



Bundesnetzagentur

## Bericht

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für  
den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024





# **Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024**

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

29. April 2022

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

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

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

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50 Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Heidesstraße 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: **Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2022/2023 und den Betrachtungszeitraum 2023/2024 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 Klaus Müller, am 29. April 2022 festgestellt:

**Zif. 1.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Winter 2022/2023 8.264 MW.**

**Zif. 1.1.: Zur Ermittlung, ob potenziell zur Deckung des verbleibenden, noch nicht durch inländische Erzeugungsanlagen gedeckten Netzreservebedarfs von 1.424 MW ausländische Erzeugungsanlagen zur Verfügung stünden, durch welche dieser Bedarf gedeckt werden könnte, haben die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bis zum 15.05.2022 Interessenbekundungen im Sinne von § 4 Abs. 2 NetzResV einzuholen.**

**Zif. 1.2.: Soweit bis zum 15.05.2022 Betreibern von ausländischen Anlagen Interesse am Abschluss eines Vertrages zur Aufnahme ihrer Anlage in die Netzreserve bekunden, die den Anforderungen an § 5 Abs. 3 NetzResV genügen, sind die betreffenden Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 30.05.2022 auf ihre technische Eignung hin zu überprüfen und das Ergebnis dieser Prüfung der BNetzA zu übermitteln.**

**Zif. 1.3.: Ein Vertragsschluss mit Betreibern von ausländischen Anlagen, die gem. Zif. 1.2. ihr Interesse bekundet haben, zur Aufnahme ihrer Anlage in die Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber darf nur mit Zustimmung der Bundesnetzagentur erfolgen.**

**Zif. 2.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 5.361 MW.**

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	4
A Einführung.....	7
1 Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	7
2 Rückschau auf den Winter 2021/2022.....	8
3 Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb.....	11
4 Berücksichtigung des Kohleausstiegs.....	13
B Verfahrensablauf .....	15
C Bedarfsfeststellung.....	16
1 Methodik der Systemanalyse .....	16
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse .....	16
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse .....	16
1.2.1 Schrittweises Vorgehen .....	16
1.2.2 Bemessungsmaßstab.....	18
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation.....	19
1.3.1 Übertragungsnetz .....	19
1.3.2 Kraftwerkspark.....	20
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten .....	21
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten .....	22
1.3.5 Annahmen zur Netzlast.....	25
1.3.6 Redispatch 2.0.....	26
1.4 Marktsimulation.....	27
1.5 Netzanalysen.....	27
1.6 Spannungsanalysen .....	28
1.7 In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken.....	29
1.8 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen.....	30
2 Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	31
3 Netzreserve 2022/2023 .....	32
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2022/2023.....	32
3.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	32
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	33
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen .....	34
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten .....	34
3.1.5 Übertragungsnetz .....	37
3.1.6 Kostenkomponenten .....	40
3.2 Identifikation der Grenzsituation 2022/2023.....	41
3.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2022/2023.....	41
3.4 Netzanalysen 2022/2023.....	43
3.4.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung .....	44
3.4.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen.....	44
3.5 Ergebnisse der Spannungsanalysen 2022/2023.....	46
3.6 Netzreservebedarf 2022/2023.....	50
4 Netzreserve 2023/2024 .....	52
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2023/2024.....	52
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	53
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	53
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen .....	54

4.1.4	Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	54
4.1.5	Übertragungsnetz.....	57
4.1.6	Kostenkomponenten.....	59
4.2	Identifikation der Grenzsituation 2023/2024.....	59
4.3	Ergebnisse der Marktsimulation 2023/2024.....	60
4.4	Netzanalysen 2023/2024.....	62
4.4.1	Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung.....	62
4.4.2	Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen.....	63
4.5	Ergebnisse der Spannungsanalysen 2023/2024.....	66
4.6	Netzreservebedarf 2023/2024.....	66
Verzeichnisse.....		68
Abbildungsverzeichnis.....		68
Tabellenverzeichnis.....		69



## 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 und im Westen besteht.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland am Ende des Jahres abgeschlossen sein. Auch bei den übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien ist zum einen bedingt durch Marktkräfte und zum anderen durch den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle ein stetiger Rückgang der am Netz befindlichen Kapazitäten festzustellen. Zudem führen die Änderungen des europäischen Strommarktdesigns dazu, dass die grenzüberschreitenden Handelstätigkeiten stetig an Volumen zulegen und nationale Engpässe des Übertragungsnetzes ungeachtet ihres Auftretens eine immer geringere Rolle bei der Vergabe der Handelskapazitäten spielen. 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. Dieses überlagert sich mit der eingangs bereits erwähnten Anforderung, Strom aus den Erzeugungszentren im Norden Deutschlands in die Lastzentren Süd- und Westdeutschlands zu transportieren.

Um die Netzstabilität auch in kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke zum Redispatch ein und wirken so drohenden Leitungsüberlastungen entgegen. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Energiemengen durch gleichzeitiges Hochfahren von Kraftwerken 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 im Norden und Nordosten Deutschlands zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süd- und Westdeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Drohende Engpässe im Übertragungsnetzen, werden mittels Redispatch verhindert.

Sind gesicherte, marktbasierende Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, setzen die Übertragungsnetzbetreiber Netzreservekraftwerke zum Redispatch ein. Netzreservekraftwerke stehen den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung, da das Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit vorsieht, 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 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) 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.

Betrachtungshorizonte der diesjährigen Bedarfsfeststellung sind der Winter 2022/2023 (t+1) gemäß den Vorgaben des § 3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie der Zeitraum 01.04.2023 – 31.03.2024 (t+2). Auf Grundlage der jeweils

den kommenden Winter betrachtenden Bedarfs ermittlung (hier 2022/2023), ergänzt durch eine längerfristige Analyse (hier 2023/2024) ist demnach die notwendige Netzreserve für den kommenden Winter zu beschaffen. Der zweite Betrachtungszeitraum (2023/2024) wurde gewählt, da das Kohleverfeuerungsverbot der Kraftwerke, die in der vierten Runde der Kohleausstiegsausschreibungen bezuschlagt wurden, in diesem Zeitraum in Kraft treten würde.

## 2 Rückschau auf den Winter 2021/2022

Im vergangenen Winter wurden die meisten Netzreserveeinsätze seit Bestehen der Netzreserve verzeichnet. Zwischen dem 01.10.2021 und dem 22.04.2022 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auf der Grundlage der Vorschauprozesse des Netzengpassmanagements an 175 von 204 Tagen Redispatch durch deutschen Netzreservekraftwerke angefordert. Am 02.12.2021 wurde der höchste Abruf in Höhe von 2.234 MW verzeichnet. Insgesamt sind derzeit 6.545 MW Netzreserveleistung ausgewiesen. Die Einsatzhäufigkeit je Kraftwerk ist Abbildung 1 zu entnehmen.

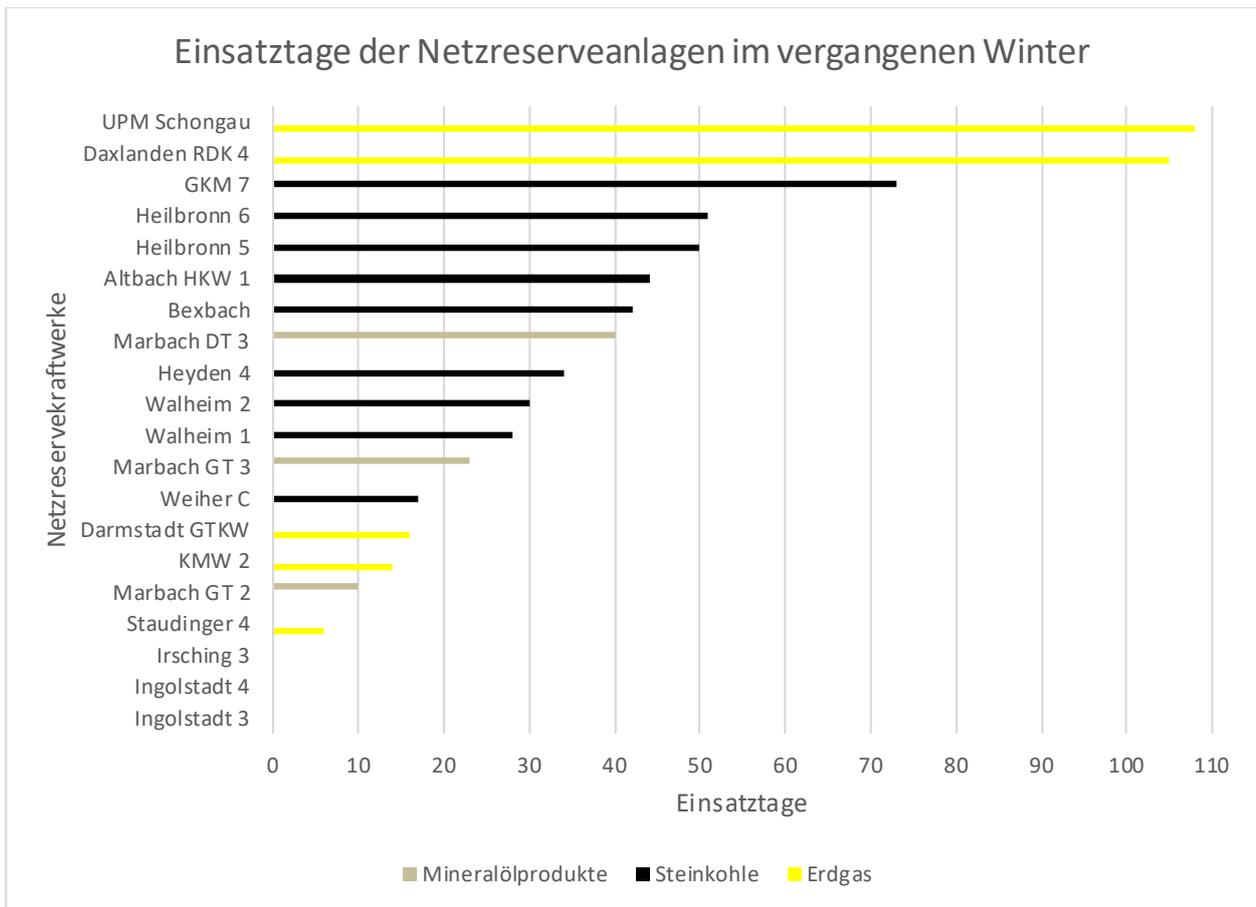


Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter

Zudem wurden an 64 Tagen Schweizer und an sechs Tagen italienische Kraftwerke für Redispatcheinsätze angefordert (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3).

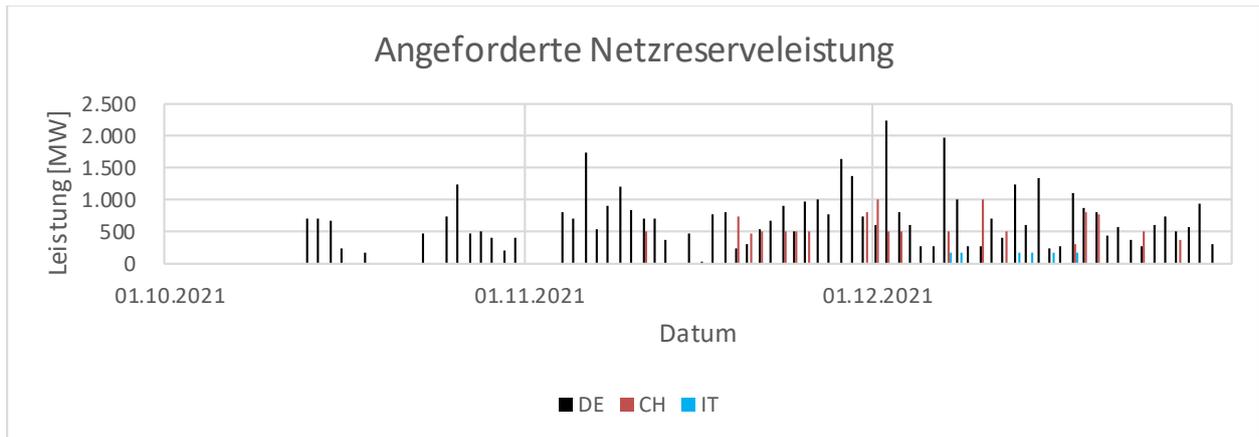


Abbildung 2: Anforderungen Netzreserveleistung im Zeitraum 01.10.2021 bis 31.12.2021

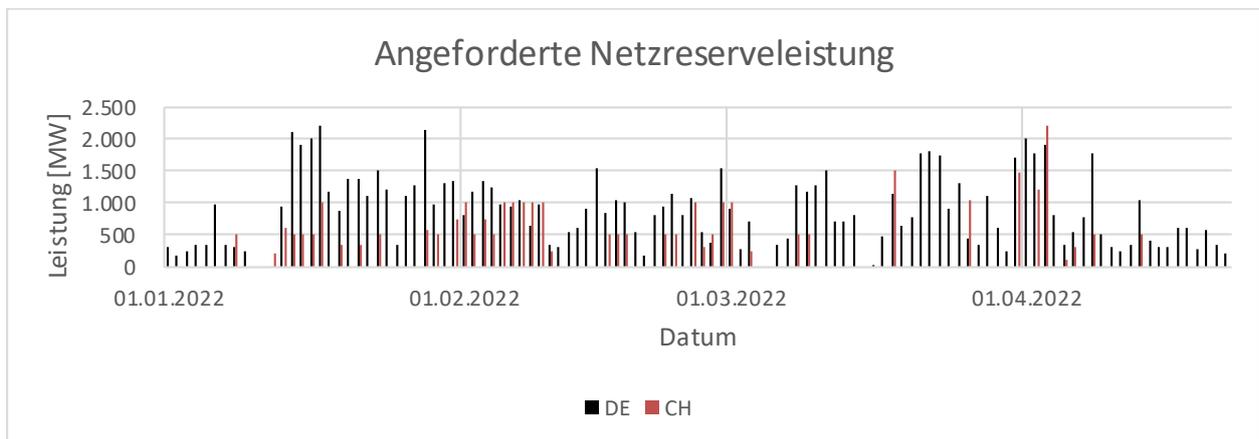


Abbildung 3: Anforderungen Netzreserveleistung im Zeitraum 01.01.2022 bis 22.04.2022<sup>1</sup>

Der Anstieg der Redispatcheinsätze, der den Anstieg der Netzreserveeinsätze nach sich zog sowie die Redispatcheinsätze im Ausland sind auf mehrere Ursachen zurückzuführen.

- Im Zuge der starken Regenfälle im Juli letzten Jahres wurde in Südhessen ein Umspannwerk unterspült. Die notwendigen Reparaturarbeiten im November und Dezember 2021 belasteten das Übertragungsnetz in Südwestdeutschland erheblich und hatten hohe Redispatcheinsätze zur Folge.
- Im vergangenen Winter kam es zu zwei langen Niedrigwasserperioden. In dieser Zeit konnten aufgrund der niedrigen Pegelstände des Rheins die Kohletransportschiffe nur mit reduzierten Transportkapazitäten Kohle befördern. Daher wurden folgende Maßnahmen ergriffen, um die Kohlevorräte der süddeutschen Kraftwerke zu schonen.
  - Die Redispatch-Merit-Order wurde angepasst, wodurch vorzugsweise gas- und ölbefeuerte Netzreservekraftwerke, Marktkraftwerke mit ausreichendem Kohlevorrat und ausländische Anlagen zum Einsatz kamen.

<sup>1</sup> Italienische Kraftwerke wurden in diesem Zeitraum nicht angefordert.

- Wenn es die netztechnische Situation zuließ, wurde vereinzelt ein „Brennstoffabtausch“ vorgenommen. Das heißt das Kohlekraftwerke gezielt herunter- (negativer Redispatch) und Gaskraftwerke hochgefahren (positiver Redispatch) wurden.
- Am 31.12.2021 wurde das Kernkraftwerk Gundremmingen C abgeschaltet. Der Wegfall dieses Kraftwerks führt zu einer starken Auslastung der Transportleitung im Süden Württembergs / Bayerns in Ost-West-Richtung. Einspeiseleistungserhöhungen in Bayern (häufig in den Mittagsstunden durch PV-Anlagen) oder Österreich führen zu einer weiteren Verschärfung dieser Situation und hat vermehrten Redispatcheinsatz in der TransnetBW Regelzone zur Folge.
- Durch die Integration des Einspeisemanagements (also die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen) in das Regime des Redispatches im Zuge der Einführung des Redispatches 2.0 überführen die Übertragungsnetzbetreiber seit dem 01.10.2021 schrittweise Anlagen vom Einspeisemanagement in den Redispatch 2.0. So müssen seit dem 01.04.2022 für rund 10 GW installierte Wind-Leistung im Bedarfsfall anstatt Einspeisemanagement Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden.

Die genannten Punkte führen für sich und verstärkend gemeinsam zu höherem Redispatchbedarf und Netzreserveeinsätzen sowie Abrufen im Ausland als in der Vergangenheit. Dadurch sind auch die Kosten des Netzbetriebs, die im folgenden Kapitel näher beleuchtet werden, gestiegen.

### 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 1. Diese Zahlen sind vorläufig und stellen keine regulatorisch final geprüften Werte dar. Die Werte resultieren von 2011 bis 2018 aus der Istkosten-Erhebung zur Berechnung der Erlösobergrenze; die Kosten von 2019 bis 2021 basieren auf den Meldungen im Monitoring (gemäß § 35 EnWG).

#### Vorläufige Kosten für wesentliche Netzengpassmanagementmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch	Countertrading	Einspeisemanagement	Netzreserve Inland*	Netzreserve Ausland*	Summe
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,7
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,7
2014	185,4	1,3	183,0	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,1	140,0	87,9	1.141,4
2016	222,6	12,0	372,7	128,3	157,4	893,0
2017	391,6	29,0	609,9	267,4	215,9	1.513,8
2018	349,6	36,1	635,4	307,7	107,8	1.436,6
2019	201,3	64,2	709,5	276,1	0	1.277,0
2020	240,1	134,6	761,2	296,3	0	1.398,6
2021	601,1	404,4	818,1	490,6	0	2.314,2

\*Die Kosten für die Netzreserve sind vorläufig und resultieren von 2011 bis 2018 aus der Istkosten-Erhebung zur Berechnung der Erlösobergrenze. Die Kosten von 2019 bis 2021 basieren auf den Meldungen im Monitoring und sind ebenfalls vorläufig und unveröffentlicht.

Tabelle 1: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2021 (Stand: April 2022)

Der Hauptgrund für den Kostenanstieg im Jahr 2021 ist auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen, dessen Ursachen im Kapitel A2 dargestellt wurden, zurückzuführen. Aber auch die stark gestiegenen Großhandelspreise im zweiten Halbjahr haben sich auf die Kosten des börsenbeschafften Countertrades ausgewirkt, sowie auf die Kosten für positiven Redispatch.

Die in der Tabelle 1 aufgeführten Kosten für die Netzreserve im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2021 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. Seit dem Winter 2018/2019 wurde keine ausländische Netzreserve mehr 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 2021 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

Die folgende Tabelle 2 beinhaltet für die Netzreserve eine Aufteilung der in Tabelle 1 aufgeführten Kosten der inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke in Vorhalte- und Abrufkosten.

### Vorläufige Kosten für Netzreserve in Mio. Euro

Jahr	Vorhaltekosten Netzreserve Inland	Vorhaltekosten Netzreserve Ausland	Abrufkosten Netzreserve Inland	Abrufkosten Netzreserve Ausland	Summe
2011	0,8	16,0	0,0	0,0	16,8
2012	7,1	17,8	0,8	0,0	25,7
2013	43,0	11,2	0,6	1,3	56,1
2014	44,3	18,0	2,6	1,5	66,4
2015	120,5	41,8	19,5	46,0	227,8
2016	116,6	66,2	11,7	91,2	285,7
2017	190,9	76,9	76,4	139,0	483,2
2018	230,1	48,2	80,4	57,2	415,9
2019	187,5	0	88,5	0	276,0
2020	196,3	0	100,0	0	296,3
2021	239,7	0	250,9	0	490,6

Tabelle 2: Vorläufige Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro

Neben der Kostensteigerung durch die vermehrten Einsätze der Netzreservekraftwerke sind auch die Vorhaltekosten deutlich gestiegen. Dies ist auf die Steinkohlekraftwerke, die in der ersten Ausschreibungsrunde gem. KVBG, Teil 3 einen Zuschlag erhalten haben zurückzuführen. Bei den betreffenden Anlagen wurden das Kohlevermarktungsverbot gem. § 52 KVBG bereits vor dem Kohleverfeuerungsverbot gem. § 52 KVBG wirksam. Trotz des Vermarktungsverbots waren die entsprechenden Anlagen aufgrund der Regelung des § 52 Abs. 2 KVBG gehalten, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung nach § 13a Abs. 1 EnWG und für die Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und 3 EnWG vom 01.01.2021 (Eintritt des Vermarktungsverbots) bis zum 08.07.2021 (Wirksamwerden des Kohleverfeuerungsverbots) weiter vorzuhalten. Die Vorhaltekosten, die für diesen Zeitraum für die betreffenden Anlagen angefallen sind, waren gem. § 52 Abs. 2 Nr. 2 KVBG zu ersetzen, sodass sich in der Folge die Vorhaltekosten insgesamt erhöht haben.

In der folgenden Tabelle 3 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2020/2021 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt.

### Leistung der Netzreserve

Jahr	Inland [MW]	Ausland [MW]	Summe [MW]
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
2020/2021	5.670	0	5.670

Tabelle 3: Historische Leistung in- und ausländischer Netzreserve

## 4 Berücksichtigung des Kohleausstiegs

Der § 4 Abs. 1 KVBG (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) regelt das entsprechende Zielniveau für die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung. Die Nettonennleistung der verbleibenden Anlagen am Strommarkt liegt 2020 bei 30 GW, 2030 bei 17 GW und spätestens bis Ende 2038 bei 0 GW. Zwischen 2022 und 2030, sowie zwischen 2030 und 2038 sinkt das Zielniveau jährlich um gleich große Mengen an Nettonennleistung. Um das gesetzlich festgelegte Zielniveau für die Steinkohleverstromung zu erreichen, sieht das KVBG zwei Instrumente vor: Für die Zieldaten bis 2026 werden Ausschreibungsverfahren gemäß des Teil 3 des KVBG für Steinkohleanlagen (und Braunkohlekleinanlagen  $\leq 150$  MW) durchgeführt. Ab dem Zieldatum 2024 bis 2026 wird bei Unterzeichnung der Ausschreibung das Anordnungsrecht herangezogen, um das nicht vergebene Volumen aufzufüllen. Ab 2027 bis zum Zieldatum 2038 ist ein ordnungsrechtlicher Ausstiegspfad ohne finanzielle Kompensation vorgesehen, die sog. gesetzliche Reduktion gemäß Teil 4 des KVBG. Die Abschaltung sowie die Entschädigung der Betreiber größerer Braunkohleanlagen ( $> 150$  MW) erfolgen über einen gesetzlich definierten Ausstiegspfad sowie gesetzlich festgelegte Entschädigungen, die nach § 49 KVBG in Form eines öffentlich-rechtlichen Vertrages zwischen der Bundesregierung und den Betreibern von Braunkohleanlagen ( $> 150$  MW) ausgestaltet werden kann. Von dieser Möglichkeit zum Vertragsschluss haben die Bundesregierung und die Braunkohleanlagen-Betreiber Gebrauch gemacht; der entsprechende Vertrag wurde am 10. Februar 2021 unterzeichnet.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/02/20210210-rechtssicherheit-fuer-alle-beteiligten-oeffentlich-rechtlicher-vertrag-zum-kohleausstieg-in-deutschland-unterzeichnet.html>

Tabelle 4 gibt einen Überblick über bereits erfolgte sowie die in den Betrachtungszeiträumen zu berücksichtigenden Ausschreibungsrunden mit den jeweiligen Volumina.

Ausschreibungsrunde	Gebotstermin	Zuschlagstermin	Frist Kohleverstromungsverbot (§ 51 KVBG)	Zuschläge für Zieldatum [GW]
#1	01.09.2020	01.12.2020	08.07.2021	4,8
#2	04.01.2021	05.04.2021	05.12.2021	1,5
#3	30.04.2021	30.07.2021	31.10.2022	2,1
#4	01.10.2021	01.01.2022	01.07.2023	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4 Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+2

Für die Systemanalysen mit den Betrachtungszeiträumen 2022/2023 und 2023/2024 wurden die Ergebnisse der ersten drei Ausschreibungsrunden kraftwerksscharf berücksichtigt. Die Anlagen werden für den gesamten Zeitraum nicht als Marktkraftwerke unterstellt.

Die Regelungen der Netzreserveverordnung (§ 3 Abs. 2 Satz 5 NetzResV) erfordern, dass die Eingangsparameter der Systemanalysen bis zum 01. Dezember 2021 zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur abzustimmen sind. Zu diesem Zeitpunkt war noch unbekannt, welche Steinkohlekraftwerke und Braunkohlekleinanlagen an der vierten Ausschreibungsrunde teilnehmen. Dieser Unsicherheit musste in der Marktsimulation Rechnung getragen werden.

Für die NTC-Berechnungen im Betrachtungszeitraum (t+2) wurde das Volumen der vierten Ausschreibungsrunde daher anteilig auf die für die Marktsimulation zu berücksichtigenden, teilnahmeberechtigten Kraftwerke verteilt. Die so reduzierte installierte Leistung fand Eingang in die NTC-Marktsimulation. Vor Durchführung der FBMC-Simulation wurden die Zuschläge der vierten Runde bekannt, sodass die Anlagen, für die ab 01.07.2023 ein Kohleverstromungsverbot besteht, für den gesamten Betrachtungszeitraum (t+2) nicht als Marktkraftwerke unterstellt werden. Für die FBMC-Berechnungen wurde kein pro-rata Ansatz angewendet.

## 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 darauffolgenden 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 19. Mai 2021 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Am 9. Juni 2021 verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass eine Systemanalyse neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden bevorstehenden Winterhalbjahr, also 2022/2023, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2023 bis zum 31. März 2024 zu erstellen ist.

In der Folge stimmten sich die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Eingangsgrößen ab, die der Systemanalyse zugrunde liegen, insbesondere bezüglich der 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. Ein besonderer Fokus lag dabei u.a. auch auf der Integration von Redispatch 2.0 und Crossborder-Redispatch in die Modellierungen. Die Übertragungsnetzbetreiber übermittelten mit Schreiben vom 14. Dezember 2021 die gesamten Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur, die diese mit Schreiben vom 22. Dezember 2021 bestätigte.

Am 8. März 2022 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen für das Winterhalbjahr 2021/2022 und den Betrachtungszeitraum 2023/2024 einschließlich der den Analysen zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen an die Bundesnetzagentur. Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte bei einem gemeinsamen Gespräch am 9. März 2022.

## C Bedarfsfeststellung

### 1 Methodik der Systemanalyse

Für die Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve legen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich zum 1. 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 Netzengpässe 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 und die Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert wurden, sowie ausländische Kraftwerke, die als Redispatchpotentiale kontrahiert wurden. Mit Redispatch wird die Reduzierung oder 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 werden verschiedene Risikofaktoren berücksichtigt, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt C1.7 zusammenfassend dargestellt.

#### 1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse

##### 1.2.1 Schrittweises Vorgehen

Die Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV ist wie in Abbildung 4 dargestellt strukturiert.

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalysen mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2022/2023 und 2023/2024 erstellt (vgl. Abschnitt C1.3). Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-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. Nachfolgend sind in Abbildung 4 schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte C1.3-C1.5) dargestellt.

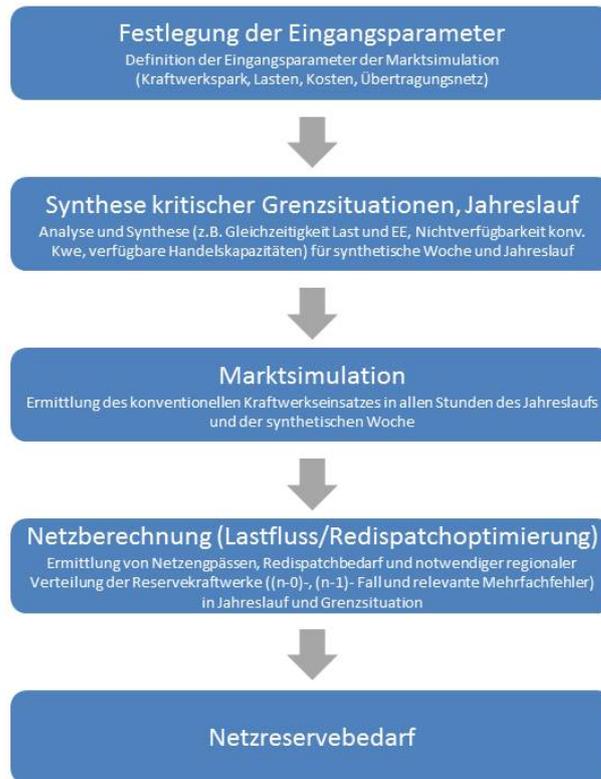


Abbildung 4: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.

Aufbauend auf den Eingangsparametern, die den möglichen Wertebereich relevanter Einflussfaktoren festlegen, wird im zweiten Schritt für jeden Betrachtungszeitraum eine als möglich eingestufte 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.

Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass ausgehend von historischen Erfahrungen erwartbare netztechnisch kritische Situationen durch den ermittelten und dann zu kontrahierenden Reservebedarf abgedeckt werden können.

Zusätzlich zur synthetischen Woche wird für jeden Betrachtungszeitraum ein vollständiger Jahreslauf parametrisiert. Damit wird die Netzsicherheit solcher Situationen geprüft, die aufgrund unterschiedlicher Last- und Erzeugungssituationen eine andere geografische Verteilung des Redispatches zur Gewährleistung der Systemicherheit benötigen als die Grenzsituation. Die Annahmen des Jahreslaufs sind grundsätzlich identisch zu 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 C1.3), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Das Modell bestimmt auch, welche Aus- und Einfuhren sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Netznutzungsfällen (NNF) einstellen.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt C1.5). 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 mehrerer Stromkreise durch einen Mastumbruch oder einer Sammelschiene, angemessen beherrscht werden (sogenannte außergewöhnliche Fehlerereignisse, „Exceptional Contingencies“). Durch die Betrachtung dieser verschiedenen Fehlerereignisse zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen käme, sodass die ermittelte Stromerzeugung nicht transportiert werden 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 Marktkraftwerke und das in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchpotential<sup>3</sup> nicht aus, um das Defizit zu decken, werden als nächstes Netzreserve- und potentielle Netzreservekraftwerke zum Redispatch herangezogen. Besteht darüberhinausgehend ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckende Lücke enthält. Für diesen Fall sieht § 4 NetzResV die Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens vor.

### 1.2.2 Bemessungsmaßstab

Die Stunde der synthetischen Woche, in der der Netzreservekraftwerkspark am meisten Leistung zur Redispatchbedarfsdeckung einspeist, wird als Grenzsituation bezeichnet. Diese Stunde stellt die kritischste Situation für das Netz dar. Dabei ist diese kritische Stunde nicht zwingend diejenige Stunde der synthetischen Woche, in der die höchste Last und / oder die höchste Einspeisung aus erneuerbaren Quellen vorliegen. Auch unmittelbar vor oder nach einer Stunde mit hoher Last und Einspeisung kann sich eine Lastflusssituation einstellen, die für das Netz 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.

Es kann in Stunden des Jahreslaufs notwendig sein, andere Kraftwerke als in der Grenzsituation zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein

---

<sup>3</sup> Der Leistungsumfang der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation beträgt 1,5 GW.

zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken mit einer anderen regionalen Verteilung als in der Grenzsituation ergeben kann. 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 20 Einsätzen aufweisen. Reservekraftwerke mit einer geringeren Einsatzhäufigkeit werden sodann mit deutlich höheren Strafkosten belegt, sodass deren Einsatz nur erfolgt, wenn es ansonsten keine Möglichkeit gibt, Engpassfreiheit des Netzes herzustellen. Mit diesen Rahmenbedingungen wird nun die Grenzsituation unter zusätzlicher Berücksichtigung von Exceptional Contingencies 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 sog. robusten Kraftwerksparks für diesen Betrachtungszeitraum werden nun alle Reservekraftwerke gelistet, die im zuletzt berechneten Jahreslauf zum Einsatz gekommen sind.

Der Reservebedarf, der in den zwei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln C3 und C4 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 zuvor erläutert, werden im ersten Schritt die der Systemanalyse zugrundeliegenden 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 die Marktmodellierung zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzbeziehung.

Im Folgenden wird erläutert, mit welcher Methodik die Eingangsparameter bestimmt wurden. In den Abschnitten C3.1 und C4.1 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 2022/2023 und 2023/2024. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf.

Die Übertragungsnetze der zwei Betrachtungszeiträume enthalten bereits eine Vielzahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Für den Zeithorizont (t+1) werden die Netzausbaumaßnahmen angenommen, die voraussichtlich bis zum 01.10.2022 in Betrieb genommen werden. Für den Zeithorizont (t+2) ist der entsprechende Stichtag der 01.10.2023. Für die Inbetriebnahmedaten werden realistische Annahmen getroffen: berücksichtigt wird die aktuelle Datenlage der Übertragungsnetzbetreiber.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der synthetischen Woche 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 bzw. der durch die Übertragungsnetzbetreiber geplanten Umsetzung der Nutzung dieser Witterungsabhängigkeit berücksichtigt.

### 1.3.2 Kraftwerkspark

Für die Strommarktmodellierung 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 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. Auch die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a Atomgesetz werden berücksichtigt, sodass für beide Betrachtungszeiträume kein Kernkraftwerk mehr in Deutschland unterstellt wird. Darüber hinaus fließen auch die Angaben zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG in die Prognosen ein. Diese Braunkohlekraftwerke stehen nach ihrer Überführung in die Sicherheitsbereitschaft weder dem Markt noch zum 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. Liegt eine Stilllegungsanzeige vor, wird das Kraftwerk nicht mehr als Marktkraftwerk berücksichtigt, sofern das Stilllegungsdatum vor einem vereinbarten Stichtag liegt. Stichtag für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 ist der 31.12.2022, für den Zeitraum 2023/2024 ist dies der 31.12.2023.

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 potentielle inländische Netzreservekraftwerke werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht in der Marktsimulation berücksichtigt und erst in den anschließenden Netzanalysen zum Redispatch eingesetzt.

Für die beiden betrachteten Zeiträume spielt der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung eine wesentliche Rolle. Die Grundlage für die Abbildung des Kohleausstiegs bildet das Kohleausstiegsgesetz vom 03.07.2020 sowie die Ergebnisse der ersten vier Ausschreibungen der Bundesnetzagentur nach Teil 3 KVBC, siehe Kapitel A4.

Die prognostizierte Leistung aus Erneuerbaren-Energieanlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird anhand der Mittelfristprognose 2021 mit Stand August 2021 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus Photovoltaik, Windenergie an Land und Biomasse das „Trendszenario“ 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 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.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten von ENTSO-E modelliert. Als Ausgangsbasis für die Abbildung des ausländischen Kraftwerksparks dient eine Liste mit ausländischen Kraftwerken mit einer installierten Leistung größer als 100 MW, die auch schon in den vorangegangenen Analysen verwendet wurde. 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 Regelleistungsvorhaltung wird bei der Festlegung des Kraftwerksparks berücksichtigt. Für Deutschland wird für beide Betrachtungszeiträume angenommen, dass  $\pm 4.200$  MW an Kraftwerksleistung in Deutschland für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Für Österreich wird unterstellt, dass  $\pm 480$  MW an Kraftwerksleistung für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Für das weitere Ausland erfolgt keine Regelleistungsmodellierung.

### **1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten**

Bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs 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 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 Kraftwerksleistung (viel Erzeugung im Norden, wenig im Süden) 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.

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

Auf Basis historischer 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. Darauf aufbauend wird eine nicht verfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilanalyse 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 2022/2023 und 2023/2024 ermittelt. Die konkret angenommenen Nichtverfügbarkeiten werden in den Abschnitten C1.3.3 und C4.1.4 beschrieben.

#### **1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten**

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

In der Region „Central West Europe“ (CWE) wurde im Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based-Market-Coupling) eingeführt. Für die Region „CORE“ wird diese Methode seit 2022 berücksichtigt. 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 erfolgenden 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.

In beiden Untersuchungszeiträumen erfolgt die Kapazitätsberechnung nach der Flow-Based-Methode für alle innerhalb der Region CORE liegenden Marktgebietsgrenzen. Die Region CORE umfasst hierbei die Marktgebiete Österreich, Belgien, Tschechien, Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Ungarn, Niederlande, Polen, Slowenien sowie die Slowakei. Alle anderen Grenzen werden als NTC-Grenzen modelliert.

## NTC-Grenzen

Die NTC-Werte aus dem ENTSO-E Mid Term Adequacy Forecast (MAF) mit Zieljahren 2021, 2023 und 2025 werden zur Festlegung der Annahmen verwendet. Aus einer Interpolation auf Basis der Projektdaten des aktuellen europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan 2020) ergeben sich die Werte für die Zwischenjahre. Außerdem werden Meldungen ausländischer TSO und aus der Systemführung berücksichtigt. Die Systemführung liefert insbesondere Erkenntnisse zur Abhängigkeit der NTC-Werte von der stündlichen Windeinspeisung an den Grenzen von Deutschland zu Frankreich, zur Schweiz, zu den Niederlanden sowie zu Dänemark – West (DKW).

An den Grenzen DE-NL, DE-FR und DE-CH wird für den Jahreslauf die sogenannte C-Funktion verwendet. Diese reduziert den NTC-Wert in Abhängigkeit von der Windeinspeisung in Deutschland unter Einhaltung der Mindestkapazitäten. Ist die Mindesthandelskapazitäts-Anforderung (minimum remaining available Margin (minRAM)-Anforderung) größer als der Funktionswert der C-Funktion, wird die betroffene Grenze nicht mehr windabhängig betrachtet.

Die Kapazität an der Grenze DE-DKW wird windabhängig anhand von Randbedingungen modelliert. Auf Basis des Commitment der TenneT unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse in 2021 werden für (t+1) und (t+2) Mindestimportkapazitäten von 1,6 GW respektive 1,7 GW berücksichtigt.

Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

## Flow Based-Region

Zunächst wird eine initiale Marktsimulation mit der herkömmlichen NTC-Methodik durchgeführt. Hierzu 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. Sodann zeigen sich die Leitungsbelastungen, die basierend auf der in der NTC-Marktsimulation ermittelten Handlungssituation 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) werden für beide Betrachtungszeiträume marktgebietsübergreifende und -interne Netzelemente der 220 kV-Spannungsebene und höher berücksichtigt. Für östliche Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) der Core-Region werden jedoch vereinfachend ausschließlich Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente der Spannungsebene 380 kV betrachtet.

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 PTFDs und der GSKs die zonalen PTFDs berechnet. Aus dieser Multiplikation ergibt sich, welche Auswirkungen eine Änderung der Nettoposition einer Gebotszone (z. B. Deutschland/Luxemburg) auf den Wirkleistungsfluss auf einzelnen Netzelementen in Kombination mit einer Ausfallsituation (CNEC) hat.

Anhand der zuvor berechneten zonalen PTFDs können nun die marktsensitiven CNECs bestimmt werden. Ein CNEC gilt dann als marktsensitiv, wenn eine Veränderung der Nettopositionen zu einer signifikanten Lastflussänderung führt. Ein CNEC ist 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 PTFD  $\geq$  5 %).

Danach wird der Einsatz der Phasenschiebertransformatoren so angepasst, dass diese zusätzlichen 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 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 die geforderte Mindestkapazität, so wird der RAM des CNEC im Berechnungsverfahren künstlich erhöht.

Abschließend kann nun für jeden Netznutzungsfall die sogenannte Flow-Based Domain bestimmt werden. Diese definiert durch die zonalen PTFDs 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 anderen Grenzen die zuvor parametrisierten NTC-Werte berücksichtigt.

In der aktuellen Systemanalyse wurden die Vorgaben des Clean Energy Packages zu Mindestkapazitäten insofern berücksichtigt, als sie zum Stand November 2021 die Entwicklungen in den einzelnen Mitgliedstaaten bekannt waren. Für Deutschland wird der vorliegende Aktionsplan berücksichtigt. Für die initiale Marktsimulation werden daher für den Zeithorizont (t+1) 40,8 % und (t+2) 50,5 % angesetzt.

In Bezug auf die bestehenden HGÜ-Verbindungen wurde für die initiale NTC-Marktsimulation folgende Methodik angewandt: Im Jahreslauf werden 100 % der Kapazität für den Handel zur Verfügung gestellt, in der Grenzsituation werden die Kapazitäten auf den HGÜ auf 70 % beschränkt. Die Kapazitäten zwischen Deutschland und Skandinavien werden in DE-Importrichtung weiter eingeschränkt. Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem Clean Energy Package (CEP)-Zielwert von 70 %. Damit ergibt sich für Importe über Baltic Cable (DE-SE) in (t+1)

55,7 %, in (t+2) 60,5 %. Für NordLink (DE-NO) werden Importkapazitäten von 35,0 % und 46,7 % für (t+1) respektive (t+2) berücksichtigt. Kontek (DE-DKE) erfüllt bereits die Anforderungen des CEP und damit gelten hier auch in Importrichtung immer 70 %.

Die innerhalb der Flow-based Region befindliche HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) besitzt keine eindeutig ent- oder belastende Wirkung. Daher wird sowohl in Ex- als auch in Importrichtung das Maximum aus bereits zugesicherter Langfristhandelskapazität (LTA) und minRAM angesetzt und die freizugebene Kapazität entsprechend begrenzt.

Für die nachfolgende Parametrierung Flow-Based Kapazitätsberechnung wird, wie oben beschrieben, der deutsche Aktionsplan berücksichtigt. Außerdem werden für die Niederlande, Österreich und Polen Werte (für t+1 und t+2) gemäß den vorliegenden Aktionsplänen berücksichtigt. Derogations anderer Mitgliedsstaaten werden aufgrund fehlender Informationen nicht abgebildet. In diesen Fällen wird ein Wert von 70 % minRAM antizipiert.

### 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 der Wochenverlauf der zweiten Januarwoche (Netznutzungsfall (NNF) 169 – NNF 336) des Jahres 2012. 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 historische Wochenverlauf wird an die zu untersuchenden zukünftigen Zeithorizonte (2022/2023 bzw. 2023/2024) angepasst, indem das Maximum der Wochenlast auf die jeweils angenommene Starklast skaliert wird.

Im ersten Schritt wird der zu erwartende Stromverbrauch prognostiziert. Dieser setzt sich aus konventionellen und neuen Stromanwendungen zusammen.

Konventionelle Stromanwendungen:

- Industrie
- Haushalt
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- Verkehr
- Umwandlungssektor

Neue Stromanwendungen:

- Großverbraucher (u. a. Rechenzentren)
- Haushaltswärmepumpen
- Elektromobilität
- Power to Heat (Großwärmepumpen, Elektroheizer)
- Power to Gas (Wasserstoff, Methan)

Anschließend wird der konventionelle Stromverbrauch auf die Lastzeitreihe aus dem Jahr 2012 skaliert. Das (Wetter-)Jahr 2012 wird auch zur Simulation der Einspeisung der Erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden Residuallast genutzt, um eine konsistente Modellierung zu erhalten. Da die neuen Stromanwendungen nicht oder nur in geringem Umfang im Lastportfolio des Jahres 2012 vorhanden waren, können sie nicht wie die konventionellen Anwendungen an die Last aus 2012 skaliert werden. Diese Lastverläufe müssen daher individuell generiert werden. So wird bspw. für Haushaltswärmepumpen auf Grundlage des Temperaturverlaufs des Jahres 2012 der stündliche Einsatz modelliert. Im letzten Schritt werden die einzelnen Jahreslastverläufe aufsummiert und bilden somit den gesamten Jahreslastverlauf.

Die Grundlage zur Prognose der ausländischen Lasten bildet eine Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern. Die ausländischen Lastzeitreihen entstammen der Datenbasis vom Verband der Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, die diese nach einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete und das Szenariojahr 2022 auf Basis des Wetterjahres 2012 hergeleitet haben. Diese wurden im Rahmen des ERAA2021 seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft.

Durch die Zugrundelegung der Wochen- und Jahresverläufe ist es möglich zu berücksichtigen, dass Maximallasten in der Realität in den einzelnen europäischen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.

### 1.3.6 Redispatch 2.0

Seit dem 1. Oktober 2021 müssen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie einschließlich von EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 100 kW oder einer jederzeitigen Fernsteuerbarkeit durch einen Netzbetreiber als Redispatch-Potentiale mitberücksichtigt werden. Zudem sind abweichend zu der in § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG statuierten Einsatzreihenfolge bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und 3 EnWG die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Dieses erweiterte und netzübergreifend optimierte System wird als Redispatch 2.0 bezeichnet und wurde mit der Novelle des "Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz" (NABEG 2.0), das am 17.05.2019 in Kraft getreten ist, beschlossen. Die in diesem Kontext veröffentlichten Festlegungen der Bundesnetzagentur<sup>4</sup> spezifizieren die gesetzlichen Vorgaben weiter. Besonders hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020<sup>5</sup>, mit der die ÜNB unter anderem dazu verpflichtet wurden, die kalkulatorischen Preise i.S.v. § 13 Abs. 1a, 1b und 1c EnWG für die Abregelung von EE-Strom und wärmegekoppelt erzeugtem KWK-Strom sowie für das Hochregeln der Netzreserve jeweils mit Wirkung ab dem 1. Oktober eines jeden Kalenderjahres zu bestimmen.<sup>6</sup> Die kalkulatorischen Preise sind jeweils zum 1. September eines jeden Kalenderjahres zu veröffentlichen.

---

<sup>4</sup> Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061); Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-060); Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke des Redispatch (BK6-20-059); Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung Az. PGMF-8116-EnWG § 13j).

<sup>5</sup> Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung Az.: PGMF-8116-EnWG § 13j) vom 20.11.2020.

<sup>6</sup> Aufrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

In der zum 8. März 2022 vorgelegten Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber wurden die Anforderungen des Redispatch 2.0 wie folgt unterstellt: Für die Modellierung der Betrachtungszeiträume t+1 und t+2 wurden die Strafkosten für die Abregelung von EE-Anlagen gemäß der Mindestfaktorfestlegung der Bundesnetzagentur definiert. Dabei wurden auch die kalkulatorischen Preise für EE-Strom, wärmegekoppelten KWK-Strom und Netzreserve-Anlagen zugrunde gelegt.

Zudem wird das Redispatch-Potential ab einer Anlagengröße von 10 MW gemäß der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) für konventionelle Anlagen mit Ausnahme von KWK-Anlagen berücksichtigt. Selbiges gilt für die Redispatch-Potentiale von Windkraft und PV-Anlagen. Dagegen wurden mangels Kenntnis der Übertragungsnetzbetreiber oder aufgrund technischer Restriktionen keine Redispatch-Potentiale von konventionellen Anlagen unter 10 MW, von KWK- und von Biomasse-Anlagen sowie von Laufwasserkraftwerken berücksichtigt. Die mangelnde Kenntnis der Übertragungsnetzbetreiber resultierte daher, dass im Rahmen der entsprechenden Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber zum 1. November 2021 keinerlei Potentiale seitens der entsprechenden Anlagenbetreiber gemeldet wurden. Zudem ist es bei wärmegeführten Kraftwerken wie KWK-Anlagen nicht oder nur unter extrem schwierigen Bedingungen möglich zu prognostizieren, über welche Senken die beim Redispatch-Einsatz ebenfalls erzeugte Wärme abgeführt werden kann.

#### 1.4 Marktsimulation

Wie zuvor beschrieben, wird auf Grundlage des Wetterjahres 2012 die stundenscharfe Erzeugungslleistung der Erneuerbaren Energien Anlagen simuliert und darauf aufbauend die Residuallast ermittelt.

Welche konventionellen Erzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast zum Einsatz kommen, hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Die Einsatzkosten entsprechen den variablen Stromerzeugungskosten und umfassen u. a. Brennstoffkosten und Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie für Startvorgänge. Auf Basis der variablen Stromerzeugungskosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt werden. Zudem werden technische Restriktionen der Kraftwerke, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-run-Bedingungen (zum Beispiel zur Wärmeerzeugung bei KWK-Anlagen), berücksichtigt.

#### 1.5 Netzanalysen

Für alle Stunden des Jahreslaufs sowie für die Grenzsituation wird jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Überlastungen auf Leitungen und Transformatoren (inkl. ausgewählten Transformatoren ins 110 kV-Netz) 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 Netzzustands<sup>7</sup> eingeleitet. In der Grenzsituation wird zunächst geprüft, ob Netzengpässe durch topologische Maßnahmen (wie z. B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden können. Dieser Schritt wird ggfs. auch für ausgewählte Stunden des Jahreslaufs durchgeführt, in denen ebenfalls ein sehr hoher Redispatchbedarf vorliegt.

---

<sup>7</sup> Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, modifizieren die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess sowohl die Stufung der Phasenschieber- und Schrägregeltransformatoren als auch die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energieanlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die eine netzentlastende Wirkung haben, hochgefahren. Dadurch wird die Leistungsenkung zur Einhaltung der Leistungsbilanz kompensiert.

Zur Behebung unzulässiger, grenzwertverletzender Betriebszustände im Übertragungsnetz werden nacheinander verschiedene Gruppen von Kraftwerken herangezogen. Zunächst wird die Erzeugungleistung von konventionellen Kraftwerken erhöht, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Netznutzungsfall 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 auf die Netzengpässe an der deutsch-österreichischen Grenze sowie in Süddeutschland wirken. Falls verfügbar, besteht außerdem 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, sowie Kapazitätsreserveanlagen durchgeführt. Sollten diese ebenfalls nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beheben, wird Redispatch mit weiteren Kraftwerken 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 Summe aus dem Netzreservebedarf aus ausländischen Kraftwerken und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt den Netzreservebedarf jeder Stunde. Für die Systemicherheit in allen Stunden kann es jedoch, wie bereits beschrieben, notwendig sein, weitere, regional anders verteilte Reservekraftwerke im Redispatch einzusetzen. Daher ergänzen gegebenenfalls Netzreservekraftwerke, die in den Grenzsituationen nicht, im Jahreslauf aber durchaus zur Erhaltung der Netzicherheit notwendig sind, den Netzreservebedarf.

## 1.6 Spannungsanalysen

Neben dem Redispatchbedarf wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der jährlichen Systemanalysen seit dem Jahr 2020 auch untersucht, ob und in welchem Maße ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung erforderlich ist. Durch die zunehmenden Transportentfernungen im Übertragungsnetz entsteht ein zusätzlicher Blindleistungsbedarf. Gleichzeitig geht mit der Reduktion von konventioneller Erzeugung im deutschen Kraftwerkspark eine Reduktion der Synchrongeneratoren einher, die den Blindleistungsbedarf ohne besonderen Zusatzaufwand gleichzeitig mit dem Wirkleistungsbetrieb bereitstellen können. Daher erwarten die Übertragungsnetzbetreiber eine Zunahme von spannungsbedingtem Redispatch. Seit der Systemanalyse 2020 wird deshalb auch der Blindleistungshaushalt der deutschen Netzgruppen in beiden Betrachtungszeiträumen untersucht.

Im Vergleich zu den letztjährigen Systemanalysen wurde für die aktuellen Berechnungen die Redispatch-Optimierung so angepasst, dass diese das Wirkleistungsverhalten der Verteilnetze realitätsnäher abbildet als bisher. Mit der daran anknüpfenden Blindleistungsprognose wird dann das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Übergabestellen an das Höchstspannungsnetz dem tatsächlichen Netzverhalten stärker entsprechen. Hierauf aufbauend werden die Spannungen im Jahreslauf optimiert und in ausgewählten kritischen (Grenz-)Situationsen geprüft. Diese qualitative Spannungsanalyse basiert dabei auf den betrieblichen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber, die für 2022/2023 eine Beschreibung der Spannungssituation in verschiedenen Netzgebieten umfasst und eine Risikobewertung enthält. Diese Risikobewertung stellt die Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht. Ein hohes Risiko bedeutet dabei, dass das Kraftwerk aus Gründen der Spannungshaltung unerlässlich ist. Bei einem mittleren Risiko wird das Kraftwerk regelmäßig oder gelegentlich zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt, für den spannungsbedingten Redispatch als notwendig erachtet oder es stellt die Reserve bei Stillständen und Revisionen anderer Kraftwerke. Bei einem geringen Risiko ist das Kraftwerk zur Spannungshaltung nicht zwingend erforderlich, da sich beispielsweise weitere Kraftwerksblöcke an dem Standort befinden oder der Einfluss auf die Spannung im Höchstspannungsnetz durch einen Anschluss des Kraftwerks auf der 110 kV Ebene begrenzt ist. Eine abschließende Bewertung der Spannungssituation kann auf Grundlage dieser Berechnungen jedoch nicht erfolgen, weswegen die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert sind, weitergehende Untersuchungen anzustellen und diese spätestens in die nächste Systemanalyse zu integrieren.

### 1.7 In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken

Die kritischen Grenzsituationen bestehen aus einer Kombination mehrerer kritischer Faktoren:

**Starkwind:** In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, netztechnisch potentiell 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 diesen Systemanalysen in den Grenzsituationen abgebildet. Das Ausmaß der kritischen Wettersituationen wurde noch verschärft, indem angenommen wurde, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten Jahre<sup>8</sup> eintritt.

**Starklast:** Es wurde des Weiteren angenommen, dass während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Die so konstruierte Grenzsituation ist der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung, wenig bis keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten). Er umfasst damit realistische Ausprägungen von Last und Erneuerbarer Einspeisung, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Des Weiteren wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten entsprechend bewertet: Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) ist ein hohes Risiko für eine sichere Stromversorgung. Daher wird angenommen, dass eine größere Anzahl von Kraftwerken im Süden Deutschlands nicht verfügbar sind, während im Norden eine hohe Verfügbarkeit vorherrscht

---

<sup>8</sup> 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.

Durch diese Prämissen wird sichergestellt, dass auch im Falle einer größeren Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen eine ausreichende Anzahl von Netzreservekraftwerken zur Verfügung steht.

Zudem wird eine Nichtverfügbarkeit von Netzreservekraftwerken untersucht. Nach der Bestimmung des robusten Netzreservekraftwerksportfolios wird die Grenzsituation dahingehend nochmals untersucht, ob bei einer Nichtverfügbarkeit eines Netzreservekraftwerks zusätzliche Netzreservekraftwerke benötigt werden. Diese Untersuchung wird für jedes einzelne Kraftwerk des robusten Netzreservekraftwerksportfolios vorgenommen.

Neben 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 Maße Übertragungsfähigkeit. Das kann zur Folge haben, dass weitere Leitungen überlastet werden und ausfallen. In Folge dessen können wie in einer Kaskade weitere Leitungsausfälle und überregionale Versorgungsstörungen auftreten. Die Beherrschung von Exceptional Contingencies ist eine Vorgabe der europäischen System Operation Guideline.

Trotz aller zuvor genannten Risikoabwägungen beruht die Reservebedarfsermittlung immer auf einem als kritisch, aber realistisch einzustufenden Mix von potentiellen Szenarien und kann keine exakte Vorhersage der tatsächlich eintretenden Verhältnisse sein. Somit wird nicht notwendigerweise jede theoretisch denkbare Situation berücksichtigt. Wenn eine Situation bisher nicht aufgetreten ist oder von den Übertragungsnetzbetreibern nicht als potentielles Risiko erkannt wird, kann sie folglich auch nicht in der Systemanalyse berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber führen jedoch jedes Jahr umfassende Analysen durch, um 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 Netzsituationen mit ausreichendem Vorlauf prognostiziert werden, um die Hochfahrentscheidungen unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Kraftwerke sachgerecht treffen zu können.

## **1.8 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen**

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

Die Bundesnetzagentur prüft zunächst, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet werden. Anschließend werden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz, Grenzkosten und weiterer Variablen geprüft.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation werden die Eingangsdaten, wie z. B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen werden die Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss, im (n-1)-Fall sowie bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen (EC-Fälle) ermittelt. Auftretende Überlastungen können im Modell durch topologische Maßnahmen oder den Einsatz von effizienten Redispatchmaßnahmen behoben werden. Die Netz- und Redispatchberechnungen werden für die synthetische Woche sowie für den Jahreslauf durchgeführt, sodass im Anschluss der Redispatchbedarf anhand der höchsten eingesetzten Redispatchmengen aus Netzreservekraftwerken ermittelt werden kann. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der Vermaschung des Netzes eine Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne engpassbehaftete Netzelemente nicht möglich ist.

Für die Prüfung der Lastfluss- und Redispatchberechnungen werden sowohl Skripte zur automatisierten Auswertung von Ergebniszeitreihen eingesetzt als auch zusätzliche manuelle Kontrollen auf Konsistenz aller Ergebnisse zu ausgewählten Zeitpunkten durchgeführt. Zu diesem Zweck wird die notwendige Hard- und Software vorgehalten, um die Berechnungen für Prüfungen selbst durchführen zu können.

Soweit die Bundesnetzagentur das Erfordernis herausarbeitet, Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen, sind diese in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

## 2 Redispatchbedarf und dessen Deckung

Für die Bestimmung des Redispatchbedarfs wird zunächst betrachtet, ob dieser durch am Markt agierende Kraftwerk gedeckt werden kann. 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, besteht dem Grunde nach ein Bedarf an Bereitstellung dieser Leistung durch Kraftwerke der Netzreserve. In der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber kommen zwar mitunter auch andere, kurzfristige Maßnahmen zur Bedarfsdeckung wie etwa Countertrading in Betracht. Solche kurzfristig im Day-Ahead- oder Intraday-Markt verfügbaren Potenziale werden bei der Modellierung jedoch nicht berücksichtigt, da sich diese weder für den Jahreslauf noch in der Voraussicht auf eine konkrete Einzelsituation als gesichert unterstellen lassen.

§ 13d EnWG und die NetzResV sehen im Grundsatz zwei verschiedene Möglichkeiten vor, um den Netzreservebedarf zu decken: Die freie Kontrahierung von Anlagen im Inland oder europäischen Ausland als Netzreservekraftwerke oder die Aufnahme von im Inland vorläufig oder endgültig stillzuliegenden Anlagen über das Regime von § 13b Abs. 4 und 5 EnWG, deren Systemrelevanzausweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde, sodass diesen Anlagen die Stilllegung verboten ist. Allerdings bestimmt § 13d Abs. 3 EnWG auch für die zuletzt genannten Anlagen, dass die Bildung und der Einsatz unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtung aus § 13b Abs. 4 oder 5 EnWG auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der NetzResV erfolgt.

Die Voraussetzungen für den Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber eines Kraftwerks im Inland oder europäischen Ausland samt der Schweiz sind in § 5 NetzResV geregelt. Danach darf der Abschluss eines Vertrages mit einer *inländischen* Anlage insbesondere nur dann erfolgen, wenn das entsprechende Kraftwerk materiell systemrelevant ist und der Betreiber sich verpflichtet, die Anlage bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen. Weiterhin setzt der Vertragsschluss mit den Betreibern ausländischer Kraftwerke für die Netzreserve nach § 5 Abs. 3 NetzResV voraus, dass die *ausländische* Kraftwerksleistung als Reserve

zur Lösung der ermittelten Netzsicherheitsprobleme in Deutschland beiträgt und die Bindung für den erforderlichen Zeitraum gesichert ist. Zudem ist eine Abstimmung mit den zuständigen ausländischen Behörden vorzusehen, damit keine Einwände im Hinblick auf die Kontrahierung der Anlage bestehen (z. B. aus Gründen der Netzsicherheit im eigenen Land).

### **3 Netzreserve 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. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der ermittelte Netzreservebedarf gedeckt werden kann.

#### **3.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2022/2023**

In der Systemanalyse wird der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert (vgl. Abschnitt C1.2). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2022/2023 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 2022/2023 in der betrachteten Grenzsituation angenommen werden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt werden, ist in Abschnitt C1.3.5 beschrieben.

In der synthetischen Woche liegt die Höchstlast im NNF 282. Die synthetische Woche wird nun so skaliert, dass die Höchstlast der synthetischen Woche (88,9 GW) zeitlich mit der Höchstlast aus dem Jahr 2012 zusammenfällt. Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller und neuer Stromanwendungen (vgl. Abschnitt C1.3.5) sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2022/2023 angenommen werden, sind in Tabelle 5 abgebildet. Diese Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber bzw. auf Werten des ERAA 2021 und werden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

### Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Höchstlast [GW]
Belgien	13,2
Dänemark - Ost	2,3
Dänemark - West	3,6
Finnland	14,9
Frankreich	93,2
Großbritannien	56,3
Irland	5,3
Italien	52,0
Luxemburg	1,0
Niederlande	18,6
Nordirland	1,5
Norwegen	26,3
Österreich	10,3
Polen	25,7
Portugal	8,1
Schweden	25,4
Schweiz	9,3
Slowakei	4,2
Slowenien	2,3
Spanien	39,6
Tschechien	10,4
Ungarn	6,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2022/2023

#### 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.

Für den Winter 2022/2023 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 69,0 GW, siehe Tabelle 6. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands werden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen (Wasser-)Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt.

**Kraftwerkspark Deutschland im Winter 2022/2023<sup>9</sup>**

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	6.259	5.660	11.919
Erdgas	17.550	8.003	25.553
Braunkohle	15.070	0	15.070
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.934	6.542	10.476
Sonstige	292	156	448
Kuppelgas	1.957	85	2.042
Mineralölprodukte	1.398	473	1.871
Abfall	1.098	543	1.641
<b>Summe im Markt</b>	<b>47.558</b>	<b>21.462</b>	<b>69.020</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2022/2023

**3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen**

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an Erneuerbare-Energie-Anlagen für den Winter 2022/2023 werden in Tabelle 7 beschrieben.

**Installierte Leistungen Erneuerbare-Energie-Anlagen 2022/2023**

Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige	Summe
56,9 GW	8,2 GW	65,0 GW	8,6 GW	3,9 GW	0,4 GW	<b>143,0 GW</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2022/2023

**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 (2007-2016)<sup>10</sup> und weiteren Auswertungen sowie bereits vorliegender Revisionsdaten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt C1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2022/2023 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,7 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,8 GW in Österreich

<sup>9</sup> Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d. h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Wasserkraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

<sup>10</sup> Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2007-2016, Edition 2017, 20.11.2019

und 3,3 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Die Region Süd umfasst Süddeutschland (südlich des 50. 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 (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Abfall, Sonstige und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

Die Kraftwerkskombination, die für den Zeitraum 2022/2022 im Szenario Winter (Starkwind/Starklast) als nicht verfügbar angenommen wird, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in Tabelle 8, Tabelle 9 und Tabelle 10 angegeben.

### Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0606	Emsland	DT	327	Vollausfall	Erdgas
BNA058a	Knapsack Gas I	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmoeser	NV	160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl 3	Niehl 31	460	Vollausfall	Erdgas
BNA0442	Cuno HKW	H6	72	Teilausfall	Erdgas
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	251	Teilausfall	Braunkohle
BNA0141	KW Mittelsbueren	GT 3	26	Teilausfall	Mineralöl
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	106	Vollausfall	Mineralöl
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	80	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	19	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	165	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	122	Teilausfall	Steinkohle
BNA1949	Datteln 4	4	538	Teilausfall	Steinkohle
<b>Summe</b>			<b>3.300</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

**Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd**

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	KW Mainz	KW3	284	Vollausfall	Erdgas
BNA0626	KW Mainz	KW3	150	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 DT	387	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 GT	53	Vollausfall	Erdgas
BNA0018	HKW Altbach	ALT GT C	81	Vollausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	65	Vollausfall	Erdgas
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	90	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	KW Walheim	WAL GT D	40	Teilausfall	Mineralöl
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	34	Teilausfall	Mineralöl
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Saeckingen	Saeckingen 2	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 1	54	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	295	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Luenerseewerk	LUW M1	48	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen-Dampf KW	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA0646b	GKM	Block 9	199	Teilausfall	Steinkohle
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach	ALT HKW 2	336	Vollausfall	Steinkohle
BNA0969b	Nord 2	2	333	Vollausfall	Steinkohle
<b>Summe</b>			<b>3.700</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

### Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Donaustadt	3	158	Teilausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
1	0	36	Teilausfall	Mineralöl
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	114	Teilausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 1	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 2	22	240	Vollausfall	Pumpspeicher
<b>Summe</b>		<b>1.800</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023

#### 3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2021) hinaus sind für 2022 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 31.10.2022 in Betrieb genommen werden sollen, werden für den Betrachtungszeitraum (t+1) berücksichtigt.

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 2022/2023 wird daher die aktuelle, bereits durch die Netzbetreiber erstellte Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die somit für die Grenzsituation 2022/2023 als geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen Übertragungsnetz werden in Tabelle 11 dargestellt. Abschließend liefert Abbildung 5 eine grafische Darstellung der geplant als nicht verfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel in Deutschland.

**Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln**

<b>Nichtverfügbare Betriebsmittel</b>	<b>Netzelement</b>	<b>Spannungsebene</b>
Parchim/Süd – Güstrow 321	Stromkreis	220 kV
Hamburg/Ost - Hamburg/Süd 972	Stromkreis	380 kV
Wolmirstedt T403	Transformator	380/220 kV
Vöhringen – Gundelfingen (Günzburg Süd)	Stromkreis	380 kV
Kriegenbrunn – Redwitz 432	Stromkreis	380 kV
Isar – Pleinting 451	Stromkreis	380 kV
Grafenrheinfeld-Raitersaich 433	Stromkreis	380 kV
Hradec (CZ) – Etzenricht 441	Stromkreis	380 kV
Grohnde – Landesbergen 1	Stromkreis	380 kV
Hannover West – Landesbergen 3	Stromkreis	220 kV
Stendal/West – Wolmirstedt 487	Stromkreis	380 kV
Altenfeld – Remptendorf 463	Stromkreis	380 kV
Ragow – Preilack 359	Stromkreis	380 kV
Meitingen – Gundelfingen (Meitingen Nord)	Stromkreis	380 kV
Daxlanden – Kühmoos (Rheingraben)	Stromkreis	380 kV
Walgau – Bürs orange 405A	Stromkreis	220 kV
Bisamberg Sokolnice 1 (AT CZ)	Stromkreis	220 kV
Bisamberg-Sokolnice2 (AT-CZ)	Stromkreis	220 kV
Babylon-Vyškov V450 (CZ)	Stromkreis	380 kV
Sokolnice-Senica (CZ)	Stromkreis	220 kV
V418 Otrokovice-Prosenice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Albrechtice-Dobrzen (CZ)	Stromkreis	380 kV
Walgau-Bürs orange 405A (AT)	Stromkreis	220 kV
Hausruck -Aschach, 203B (AT)	Stromkreis	220 kV
Hernani-Argia (FR)	Stromkreis	380 kV
AT 762 de Cazaril (FR)	Transformator	380/220 kV
Houdreville -Logelbach (FR)	Stromkreis	380 kV
AT 761 de Vigy (FR)	Transformator	380/220 kV
Albertville -Chavanod (FR)	Stromkreis	220 kV
Meerhout -Van Eyck (BE)	Stromkreis	380 kV
Bitsch-Mörel (CH)	Stromkreis	220 kV
Chippis-Mörel/Stalden (CH)	Stromkreis	220 kV
Albrechtice-Dobrzen(PL)	Stromkreis	380 kV
Chamoson-Chippis (CH)	Stromkreis	220 kV
Krimpen a/d IJssel-Geertruidenberg wit (NL)	Stromkreis	380 kV

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11 Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2022/2023

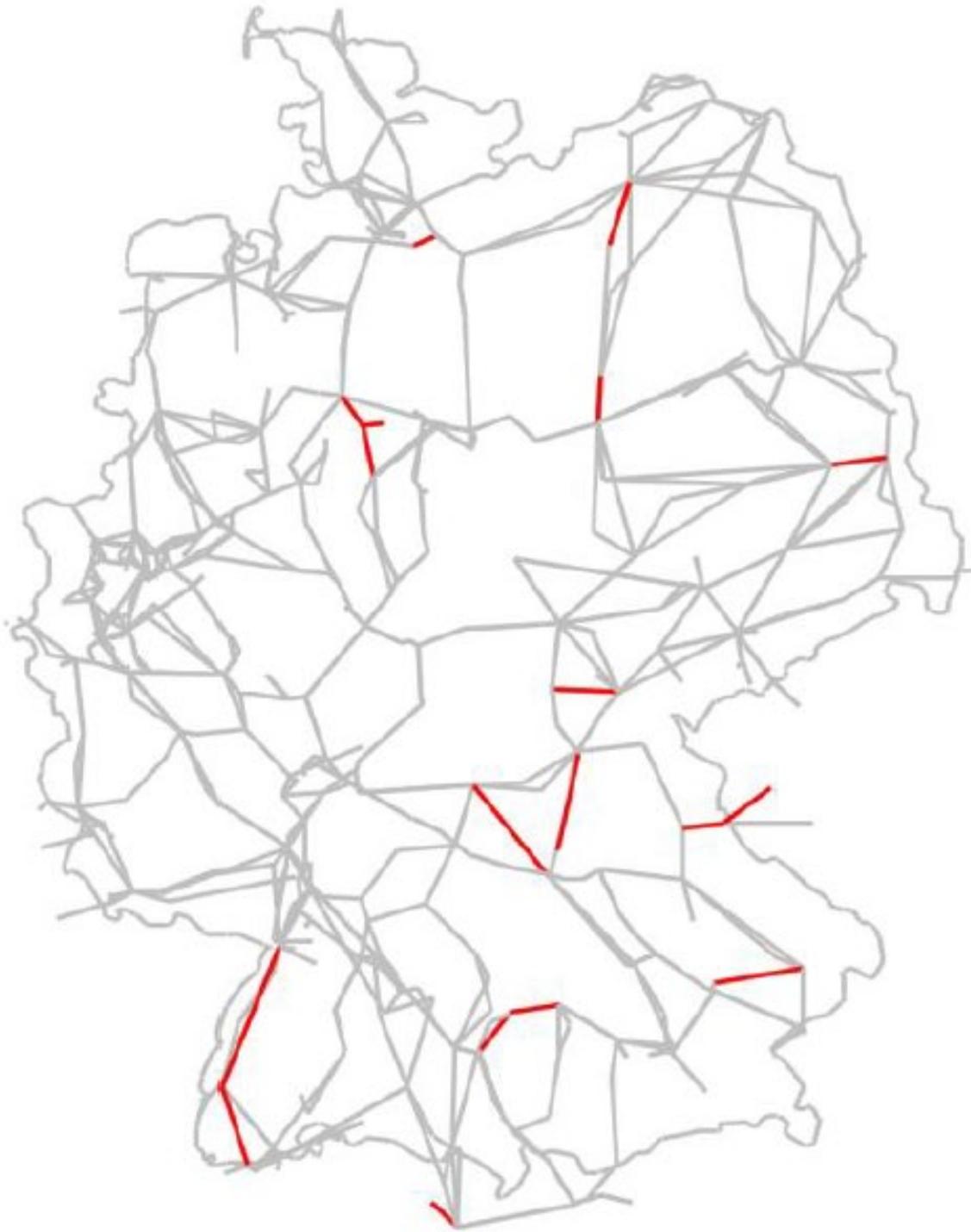


Abbildung 5 Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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 Be-

stimmung des Redispatchbedarfs 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.

### 3.1.6 Kostenkomponenten

Um die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Marktsimulation bestimmen zu können, müssen die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise prognostiziert werden. In der Regel werden die Preise wie folgt bestimmt:

- Rohöl, Erdgas und Steinkohle: Ableitung aus dem World Energy Outlook<sup>11</sup>
- Braunkohle und Kernbrennstoff<sup>12</sup>: als konstant angenommen
- CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise: durchschnittliche Futurepreise für European Emission Allowances im Handelszeitraum Mai bis August 2021 für die Jahre 2022 bis 2023

Gemäß dieser Methodik ergaben sich zum 31.08.2021 die in Tabelle 12 dargestellten Preise.

#### Brennstoffpreise 2022/2023 (31.08.2021) [€/MWh]

Rohöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Kernbrennstoff	CO <sub>2</sub> -Preise
37,31	22,66	6,97	3,00	1,36	54,18

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Brennstoffpreise 2022/2023 zum 31.08.2021

Im fortschreitenden Prozess der Systemanalysen führten die aktuellen Entwicklungen der Steinkohle- und insbesondere die der Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise dazu, dass von den Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich eine Brennstoffpreissensitivität mit in die Untersuchungen aufgenommen wurde. Hierzu wurden die Future Notierungen vom 10.12.2021 verwendet. Da diese Sensitivität die aktuellen Preise genauer widerspiegelt als die ursprünglichen Prognosen, werden zur Bestimmung des Netzreservebedarfs respektive für die Marktsimulation nur die Preise der Brennstoffpreissensitivität herangezogen. Diese Preise sind in Tabelle 13 abgebildet.

#### Brennstoffpreise 2022/2023 [€/MWh]

Rohöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Kernbrennstoff	CO <sub>2</sub> -Preise
37,31	68,32	12,05	3,00	1,36	83,75

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Für den Zeitraum 2022/2023 angenommene Brennstoffpreise

Insbesondere die Anpassung des Erdgaspreises hat Auswirkungen auf das Marktverhalten in Deutschland und in Europa. Bei einem niedrigen Erdgaspreis würden Erdgaskraftwerke in der Merit-Order nach vorne rücken

<sup>11</sup> <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

<sup>12</sup> wird in der Marktsimulation für die ausländischen Kernkraftwerke benötigt

und teilweise Braun- und Steinkohleanlagen verdrängen. Auf den Bedarf an Netzreservekraftwerken hätte dies keine Auswirkung, allerdings fiel der gesamte Redispatchbedarf geringer aus.

### 3.2 Identifikation der Grenzsituation 2022/2023

Wie in Abschnitt C1.2 beschrieben, ist die Grenzsituation jener NNF der synthetischen Woche, in dem die Netzreservekraftwerke den höchsten Einsatz aufweisen. Die Stunde mit dem höchsten Netzreserveinsatz im Betrachtungszeitraum 2022/2023 ist der NNF 273 (vgl. Abbildung 6). Diese Stunde ist geprägt von hoher inländischer Erzeugung bei gleichzeitig starker Last.

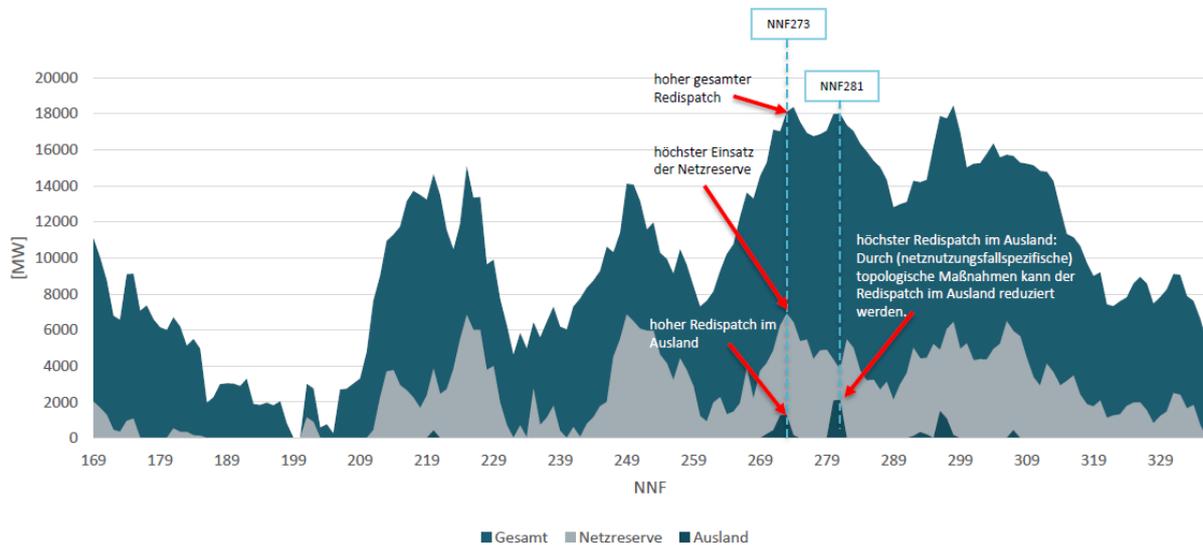


Abbildung 6 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

### 3.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2022/2023

Eingang in die Marktsimulation finden Annahmen zum CO<sub>2</sub>-Preis (83,8 €/tCO<sub>2</sub>) sowie zu Brennstoffpreisen. Der hier angenommene Brennstoffpreis für Erdgas in Höhe von 68,3 €/MWh führt zu einem höheren Grenzkostenniveau sowie dazu, dass CO<sub>2</sub>-intensivere Erzeugungstechnologien, etwa Stein- und Braunkohlekraftwerke weiter vorne in der Einsatzreihenfolge, der sog. „Merit Order“, stehen und eher eingesetzt werden. In Abbildung 7 ist die Einsatzreihenfolge für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 dargestellt.

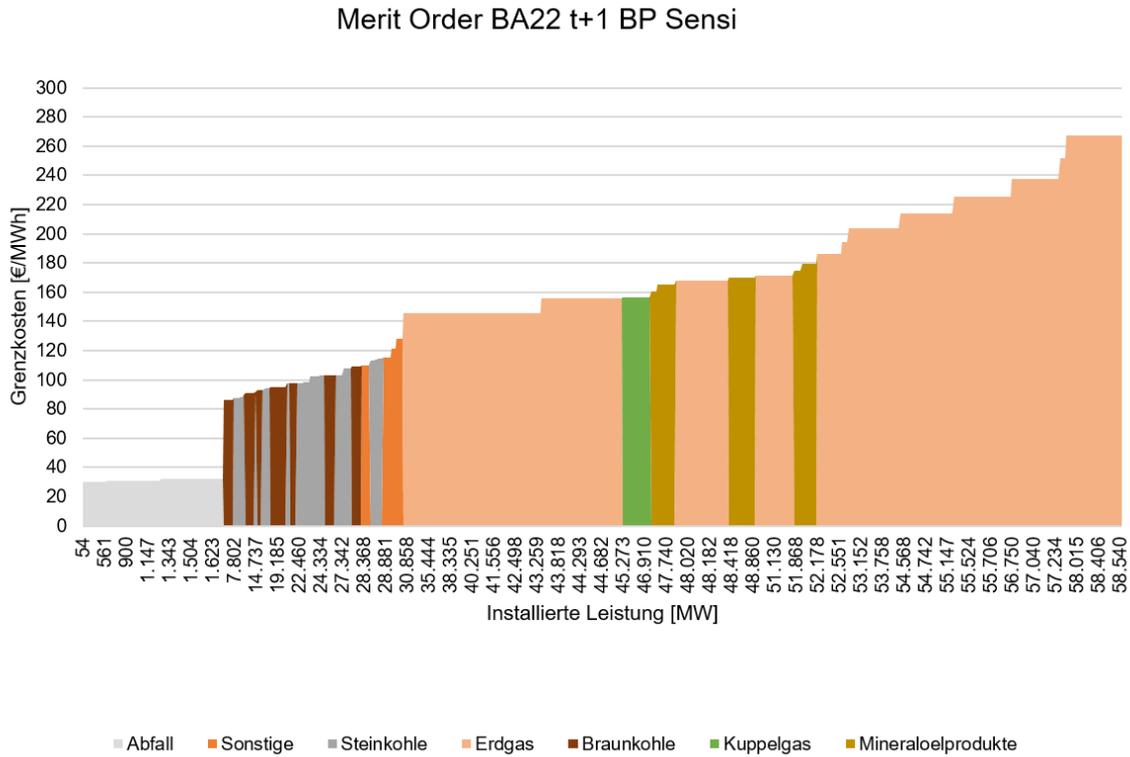


Abbildung 7 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Aus der europaweiten Marktsimulation resultiert im NNF 273 ein mäßiger Handelsimport aus Skandinavien in Höhe von 2,9 GW nach Deutschland. Dies trifft zusammen mit gleichzeitigen erheblichen Exporten nach Polen, Tschechien, Österreich, Frankreich, BeNeLux und in die Schweiz in Summe von 13,3 GW. In diesem Netznutzungsfall stellt sich daher in Deutschland ein positiver Handelssaldo von 10,4 GW ein. Die hohen Exporte nach Süden bzw. Süd-Westen wirken netzbelastend. In Abbildung 8 ist die Handelsflusssituation für diesen Netznutzungsfall dargestellt.

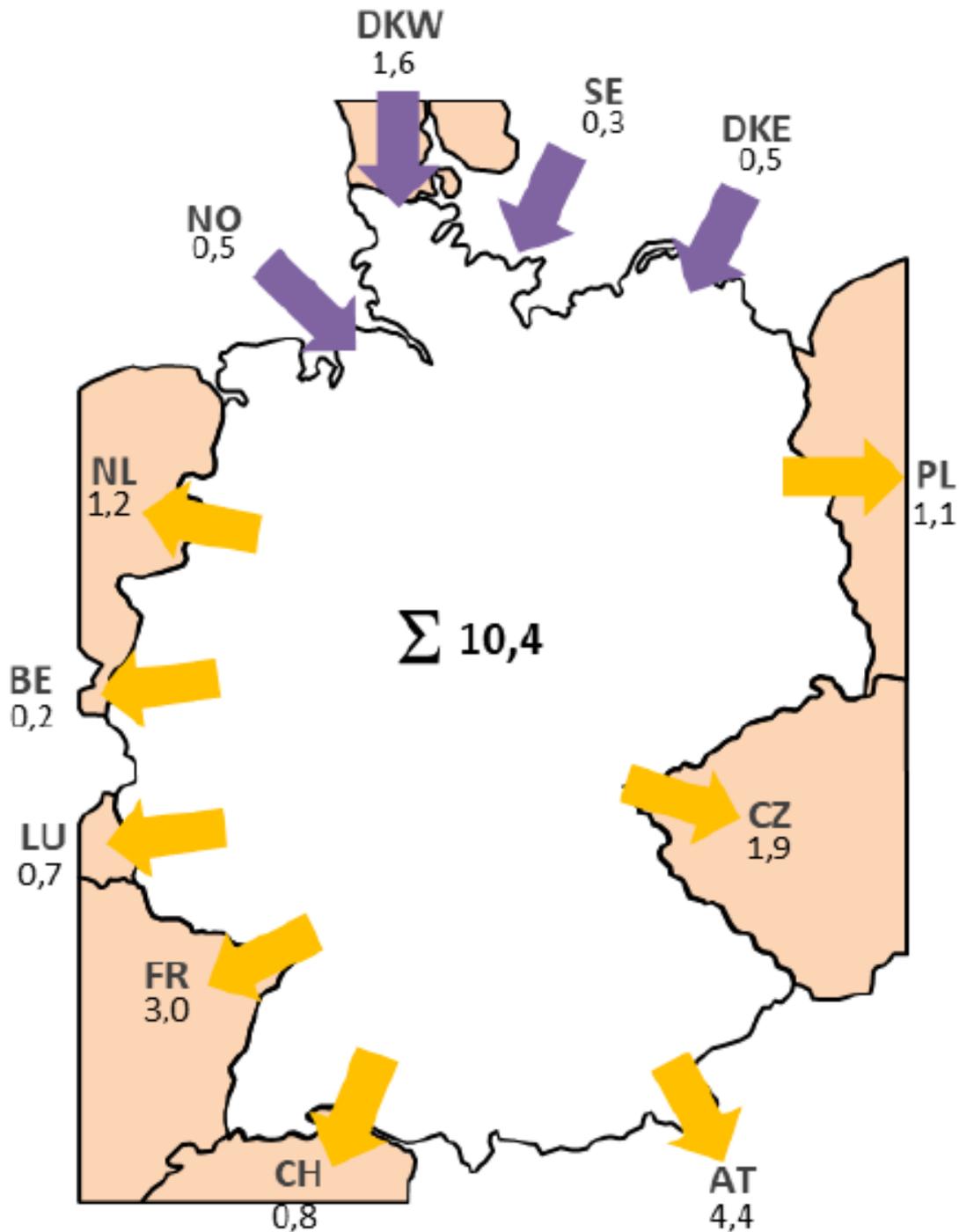


Abbildung 8 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 273 im Betrachtungszeitraum 2022/2023 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber)

### 3.4 Netzanalysen 2022/2023

Auf Basis der in Abschnitt C3.3 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation erfolgen Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das Marktergebnis engpassfrei transportiert werden kann oder ob präventive Maßnahmen eingesetzt werden müssen, um Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden.

### 3.4.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnung für die bedarfs dimensionierende Stunde zeigt zahlreiche Netzengpässe. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen nicht aus, um die Energie engpassfrei zu transportieren. Die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung kann bspw. nicht vollständig in die Lastzentren in Süddeutschland sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden. Zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, sind vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet. Abbildung 9 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftritts systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100% werden – wie in Abschnitt C1.2 beschrieben – durch präventive Maßnahmen reduziert.

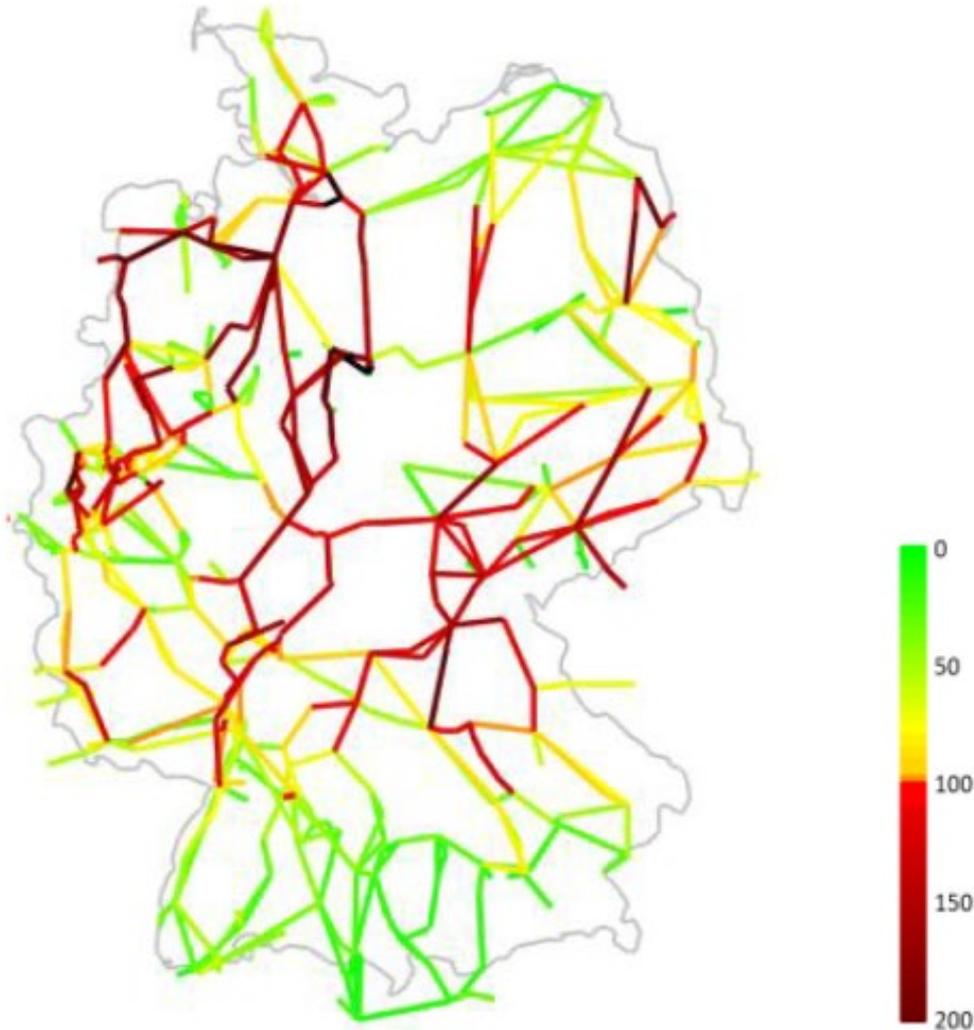


Abbildung 9 Leitungsauslastungen für 2022/2023 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

### 3.4.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

Um Überlastungen zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs parametrisiert. Zu diesem Zweck werden leistungsflusssteuernder Anlagen eingesetzt und Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Entlastung von hoch ausgelasteten Leitungen und Sammelschienen führen. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs

durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge muss sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um Überlastungen zu vermeiden. Das Portfolio der Netzreserve setzt sich dabei aus zwei Teilen zusammen. Zum einen stehen die aktuellen Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 5.561 MW grundsätzlich zur Verfügung. Zum anderen kann Redispatch mit den sieben Steinkohlekraftwerken (potentielle Netzreserve), die in der dritten Ausschreibungsrunde im Zuge des Kohleausstiegs bezuschlagt wurden, durchgeführt werden. Diese Anlagen haben insgesamt 2.027 MW Leistung.

Nachstehend sind die einzelnen Schritte, Zwischenergebnisse und Ergebnisse der Berechnungen der Grenzsituationen und Jahresläufe gemäß der in Abschnitt C1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt:

- Im initialen Jahreslauf kommen alle Netzreservekraftwerke, die sich aktuell in der Reserve befinden und zusätzlich die sieben potentiellen Netzreservekraftwerke zum Einsatz.
- In der initialen Grenzsituation werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 5.391 MW und zusätzlich vier potentielle Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 1.452 MW eingesetzt.
- Bei der sich anschließenden Berechnung der robusten Grenzsituation werden Kraftwerke, die im initialen Jahreslauf weniger als 20 Einsatzstunden aufweisen, mit einem Strafkostenaufschlag belegt. Als Folge werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke in der robusten Grenzsituation eingesetzt. Die vier potentiellen Netzreservekraftwerke, die bereits in der initialen Grenzsituation zum Einsatz kamen, tragen ebenfalls zur Engpassbehebung bei. Die Einspeiseleitung beträgt 6.840 MW.
- Beim anschließenden robusten Jahreslauf werden die Kraftwerke, die in der Berechnung der robusten Grenzsituation nicht zum Einsatz kommen, mit erhöhten Strafkosten beaufschlagt. Es kommen die aktuell zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 5.670 MW und vier potentielle Netzreserveanlagen mit einer Leistung von 1.452 MW zum Einsatz. Zudem wird in Frankreich eine Hochfahrleistung von 1.274 MW und in der Schweiz von 113 MW benötigt.
- Zum Abschluss wird untersucht, welche Auswirkung die Nichtverfügbarkeit eines jeden Netzreservekraftwerks hätte. Untersucht wird, ob die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks bedingt, dass ein zuvor nicht eingesetztes (potentielles) Netzreservekraftwerk eingesetzt wird, um die Engpassfreiheit der Grenzsituation zu erreichen. Hierzu werden 27 Einzelrechnungen der Grenzsituation durchgeführt. Diese Analysen zeigen, dass durch die Nichtverfügbarkeit eines beliebigen Netzreservekraftwerks kein weiteres potentielles Netzreservekraftwerk eingesetzt wird.

Die netzbezogenen Gegenmaßnahmen sowie der Redispatch mit Markt- und Netzreserveanlagen senkt die Auslastung des Netzes in den zulässigen Bereich, wie in Abbildung 10 dargestellt ist.

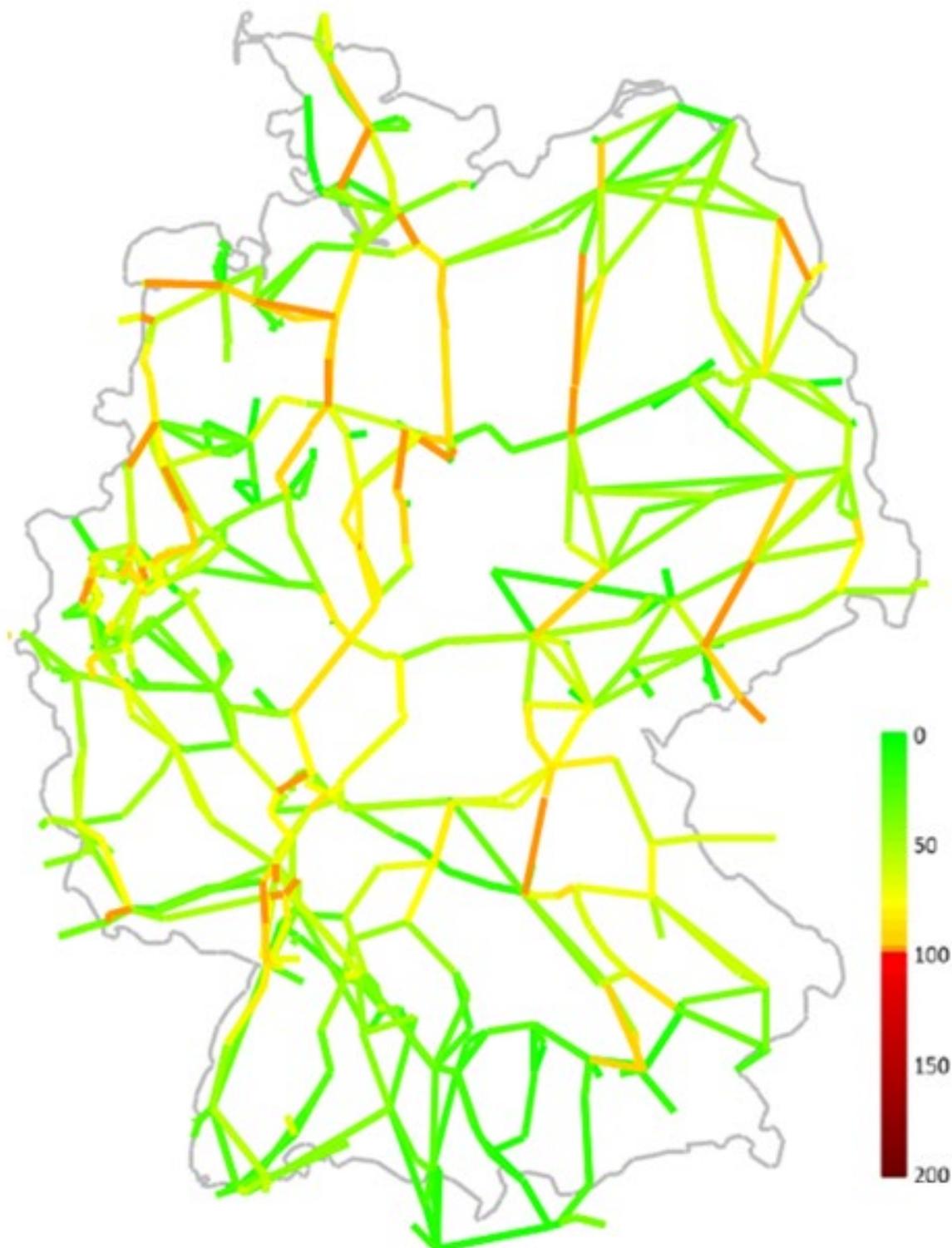


Abbildung 10 Leitungsauslastungen für 2022/2023 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

### 3.5 Ergebnisse der Spannungsanalysen 2022/2023

Die qualitativen Spannungsanalysen der Übertragungsnetzbetreiber führen für den Zeitraum 2022/2023 zu den folgenden Ergebnissen:

## 50Hertz

Bei der Bewertung wird zwischen dem Nord- und dem Südraum des Netzgebietes unterschieden. Bei der spannungsenkenden Kompensation zeigt sich ein abnehmendes Defizit im Norden und ein steigendes Defizit im Süden. Das spannungshhebende Defizit im Süden ist gering. Im Norden tritt kein spannungshhebendes Defizit auf. Hinsichtlich der regelbaren Blindleistungskompensation besteht im Süden und im Norden ein geringes Defizit.

In der 50Hertz Regelzone wurde nur das Kraftwerk HKW Könnern Block 1 im Rahmen der Spannungsanalysen als nicht verfügbar unterstellt. Hier wird das Risiko, dass mögliche Probleme hinsichtlich der Spannungshaltung/-Stabilität bei einer Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks auftreten, als gering eingestuft, da das Kraftwerk auf einen anderen Brennstoff umgestellt wird.

## Amprion

Amprion teilt für diese Betrachtung die Regelzone in vier Regionen auf und differenziert den Bedarf entsprechend. Im Emsland können kritische Spannungen in Zeiten hoher Leistungsansätze durch Windeinspeisung auftreten. Im östlichen Ruhrgebiet und Ostwestfalen wird eine Verbesserung der Spannungshaltung durch den Phasenschieberbetrieb von Westfalen E erwartet, dessen Inbetriebnahme für Mai 2022 geplant ist. Allerdings besteht hier noch keine Redundanz, sodass beim Ausfall des Phasenschiebers Spannungsprobleme zu erwarten sind. Im Rheinland kann der deutlich reduzierte Einsatz von Braunkohlekraftwerken sowohl zu hohen als auch zu niedrigen kritischen Spannungen führen. Im südlichen Teil des Amprion-Netzgebiets (Saarland/Rheinland Pfalz/Bayerisch Schwaben) kann es zu Überspannungen kommen.

Die jeweilige Nichtverfügbarkeit von insgesamt fünf Kraftwerksblöcken wird im Amprion Netzgebiet mit einem mittleren Risiko bewertet. Bexbach, Weiher C, Völklingen HKV und MKV können im Ausnahmefall zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden. Das gilt insbesondere im Falle einer Nichtverfügbarkeit der RPSA Uchtelfangen. Bei einer Nichtverfügbarkeit von Scholven C wäre die Spannungshaltung im 220 kV Netz gegebenenfalls gefährdet. Das gilt insbesondere bei einer Nichtverfügbarkeit des 380/220 kV Kuppeltransformators in Kusenhorst.

Bei 15 Kraftwerksblöcken wird die Nichtverfügbarkeit im Amprion Netzgebiet mit einem geringen Risiko bewertet. Bei GTKW Darmstadt, KMW 2, UPM Schongau wird die Beeinflussung der Spannung im HöS Netz durch den technisch möglichen Arbeitsbereich und Anschluss im 110 kV Netz begrenzt. Bergkamen A kann in einer kritischen Netzsituation und im Falle einer Nichtverfügbarkeit des in Phasenschieberbetrieb befindlichen Kraftwerks Westfalen E zum spannungsbedingten Redispatch benötigt werden. Marl 1, Henkel -Anlage 80 Smurfit Kappa Zülpich, Sappi Stockstadt -HKW und HKW Euskirchen werden auf einen anderen Brennstoff umgestellt. Die Kleinanlagen VenatorHKW -Block 1, und Stadtwerke Ulm-HKW, die jeweils über eine Nettoleistung von weniger als 50 MW verfügen, wurden aufgrund ihrer Größe nicht näher betrachtet. Bei den Blöcken Neurath A, D und E kann es bei vermindertem Einsatz der verbleibenden Braunkohlekraftwerke zu Spannungsproblemen kommen. Für diesen Fall können die im Markt verbleibenden und in der Nähe befindlichen Braunkohlekraftwerke zum spannungsbedingten Redispatch herangezogen werden.

### TransnetBW

Für das Gebiet der TransnetBW resultiert ein geringes Defizit an spannungssenkender Kompensation und kein (relevantes) Defizit an spannungshhebender Kompensation. Hinsichtlich der regelbaren Blindleistungskompensation tritt in der qualitativen Spannungsbewertung ein Defizit auf. Die Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Neckarwestheim Block II (GKN2) kann ab 2023 zu einer zeitlich begrenzten Verschlechterung bei der Spannungshaltung im Bereich des Kraftwerks Altbach HKW 1 und damit zu einer Erhöhung der Notwendigkeit für spannungsbedingten Redispatch führen. Nachdem Altbach HKW 1 im Jahr 2020 mehrfach zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt wurde, konnte ab 2021 aufgrund der Inbetriebnahme mehrerer Kompensationsdrosselspulen eine signifikante Reduktion des spannungsbedingten Redispatches erreicht werden, die voraussichtlich bis zur Stilllegung des Kernkraftwerks GKN2 anhalten wird. Das Risiko einer Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks Altbach HKW 1 wird daher als mittel angesehen. Eine mittlere Risikobewertung im Netzgebiet der TransnetBW hat auch das Kraftwerk Daxlanden RDK4 erhalten, da es im Falle der Nichtverfügbarkeit von RDK7 und RDK8 bzw. der in der Region befindlichen Kompensationsmittel zur Spannungshaltung notwendig ist. Die Kraftwerke GKM 7, GKM7 M, Heilbronn 5 und 6 sowie Marbach GT2 und 3, Marbach DT3 und Walheim 1 und 2 werden für die Spannungshaltung als nicht erforderlich eingestuft und erhalten daher die Bewertung eines geringen Risikos.

### Tennet

In weiten Teilen Netzgebietes der Tennet besteht ein Defizit an spannungssenkender, -hebender und regelbarer Kompensation. Eine Ausnahme bildet diesbezüglich lediglich die Küstenregion mit ausreichenden Kompensationspotenzialen aus den Onshore-Konvertern der Offshore-HGÜ. Die betrieblichen Maßnahmen im südlichen Niedersachsen sind bereits ausgereizt und erfordern den Einsatz des Kraftwerk Heyden 4. Im Raum Hanau ist das Kraftwerk Staudinger 4 für die Spannungshaltung unerlässlich und daher mit einem hohen Risiko bewertet, da kritische Spannungszustände in der Region eine Redundanz zu Staudinger 5 erfordern. Die Blöcke 3 und 4 des Kraftwerks Ingolstadt stehen sich gegenseitig als Reserve zur Verfügung, die bei Revisionen oder Stillständen benötigt wird. Die Kraftwerke Irsching 3 und Fargewerden für die Spannungshaltung als nicht erforderlich eingestuft und erhalten daher die Bewertung eines geringen Risikos.

### Zusammenfassung

Die Risikobewertung für die Kraftwerke im Einzelnen ist in Tabelle 14 dargestellt. Die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht, berücksichtigt dabei sowohl Anlagen, die sich derzeit in der Netzreserve befinden, als auch potentielle Netzreserveanlagen und Anlagen des Reduktionspfads für die großen Braunkohleanlagen gem. KVBG (Neurath mit den Blöcken A, B, D und E).

Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen. Sie ist eine erste Einschätzung der Situation und muss durch weiterführende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber, die spätestens in die nächste Systemanalyse zu integrieren sind, ergänzt und validiert werden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Anlagen mit hohem Risiko. Hier ist eine genauere Untersuchung der Sachlage zur Bewertung einer möglichen Systemrelevanz oder zur Identifikation anderweitiger Abhilfemaßnahmen unerlässlich.

**Risikobewertung<sup>13</sup> der Kraftwerke im Rahmen der qualitativen Spannungsanalyse**

<b>Kraftwerk</b>	<b>ÜNB</b>	<b>Risiko</b>
Bexbach	Amprion	Mittel
Weiber C	Amprion	Mittel
Völklingen – HKV & MKV	Amprion	Mittel
Scholven C	Amprion	Mittel
GTKW Darmstadt	Amprion	Gering
KMW 2	Amprion	Gering
UPM Schongau	Amprion	Gering
Bergkamen A	Amprion	Gering
Marl 1	Amprion	Gering
Venator HKW – Block 1	Amprion	Gering
Sappi Stockstadt –HKW	Amprion	Gering
Stadtwerke Ulm- HKW	Amprion	Gering
Smurfit Kappa Zülpich	Amprion	Gering
Neurath A	Amprion	Gering
Neurath D	Amprion	Gering
Neurath E	Amprion	Gering
Staudinger Block 4	TenneT	Hoch
Staudinger Block 5	TenneT	Hoch
Ingolstadt Block 3	TenneT	Mittel
Ingolstadt Block 4	TenneT	Mittel
Irsching Block 3	TenneT	Gering
Farge	TenneT	Gering
Altbach HKW 1	TransnetBW	Mittel
Daxlanden RDK4	TransnetBW	Mittel
GKM 7	TransnetBW	Gering
GKM 7 M	TransnetBW	Gering
Heilbronn 5	TransnetBW	Gering
Heilbronn 6	TransnetBW	Gering
Marbach GT2	TransnetBW	Gering
Marbach GT3	TransnetBW	Gering
Marbach DT3	TransnetBW	Gering
Walheim 1	TransnetBW	Gering
Walheim 2	TransnetBW	Gering

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Risikobewertung der Kraftwerke im Rahmen der qualitativen Spannungsanalyse

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß Tabelle 14 nur für Staudinger Block 4 und 5 ein hohes Risiko identifiziert. Für neun Kraftwerksblöcke geben sie ein mittleres Risiko an: Altbach, Bexbach, Daxlanden RDK4, Ingolstadt Block 3 und 4, Weiher, Völklingen HKV und MKV sowie für Scholven C. Alle anderen untersuchten Kraftwerke werden mit einem geringen Risiko für die Spannungshaltung bewertet, wenn das Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht.

### 3.6 Netzreservebedarf 2022/2023

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reserveleistung in Höhe von 8.264 MW für den Winter 2022/2023.

Eine Deckung des Bedarfs in Höhe von 8.264 MW kann durch Reservekraftwerksleistung sowohl aus dem In-, als auch aus dem Ausland erfolgen, wobei im Rahmen des Abschlusses der entsprechenden Netzreserveverträge unterschiedliche Anforderungen an die Erzeugungsanlagen in Deutschland (vgl. § 5 Abs. 2 NetzResV) und im Ausland (vgl. § 5 Abs. 3 NetzResV) gestellt werden.

Sowohl in der robusten Grenzsituation, als auch im robusten Jahreslauf wird inländisch der Netzreservekraftwerkspark vollumfänglich benötigt, der sich aus den bestehenden Netzreservekraftwerken und den neu hinzukommenden Kraftwerken<sup>14</sup> Bergkamen A, Scholven C und Voelklingen HKV und MKV zusammensetzt (vgl. Tabelle 15) und eine installierte Leistung von 7.012 MW umfasst. In der Grenzsituation werden 6.840 MW der installierten Leistung eingesetzt.

Der verbleibende Bedarf in Höhe von 1.424 MW muss über ausländische Kraftwerksleistung gedeckt werden. Dieser Bedarf setzt die vollständige Verfügbarkeit aller in der robusten Grenzsituation eingesetzten inländischen Netzreservekraftwerke voraus (vgl. Tabelle 15). Wenngleich dieser Bedarf modelltechnisch fast ausschließlich in Frankreich auftritt, beschränkt dies das IBV jedoch nicht ausschließlich auf Erzeugungsanlagen aus Frankreich. Dieser Bedarf ist das Ergebnis einer modellierungstechnischen Betrachtung und kann in der Realität auch über Kraftwerke in anderen Ländern gedeckt werden. Je nach Standort der Anlagen, können diese netztechnisch weniger sensitiv oder sensitiver auf Engpässe wirken. So wird möglicherweise mehr oder weniger Leistung zur Vermeidung und Bewirtschaftung der Engpässe im Wege des Redispatcheinsatzes benötigt. Dadurch kann der Bedarf von 1.424 MW in beide Richtungen abweichen.

Für den Fall, dass keine Betreiber von Erzeugungsanlagen im Ausland ihr Interesse an einer Aufnahme in die Netzreserve gem. § 4 Abs. 2 NetzResV bekunden sollten oder die entsprechenden Anlagen im Ausland nicht den Voraussetzungen des § 5 Abs. 3 NetzResV entsprechen, stehen den ÜNB als weitere Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung etwa Countertrading und die Beschaffung von Redispatch-Leistung über Kooperationen mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung. Diese Alternativen haben jedoch gemein, dass die

---

<sup>13</sup> hohes Risiko: Kraftwerk aus Gründen der Spannungshaltung unerlässlich; mittleres Risiko: Kraftwerk wird zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt oder stellt die Reserve für andere Kraftwerke; geringen Risiko: Kraftwerk zur Spannungshaltung nicht zwingend erforderlich

<sup>14</sup> Für Kohlekraftwerke, die in der fünften und sechsten Ausschreibungsrunde bezuschlagt werden, erfolgt die Prüfung der Systemrelevanz erst im Rahmen der nächsten Systemanalyse, vgl. § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVBG. Selbiges würde gem. §§ 20 Abs. 3, 27 Abs. 2 KVBG i. V. m. § 37 Abs. 2 Nr. 2 KVBG im Falle der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung gelten, soweit diese Ausschreibungsrunden unterzeichnet sein sollten.

Leistungsvorhaltung und –erbringung nur mit kurzfristigerem Vorlauf erfolgen und daher nicht langfristig geplant werden kann.

Aufgrund potenziell vorhandener – wenn auch nur kurzfristig aktivierbarer – Alternativen sowie des Umstands, dass ggf. in Folge des Krieges in der Ukraine die Betreiber von ausländischen Anlagen die Leistung selbiger zum Zwecke eigener nationaler Vorsorge keine Interessenbekundungen i S v § 4 Abs. 2 NetzResV eingehen könnten, dient das gem. Tenorziffer 1.1. durchzuführende Verfahren zunächst der Markterkundung. Obschon § 4 NetzResV keinen Kontrahierungsreflex vorsieht (vgl. insb. § 4 Abs. 2 Satz 3 NetzResV) und schon in der Systematik des Gesetzes gestuft abzulaufen hat, war es auch aufgrund der gegenwärtigen weltpolitischen Situation nach Einschätzung der Bundesnetzagentur erforderlich, die einzelnen Verfahrensschritte wie tenoriert zu organisieren. Nur so kann gewährleistet werden, dass für den Fall des Eingangs von genehmigungsfähigen Angeboten eine netzdienliche und volkswirtschaftlich sinnvolle Auswahlentscheidung getroffen werden kann.

Die qualitativen Spannungsuntersuchungen zeigen keinen darüberhinausgehenden Bedarf.

**Netzreservekraftwerke 2022/2023**

Kraftwerk	Leistung [MW]	Leistungsabruf in Grenzsituation [MW]	Einsätze im Jahreslauf [Anzahl]
Altbach HKW 1	433	433	124
Bexbach	726	726	148
Daxlanden RDK4	95	95	299
Darmstadt GTKW	342	342	228
GKM 7	158	139	131
GKM 7 M	157	157	130
Heilbronn 5	125	125	79
Heilbronn 6	125	125	71
Ingolstadt 3	375	375	81
Ingolstadt 4	386	386	49
Irsching 3	415	415	8
KMW 2	256	256	63
Marbach DT3	262	262	195
Marbach GT2	77	77	206
Marbach GT3	85	85	185
Staudinger 4	580	426	235
UPM Schongau	64	64	66
Walheim 1	96	96	66
Walheim 2	148	148	74
Weiher C	656	656	76
Bergkamen A	717	717	397
Scholven C	345	345	155
Völklingen HKV	211	211	14
Völklingen MKV	179	179	103

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Netzreservebedarf 2022/2023

**4 Netzreserve 2023/2024**

Im Folgenden werden die Eingangsgrößen sowie der Netzreservebedarf für 2023/2024 erläutert. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der für diesen Betrachtungszeitraum ermittelte Netzreservebedarf abgedeckt werden kann.

**4.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2023/2024**

Im Gegensatz zum Betrachtungszeitraum 2022/2023 steht für die Analysen für 2023/2024 ein veränderter gesicherter Reservekraftwerkspark zur Verfügung: Aufgrund von immissionsschutzrechtlichen Restriktionen steht

das derzeitige Reservekraftwerk Irsching 3 in diesem Zeitraum nicht mehr zur Verfügung; auch die Reservekraftwerksblöcke Marbach GT2 und DT3 sowie die Blöcke Walheim 1 und 2 werden aus der Netzreserve ausscheiden. Die weiteren Eingangsparameter, die den Berechnungen für diesen Zeitraum zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

#### **4.1.1 Annahmen zur Netzlast**

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2023/2024 in der synthetischen Woche angenommen werden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt werden, ist in Abschnitt C1.3.5 beschrieben.

In der synthetischen Woche liegt die Höchstlast im NNF 282. Die synthetische Woche wird nun so skaliert, dass die Höchstlast der synthetischen Woche (90,1 GW) zeitlich mit der Höchstlast aus dem Jahr 2012 zusammenfällt. Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller und neuer Stromanwendungen (vgl. Abschnitt C1.3.5) sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2023/2024 angenommen werden, sind zeithorizontunabhängig und daher identisch zu denen im Zeitraum 2022/2023, siehe Tabelle 5. Diese Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber bzw. auf Werten des ERAA 2021 und werden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

#### **4.1.2 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.

Für den Winter 2023/2024 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 68,9 GW, siehe Tabelle 16. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands werden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen (Wasser-)Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt.

**Kraftwerkspark Deutschland im Winter 2023/2024<sup>15</sup>**

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	6.259	5.150	11.409
Erdgas	17.662	8.003	25.665
Braunkohle	15.055	0	15.055
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.934	6.718	10.652
Sonstige	292	156	448
Kuppelgas	1.957	85	2.042
Mineralölprodukte	1.398	475	1.873
Abfall	1.098	542	1.640
<b>Summe im Markt</b>	<b>47.655</b>	<b>21.129</b>	<b>68.785</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2023/2024

**4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen**

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an Erneuerbare-Energie-Anlagen für den Winter 2023/2024 werden in Tabelle 7 beschrieben.

**Installierte Leistungen Erneuerbare-Energie-Anlagen 2023/2024**

Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige	Summe
58,4 GW	9,0 GW	73,3 GW	8,9 GW	3,9 GW	0,4 GW	<b>153,9 GW</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024

**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 (2007-2016) und weiteren Auswertungen ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt C1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2023/2024 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,7 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,8 GW in Österreich und 3,2 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Auf Basis der in den Regionen installierten Leistungen

<sup>15</sup> Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d. h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Wasserkraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

entspricht dies einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd und in Österreich. Die angenommene insgesamt nicht - verfügbare Leistung in der Region Nord ist von 2022/2023 bis 2023/2024 um 0,1 GW gesunken. In der Region Süd und in Österreich ist die jeweils nicht-verfügbare Leistung in beiden Zeiträumen unverändert.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2023/2024 im Szenario Starkwind/Starklast als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in Tabelle 18, Tabelle 19 und Tabelle 20 angegeben.

### Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0606	Emsland	DT	327	Vollausfall	Erdgas
BNA058a	Knapsack Gas I	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmoeser	NV	160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl 3	Niehl 31	274	Teilausfall	Erdgas
BNA0442	Cuno HKW	H6	217	Teilausfall	Erdgas
BNA1404	Boxberg	R	305	Teilausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	409	Teilausfall	Braunkohle
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	150	Teilausfall	Braunkohle
BNA0141	KW Mittelsbueren	GT 3	22	Teilausfall	Mineralöl
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	106	Vollausfall	Mineralöl
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	80	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	11	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	165	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	101	Teilausfall	Steinkohle
BNA1949	Datteln 4	4	539	Teilausfall	Steinkohle
<b>Summe</b>			<b>3.200</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

**Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd**

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	KW Mainz	KW3	284	Vollausfall	Erdgas
BNA0626	KW Mainz	KW3	150	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 DT	387	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 GT	53	Vollausfall	Erdgas
BNA0018	HKW Altbach	ALT GT C	81	Vollausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	65	Vollausfall	Erdgas
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	90	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	KW Walheim	WAL GT D	40	Teilausfall	Mineralöl
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	34	Teilausfall	Mineralöl
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Saeckingen	Saeckingen 2	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 1	91	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	295	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Luenerseewerk	LUW M1	48	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen-Dampf KW	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA0646b	GKM	Block 9	185	Teilausfall	Steinkohle
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach	ALT HKW 2	324	Vollausfall	Steinkohle
BNA0969b	Nord 2	2	321	Vollausfall	Steinkohle
<b>Summe</b>			<b>3.699</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfs dimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

### Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Donaustadt	3	158	Teilausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
1	0	36	Teilausfall	Mineralöl
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	114	Teilausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 1	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 2	22	240	Vollausfall	Pumpspeicher
<b>Summe</b>		<b>1.800</b>		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

#### 4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2021) hinaus sind bis zum 31. Oktober 2023 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die bis zu diesem Stichtag wahrscheinlich umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum t+2 unterstellt.

Die in der Systemanalyse angenommenen Netzausbaumaßnahmen werden nachfolgend in Tabelle 21, Tabelle 22, Tabelle 23 und Tabelle 24 dargestellt. In den Auflistungen werden die Ausbaumaßnahmen aufgeführt, deren Realisierung für den Zeitraum 2022/2023 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch aufgrund ihrer geplanten Fertigstellungen für den Zeitraum 2023/2024 in die Analyse des Zeitraums t+2 aufgenommen werden.

#### Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPIG

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
P34	Perleberg-Stendal/West	Leitung
P46	Mechlenreuth-Redwitz	Leitung
P69	Emden/Ost-Conneforde	Leitung
TNG-P70	Birkenfeld	Leitung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPIG

**Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG**

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
50HzT-007a	Neuenhagen-Hennigsdorf-Wustermark	Leitung
AMP-022	LandesgrenzeNW/RP-Eiserfeld	Leitung
AMP-022	LandesgrenzeNW/RP-Dauersberg	Leitung
TTG-006	Lamspringe-Hardegsen	Leitung
TTG-006	Wahle-Lamspringe	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

**Netzoptimierungs-Maßnahmen**

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
TTG-021	Stadorf TCSC	Anlage
P345	PST Hamburg/Ost	Anlage
TTG-021	PST Würgau	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Netzoptimierungs-Maßnahmen

**Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen**

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
P158	Mettmann	Anlage
P407	Herbertingen	Anlage
P23	Alfstedt	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

#### 4.1.6 Kostenkomponenten

Um die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Marktsimulation bestimmen zu können, müssen die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise prognostiziert werden. Die Preise werden wie folgt bestimmt:

- Rohöl, Erdgas und Steinkohle: Ableitung aus dem World Energy Outlook 2020<sup>16</sup>
- Braunkohle und Kernbrennstoff<sup>17</sup>: als konstant angenommen
- CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise: durchschnittlicher Futurepreis für European Emission Allowances im Handelszeitraum Mai bis August 2021 für die Jahre 2022 bis 2023

Gemäß dieser Methodik ergeben sich die in Tabelle 25 dargestellten Preise.

#### Brennstoffpreise 2023/2024 [€/MWh]

Rohöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Kernbrennstoff	CO <sub>2</sub> -Preise
38,05	22,66	6,97	3,00	1,36	54,91

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Für den Zeitraum 2023/2024 angenommene Brennstoffpreise

Zum Zeitpunkt der Abstimmung und Festlegung der Annahmen dieser Preise wurde davon ausgegangen, dass sich diese gegenüber dem Vorjahreszeitraum (2022/2023) wieder entspannen. Der russische Angriffskrieg war zu diesem Zeitpunkt noch ein undenkbares Szenario, weswegen die für t+1 unterstellten Preissteigerungen nicht weiter unterstellt wurden. Es bleibt der nächstjährigen Bedarfsanalyse überlassen, die dann aktuellen Rahmenbedingungen zu würdigen und die dann gegebenen Prognosemöglichkeiten zu nutzen.

#### 4.2 Identifikation der Grenzsituation 2023/2024

Die Auswertung der synthetischen Wochen für den Zeitraum 2023/2024 weist zwei kritische Stunden mit hohen Nord-Süd-Flüssen auf, die die Übertragungsnetzbetreiber genauer analysiert haben. Hierbei handelt es sich um die Netznutzungsfälle 250 und 273. Stunde 250 weist den höchsten Netzreserveeinsatz auf. Stunde 273 ist charakterisiert durch einen hohen Gesamtredispatchbedarf, dessen Deckung einen hohen Einsatz der Netzreserve wie auch ausländischen Redispatch erfordert.

Wie in Abschnitt C1.2 beschrieben, ist die Grenzsituation jener NNF der synthetischen Woche, in dem die Netzreservekraftwerke den höchsten Einsatz aufweisen. Die Stunde mit dem höchsten Netzreserveeinsatz im Betrachtungszeitraum 2022/2023 ist der NNF 250 (vgl. Abbildung 11).

<sup>16</sup> <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

<sup>17</sup> wird in der Marktsimulation für die ausländischen Kernkraftwerke benötigt

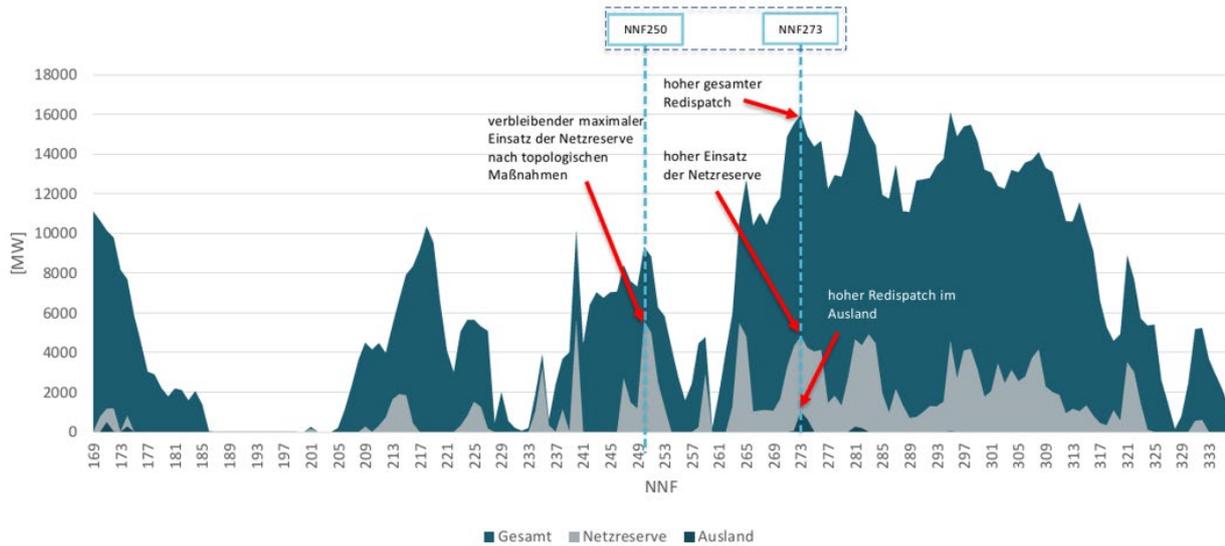


Abbildung 11 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

### 4.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2023/2024

Für die Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2023/2024 wurde ein CO<sub>2</sub>-Preis von 54,9 €/tCO<sub>2</sub> angenommen. Eingang in die Marktsimulation findet außerdem der Brennstoffpreis für Erdgas in Höhe von 22,7 €/MWh. Aus diesen Annahmen resultiert ein geringeres Grenzkostenniveau als im Betrachtungszeitraum (t+1). Hinsichtlich der Platzierungen der Kraftwerkstechnologien ist erkennbar, dass CO<sub>2</sub>-intensivere Erzeugungstechnologien wieder mehr in die Mitte der Merit Order rücken (vgl. Abbildung 12).

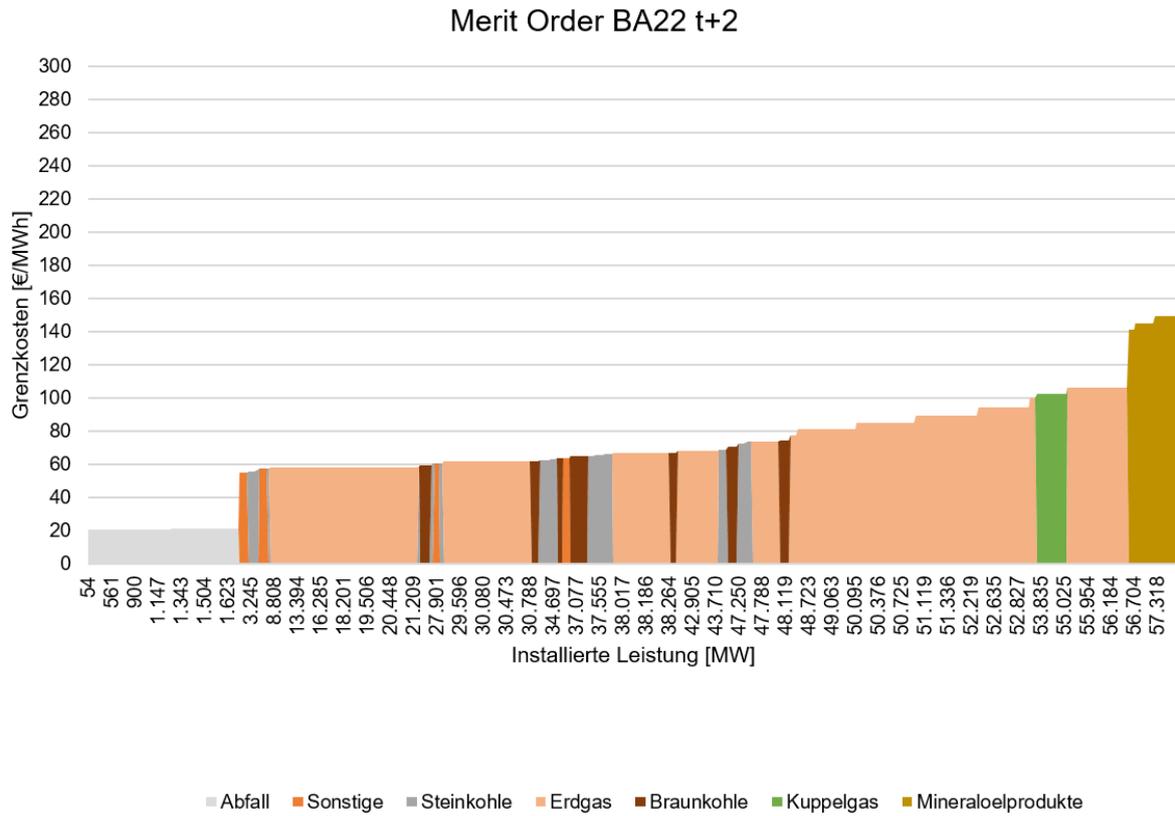


Abbildung 12 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Aus der europaweiten Marktsimulation resultiert im NNF 250 ein mäßiger Handelsimport aus Skandinavien (3,3 GW) sowie den Niederlanden (0,6 GW) nach Deutschland. Diese korrespondieren mit Exporten nach Polen, Tschechien, Österreich, Frankreich, Luxemburg, Belgien und in die Schweiz in Summe von 8,4 GW. In diesem Netznutzungsfall stellt sich daher in Deutschland ein positiver Handelssaldo von 4,6 GW ein. Die hohen Exporte nach Süden, Süd-Westen sowie nach Osten wirken netzbelastend. In Abbildung 13 ist die Handelsflusssituation für diesen Netznutzungsfall dargestellt.

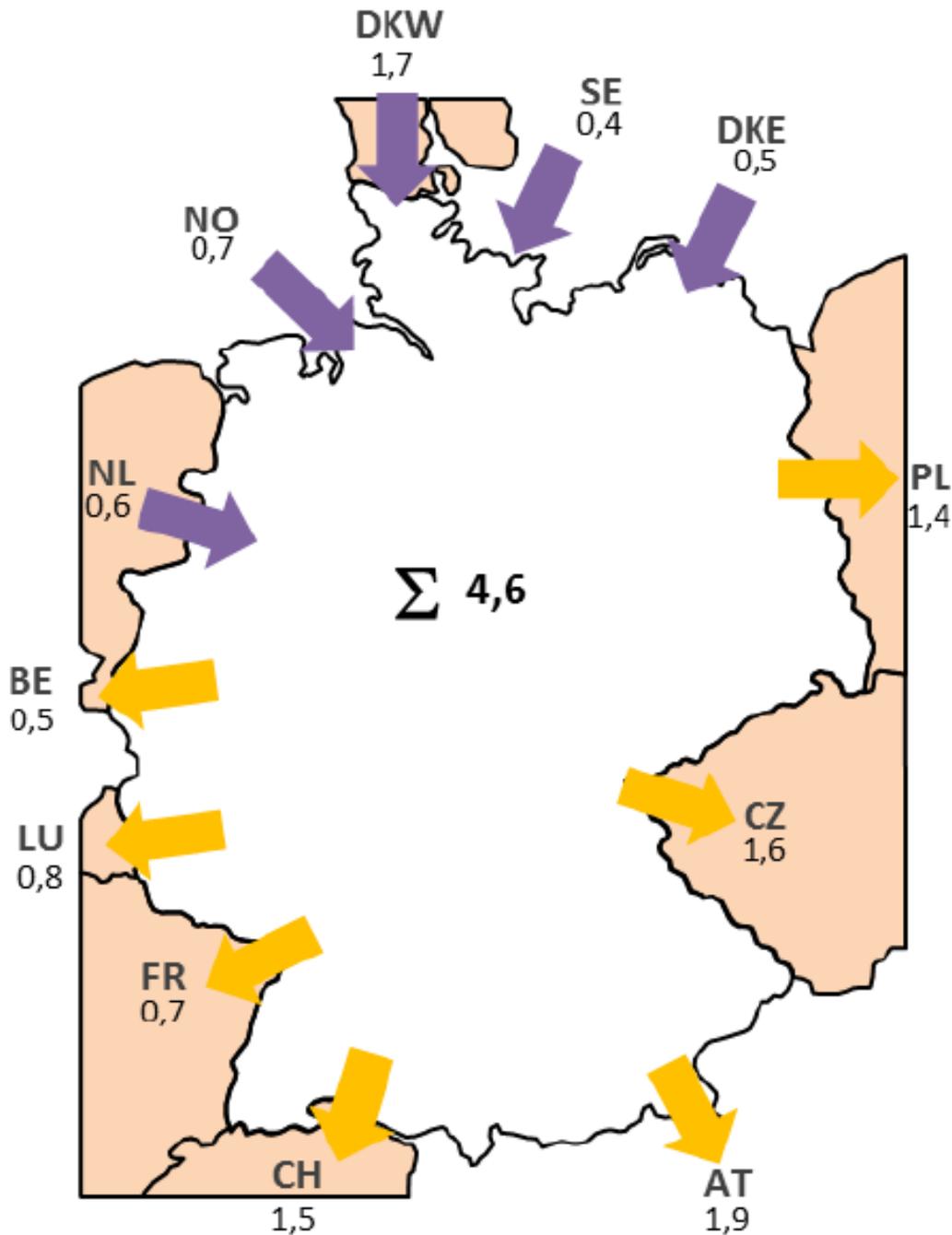


Abbildung 13 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 250 im Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.4 Netzanalysen 2023/2024

Auf Basis der in Abschnitt C4.3 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation erfolgen Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das Marktergebnis engpassfrei transportiert werden kann oder ob präventive Maßnahmen eingesetzt werden müssen, um Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden.

##### 4.4.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnung für die bedarfsdimensionierende Stunde 250 zeigt zahlreiche Netzengpässe. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen nicht aus, um die Energie engpassfrei zu transportieren. Die im Norden und

Nordosten erzeugte Leistung kann bspw. nicht vollständig in die Lastzentren in Süddeutschland sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden. Zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, sind vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet. Abbildung 14 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftrets systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100% werden – wie in Abschnitt C1.2 beschrieben – durch präventive Maßnahmen reduziert.

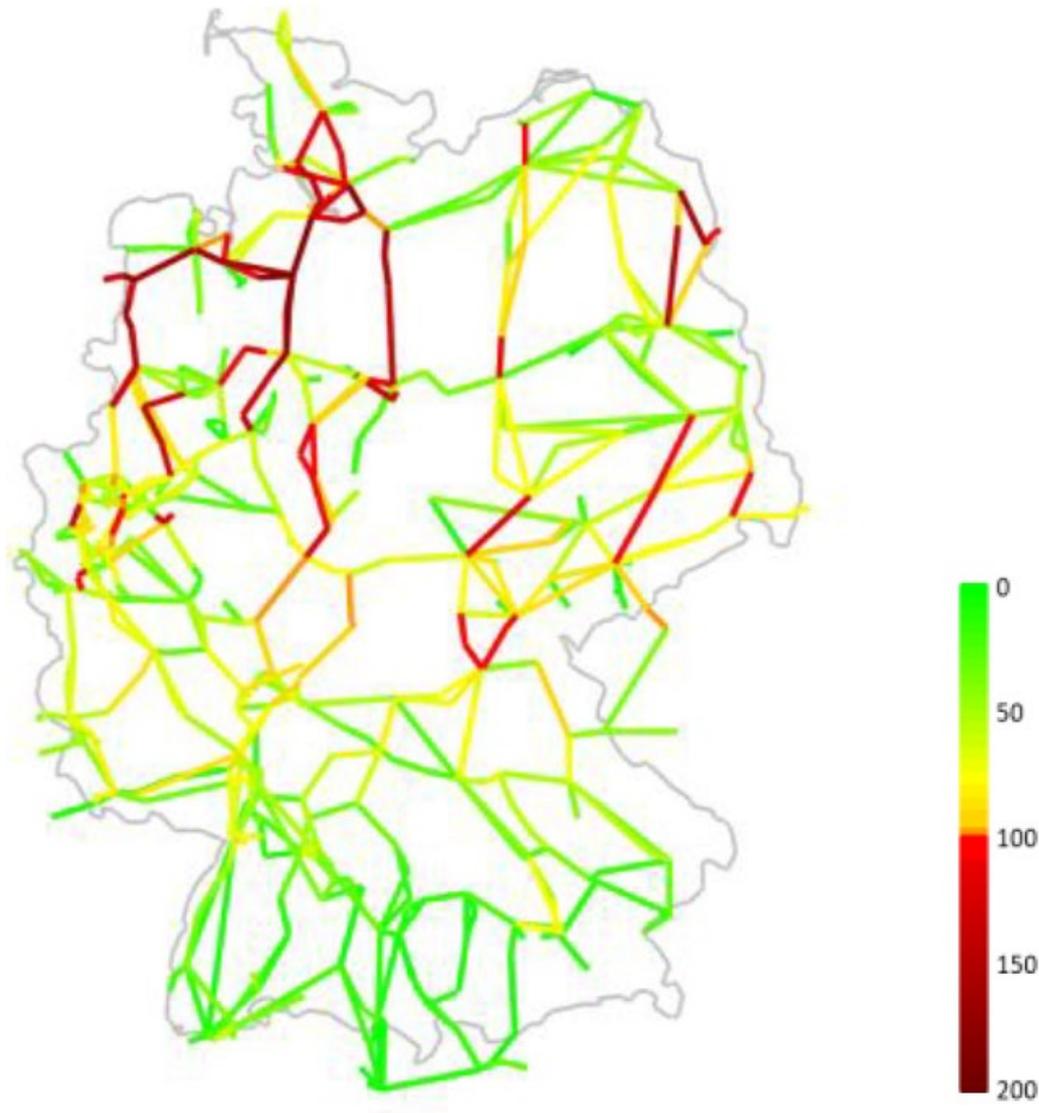


Abbildung 14 Leitungsauslastungen für 2023/2024 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 250 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.4.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

Um Überlastungen zu vermeiden, erfolgen zunächst netzbezogene Maßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs. Leistungsflusssteuernder Anlagen werden eingesetzt, sowie Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Entlastung von hoch ausgelasteten Leitungen und Sammelschienen führen. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber nach muss sowohl das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen, als auch die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke eingesetzt werden. Das Portfolio der Netzreserve setzt sich dabei aus zwei Teilen zusammen. Zum einen stehen im Betrachtungszeitraum 2023/24 die aktuellen Netzreservekraftwerke (15 Kraftwerksblöcke) mit einer Leistung von 4.673 MW grundsätzlich zur Verfügung. Zum anderen kann Redispatch mit insgesamt acht Steinkohlekraftwerken (potentielle Netzreserve) durchgeführt werden, die in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde im Zuge des Kohleausstiegs Zuschläge erhalten haben. Diese Anlagen haben insgesamt 2.537 MW Leistung.

Nachstehend sind die einzelnen Schritte, Zwischenergebnisse und Ergebnisse der Berechnungen der initialen und robusten Grenzsituationen und Jahresläufe gemäß der in Abschnitt C1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt:

- Im initialen Jahreslauf kommen alle Netzreservekraftwerke, die sich aktuell in der Reserve befinden und zusätzlich sechs der acht potentiellen Netzreservekraftwerke zum Einsatz.
- In der initialen Grenzsituation werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 4.629 MW und zusätzlich drei potentielle Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 900 MW eingesetzt.
- Bei der sich anschließenden Berechnung der robusten Grenzsituation werden Kraftwerke, die im initialen Jahreslauf weniger als 20 Einsatzstunden aufweisen, mit einem Strafkostenaufschlag belegt. Als Folge werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke in der robusten Grenzsituation eingesetzt. Zwei der drei potentiellen Netzreservekraftwerke, die bereits in der initialen Grenzsituation zum Einsatz kamen, tragen ebenfalls zur Engpassbehebung bei. Die Einspeiseleistung beträgt insgesamt 5361 MW.
- Beim anschließenden robusten Jahreslauf werden die Kraftwerke, die in der Berechnung der robusten Grenzsituation nicht zum Einsatz kommen, mit erhöhten Strafkosten beaufschlagt. Es kommen die aktuell zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 4.673 MW und zwei potentielle Netzreserveanlagen mit einer Leistung von 689 MW zum Einsatz.
- Abschließend wird noch die Nichtverfügbarkeit eines jeden Netzreservekraftwerks antizipiert und die Grenzsituation jeweils erneut berechnet. Untersucht wird, ob die Nichtverfügbarkeit eines Netzreservekraftwerks bedingt, dass ein anderes, in den robusten Rechnungen nicht eingesetztes (potentielles) Netzreservekraftwerk benötigt wird, um Engpassfreiheit in der so berechneten Grenzsituation zu erzielen. Die Prüfungen zeigen, dass bei Nichtverfügbarkeit einzelner Anlagen in einigen Fällen das Kraftwerk Völklingen HKV zum Einsatz kommt, was weder in der robusten Grenzsituation noch im robusten Jahreslauf dieses Betrachtungszeitraums eingesetzt wird. Ferner zeigen die Analysen, dass in fünf der betrachteten 24 Situationen die Engpassfreiheit einen Bedarf an ausländischer Kraftwerksleistung erforderlich macht. Der höchste zusätzliche Bedarf tritt, wie bereits im Betrachtungszeitraum (t+1), bei einer Nichtverfügbarkeit von Bexbach A auf.

Die netzbezogenen Gegenmaßnahmen sowie der Redispatch mit Markt- und Netzreserveanlagen senkt die Auslastung des Netzes in den zulässigen Bereich, wie in Abbildung 15 dargestellt ist.

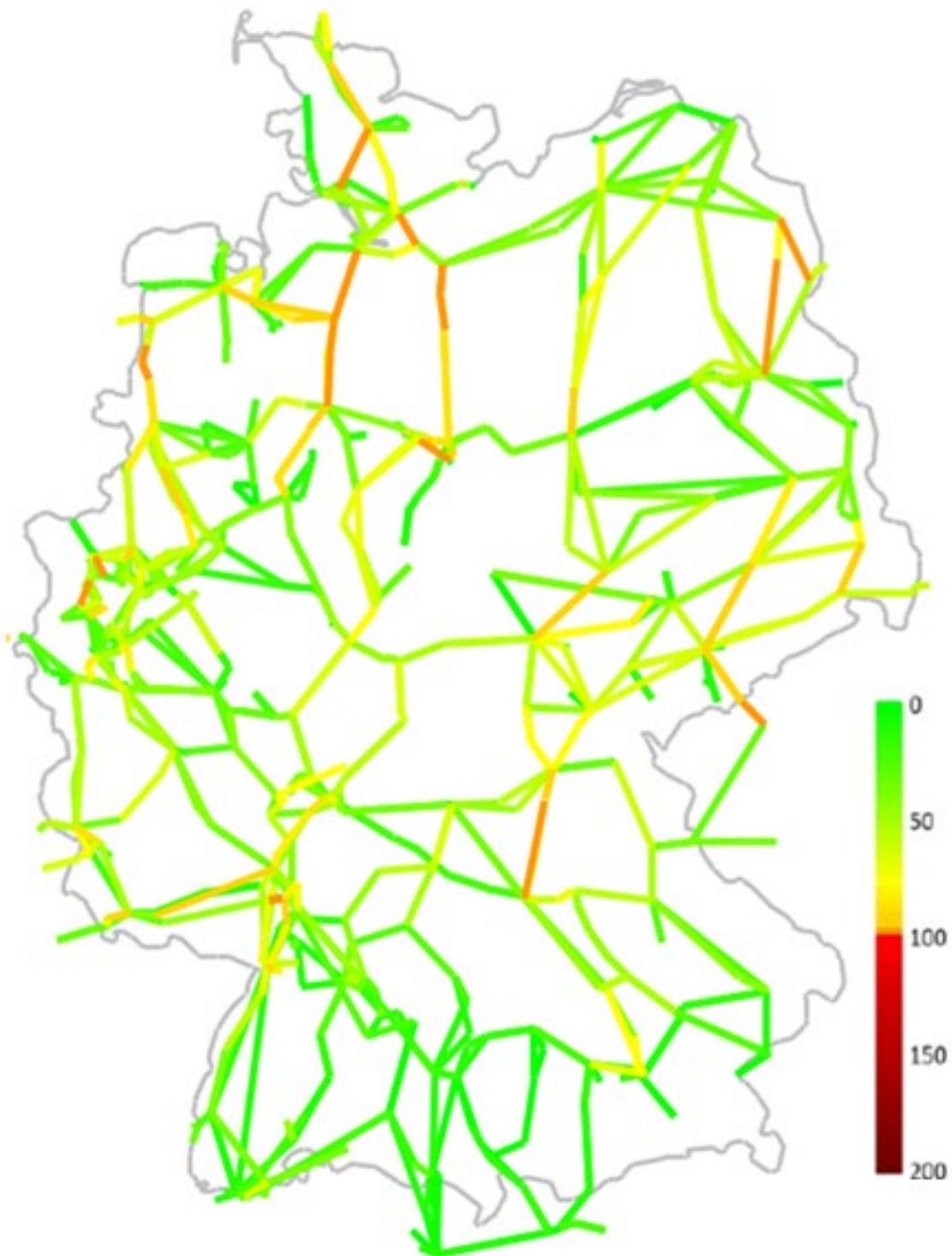


Abbildung 15 Leitungsauslastungen für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 250 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.5 Ergebnisse der Spannungsanalysen 2023/2024

Die qualitativen Spannungsanalyse für 2023/2024 unterscheiden sich nur punktuell von den unter C 3.5 beschriebenen Spannungsanalysen den Zeitraum 2022/2023. Um Wiederholungen zu vermeiden, werden daher in Folgenden nur die Punkte thematisiert, in denen sich die Situation in den beiden Jahren unterscheidet.

Für den Zeitraum für 2023/2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die folgenden Ergebnisse ermittelt:

##### 50 Hertz

Bei der spannungssenkenden Kompensation verringert sich das Defizit im Norden durch den Zubau von Kompensationsanlagen im Vergleich mit (t+1), während das Defizit im Süden hoch bleibt. Das spannungshebende Defizit bleibt im Süden gering, während es im Norden leicht ansteigt. Bei der regelbaren Blindleistungskompensation steigt das Defizit im Süden und Norden an, im Süden sogar stark.

##### Amprion und TransnetBW

Amprion und TransnetBW erwarten in ihren Netzgebieten eine im Vergleich mit (t+1)<sup>18</sup> unveränderte Situation.

##### Tennet

In weiten Teilen der Regelzone besteht auch im Zeitraum 2023/2024 ein Defizit an spannungssenkender, spannungshebender und regelbarer Kompensation. Eine Ausnahme bildet die Küstenregion mit ausreichenden Kompensationspotenzialen aus den Offshore-HGÜ, sodass eine Außerbetriebnahme von KW Farge unkritisch ist und daher mit einem geringen Risiko bewertet wird. Im Raum Hessen und Bayern werden im Betrieb häufig kritische Spannungen festgestellt. Für den sicheren Netzbetrieb dieser Region ist es daher unerlässlich, dauerhaft mindestens ein Kraftwerk am Standort Großkrotzenburg betriebsbereit zur Verfügung zu haben. Dazu stellen sich die Kraftwerke Staudinger 4 und 5 gegenseitig in Revisionszeiten Redundanz. Der geplante rotierende Phasenschieber in Großkrotzenburg wird nach derzeitigen Planungen der Tennet frühestens im Jahr 2026 in Betrieb genommen. Am Standort Ingolstadt ergibt sich ein ähnlich kritisches Bild, sodass hier ein Bedarf an den Kraftwerken Ingolstadt 3 und 4 besteht, die sich i.d.R. gegenseitig Reserve stellen. Die Notwendigkeit für das Kraftwerk Heyden 4 ist weiterhin gegeben, wobei sich der Umbau zum rotierenden Phasenschieber verzögert.

Eine detaillierte Risikobewertung zur Nichtverfügbarkeit einzelner Kraftwerke ist im Abschnitt C3.5 zu finden.

#### 4.6 Netzreservebedarf 2023/2024

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 5.361 MW für den Betrachtungshorizont 2023/2024.

Sowohl in der robusten Grenzsituation, als auch im robusten Jahreslauf wird der ausgewiesene Kraftwerkspark vollumfänglich benötigt. Im Gegensatz zum Betrachtungszeitraum 2022/2023 unterscheidet er sich dahingehend, dass die bestehenden Netzreservekraftwerke Irsching 3, Marbach DT3 und GT2 sowohl Walheim 1 und 2 aus der Netzreserve ausscheiden. Die Kraftwerke Irsching 3 sowie Marbach DT3 und GT2 stehen aus immissionschutzrechtlichen Restriktionen in diesem Zeitraum nicht mehr zur Verfügung. Auch die Kraftwerksblöcke

---

<sup>18</sup> siehe C3.5 Spannungsanalysen 2022/2023

Walheim 1 und 2 können voraussichtlich nur noch bis 31. März 2023 betrieben werden. Diese fünf Kraftwerksblöcke wurden für die Analysen daher nicht unterstellt. Die potentiellen Netzreserveanlagen Bergkamen A, Scholven C und Voelklingen HKV, die in (t+1) eingesetzt wurden, werden im Betrachtungszeitraum (t+2) in den robusten Rechenläufen nicht benötigt. Das potentielle Reservekraftwerk Staudinger 5, dessen Kohleverfeuerungsbetrieb erst in dem Betrachtungszeitraum 2023/2024 in Kraft tritt, kommt jedoch zum Einsatz (vgl. Tabelle 26). Die qualitativen Spannungsuntersuchungen zeigen keinen darüberhinausgehenden Bedarf. In der Grenzsituation wird die installierte Leistung vollständig eingesetzt.

Der Bedarf für den Zeitraum 2023/2024 wird erneut in der kommenden Systemanalyse ermittelt und in der zugehörigen Bedarfsfeststellung bestimmt werden. Mit bis dahin neu vorliegenden Erkenntnissen, etwa zum Fortschritt beim Netzausbau, weiteren bezuschlagten Anlagen im Rahmen noch stattfindenden Ausschreibungsrunden gem. KVBG und dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, kann der Reservekraftwerksbedarf im Vergleich zu den derzeit vorliegenden Informationen, die in die Parametrierung der vorliegenden Analyse Eingang fanden, für den Zeitraum 2023/2024 dann anders ausfallen: sowohl eine Erhöhung als auch ein geringerer Bedarf sind möglich. Auch wird in der kommenden Systemanalyse die Stunde 273 dieses Betrachtungszeitraums erneut untersucht, die in der vorliegenden Analyse zwar kritisch, aber nicht bedarfsdimensionierend ist.

#### Netzreservekraftwerke 2023/2024

Kraftwerk	Leistung [MW]	Leistungsabruf in Grenzsituation [MW]	Einsätze im Jahreslauf [Anzahl]
Altbach HKW 1	433	433	191
Bexbach	726	726	118
Daxlanden RDK4	95	95	234
Darmstadt GTKW	342	342	79
GKM 7	213	213	95
GKM 7 M	212	212	75
Heilbronn 5	125	125	131
Heilbronn 6	125	125	136
Ingolstadt 3	375	375	50
Ingolstadt 4	386	386	34
KMW 2	256	256	90
Marbach GT3	85	85	217
Staudinger 4	580	580	184
UPM Schongau	64	64	113
Weiher C	656	656	40
Völklingen MKV	179	179	80
Staudinger 5	510	510	161

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Netzreservebedarf 2023/2024

## Verzeichnisse

### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter.....	8
Abbildung 2: Anforderungen Netzreserveleistung im Zeitraum 01.10.2021 bis 31.12.2021.....	9
Abbildung 3: Anforderungen Netzreserveleistung im Zeitraum 01.01.2022 bis 22.04.2022.....	9
Abbildung 4: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.....	17
Abbildung 5 Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	39
Abbildung 6 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	41
Abbildung 7 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2022/2023 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	42
Abbildung 8 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 273 im Betrachtungszeitraum 2022/2023 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber).....	43
Abbildung 9 Leitungsauslastungen für 2022/2023 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	44
Abbildung 10 Leitungsauslastungen für 2022/2023 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	46
Abbildung 11 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	60
Abbildung 12 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	61
Abbildung 13 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 250 im Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber).....	62
Abbildung 14 Leitungsauslastungen für 2023/2024 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 250 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	63
Abbildung 15 Leitungsauslastungen für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 250 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	65

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2021 (Stand: April 2022).....	11
Tabelle 2: Vorläufige Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro.....	12
Tabelle 3: Historische Leistung in- und ausländischer Netzreserve.....	13
Tabelle 4 Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+2.....	14
Tabelle 5: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2022/2023 .....	33
Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2022/2023.....	34
Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2022/2023 .....	34
Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023.....	35
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023.....	36
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2022/2023.....	37
Tabelle 11 Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2022/2023.....	38
Tabelle 12: Brennstoffpreise 2022/2023 zum 31.08.2021.....	40
Tabelle 13: Für den Zeitraum 2022/2023 angenommene Brennstoffpreise.....	40
Tabelle 14: Risikobewertung der Kraftwerke im Rahmen der qualitativen Spannungsanalyse.....	49
Tabelle 15: Netzreservebedarf 2022/2023 .....	52
Tabelle 16: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2023/2024.....	54
Tabelle 17: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024 .....	54
Tabelle 18: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	55
Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	56
Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	57
Tabelle 21 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG.....	57
Tabelle 22 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG.....	58
Tabelle 23 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Netzoptimierungs-Maßnahmen.....	58
Tabelle 24 Gegenüber 2022/2023 in 2023/2024 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen .....	58
Tabelle 25: Für den Zeitraum 2023/2024 angenommene Brennstoffpreise.....	59
Tabelle 26: Netzreservebedarf 2023/2024 .....	67



## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

### **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

pressestelle@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

### **Stand**

April 2022

### **Text**

Referat 626

**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](mailto:info@bnetza.de)

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