anlagen im Anschluss an den kommenden Winter wieder benötigt werden, ist unter Risikovorsorgegesichtspunkten abzulehnen. Unabhängig hiervon können sich die Übertragungsnetzbetreiber auf die sie begünstigenden Systemrelevanzausweisungsgenehmigungen bezüglich der vorgenannten Blöcke berufen, die jedenfalls bis zum 30.06.2020 Bestand haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber, die im Fall einer geplanten vorläufigen Stilllegung eines Kraftwerks durch einseitige Erklärung gegenüber dem Kraftwerksbetreiber die Systemrelevanz eines Kraftwerks aussprechen können und hiermit das Stilllegungsverbot auslösen, können nun prüfen, ob die Blöcke UPM Schongau und GTKW Darmstadt auch aus anderen Gründen als zum strombedingten Redispatch, beispielsweise zur Spannungshaltung oder als systemrelevantes Gaskraftwerk, benötigt werden. Sollte dies nicht der Fall sein, könnte eine vorläufige Stilllegung in Betracht kommen.

Die genannten Kraftwerke bleiben ausweislich der Systemanalyse der ÜNB aus dem Jahr 2018 jedenfalls ab dem 01.04.2020 systemrelevant. Sollten sich die Übertragungsnetzbetreiber dazu entschließen, Anlagen in die vorläufige Stilllegung zu entlassen, könnten sie die Betreiber rechtzeitig vorher anweisen, die Kraftwerke wieder für den Einsatz in der Netzreserve bereitzuhalten. Eine rechtliche Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, die Kraftwerke, wenn auch nur temporär, in die vorläufige Stilllegung zu entlassen, besteht indes nicht.

4. Netzreserve für 2022/2023

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2022/2023 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2022/2023

In der Systemanalyse 2019 wurde zunächst der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.6).

Die Analyse des Jahreslaufes ergab jedoch, dass auch außerhalb der synthetischen Woche Situationen auftreten können, die einen hohen Einsatz von Reservekraftwerken erfordern. Der Starkwind/Starklast-Fall ist damit nicht mehr allein bedarfsdimensionierend. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurden kritische Stunden identifiziert, die bei hohen Importen im Norden Deutschlands und hoher Last sowie Exporten im Süden bei hoher Einspeisung aus konventioneller Erzeugung (und dadurch geringem positiven Redispatchpotential aus Marktkraftwerken) den Bedarf an Netzreserve determinieren können. Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2022/2023 in diesen Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

4.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2022/2023 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 88,6 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 2022/2023 angenommen wurden, sind in Tabelle 16 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast (NNF 307) [GW]	Jahreslauf (NNF 950) [GW]
Belgien	11,4	13,3
Dänemark – Ost	2,0	2,5
Dänemark - West	3,2	3,8
Frankreich	72,0	96,6
Italien	40,2	48,4
Luxemburg	0,7	1,1
Niederlande	15,6	17,5
Norwegen	18,9	20,8
Österreich	9,0	11,8
Polen	23,0	25,0
Schweden	18,1	23,6
Schweiz	8,0	9,8
Slowakei	3,6	4,3
Slowenien	2,0	2,0
Tschechien	9,0	11,4
Ungarn	5,7	5,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Lastannahmen in den betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2022/2023

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 Kraftwerksliste. 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 2022/2023 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 74,2 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 5,6 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 17 dargestellte Summenwert von rund 79,8 GW.

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat am 26. Januar 2019 ihren Abschlussbericht vorgelegt und Empfehlungen für den Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung ausgesprochen. Diese Empfehlungen, nach denen eine Reduzierung der marktbasierenden Stromerzeugung aus Kohle zu erwarten ist, konnten in den Systemanalysen 2019 nicht berücksichtigt werden. So wurden die Eingangsparameter, zu denen auch die Kraftwerksdaten gehören, am 01. Dezember 2018 fixiert.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) 2022/2023¹⁰

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	14.938	5.659	20.597
Steinkohle	14.678	6.278	20.956
Braunkohle	18.155	0	18.155
Pumpspeicher	5.230	3.629	8.859
Kernenergie	0	0	0
Sonstige	327	156	483
Mineralölprodukte	1.554	473	2.027
Abfall	1.152	518	1.670
Speicherwasser	35	1.262	1.297
Sonstige Speicher	127	0	127
KWK < 10 MW			5.600
Summe im Markt			79.769

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2022/2023

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2022/2023 wird in Tabelle 18 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2022/2023 bei 143,2 GW gegenüber 122,7 GW für 2019/2020. Die Steigerung setzt sich zusammen aus einem Anstieg bei Photovoltaik um 10,1 GW, Windenergieanlagen an Land um 9,2 GW und Wind auf See um 1,1 GW und Biomasse um 0,1 GW.

¹⁰Dabei 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 2022/2023

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	7,3	0,7	1,0	0,0
Bayern	3,1	0,0	16,5	1,6	2,3	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Brandenburg	9,5	0,0	4,7	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	0,1	0,0	0,0
Hessen	2,9	0,0	2,5	0,3	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4,1	1,8	3,1	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	12,9	4,8	4,9	1,6	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	7,5	0,0	6,3	0,8	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	4,6	0,0	2,9	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,1	0,0	2,4	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	5,6	0,0	3,0	0,5	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	7,7	2,1	2,2	0,5	0,0	0,0
Thüringen	2,1	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0
Summe	63,9	8,7	58,3	7,7	4,0	0,5

Quellen: Mittelfristprognose von HEMF / Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg-Essen vom 11. Oktober 2018, Angaben der ÜNB

Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2022/2023 ¹¹

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.

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

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2022/2023 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,1 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 2,2 GW in Österreich und 4,0 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 2022/2023 gegenüber dem Jahr 2019/2020 betragen minus 1,0 GW in der Region Süd bzw. minus 0,2 GW in der Region Nord. Die reduzierten Nichtverfügbarkeiten resultieren im Wesentlichen aus den wegen der Stilllegungen entfallenen Nichtverfügbarkeiten aus Kernenergie. Zudem haben sich die Annahmen bei den Nichtverfügbarkeiten von mehreren Kraftwerken verändert, während eine Reihe angenommener Nichtverfügbarkeiten 2022/2023 gegenüber 2019/2020 unverändert bleiben. In Österreich ist die nicht verfügbare Leistung in Summe um 0,1 GW angestiegen.

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

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2022/2023 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
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	263	Teilausfall	Braunkohle
BNA0086	Reuter West	D	282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	C	195	Teilausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	4	413	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		95	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte, Braun- schweig	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA0220	Lausward	AGuD_DT	13	Teilausfall	Erdgas
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	70	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	2	39	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	110	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0558	Erzhausen	M2	10	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			4.000		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0518b	Rheinhafen- Dampfkraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA1093	Zolling	5	217	Teilausfall	Steinkohle
BNA0434	Heilbronn	HLB 7	430	Teilausfall	Steinkohle
BNA0644	GKM Mannheim	Block 6 15/17	255	Vollausfall	Steinkohle
BNA0626	Mainz	KW 3 GT/DT	434	Vollausfall	Erdgas
BNA0744	Franken 1	1	248	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	Walheim	GT D	62	Teilausfall	Mineralölpro- dukte
BNA1019	Wehr		227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	Kühtai	Ma 1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	128	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			4.000		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr	2	44	Teilausfall	Steinkohle
Donaustadt	3	367	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	EB	416	Vollausfall	Erdgas
Theiß	A	33	Teilausfall	Erdgas
Wien Schwechat	EB	22	Teilausfall	Mineralölprodukte
Feldsee 1	1	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Feldsee 2	2	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg II	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg II	22	142	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe		2.178		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2018) hinaus sind bis 2022 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2022/2023 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen für die Analyse von t+4 berücksichtigt. Abbildung 9 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2019/2020 (t+1) und 2022/2023 (t+4) 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 2019/2020 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch aufgrund ihrer geplanten Fertigstellungen für den Zeitraum 2022/2023 in die Analyse des Zeitraums t+4 inkludiert worden sind. Insbesondere im Norden Deutschlands können zudem wichtige Leitungsbauprojekte als umgesetzt angenommen werden.

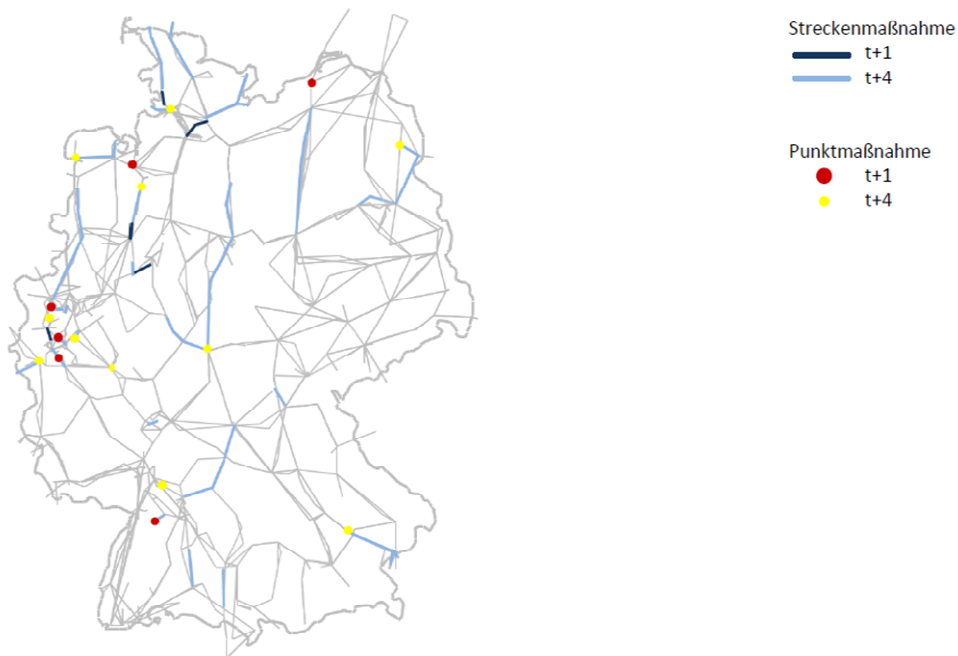


Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 und 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPIG

	Maßnahme	Art
DC2	Anlage Rheinau	Anlage
P25	Husum/Nord-Niebüll/Ost	Leitung
P25	Niebüll/Ost - Bundesgrenze DK	Leitung
P25	Heide/West - Husum/Nord	Leitung
P34	Parchim/Süd - Perleberg	Leitung
P34	Güstrow - Parchim/Süd	Leitung
P34	Stendal/West-Wolmirstedt	Leitung
P48	Grafenrheinfeld - Kupferzell	Leitung
P48	Kupferzell - Großgartach	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
P67	Altheim - Bundesgrenze Österreich	Leitung
P67	Altheim - Adlkofen	Leitung
P67	Adlkofen - Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung
P67	Altheim	Anlage
P69	Emden/Ost - Conneforde	Leitung
P69	Emden/Ost	Anlage
P70	Birkenfeld-Mast 115A	Leitung
P72	Göhl - Lübeck	Leitung
P72	Lübeck - Siems	Leitung
P72	Kreis Segeberg - Lübeck	Leitung
P118	Borken - Mecklar	Leitung
P151	Borken - Twistetal	Leitung
P185	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	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 22: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPIG

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG

	Maßnahme	Art
50HzT-003	Neuenhagen-Vierraden-Bertikow	Leitung
50HzT-003	Bertikow	Anlage
50HzT-007	Neuenhagen - Henningsdorf - Wustermark	Leitung
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen	Leitung
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung
AMP-009	Punkt Wettringen - Punkt Meppen	Leitung
AMP-010	Hesseln - Gütersloh	Leitung
AMP-014	Osterrath-Gohrpunkt	Leitung
AMP-014	Gohrpunkt-Rommelsbach	Leitung
AMP-018	Brauweiler-Sechtem	Leitung
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung
AMP-022	Kruckel-Garenfeld	Leitung
TTG-005	Audorf-Flensburg-Kassø	Leitung
TTG-006	Wahle - Mecklar	Leitung
TTG-007	Dörpen/West - Punkt Meppen	Leitung
TTG-009	Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung
TTG-009	Ganderkesee	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen

	Maßnahme	Art
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	Leitung
50HzT-neu	Lubmin - Anbindung Wikinger 2	Anlage
AMP-002	Pkt. Ackerstraße-Pkt. Mattlerbusch	Leitung
AMP-029	Uerdingen	Anlage
AMP-Neu	Büscherhof-LMG	Leitung
AMP-Neu	Dreibein Karnap	Leitung
AMP-Neu	St. Peter-Opladen	Leitung
AMP-Neu	Dauersberg	Anlage
AMP-Neu	Urberach (Teil2)	Anlage
AMP-Neu	Tiengen	Anlage
P47a	Punkt Okriftel - Farbwerke Höchst-Süd	Leitung
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM	Anlage
P158	St. Peter	Anlage
TTG-P113	Stadord/Wahle	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

Der Prozess der Übertragungsnetzbetreiber zur rollierenden Freischnittplanung umfasst das jeweilige Folgejahr. Daher sind für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 noch keine (zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) abgestimmten Freischnittplanungen bekannt und entsprechend nicht im Netzmodell berücksichtigt. Abschaltmaßnahmen aufgrund von Ausbaumaßnahmen werden entsprechend der Planungen auch im Netzmodell abgebildet.

4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits in Abschnitt 1.4 erläutert, beruhen die Ergebnisse auf einer europäischen Marktsimulation, welche sowohl die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Deutschland prognostiziert als auch die Ein- und Ausfuhr im europäischen Binnenmarkt. Diese Marktsimulation prognostiziert auch in 2022/2023 bereits starke Flüsse innerhalb Deutschlands.

Ogleich der Außenhandelsüberschuss im Vergleich zu vorangegangenen Untersuchungshorizonten sinkt, führt der Außenhandel zu hohen Transiten im deutschen Übertragungsnetz. Es kann beobachtet werden, dass Importen aus Skandinavien in Höhe von 3,9 GW Exporten elektrischer Energie in erheblichem Umfang nach Frankreich, in die Niederlande und Österreich gegenüberstehen. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch im Netznutzungsfall 950. Diese Transite belasten das deutsche Übertragungsnetz und machen umfangreiche Gegenmaßnahmen im Netzbetrieb notwendig.

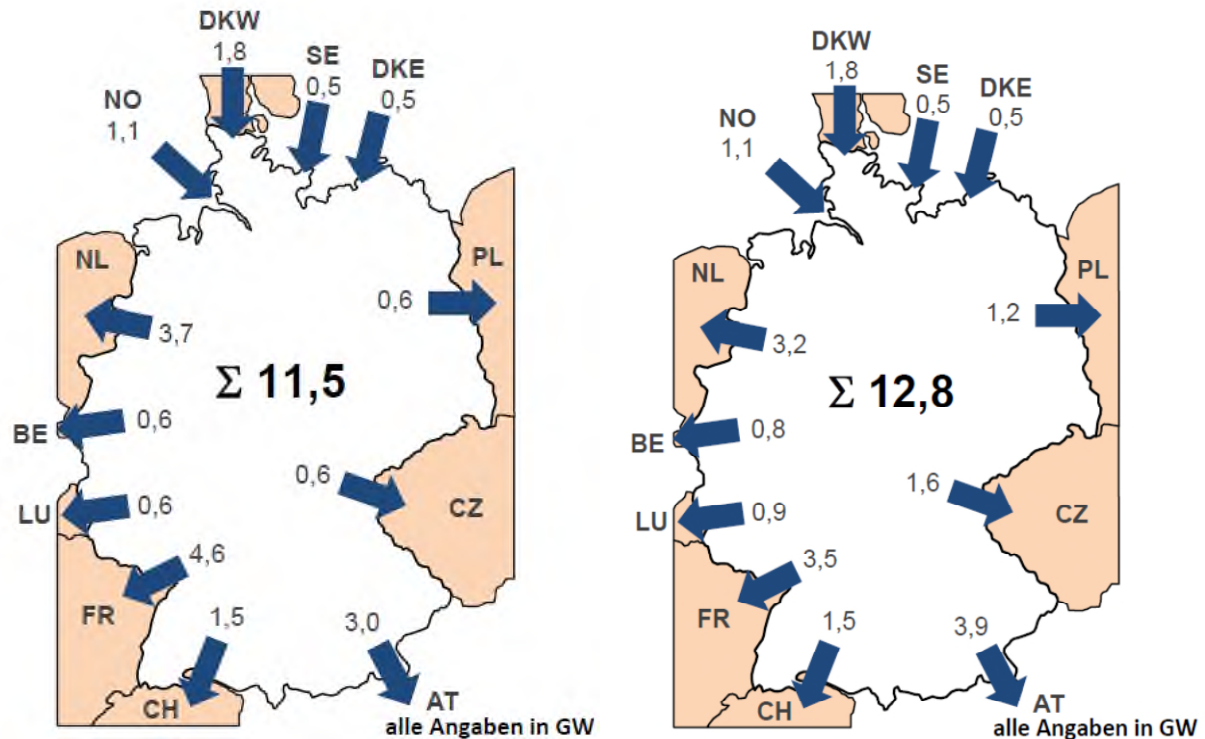


Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (Netznutzungsfall 307) in 2022/2023 (links) und im Netznutzungsfall 950 (rechts) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2022/2023

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 25 und 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 307

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	16,7	0,0	16,7
Steinkohle	9,9	3,5	13,4
Erdgas	3,8	2,2	6,0
Mineralölprodukte	0,1	0,0	0,2
Sonstige	2,0	0,6	2,6
KWK < 10MW	3,5	1,7	5,2
Pumpspeicher	1,3	0,0	1,3
Summe konv.	37,4	8,0	45,4
Wind Onshore	35,5	3,4	38,9
Wind Offshore	8,3	0,0	8,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	47,5	7,1	54,6
Summe Erzeugung	84,9	15,1	100,0
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	53,6	35,0	88,6
Last (inkl. Pumpbezug)	53,6	35,0	88,6
Saldo	31,2	-19,8	11,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Ergebnisse der Marktsimulation für 2022/2023 für den Netznutzungsfall 307

Marktsimulationsergebnisse im Netznutzungsfall 950

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	15,9	0,0	15,9
Steinkohle	13,7	4,8	18,5
Erdgas	8,8	3,1	11,9
Mineralölprodukte	0,2	0,0	0,3
Sonstige	1,9	0,6	2,5
KWK < 10MW	3,6	1,7	5,3
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	44,2	10,3	54,5
Wind Onshore	23,8	2,1	25,9
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	4,6	4,6	9,2
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	37,8	10,1	47,9
Summe Erzeugung	82,0	20,4	102,4
Pumpspeicher (Bezug)	1,0	1,1	2,1
Stromverbrauch	52,3	35,2	87,5
Last (inkl. Pumpbezug)	53,3	36,3	89,6
Saldo	28,8	-16,0	12,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2022/2023 für den Netznutzungsfall 950

Um auch in diesen Fällen das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 6,8 GW im Netznutzungsfall 307 und 6,1 GW im Netznutzungsfall 950. Zusätzlich setzen die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Fall gesichertes Redispatchpotential in Höhe von 1,5 GW respektive 0,9 GW in Österreich ein. Darüber hinaus ist ein gesichertes Redispatchpotential von bis zu 3,7 GW im Ausland notwendig.

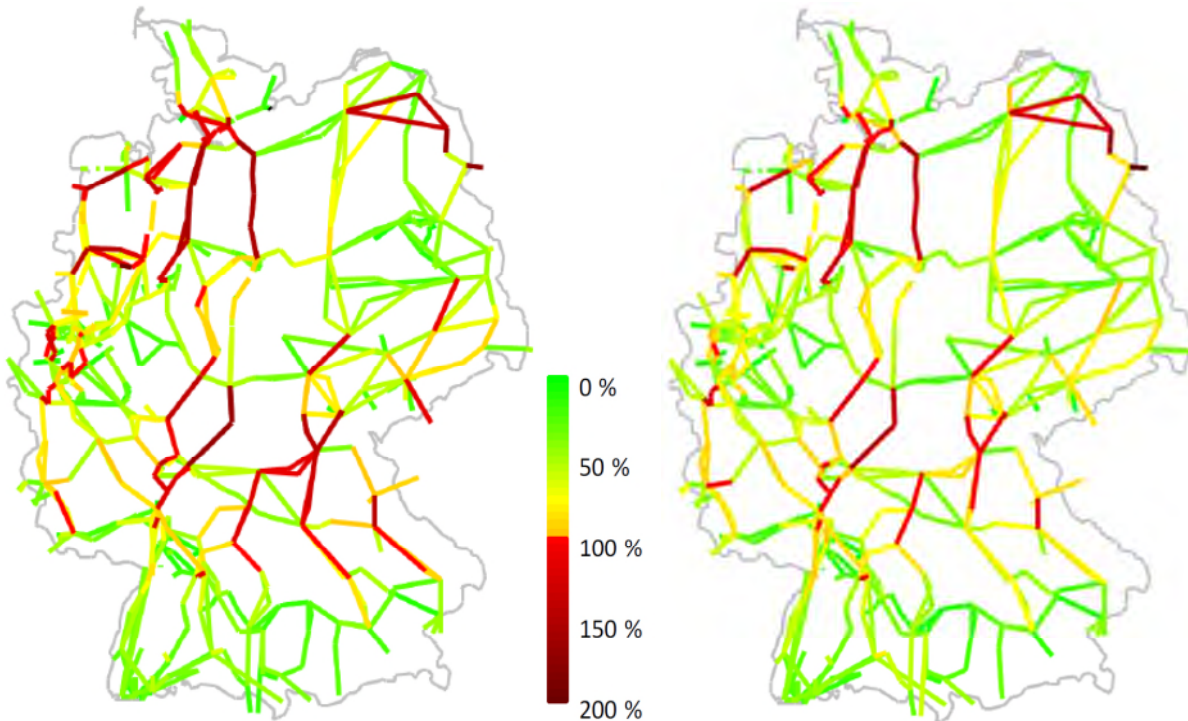


Abbildung 11: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2022/2023 im Netznutzungsfall 307 (links) und im Netznutzungsfall 950 (rechts) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.3 Netzreservebedarf 2022/2023

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 10.647 MW für das Jahr 2022/2023. Dieser Wert setzt sich zusammen aus der benötigten installierten Leistung in Höhe von 6.947 MW in der Grenzsituation Starkwind / Starklast und den im NNF 950 zusätzlich benötigten maximalen Auslandsredispach von 3.700 MW.

Für das Jahr 2022/2023 wurde auf Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber der Starkwind-/Starklastfall mit relevanten Mehrfachfehlern sowie der Netznutzungsfall als die bedarfsdimensionierende Situation herausgearbeitet. Der in den Situationen notwendige Redispachbedarf ist in Tabelle 27 dargestellt. Dieser Bedarf ist noch ohne Freischaltplanung, da für den Betrachtungshorizont noch keine Informationen über die dann vorliegende Freischaltplanung aufgrund von Netzerweiterungen und -umbauten vorliegen. Die Einfügung einer hypothetischen Freischaltplanung in die Analyse für den Zeitraum erscheint der Bundesnetzagentur beim derzeitigen Stand der Erkenntnisse als 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.

Der Bedarf für die Zeitscheibe 2022/2023 wird erneut in einer zukünftigen Bedarfsanalyse bestimmt. Zu diesem Zeitpunkt werden genauere Informationen zur Freischaltplanung, zu den in Betrieb befindlichen Marktkraftwerken, den konkreten Details des Kohleausstiegs, dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, den erreichten Fortschritten beim Leitungsbau 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.

Grenzsituationen 2022/2023

	Netznutzungsfall 307	Netznutzungsfall 950
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	6,1	3,3
marktbasierte Kraftwerke [GW]	7,7	9,5
Summe [GW]	13,8	12,8
positiver Redispatch		
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	3,3	1,2
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,0	0,8
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	6,8	6,1
Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5	0,9
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	2,2	3,7
Summe [GW]	13,8	12,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2022/2023

Der Starkwind- /Starklastfall in Stunde 307 der synthetischen Woche ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage in Höhe von 88,6 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 (11,5 GW). Beides führt zu Netztransiten von Nord nach Süd und damit zu hohen Netzbelastungen (Abbildung 11). Im Netznutzungsfall 950 wird eine geringere Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen beobachtet. Dies führt zu höheren Strompreisen in Deutschland die jedoch von den Preisen im elektrisch benachbarten Ausland jedoch überwiegend übertroffen werden. Dieses Preisgefälle führt zu Ausfuhren elektrischer Energie mit einem Saldo von 12,8 GW. Einzig die Strompreise in Skandinavien liegen unterhalb der deutschen Strompreise, sodass ein netztechnisch ungünstiger Import aus Skandinavien beobachtet werden kann. Im Vergleich zu früheren Untersuchungen sinkt der Außenhandelssaldo. Dies begründet sich jedoch im Wesentlichen aus der Tatsache, dass höherem Maße Strom aus Skandinavien importiert wird wohingegen die Exporte nicht in gleicher Weise ansteigen. Da ein großer Teil des im Norden importierten Stroms über das deutsche Übertragungsnetz in die Verbrauchszentren in Süddeutschland und das benachbarte Ausland übertragen werden muss, wird das Übertragungsnetz erheblichen Belastungen ausgesetzt. Der Außenhandelssaldo ist demnach kein Indikator für die zu erwartenden Belastungen des Übertragungsnetzes. Wesentlich in der Betrachtung ist, wie sich die Ein- und Ausfuhren an den jeweiligen Grenzen einstellen.

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 bereits in

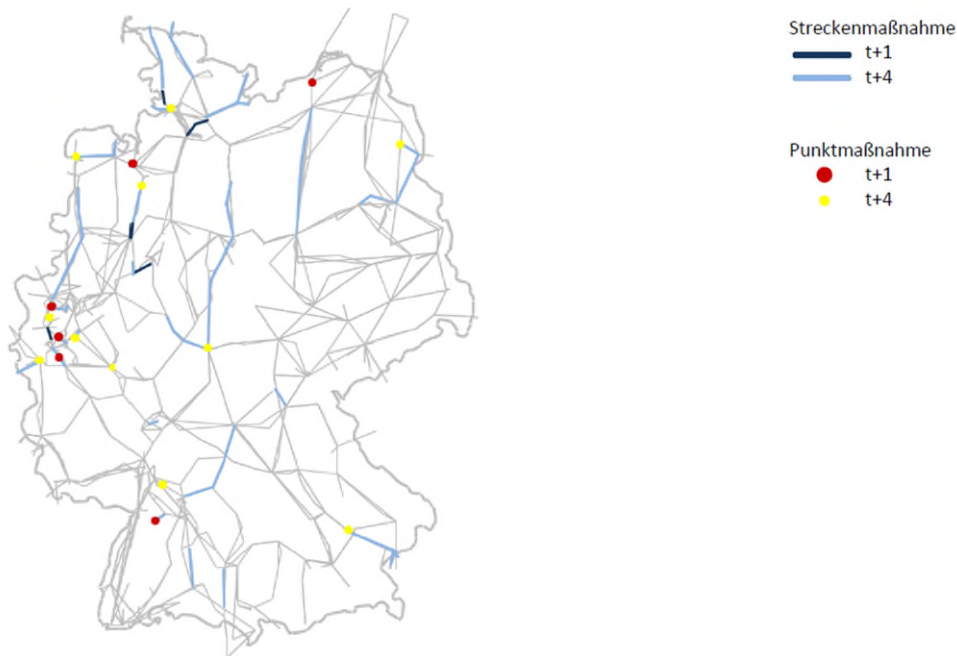


Abbildung 3 (vgl. Seite 44) gezeigten Inbetriebnahmen zahlreicher Punkt- und Streckenmaßnahmen zu nennen. Trotz dieser insgesamt umfangreichen Maßnahmen zum Ausbau und Verstärkung des Netzes muss zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie die Abregelung 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 13,8 GW im Netznutzungsfall 307 und 12,8 GW im Netznutzungsfall 950. Auf der Einsenkseite entfallen davon 6,1 GW bzw. 3,3 GW auf die Abregelung von Windenergieanlagen und 7,7 GW respektive 9,5 GW auf Leistungsabsenkung bei am Markt agierenden Kraftwerken. Die entsprechenden Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch als Gegenmaßnahmen werden mit bis zu 3,3 GW durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland erbracht. Deutsche Netzreservekraftwerke werden mit bis zu 6,8 GW eingesetzt. Bis zu 0,9 GW werden durch die Reduzierung von Pumpleistung von Pumpspeichern in Süddeutschland und 1,5 GW durch die Redispatchkooperation mit Österreich beigetragen. Darüber hinaus kommen noch nicht näher benannte ausländische Kraftwerke mit bis zu 3,7 GW für den Redispatch zum Einsatz.

4.3.2 Bereits potentiell 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 2022/2023 stehen folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von derzeit 6.930,3 MW als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung. Die Auflistung der potentiellen nationalen Netzreservekraftwerke 2022/2023 entspricht der Auflistung für 2019/2020 zuzüglich des Kraftwerkes Nord 2 in Unterföhring, für das die SWM Services GmbH zum 31. Dezember 2022 die endgültige Stilllegung angezeigt hat.

Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2022/2023

	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	342
SWM Services GmbH	Nord 2, Unterföhring	332,7
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		6.930,3

Tabelle 28: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2022/2023

4.3.3 Keine Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens

Von der Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens zur Beschaffung des verbleibenden Netzreservebedarfs, der nicht durch die verfügbaren inländischen Netzreservekraftwerke gedeckt werden kann, sieht die Bundesnetzagentur derzeit ab. Die Bedarfsermittlung hat gezeigt, dass nach einer temporären Reduzierung des Netzreservebedarfs mittelfristig wieder mit einem Wiederanstieg des Netzreservebedarfs gerechnet werden muss. Allerdings besteht aufgrund des langen zeitlichen Vorlaufs weder eine Notwendigkeit, ausländische Kraftwerke jetzt schon zu kontrahieren, noch sind die Berechnungsergebnisse aufgrund verschiedener Unsicherheiten bislang hinreichend zuverlässig, um als Grundlage für die Beschaffung von Kraftwerksleistung

aus ausländischen Anlagen zu dienen. Unsicherheiten bestehen insbesondere im Hinblick auf die Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2022/2023, aus dem nach Empfehlung der Kohlekommission (bezogen auf das Jahr 2018) eine Leistung von rund 12,5 GW an Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten ausscheiden soll. Unabhängig hiervon bestünden gegenwärtig große Unsicherheiten, ob die Beschaffung von ausländischer Netzreserveleistung im Anschluss an ein Interessenbekundungsverfahren überhaupt rechtlich wirksam wäre, da nach wie vor Unklarheit herrscht, ob die Netzreservevergütung über den 30.06.2020 hinaus beihilferechtlich zulässig ist. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2022 Redispatch-Modelle nach den einschlägigen europäischen Verordnungen weiterentwickelt und umgesetzt sind und zur Entlastung des Übertragungsnetzes eingesetzt werden können, die einen reduzierenden Einfluss auf den Netzreservebedarf hätten und vor allem an die Stelle der Kontrahierung ausländischer Kraftwerksleistung durch die ÜNB träten. Auf den Umstand, dass die Kapazitätsberechnung im Rahmen des Flow Based Market Coupling noch verfeinert werden muss, um eine Überschätzung des Netzreservebedarfs zu vermeiden, ist zuvor bereits hingewiesen worden.

D Handlungsempfehlung

Präventive Steinkohlebevorratung für Redispatch

Nach den Niedrigwassersituationen 2015/2016 und 2016/2017 kam es während einer bereits mehrere Monate andauernden Niedrigwasserphase bei bedeutenden deutschen Wasserstraßen im vierten Quartal 2018 zu umfangreichen Problemen bei der Steinkohlebevorratung. Durch eine Reihe von Maßnahmen seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der Kraftwerksbetreiber konnten nachteilige Folgen für die Versorgungssicherheit vermieden werden. Eine nachhaltige Entspannung wurde jedoch erst durch im Dezember einsetzende Niederschläge eingeleitet, die sich im Januar fortgesetzt haben.

Die zurückliegende Niedrigwasserphase hat erneut gezeigt, dass die Handlungsmöglichkeiten zur Schonung der Kohlevorräte bzw. die Möglichkeiten einer alternativen Beschaffung während einer Niedrigwasserphase sehr begrenzt sind. So bestehen beispielsweise nur sehr eingeschränkt Möglichkeiten, zusätzliche Zugkapazitäten zu kontrahieren.

Aus diesem Grunde hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber gebeten, ein Konzept für eine präventive Kohlebevorratung zu entwickeln. Dies soll zunächst eine flexible Vorratserweiterung an den Netzreservestandorten beinhalten. Zudem soll geprüft werden, inwiefern zusätzliche Lagerkapazitäten für Steinkohle an den Standorten süddeutscher Marktkraftwerke erforderlich und verfügbar sind. Mit dieser präventiven und standortflexiblen Kohlebevorratung sollen zusätzliche Vorräte für Redispatchzwecke in Zeiten ausreichender Wasserstände und günstiger Transportmöglichkeiten geschaffen werden, die dann während einer Niedrigwasserphase die Versorgungssicherheit gewährleisten.

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).....	20
Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	32
Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 und 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	44
Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2019/2020	45
Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	46
Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2019/2020 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	49
Abbildung 7: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2019/2020.....	51
Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2018/2019 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	52
Abbildung 9: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 und 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	63
Abbildung 10: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (Netznutzungsfall 307) in 2022/2023 (links) und im Netznutzungsfall 950 (rechts) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)...	67
Abbildung 11: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2022/2023 im Netznutzungsfall 307 (links) und im Netznutzungsfall 950 (rechts) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick	12
Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2019 (Stand: April 2019)	13
Tabelle 3: Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro	14
Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve in MW	15
Tabelle 5: Lastannahmen im betrachteten Netznutzungsfall für das Jahr 2019/2020	36
Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2019/2020	37
Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2019/2020	38
Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020	40
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020	41
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2019/2020	42
Tabelle 11: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2019/2020	44
Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Ausland für die Grenzsituation 2019/2020	45
Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2018/2019	47
Tabelle 14: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2019/2020	50
Tabelle 15: Nationale Netzreservekraftwerke 2019/2020	53
Tabelle 16: Lastannahmen in den betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2022/2023	56
Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2022/2023	57
Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2022/2023	58
Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023	60
Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023	61
Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023	62
Tabelle 22: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG	64

Tabelle 23: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG	65
Tabelle 24: Gegenüber 2019/2020 in 2022/2023 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen	66
Tabelle 25: Ergebnisse der Marktsimulation für 2022/2023 für den Netznutzungsfall 307	68
Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2022/2023 für den Netznutzungsfall 950	69
Tabelle 27: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2022/2023	71
Tabelle 28: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2022/2023.....	73

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 2019

Text

Referat 608

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de