

VERSORGUNGSSICHERHEIT  
STROM

# Bericht

---

Feststellung des Netzreservebe-  
darfs für den Winter 2025/2026  
sowie den Betrachtungszeitraum  
April 2027 bis März 2028



Bundesnetzagentur

# **Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 sowie den Betrachtungszeitraum April 2027 bis März 2028**

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

**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)



# 1 Feststellung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. der 50 Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Heidestraße 2, 10557 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Robert-Schuman-Str. 7, 44263 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung  
Osloer Str. 15 – 17, 70173 Stuttgart

(im Folgenden: „Die Übertragungsnetzbetreiber“)

**wegen: Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 und den Betrachtungszeitraum 2027/2028 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 NetzResV, Az.: 4.14.03.01/BA2025#4,**

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 28. April 2025 festgestellt:

**Zif. 1.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt 6.493 MW für den Winter 2025/2026.**

**Zif. 1.1.: Zur Beschaffung des verbleibenden, noch nicht gedeckten Netzreservebedarfs von 1.344 MW haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 NetzResV durchzuführen.**

**Zif. 2: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt 6.525 MW für den Betrachtungszeitraum 2027/2028.**



## Inhaltsverzeichnis

1	Feststellung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve.....	4
2	Einführung.....	10
2.1	Hintergrund der Systemanalysen und des Bedarfs an Netzreserve .....	10
2.2	Rückschau auf den Winter 2024/2025.....	11
3	Verfahrensablauf.....	12
4	Systemanalysen und Bedarf an Netzreserve.....	13
4.1	Vorgehensweise der Systemanalysen .....	13
4.2	Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	14
4.3	Bemessungsmaßstab.....	15
4.4	Berücksichtigte Risiken .....	16
4.5	Eingangsparameter der Systemanalysen 2025.....	17
4.5.1	Übertragungsnetz.....	18
4.5.2	Konventioneller Kraftwerkspark .....	18
4.5.3	Nichtverfügbarkeiten von Marktkraftwerken.....	19
4.5.4	Kostenkomponenten zur Berechnung der Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke .....	20
4.5.5	Erneuerbare-Energien-Anlagen.....	20
4.5.6	Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten.....	21
4.5.7	Annahmen und Berechnung des Stromverbrauchs .....	22
4.6	Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen.....	23
4.7	Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 .....	23
4.7.1	Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2025/2026 .....	23
4.7.2	Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2025/2026 .....	24
4.8	Netzreservebedarf im Zeitraum 2025/2026.....	28
4.9	Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 .....	29
4.9.1	Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2027/2028 .....	29
4.9.2	Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2027/2028 .....	30
4.10	Netzreservebedarf im Betrachtungszeitraum 2027/2028 .....	34
	Rechtsbehelfsbelehrung.....	37
	Abbildungsverzeichnis .....	39
	Tabellenverzeichnis .....	40
	Impressum.....	41







## 2 Einführung

### 2.1 Hintergrund der Systemanalysen und des Bedarfs an Netzreserve

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. Aber auch Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden zunehmend lastfern errichtet.

Bei den konventionellen Erzeugungstechnologien ist bedingt durch Marktkräfte und durch den gesetzlichen Ausstiegspfad 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 sowohl beim Import als auch beim Export an Volumen zulegen und nationale Engpässe des Übertragungsnetzes ungeachtet ihres Auftretens eine 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 bzw. südwestliche 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 und damit die Versorgungssicherheit 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. Ein Unterbinden der Exporte ins europäische Ausland kommt aus europarechtlichen Gründen und weil Deutschland zu anderen Zeitpunkten Strom importiert, auch aus nationalem Interesse, nicht in Betracht.

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 (EnWG) die Möglichkeit vorsieht, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, vorrübergehend in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgt durch die Netzreserveverordnung (NetzResV). Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich Systemanalysen zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalysen und stellt gegebenenfalls einen Bedarf an Netzreserve fest.

## 2.2 Rückschau auf den Winter 2024/2025

Zwischen dem 01.10.2024 und dem 15.04.2025 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage der Vorschauprozesse an 112 von 197 Tagen Redispatchleistung durch deutsche Netzreservekraftwerke angefordert. Die Einsatzhäufigkeit ist Abbildung 1 zu entnehmen. Zusätzlich wurde an 33 Tagen die Kapazitätsreserve und an einem Tag ein besonderes netztechnisches Betriebsmittel zu Netzreservezwecken eingesetzt. Außerdem wurde an sechs Tagen Redispatchkapazitäten in der Schweiz angefordert. Die Kapazitäten von Kraftwerken in Italien und Frankreich wurden jeweils einmal abgerufen.

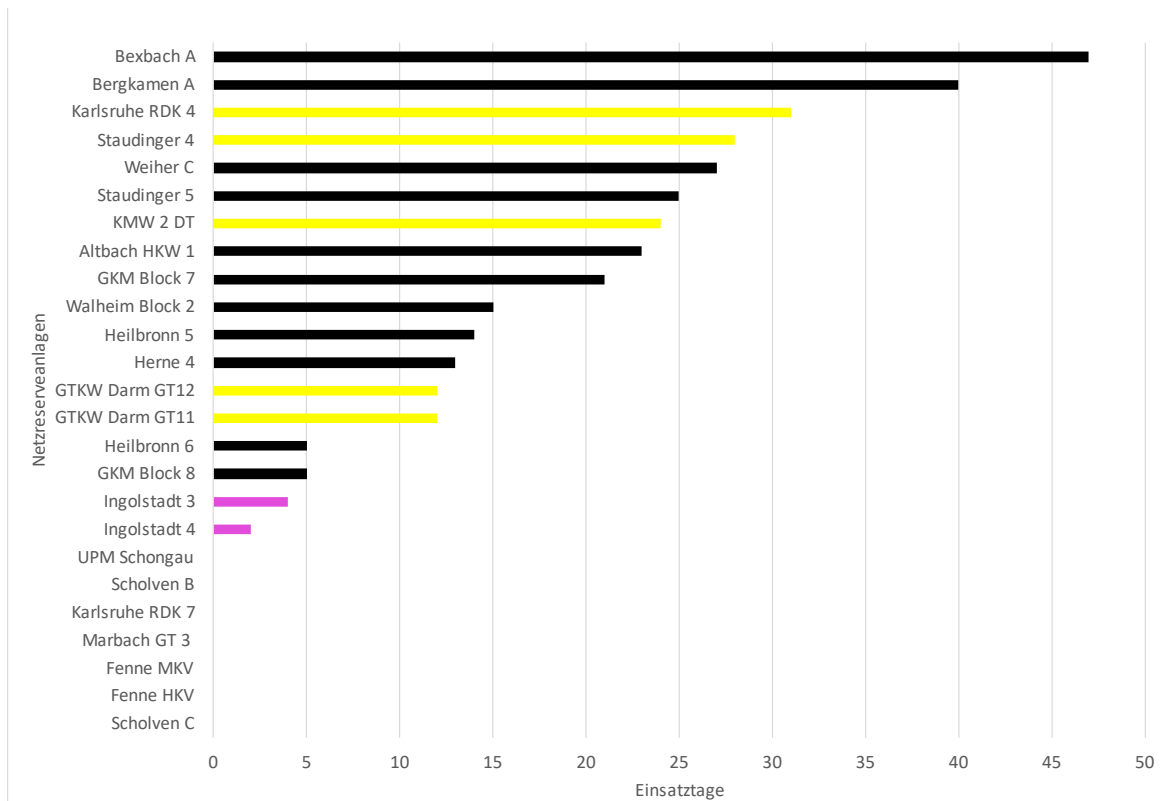


Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im Winter 2024/2025

### 3 Verfahrensablauf

Grundlage der Feststellung des Netzreservebedarfs ist gemäß § 3 Abs. 2 Satz 1 NetzResV eine von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam zu erstellende 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 Annahmen, Parameter und Szenarien, die diesen Systemanalysen zu Grunde liegen, sind gemäß § 3 Abs. 2 Satz 5 NetzResV spätestens bis zum 01. Dezember eines jeden Jahres mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Am 13. Mai 2024 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen 2025 statt. Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber verständigten sich darauf, dass die Systemanalysen 2025 neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden Winterhalbjahr 2025/2026, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2027 bis zum 31. März 2028 zu erstellen sind.

Der zweite Betrachtungszeitraum (2027/2028) wurde gewählt, um die Auswirkungen von im Jahr 2027 wirksam werdenden Stilllegungsanordnungen von Steinkohlekraftwerken gemäß dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) auf die Netz- und Systemsicherheit zu untersuchen. Erst zu einem späteren Zeitpunkt stellte sich heraus, dass aufgrund des marktlich bedingten Rückgangs der Erzeugungskapazitäten von Steinkohleanlagen für das Jahr 2027 keine gesetzlichen Stilllegungsanordnungen nach dem KVBG erforderlich sein werden. Gleichwohl bestand Einigkeit zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern, an der Untersuchung für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 festzuhalten.

Die Übertragungsnetzbetreiber übermittelten am 29. November 2024 die Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur. Diese waren zuvor zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt worden. Am 19. Dezember 2024 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber eine aktualisierte Version, da hinsichtlich bestimmter Eingangsparameter zwischenzeitlich aktuellere Daten vorlagen, die noch in dem Untersuchungsprozess der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden konnten.

Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte am 19. März 2025. Zuvor hatten die Übertragungsnetzbetreiber am 14. März 2025 die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur übermittelt. Die Übermittlung der zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen erfolgte am 19. März 2025.

## 4 Systemanalysen und Bedarf an Netzreserve

Ziel der jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber ist es, den Bedarf an Netzreserve für das kommende Jahr, sowie einen zusätzlichen Zeitraum, der bis zu fünf Jahre in der Zukunft liegen kann, zu ermitteln. Zu diesem Zweck wird berechnet, in welchem Umfang die Übertragungsnetzbetreiber die geplanten Einsätze von Erzeugungskapazitäten, die sie sich aus den Handelsgeschäften des Vortags ergeben, vorsorglich untersagen müssen, um Netzüberlastungen zu vermeiden, die den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes gefährdeten. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als „gesichert“ gelten inländische Markt-Kraftwerke und die Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz im Sinne des § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG an der Stilllegung gehindert werden, sowie ausländische Kraftwerke, die als Redispatchpotentiale kontrahiert werden.

Bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs werden verschiedene potentielle Risiken berücksichtigt, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt 4.4 zusammenfassend dargestellt.

### 4.1 Vorgehensweise der Systemanalysen

Die Ermittlung des Netzreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV erfolgt in der nachfolgend dargestellten Vorgehensweise.

Zunächst werden die Eingangsparameter der Systemanalysen für die beiden Betrachtungszeiträume festgelegt. Hierbei werden u. a. Annahmen hinsichtlich des konventionellen Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Preise etc.) sowie der verfügbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) getroffen. Außerdem werden für den jeweiligen Betrachtungszeitraum Annahmen zum Ausbaufortschritt des Übertragungsnetzes sowie zu den grenzüberschreitenden Handelskapazitäten getroffen.

Kritische Netzsituationen treten häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auf, d. h. in Zeiten, in denen eine hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt. Jedoch ist nicht auszuschließen, dass kritische Netzsituationen auch in solchen Stunden auftreten, in denen eine vergleichsweise niedrige Einspeisung aus EE-Anlagen zeitgleich mit einem hohen Stromverbrauch zusammenfällt, wodurch sich der Importbedarf erhöht.

Auf Grundlage der abgestimmten Eingangsparameter werden zwei synthetische Wochen parametrisiert, aus denen wiederum diejenigen Stunden (Grenzsituationen) abgeleitet werden, in denen der Bedarf an Redispatchleistung aus Markt- und Netzreserveanlagen während des Betrachtungszeitraums am höchsten ist.

Zusätzlich zu den synthetischen Wochen wird für jeden Betrachtungszeitraum ein vollständiger Jahreslauf parametrisiert. Die Übertragungsnetzbetreiber überprüfen für jede Stunde des Betrachtungszeitraums, ob und ggf. welche Erzeugungsanlagen mit welcher Leistung zum Redispatch eingesetzt werden müssen, um die Stromversorgung ohne Gefährdung des sicheren Netzbetriebs gewährleisten zu können.

Anhand einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts wird prognostiziert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den synthetischen Wochen sowie in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs

zur Deckung der Last einspeisen, unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung aus EE-Anlagen, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Bestimmt wird auch, welche Exporte und Importe sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen.

Anschließend wird hinsichtlich jeder Stunde des Betrachtungszeitraums untersucht, wie sich die jeweiligen Einspeisungen der Erzeugungsanlagen, die nach dem Ergebnis der Marktsimulation in den einzelnen Stunden zum Einsatz kommen auf die Auslastung des Übertragungsnetzes auswirken. Dies hat den Hintergrund, dass die Übertragungsnetzbetreiber sicherstellen müssen, dass die Stromflüsse im Übertragungsnetz nicht die Sicherheitsgrenzwerte der zulässigen Auslastung von Netzbetriebsmittel überschreiten. Stellen sich aufgrund des Marktgeschehens zu hohe Stromflüsse im Übertragungsnetz ein, die die zulässige Auslastung eines Netzbetriebsmittels überschreiten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber solange Gegenmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG durchführen, bis die Stromnachfrage gedeckt werden kann, ohne dass hierbei die Gefahr besteht, dass durch den Stromtransport Netzelemente beschädigt werden und ausfallen. Netzbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG (z. B. Topologieänderungen oder Rücknahmen von bereits abgestimmten, aber verschiebbaren Leitungsfreischaltungen) reichen bei hoher Netzauslastung in aller Regel nicht aus, um die Gefahr zu beseitigen, dass Netzbetriebsmittel aufgrund Überlastung ausfallen. Vielmehr bedarf es hierzu der Durchführung von Redispatchmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber, wobei gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber die Hochfahrleistung vorrangig aus Marktkraftwerken und gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EnWG aus Netzreservekraftwerken anzufordern haben.

Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber durch Redispatchmaßnahmen die Gefahr von Überlastungen des Übertragungsnetzes zu beseitigen ist erst dann erfüllt, wenn selbst nach dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels im Übertragungsnetz (z. B. Leitung oder Transformator), die weiterhin noch in Betrieb befindliche Netzinfrastruktur in der Lage ist, sich an die neue Lastflusssituation anzupassen, ohne dass hierdurch wiederum Netzbetriebsmittel in der eigenen oder angrenzenden Regelzone über den zulässigen Grenzwerte überlastet werden (sog. (n-1) - Sicherheitskriterium). Art. 32 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Übertragungsnetzbetrieb verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, ihr Netz unter Einhaltung des (n-1)-Standards zu betreiben. Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen hierzu eine Liste von Ausfallvarianten, die sowohl aus der betrieblichen Praxis bekannte, häufiger vorkommende Ausfälle, aber auch außergewöhnliche, besonders seltene Ausfälle (sog. Exceptional Contingencies, EC) enthält. Für jede Ausfallvariante wird untersucht, wie sich in der betrachteten Stunde der Leistungsfluss im Netz ändert. Stellen sich hierdurch Grenzwertverletzungen bei den Netzbetriebsmitteln ein, ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber, welche Maßnahmen jeweils getroffen werden müssen, damit die Grenzwerte eingehalten werden und der sichere Netzbetrieb nicht beeinträchtigt wird.

## 4.2 Redispatchbedarf und dessen Deckung

Sofern Redispatchmaßnahmen erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der betrieblichen Grenzwerte sicher zu betreiben, wird zunächst analysiert, ob dieser Bedarf durch am Markt agierende Kraftwerke gedeckt werden kann. Deren Betreiber sind nach §§ 13 Abs. 1 Satz 1 und 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, ihre Einspeisung auf Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Zusätzlich können die Übertragungsnetzbetreiber über den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG Kraftwerke in Österreich im Umfang von maximal 1,5 GW zum Redispatch anfordern, die aufgrund der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation gesichert für solche Einsätze zur Verfügung stehen.

Ist das Redispatchpotential aus Marktkraftwerken nicht ausreichend, besteht ein Bedarf, die noch fehlende Hochfahrleistung durch die Reservekraftwerke der Netzreserve zu decken.

Die Netzreserve setzt sich aus folgenden Anlagen zusammen: Zum einen handelt es sich um Kraftwerke im Inland, die der Betreiber freiwillig stilllegen will oder zu deren Stilllegung er aufgrund des Kohleverfeuerungsverbots nach dem KVBG verpflichtet ist, der zuständige Übertragungsnetzbetreiber allerdings gegen die Stilllegung interveniert hat, indem er die betreffende Anlage als systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG ausgewiesen hat.

Lässt sich der Netzreservebedarf nicht mit den an der Stilllegung gehinderten, systemrelevanten Kraftwerken in Deutschland decken, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ergänzend auf Kraftwerke im Ausland zurück. Hierzu führen die Übertragungsnetzbetreiber im Anschluss an die Feststellung des Netzreservebedarfs ein Interessenbekundungsverfahren gem. § 4 NetzResV durch, in welchem ausländische Kraftwerksbetreiber gebeten werden, den deutschen Übertragungsnetzbetreibern Angebote hinsichtlich der Bereitstellung von Redispatchleistung für das kommende Winterhalbjahr zu unterbreiten. Die Anbieter müssen bei der Abgabe eines Angebots zudem darlegen, dass die dortige zuständige Behörde keine Einwände gegen einen Vertragsschluss mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern hat. Nach Rücksprache mit der Bundesnetzagentur wählen die Übertragungsnetzbetreiber aus den eingegangenen Angeboten die Anbieter aus, mit denen sie einen Vertrag über die Bereitstellung der Leistung abschließen werden.

Gemäß § 5 Abs. 2 KapResV berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve auch die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen, soweit diese die Funktion der Netzreserve erfüllen können.

Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) werden gemäß dem vorgesehenen Betriebskonzept berücksichtigt, das einen Einsatz als letzte innerdeutsche Präventivmaßnahme im Rahmen des § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG vorsieht. Folglich können diese Kraftwerke im Bedarfsfall entsprechend der ursprünglichen Regelung in § 11 Abs. 3 EnWG a.F. nachrangig zu den Netzreservekraftwerken zur Engpassbehebung eingesetzt werden.

Die konkrete Auswahl der jeweils zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke erfolgt gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG anhand von Effizienzkriterien, d. h. je kosteneffizienter ein Kraftwerk einen Engpass entlastet, desto eher kommt es beim Redispatch zum Einsatz. Die Vorgabe des § 13 Abs. 1c EnWG, dass Netzreserveanlagen nachrangig zu Marktkraftwerken zum Redispatch eingesetzt werden, wird umgesetzt, indem auf die Einsatzkosten der Netzreserveanlagen ein höherer Strafkostenzuschlag addiert wird. Hierdurch wird der Einsatz der Netzreserveanlagen stets teurer als der Einsatz von Marktkraftwerken, die so in der Einsatzreihenfolge der Anlagen, die für den Redispatch in Betracht kommen, vor die Netzreserveanlagen rücken.

### **4.3 Bemessungsmaßstab**

Die Stunde der synthetischen Woche, in der die höchste Last oder die höchste Einspeisung aus EE-Anlagen auftreten, ist nicht zwangsläufig die Situation, in der das Übertragungsnetz der kritischsten Belastung ausgesetzt ist. Auch 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 Einspeisung aus EE-Anlagen nicht maximal, aber die regionale Verteilung der Einspeisung aus EE-Anlagen und konventioneller Erzeugungsanlagen sowie der Lasten sorgt für eine hohe Aus- und Überlastung des Netzes.

Zur Dimensionierung des Netzreservebedarfs werden zum einen solche Stunden der synthetischen Wochen näher untersucht, in denen Netzreservekraftwerke die höchste Leistung zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs beitragen. Zum anderen werden solche Stunden identifiziert, in denen ein über den Beitrag der inländischen Reservekraftwerke hinausgehender Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland erforderlich ist, um die Netzauslastung innerhalb der betrieblichen Grenzwerte zu halten. Diese ermittelten Stunden werden als Grenzsituationen bezeichnet.

Für Netzreservekraftwerke, die zwar in der initial berechneten Grenzsituation, jedoch in weniger als 20 Netznutzungsfällen des Jahreslaufs eingesetzt werden, und die nicht langfristig bis 2031 als systemrelevant ausgewiesen sind, wird zudem geprüft, ob diese Anlagen tatsächlich erforderlich sind, damit das Übertragungsnetz sicher betrieben werden kann. Unter Annahme höherer Strafkosten erfolgen sodann erneute Berechnungen der Grenzsituationen. Ein Redispatcheinsatz dieser Anlagen in den sog. robusten Grenzsituationen erfolgt dann nur, wenn es ansonsten keine effizientere Möglichkeit gäbe, Engpassfreiheit im Netz zu erreichen.

Der Netzreservebedarf in der robusten Grenzsituation ergibt sich aus der Summe der eingespeisten Leistung von bereits für die Netzreserve kontrahierten und potentiellen Netzreservekraftwerken in Deutschland und der Leistung, die aus ausländischen Kraftwerken für den Redispatch angefordert werden muss.

Es kann in Stunden des Jahreslaufs notwendig sein, andere Kraftwerke als in den Grenzsituationen zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken ergeben kann.

#### 4.4 Berücksichtigte Risiken

Die im Rahmen der Systemanalysen zugrunde gelegten netzkritischen Konstellationen werden nachfolgend dargestellt:

**Starkwind:** In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, netztechnisch kritische Wetersituationen betrachtet. Hierzu 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. Hierzu wird die in Vergangenheit in einer Starkwindphase beobachtete maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen auf die im jeweiligen Betrachtungszeitraum installierte Leistung der Windenergieanlagen skaliert und angenommen, dass die Windenergieanlagen die entsprechende Leistung einspeisen.

**Starklast:** Ein potentiell herausforderndes Szenario sind sehr hohe Lasten im In- und Ausland, die zusätzlich zur maximalen Einspeisung aus Windenergieanlagen und geringer bis keine Einspeisung aus PV-Anlagen unterstellt werden. Diese Annahmen zur Last und Einspeisung aus EE-Anlagen kennen die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis.

**Import-Situation:** Für beide Betrachtungszeiträume werden zusätzlich zur Starklast/Starkwind-Kombination Importsituationen betrachtet. Hierbei werden bewusst auch netzkritische Importsituationen simuliert. Außerdem wird für die Parametrierung dieser Situation die Nichtverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke in Deutschland erhöht, sowie eine vergleichsweise niedrige Einspeisung aus EE-Anlagen bei gleichzeitig hoher Last unterstellt.

**Nichtverfügbarkeiten der Marktkraftwerke:** Des Weiteren wird das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken insbesondere im südlichen Teil Deutschlands (z. B. aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) stellt ein Risiko für eine sichere Stromversorgung dar. Daher unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber, dass in der Grenzsituation eine größere Anzahl von Marktkraftwerken in der Region Süd nicht verfügbar ist, während in der Region Nord eine hohe Verfügbarkeit angenommen wird. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch im Falle einer größeren Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen der Netzreservebedarf in ausreichendem Umfang bestimmt wird.

**Nichtverfügbarkeiten der Netzreservekraftwerke:** Zunächst wird die Grenzsituation unter der Annahme berechnet, dass alle (potentiellen) Netzreservekraftwerke verfügbar sind und zum Redispatch eingesetzt werden können. Allerdings hat die Erfahrung gezeigt, dass die Annahme einer vollständigen Verfügbarkeit sämtlicher Netzreservekraftwerke während des gesamten Zeitraums, in dem die Netzreserve zur Verfügung stehen muss, oftmals nicht der Realität entspricht. Typischerweise werden in der Netzreserve Kraftwerke älterer Bauart vorgehalten, deren Stilllegung seitens der Betreiber beabsichtigt wurde. Insbesondere bei diesen teilweise über vierzig Jahre alten Kraftwerken treten immer wieder technisch bedingte Einsatzrestriktionen auf.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Daten zu den Nichtverfügbarkeiten der Netzreserveanlagen im Zeitraum 2023/2024 ausgewertet. Im betrachteten Zeitraum zwischen dem 01.10.2023 und dem 31.03.2024 waren diese Kraftwerke durchschnittlich zu 23,2 % nicht verfügbar. Um diese Beobachtung in den Systemanalysen zu berücksichtigen, nehmen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass jedes (potentielle) Netzreservekraftwerk in der Grenzsituation lediglich mit 76,8 % seiner Nettonennleistung zum Redispatch eingesetzt werden kann.

Darüber hinaus sind für einzelne Netzreservekraftwerke zudem bereits Restriktionen aus rechtlichen bzw. technischen Gründen bekannt, die trotz der Verpflichtung zur Betriebsbereitschaftshaltung gemäß § 13b Abs. 5 Satz 11, Abs. 4 EnWG zur Nichtverfügbarkeit der einzelnen Anlagen führen. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber für beide Betrachtungszeiträume jeweils eine Sensitivitätsbetrachtung getroffen, in denen einzelne Netzreserveanlagen als nicht verfügbar unterstellt werden und berechnet, wie sich diese Annahmen in der Grenzsituation auf den Netzreservebedarf auswirken.

#### 4.5 Eingangsparemeter der Systemanalysen 2025

Im Folgenden werden die wesentlichen Eingangsparemeter für die beiden Betrachtungszeiträume vorgestellt. Hierzu gehören u. a. die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte konventionelle Kraftwerkspark sowie Annahmen zu EE-Anlagen und Brennstoffpreisen im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparemetern.

#### 4.5.1 Übertragungsnetz

Von den Übertragungsnetzbetreibern wird für die Netzberechnungen der beiden Betrachtungszeiträume ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Es handelt sich um die topologischen Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2025 und 2027. Die Netzmodelle der zwei Betrachtungszeiträume enthalten neben der bestehenden Netzinfrastruktur auch geplante Ausbauprojekte. Für den Zeithorizont (t+1) werden die Netzausbaumaßnahmen angenommen, die voraussichtlich bis zum 30.09.2025 in Betrieb genommen werden. Für den Zeithorizont (t+3) fällt der entsprechende Stichtag auf den 30.09.2027.

Der Netzausbau macht umfangreiche Bauarbeiten im Bestandnetz erforderlich. Im Zuge dessen ist es notwendig, zeitweilig bestehende Leitungen und andere Netzbetriebsmittel auszuschalten (sog. Freischaltung), was wiederum die Transportkapazität des Bestandsnetzes für den Zeitraum der Baumaßnahmen reduziert.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen bei der Berechnung der Grenzsituationen im Betrachtungszeitraum (t+1) zugrunde, welche Netzbetriebsmittel aufgrund von Freischaltungen nicht verfügbar sind. Für die Berechnungen des Jahreslaufs für den Zeitraum (t+1), sowie für die Berechnungen für den Zeitraum (t+3) erfolgt ein pauschaler Abschlag auf die Stromtragungsfähigkeiten aller relevanter 380 kV/220 kV-Stromkreise auf 96,3 %. Dieser Abschlag wurde unter Auswertung betrieblicher Datensätze ermittelt. Durch die Berücksichtigung der Freischaltplanung erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung, dies ermöglicht jedoch eine realitätsnähere Abbildung der Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes.

#### 4.5.2 Konventioneller Kraftwerkspark

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird auf Basis einer Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und der internen Datengrundlage der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Diese Kraftwerksliste berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst weiterhin Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, die als belastbar eingeschätzt werden. Ist ein Kraftwerk zur Stilllegung vorgesehen, wird das Kraftwerk nicht mehr als Marktkraftwerk berücksichtigt, sofern das Datum der geplanten Stilllegung vor einem vereinbarten Stichtag liegt. Stichtag für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 ist der 31.12.2025, für den Zeitraum 2027/2028 der 31.12.2027. Entsprechend zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke, sowie inländische Netzreservekraftwerke, werden im Rahmen der Marktsimulation nicht berücksichtigt, sondern erst in den anschließenden Netzanalysen als (potentielle) Netzreservekraftwerke unterstellt und im Bedarfsfall zum Redispatch eingesetzt.

In Tabelle 1 sind die für die beiden Betrachtungszeiträume unterstellten Nettonennleistungen der für die Systemanalysen angenommenen Marktkraftwerke<sup>1</sup> in Deutschland angegeben.

Energieträger	Nettonennleistung	Nettonennleistung
	[MW] (2025/2026)	[MW] (2027/2028)
Steinkohle	8.621	6.937

<sup>1</sup> KWK - Anlagen mit Leistungen von weniger als 10 MW sind in den angegebenen Werten nicht enthalten.

Erdgas	27.758	28.945
Braunkohle	14.700	14.200
Pumpspeicher und Speicherwasser	10.689	10.897
Sonstige	335	335
Kuppelgas	2.012	2.012
Mineralölprodukte	1.650	1.510
Abfall	1.876	1.896
<b>Summe</b>	<b>67.641</b>	<b>66.732</b>

Tabelle 1: Nettonennleistung der Marktkraftwerke in Deutschland in beiden Betrachtungszeiträumen

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten von ENTSO-E modelliert. Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger orientiert sich an den Werten, die die ausländischen Netzbetreiber für das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023 gemeldet haben.

#### 4.5.3 Nichtverfügbarkeiten von Marktkraftwerken

Zur Ermittlung des Netzreservebedarfs werden Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken unterstellt. Auf Basis von Nichtverfügbarkeitsdaten der ENTSO-E Transparenzplattform<sup>2</sup> und einer Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2011-2020)<sup>3</sup> werden für die Jahresläufe beider Betrachtungszeiträume block-scharfe Verfügbarkeitszeitreihen der Marktkraftwerke ermittelt. Auf diese Weise wird im Modell dem Umstand Rechnung getragen, dass Kraftwerke aufgrund geplanter Revisionen oder ungeplanter Ausfälle, insbesondere infolge technischer Defekte, nicht in jeder Stunde zur Verfügung stehen.

Aufbauend auf statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten werden auch für die synthetisierten Grenzsituationen Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmt. Je nachdem, in welcher Region ein Kraftwerk an das Netz angeschlossen ist und einspeist, kann dessen Nichtverfügbarkeit eine entlastende oder belastende Wirkung auf Netzengpässe haben. Die gesamte nicht verfügbare Kraftwerksleistung wird daher zunächst vereinfacht für drei einzelne Regionen (Nord, Süd und Österreich) mittels einer Quantil-auswertung bestimmt. Zur Region Süd werden die konventionellen Kraftwerke in der Amprion-Regelzone gezählt, sowie alle Kraftwerksblöcke, die sich südlich 50,4° nördlicher Breite befinden. Für die Grenzsituation, in der eine Starkwind-Starklast-Situation betrachtet wird, wird für jeden der Zeithorizonte 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. Für die Grenzsituation, in der eine Importsituation parametrisiert wird, wird die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke in der Region Nord erhöht, sodass ebenfalls ein 95 %-Quantil zugrunde gelegt wird. Die daraus

<sup>2</sup> Vgl. ENTSO-E Transparency Platform; <https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>3</sup> Vgl. Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011-2020, Ausgabe 2021, <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

resultierenden Nichtverfügbarkeiten je Region werden auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. So werden die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten separat für jede Grenzsituation der Zeithorizonte 2025/2026 und 2027/2028 ermittelt.

Für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 wird angenommen, dass in der Grenzsituation Starkwind/Starklast 6,0 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,4 GW in Österreich und 1,3 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. In der Stunde, in der die Nichtverfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke mit dem Ziel erhöht werden, eine netzkritische Importsituation zu simulieren, wird angenommen, dass 4,1 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind.

Für die im Betrachtungszeitraum 2027/2028 parametrisierte Grenzsituation Starkwind/Starklast wird unterstellt, dass 5,9 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,4 GW in Österreich und 1,2 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Für die Grenzsituation, in der eine netzkritische Importsituation simuliert wird, wird die nicht verfügbare Kraftwerksleistung in der Region Nord auf 4,0 GW erhöht.

Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten ist von entscheidender Bedeutung, da die in den Systemanalysen untersuchten, potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die (Nicht-)Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Sofern nicht ausreichend Marktkraftwerke zum Redispatch verfügbar sind, müssen (potentielle) Netzreservekraftwerke eingesetzt werden.

#### 4.5.4 Kostenkomponenten zur Berechnung der Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke

Auf Grundlage des Wetterjahres 2012 wird die stundenscharfe Erzeugungsleistung der EE-Anlagen simuliert und 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. Auf Basis der variablen Stromerzeugungskosten jedes einzelnen Kraftwerks ergibt sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“).

Die Bestimmung der Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke erfolgt für beide Betrachtungszeiträume anhand der Future-Nominierungen der Preise für Steinkohle, Erdgas, Mineralöl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate zum Stichtag 30.08.2024. Für die Preise von Braunkohle und Kernbrennstoff werden eigene Annahmen getroffen. Die zur Berechnung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke angenommenen Kosten sind in Tabelle 2 dargestellt.

#### Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Betrachtungszeitraum	Mineralöl [€/MWh <sub>th</sub> ]	Erdgas [€/MWh <sub>th</sub> ]	Steinkohle [€/MWh <sub>th</sub> ]	Braunkohle [€/MWh <sub>th</sub> ]	Kernbrennstoff [€/MWh <sub>th</sub> ]	Emissionszertifikate [€/t]
2025/2026	40,85	41,21	14,04	3,00	1,36	73,36
2027/2028	39,28	30,12	14,21	3,00	1,36	78,79

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatpreisen für die Systemanalysen 2025

#### 4.5.5 Erneuerbare-Energien-Anlagen

Die für die jeweiligen Betrachtungszeiträume angenommene installierte Leistung von EE-Anlagen resultiert aus Daten, die bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, sowie der Mittelfristprognose

2025 - 2029<sup>4</sup> gem. § 74 EEG 2023. Die installierte Leistung von Biomasse- und Laufwasseranlagen stammt aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber und wird für beide Betrachtungszeiträume konstant fortgeschrieben. Die Annahmen zur installierten Leistung von Offshore-Windenergieanlagen resultieren ebenfalls aus Daten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Annahmen zur installierten Leistung von Photovoltaik (PV) - Anlagen richten sich für beide Betrachtungszeiträume nach dem Referenzszenario der Mittelfristprognose. Hinsichtlich der installierten Leistung der Onshore-Windenergie- Anlagen wird der Wert des oberen Szenarios der Mittelfristprognose verwendet, da dieses Szenario den zu erwartenden Zubau am besten abbildet. Für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 ergeben sich die Annahmen zur gesamten installierten Leistung der genannten Anlagentypen aus den Daten des Referenzszenarios der Mittelfristprognose.

Die für die Systemanalysen 2025 angenommenen installierten Leistungen der EE-Anlagen für beide Betrachtungszeiträume sind in Tabelle 3 dargestellt.

<b>Betrach- tungszeit- raum</b>	<b>Wind ons- hore [GW]</b>	<b>Wind offs- hore [GW]</b>	<b>PV [GW]</b>	<b>Biomasse [GW]</b>	<b>Laufwas- ser [GW]</b>	<b>Summe [GW]</b>
2025/2026	65,2	10,8	110,8	9,0	3,6	<b>199,4</b>
2027/2028	72,6	12,7	154,4	9,0	3,6	<b>252,3</b>

Tabelle 3: Annahmen zur installierten Leistung der EE-Anlagen in beiden Betrachtungszeiträumen

Die tatsächlichen Standorte der Bestandsanlagen werden berücksichtigt und der Netztopologie entsprechend zugeordnet. Die Regionalisierung des für die nächsten Jahre prognostizierten Zubaus an EE-Anlagen erfolgt kleinräumig. Dabei wird die prognostizierte installierte Leistung an EE-Anlagen je Bundesland gemäß der Mittelfristprognose unterstellt. Bei den Offshore-Windenergieanlagen erfolgt die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten auf Basis der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber.

#### **4.5.6 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten**

Für die Marktsimulation müssen Annahmen zu den grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten getroffen werden. Um das grenzüberschreitende Handlungsergebnis für jede einzelne Stunde der Betrachtungszeiträume zu bestimmen, werden zunächst konstante Kapazitäten, die sog. "Net Transfer Capacity"-Werte (NTC) festgelegt. Diese Werte werden auf Basis europäischer Daten (ERAA 2024 sowie TYNDP 2024) ermittelt. Zur Bestimmung der Kapazitätshöhe zwischen Deutschland und seinen angrenzenden Nachbarstaaten bzw. Marktgebieten werden zusätzlich Informationen aus dem Systembetrieb berücksichtigt, wie bspw. hinsichtlich der Grenze zur Schweiz und in das Marktgebiet Dänemark-West (DKW).

Zur Ermittlung der Kapazitäten an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz wird für den Jahreslauf die sogenannte C-Funktion 2.0 verwendet. Diese reduziert den NTC-Wert in Exportrichtung in Abhängigkeit von der Onshore-Windeinspeisung in Deutschland. Abhängig von der prognostizierten

<sup>4</sup> "Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029", abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen>

Einspeiseleistung aus Onshore-Windanlagen reduziert sich der angenommene NTC-Wert ggü. dem Standard-NTC-Wert. In Importrichtung (CH-DE) wird unabhängig von der Windeinspeisung ein fester Wert angenommen.

Die Kapazität an der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark-West wird windabhängig anhand von Randbedingungen modelliert. Auf Basis der Verpflichtungserklärung der TenneT und unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse im Jahr 2021 und der Westküstenleitung (inkl. dänischem Teil 2026) werden für (t+1) und (t+3) Mindestimportkapazitäten von 1,9 GW respektive 2,6 GW berücksichtigt.

Alle weiteren Grenzkuppelkapazitäten zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten werden für die initialen Berechnungen als konstant angenommen.

Im Anschluss an die initialen Berechnungen wird das grenzüberschreitende Handelsergebnis innerhalb der sog. "Capacity Calculation Region" anhand des lastflussbasierten "Flow-Based Market-Coupling" (FBMC) neu bestimmt. Diese Methode ermöglicht eine höhere Ausnutzung freier Leitungskapazitäten in Abhängigkeit von der tatsächlichen bzw. prognostizierten Transportaufgabe im Netz.

Aus Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt folgt, dass die Übertragungsnetzbetreiber mindestens 70 % der verfügbaren Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel bereitstellen müssen. Diese Vorgabe wird im Rahmen der Marktsimulation ebenfalls berücksichtigt.

#### **4.5.7 Annahmen und Berechnung des Stromverbrauchs**

Die Höhe des Stromverbrauchs im Jahresverlauf setzt sich aus den Lastverläufen der verschiedenen Verbrauchskomponenten zusammen. Diese werden nachfolgend aufgelistet:

- **Verbrauch in den konventionellen Sektoren, bspw. Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD<sup>5</sup>**
- **Mehrverbrauch durch zukünftige Verbraucher, bspw. neue Rechenzentren**
- **Power-to-Heat (Wärmepumpen in den Sektoren Haushalt und GHD, Großwärmepumpen)**
- **Power-to-Gas (Herstellung von Wasserstoff)**
- **Elektromobilität**
- **Übertragungs- und Verteilnetzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste**

Der Bruttostromverbrauch für den Zeitraum (t+1) beträgt 543,5 TWh und 597,9 TWh für den Zeitraum (t+3).

Zur Ermittlung der Höchstlast in der synthetischen Woche der Starkwind-Starklast-Grenzsituation werden die temperatur- und strompreisunabhängigen Lastprofile auf ihr jeweiliges technologiespezifische Maximum skaliert. Dies umfasst die Lastzeitreihen der konventionellen Verbraucher, der (neuen) Groß-

---

<sup>5</sup> GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

verbraucher und der Elektromobilität. Lastzeitreihen wie die der Wärmepumpen - die temperaturabhängig sind - werden hingegen für den jeweiligen Netznutzungsfall aus dem Jahreslauf übernommen. Grund dafür ist, dass sehr niedrige Temperaturen – demzufolge sehr hoher Stromverbrauch aus Wärmepumpen – und Starkwindphasen in der Regel nicht gemeinsam auftreten und somit eine Skalierung der Stromnachfrage durch den Betrieb von Wärmepumpen auf das Maximum während einer Starkwindphase ein unrealistisches Szenario darstellen würde. Die Übertragungsnetzverluste werden nicht auf ihr Maximum skaliert, da sie für jeden Netznutzungsfall Ergebnis der Netzberechnung sind. Für die Parametrierung der synthetischen Woche der Importgrenzsituation erfolgt keine Skalierung der Lastzeitreihen.

In der synthetischen Woche der Starkwind-Starklast-Grenzsituation des Betrachtungszeitraums (t+1) tritt die höchste Last im Netznutzungsfall 228 auf. Sie beträgt 84,5 GW. Im Betrachtungszeitraum (t+3) tritt ebenfalls im Netznutzungsfall 228 der synthetischen Woche der Starkwind-Starklast-Grenzsituation die höchste Last auf und zwar mit 88,9 GW.

Die Jahreshöchstlast tritt in beiden Betrachtungszeiträumen im Netznutzungsfall 876 auf und beträgt 91,8 GW (t+1) bzw. 100,4 GW (t+3).

Die ausländischen Lastzeitreihen entstammen der Datenbasis von ENTSO-E. Diese wurden im Rahmen des ERAA 2023 seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft und werden für die Berechnungen der Jahresläufe ohne weitere Anpassung übernommen. Zur Parametrierung der synthetischen Wochen der Starkwind-Starklast-Grenzsituationen beider Betrachtungszeiträume werden die ausländischen Lastzeitreihen auf das jeweilige im Zeitraum November bis Februar auftretende Maximum skaliert.

#### **4.6 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen**

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

Hierbei wurde zunächst geprüft, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Anschließend wurden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität, insbesondere bezüglich der Handelsflüsse und des Kraftwerkseinsatzes, geprüft.

#### **4.7 Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2025/2026**

##### **4.7.1 Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2025/2026**

Aus der Marktsimulation ergibt sich, welche konkreten konventionellen Erzeugungsanlagen in jeder Stunde der synthetischen Wochen sowie in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs zur Deckung der Last einspeisen. Für diese Berechnung wird die auf Grundlage des Wetterjahrs 2012 erwartete Einspeisung aus EE-Anlagen berücksichtigt, sowie Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und Handelskapazitäten. Bestimmt wird auch, welche Exporte und Importe sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Stunden einstellen. Im Betrachtungszeitraum ist Deutschland Nettoexporteur: das Nettohandelssaldo beträgt 37,9 TWh.

Welche konventionellen Erzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast zum Einsatz kommen, hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. 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.

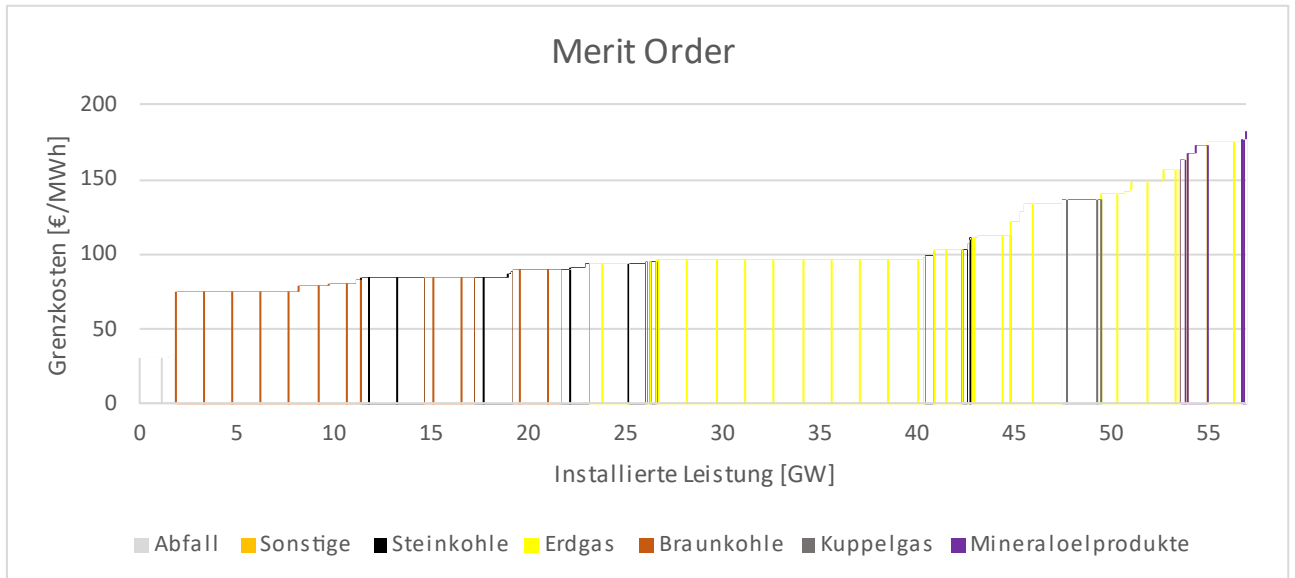


Abbildung 2: Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 (Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.7.2 Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2025/2026

Auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation erfolgen Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das aus der Marktsimulation resultierende Handelsergebnis von der Netzinfrastruktur unter Einhaltung des (n-1) - Standards transportiert werden kann oder ob es Maßnahmen bedarf, um Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden.

##### 4.7.2.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Aus den Lastflussrechnungen im Betrachtungszeitraum resultieren zahlreiche Überlastungen von Netzbetriebsmitteln im (n-1) - Fall. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen in zahlreichen Stunden nicht aus, um die Elektrizität engpassfrei zu transportieren. Insbesondere die im Norden und Nordosten Deutschlands erzeugte Elektrizität kann bspw. nicht in dem Umfang, wie es das Marktergebnis vorsieht, in die Lastzentren Süddeutschlands, sowie vor allem nach Frankreich, die Schweiz, Österreich und Italien abtransportiert werden.

##### 4.7.2.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

In zahlreichen Stunden des Jahreslaufs zeigen sich Überlastungen von Netzbetriebsmitteln. Um diese zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen, etwa Anpassungen hinsichtlich des Betriebs einzelner Sammelschienen, identifiziert. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zusätzlich durch Redispatchmaßnahmen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge muss hierbei sowohl auf das Redispatchpotential der Marktkraftwerke als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Die verfügbare Gesamtleistung der Kraftwerke, die in der Netzreserve vorgehalten werden, beträgt 8.777 MW.

Die Berechnungen des Jahreslaufs weisen einen Redispatchbedarf von 16,8 TWh in der Basisvariante und 17,0 TWh in der Sensitivitätsbetrachtung auf. Die Basisvariante zeichnet sich dadurch aus, dass hier von der Verfügbarkeit aller Netzreserveanlagen ausgegangen wird. In der Sensitivitätsbetrachtung wird unterstellt, dass einzelne Netzreservekraftwerke nicht verfügbar sind, vgl. Abschnitt 4.7.2.2.3.

Im Folgenden werden zunächst für die Basisvariante die identifizierte Grenzsituation und die entsprechenden Ergebnisse der Redispatchberechnungen dargestellt. Im Anschluss werden die Grenzsituationen und der jeweilige Redispatchbedarf für die Sensitivitätsbetrachtung vorgestellt.

#### 4.7.2.2.1 Basisvariante: Identifikation der Grenzsituationen 2025/2026

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Basisvariante deuten auf eine kritische Netz-situation hin, in der die Netzreserveanlagen in Deutschland und Kraftwerke aus dem Ausland den jeweils größten Anteil zur Deckung des Redispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum leisten. Diese Stunde, Netznutzungsfall 273, tritt in der synthetischen Woche auf, die als eine Starklast/Starkwind-Situation parametrisiert ist. Die Betrachtung der zweiten synthetischen Woche zeigt keine netzkritische Situation, die für die Bestimmung des Netzreservebedarfs maßgeblich ist.

In Abbildung 3 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 337 sowie 843 - 1011) der Basisbetrachtung dargestellt.

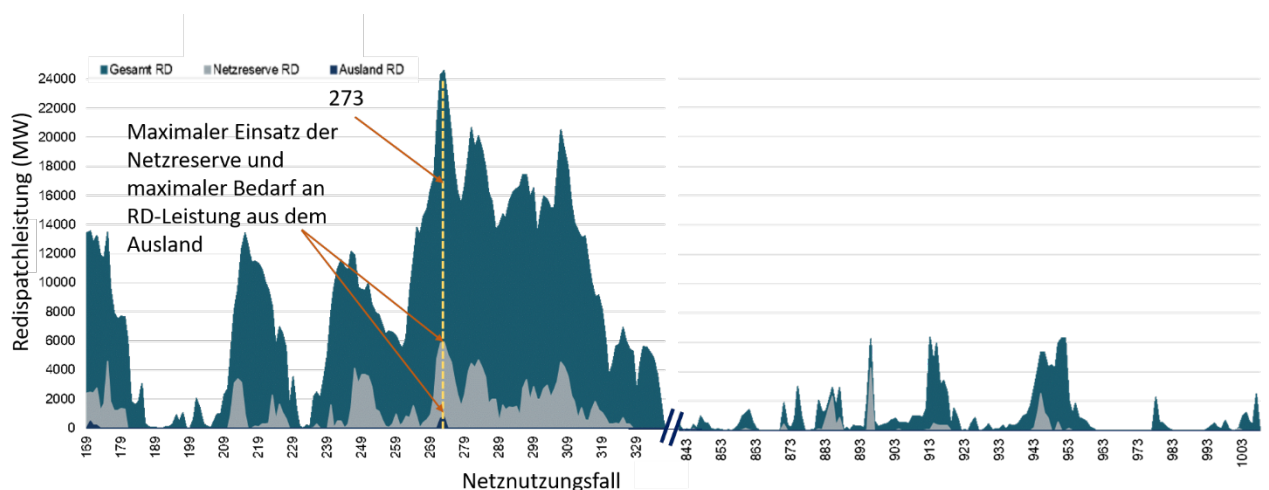


Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

In Stunde 273 stellen sich aufgrund des großen Stromangebots infolge der Erzeugung aus Windenergieanlagen hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer ein. Nach dem Ergebnis der Marktsimulation ist Deutschland in dieser Situation der größte Nettoexporteur im europäischen Binnenmarkt: das Handelssaldo beträgt 11,5 GW. Während zahlreiche europäische Nachbarländer vergleichsweise geringe Importe in dieser Stunde aufweisen, importiert Frankreich allein 13,1 GW.

Auch die Last in dieser Stunde ist hoch: Der Bruttostromverbrauch beträgt 84,5 GW in Deutschland. Zudem liegt der innerdeutsche Transportbedarf für das Übertragungsnetz bei 39,5 GW. Die Netzbelastungen in Nord-Süd- bzw. in Nord-West-Richtung fallen daher entsprechend hoch aus und machen Redispatchmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von 24,6 GW erforderlich. Infolge des Redispatch sinkt das Leistungsflusssaldo auf 9,1 GW.

#### **4.7.2.2.2 Basisvariante: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation 2025/2026**

In der initialen Berechnung der Stunde 273 werden Netzreservekraftwerke im Umfang von 5.905 MW zum Redispatch eingesetzt. Bis auf die Kraftwerke Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Netzreserveanlagen eingesetzt. Auch die Kapazitätsreserveanlagen Gersteinwerk Block F1, F2, G1 und G2 werden zum Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 544 MW ein. Zusätzlich bedarf es 768 MW an positiver Redispatchleistung aus dem Ausland, um die Netzinfrastruktur innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu betreiben.

Infolge der geringen Einsatzhäufigkeiten von Herne 4 und Bergkamen A im Jahreslauf erfolgt außerdem eine weitere Berechnung dieser Stunde. Für diese Berechnung werden die Strafkosten dieser beiden Kraftwerke erhöht. In der robusten Betrachtung der Stunde 273 werden sodann mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Staudinger Block 4 und Staudinger Block 5 alle Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 5.354 MW ein. Auch die gegenwärtig in der Kapazitätsreserve vorgehaltenen Blöcke F1, F2, G1, G2 und K1 am Standort Gersteinwerk speisen in dieser Stunde im Wege des Redispatches 617 MW ein. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 853 MW auf, der zur Deckung des Gesamtedispatchbedarfs in Höhe von 24,6 GW erforderlich ist.

#### **4.7.2.2.3 Sensitivitätsbetrachtung: Identifikation der Grenzsituationen 2025/2026**

Die Netzreservekraftwerke Heilbronn 5 und 6, Scholven C sowie Völklingen HKV und MKV sind im Betrachtungszeitraum 2025/2026 nicht verfügbar, etwa aufgrund von Restriktionen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt, die unterstellt, dass diese Kraftwerke nicht verfügbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber überprüfen hierdurch, wie sich die Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen auf den Netzreservebedarf auswirkt und wie die fehlende Verfügbarkeit inländischer Netzreserveanlagen den Bedarf an Kraftwerksleistung aus dem Ausland erhöht.

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Sensitivitätsbetrachtung zeigen eine kritische Netzsituation in der parametrisierten Starkwind-Starklast-Situation. In der Stunde 273 bedarf es der höchsten, aus Netzreserveanlagen im Inland bereitgestellten Redispatchleistung. Zugleich besteht in dieser Stunde ebenfalls der höchste Bedarf an Redispatchleistung aus ausländischen Kraftwerken.

In Abbildung 4 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 337 sowie 843 - 1011) der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt. Infolge des reduzierten Umfangs des Netzreserveparks steht weniger Kraftwerksleistung im Inland zur Verfügung, die zum Redispatch eingesetzt werden kann. Verglichen mit der Basisvariante, in der die inländischen Netzreserveanlagen vollständig verfügbar sind, führt dies dazu, dass in der Sensitivitätsbetrachtung höhere Redispatchbedarfe im Ausland auftreten.

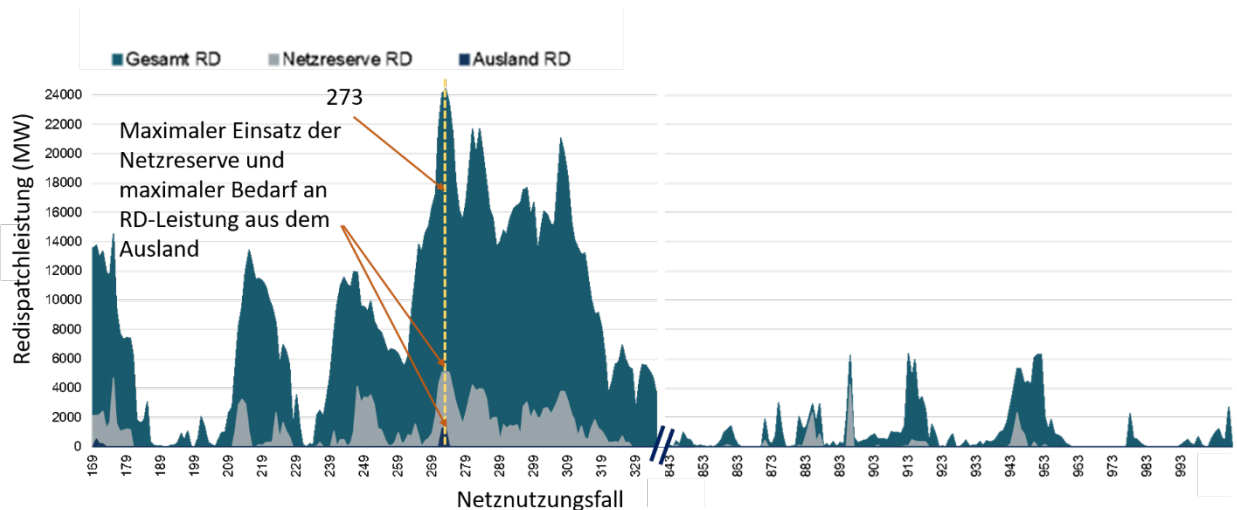


Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.7.2.2.4 Sensitivitätsbetrachtung: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation 2025/2026

In der initialen Berechnung der Stunde 273 werden Netzreservekraftwerke aus dem Inland zum Redispatch im Umfang von 5.149 MW zur Deckung des Gesamtreispachbedarfs (24,4 GW) angefordert. Für diese Betrachtung werden alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke mit Ausnahme der Kraftwerke Staudinger Block 4 und Block 5 eingesetzt. Diese Kraftwerke können in dieser Situation aufgrund lokaler Netzengpässe nicht einspeisen. Die Kapazitätsreserveanlagen Gersteinwerk Block F1, F2, G1, G2 und K1 werden ebenfalls zum Redispatch eingesetzt und speisen 617 MW ein. Es bedarf zusätzlich 1.344 MW an Redispatchleistung, die von Kraftwerken aus dem Ausland bereitzustellen ist.

Auch im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung erfolgt eine weitere Berechnung der Stunde 273 derart, dass infolge der geringen Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf die Strafkosten der Kraftwerke Herne 4 und Bergkamen A erhöht werden. Somit wird geprüft, ob es der Redispatcheinsätze dieser Anlagen auch unter den geänderten Einsatzbedingungen bedarf, oder ob die Netzinfrastruktur durch die Einspeisungen anderer Kraftwerke im Wege des Redispatches effizienter im Rahmen der betrieblich zulässigen Grenzen betrieben werden kann.

In der robusten Betrachtung der Stunde 273 werden mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Staudinger Block 4 und Staudinger Block 5 alle Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 4.598 MW ein. Auch die Kapazitätsreserveanlagen Gersteinwerk Block F1, F2, G1, G2 und K1 werden im Umfang von 617 MW zum Redispatch eingesetzt. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 1.431 MW auf, der zur Deckung des Gesamtreispachbedarfs in Höhe von 24,3 GW erforderlich ist.

Durch die gegenüber der initialen Rechnung erhöhten Strafkosten der Kraftwerke Herne 4 und Bergkamen A wird mehr Leistung aus inländischen Marktkraftwerken zum positiven Redispatch benötigt. Da die höheren Einspeisungen aus inländischen Marktkraftwerken jedoch nicht ausreichen, um alle Engpässe zu beheben, wird außerdem mehr Leistung aus ausländischen Kraftwerken zum Redispatch angefordert. Die im Ausland modellbasiert eingesetzten Kraftwerke wirken engpasssensitiver, sodass es insgesamt 100 MW weniger positiver Redispatchleistung als in der initialen Betrachtung (24,4 GW) bedarf.

#### 4.8 Netzreservebedarf im Zeitraum 2025/2026

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 6.493 MW für den Winter 2025/2026.

Die Deckung des Bedarfs in Höhe von 6.493 MW erfolgt mittels Netzreserveanlagen aus dem Inland sowie Kraftwerken aus dem Ausland.

Maßgeblich für die Bestimmung der Netzreserveleistung sind allein die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung, da hierdurch sichergestellt wird, dass der Netzreservebedarf in der Weise bestimmt wird, dass er dem tatsächlich benötigten Bedarf entspricht und nicht zu niedrig ausfällt. Um ausreichend Vorsorge zu treffen, ist es geboten, von der Nichtverfügbarkeit der Anlagen Heilbronn 5 und 6, Scholven C sowie Völklingen HKV und MKV auszugehen. Die Betreiber haben angekündigt, dass diese Anlagen im kommenden Winterhalbjahr nicht verfügbar sein werden. Daher ist im Kontext der Netzreservebedarfsermittlung zu unterstellen, dass die Übertragungsnetzbetreiber nicht mit der Verfügbarkeit dieser Netzreserveanlagen rechnen dürfen, damit der erforderliche Netzreservebedarf nicht unterschätzt wird.

Das Kraftwerk Bergkamen A unterliegt mindestens bis März 2026 einem Stilllegungsverbot gem. § 13b Abs. 5 EnWG. Daher ist von einer Verfügbarkeit dieses Kraftwerks in der Netzreserve im Betrachtungszeitraum 2025/2026 auszugehen. Folglich ist es sachgerecht, die initiale Berechnung der identifizierten Grenzsituation, Stunde 273, der Sensitivitätsbetrachtung zur Dimensionierung des Netzreservebedarfs in diesem Zeitraum heranzuziehen. In dieser Betrachtung wird das Kraftwerk Bergkamen A zum Redispatch eingesetzt, sodass es weniger positiver Redispatchleistung aus dem Ausland bedarf als in der robusten Berechnung dieses Netznutzungsfalls.

Zur Beschaffung des zusätzlichen Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve gem. § 4 NetzResV in Höhe von 1.344 MW aus dem Ausland haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren durchzuführen, mit dem Anlagenbetreiber aus dem Ausland aufgefordert werden, gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern Angebote über die Bereitstellung von Erzeugungsleistung für die Netzreserve gem. § 2 NetzResV abzugeben.

Der Bedarf aus dem Ausland setzt die Verfügbarkeit der in der Grenzsituation eingesetzten inländischen Netzreservekraftwerke voraus (vgl. Tabelle 4). Wenngleich dieser Bedarf modelltechnisch in Frankreich auftritt, folgt hieraus nicht, dass diese Leistung ausschließlich durch Kraftwerke in Frankreich bereitgestellt werden kann. Die Verortung der ausländischen Netzreserveleistung in Frankreich ist das Ergebnis einer modelltechnischen Betrachtung. Tatsächlich kann die erforderliche Erzeugungsleistung für Redispatchprozesse auch durch Anlagen aus anderen Ländern bereitgestellt werden. Hierbei ist eine unterstützende, netztechnische Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz und die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu berücksichtigen.

##### Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2025/2026

Kraftwerk	Leistung [MW]	verfügbare Leistung [MW]	Leistungsabruf in Stunde 273 [MW]
Altbach HKW 1	433	333	333
Bergkamen A	717	551	551

Bexbach	726	558	558
Darmstadt GTKW	95	73	73
Daxlanden RDK 4	342	263	263
GKM 7	425	326	326
GKM 8	435	334	334
Herne 4	460	353	353
Ingolstadt 3	355	273	273
Ingolstadt 4	365	280	280
KMW 2	256	197	197
Marbach GT 3	85	65	65
RDK 7	517	397	397
Scholven B	345	265	265
Staudinger Block 4	580	445	0
Staudinger Block 5	510	392	0
UPM Schongau	40	31	31
Weiher C	656	504	504
Zolling Block 5	450	346	346

Tabelle 4: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2025/2026

Neben dem Interessenbekundungsverfahren bieten Kooperationen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zum grenzüberschreitenden Redispatch perspektivisch die Möglichkeit, den Redispatchbedarf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu decken. So ist für das Jahr 2029 die Inbetriebnahme der europäischen Plattform ROSC (Regional Operational Security Coordination) geplant.

## 4.9 Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2027/2028

### 4.9.1 Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2027/2028

Auch für alle Stunden des Betrachtungszeitraums 2027/2028 wird simuliert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den synthetischen Wochen sowie in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs zur Deckung der Last einspeisen. Unter Berücksichtigung der Annahmen zu den Brennstoffkosten und den Kosten für CO<sub>2</sub> - Zertifikate ergibt sich die in Abbildung 5 dargestellte Einsatzreihenfolge für den Betrachtungszeitraum 2027/2028. Verglichen mit der für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 berechneten Einsatzreihenfolge ist ein zunehmender Abtausch von Braun- und Steinkohleanlagen hin zur Erzeugung aus Erdgas erkennbar.

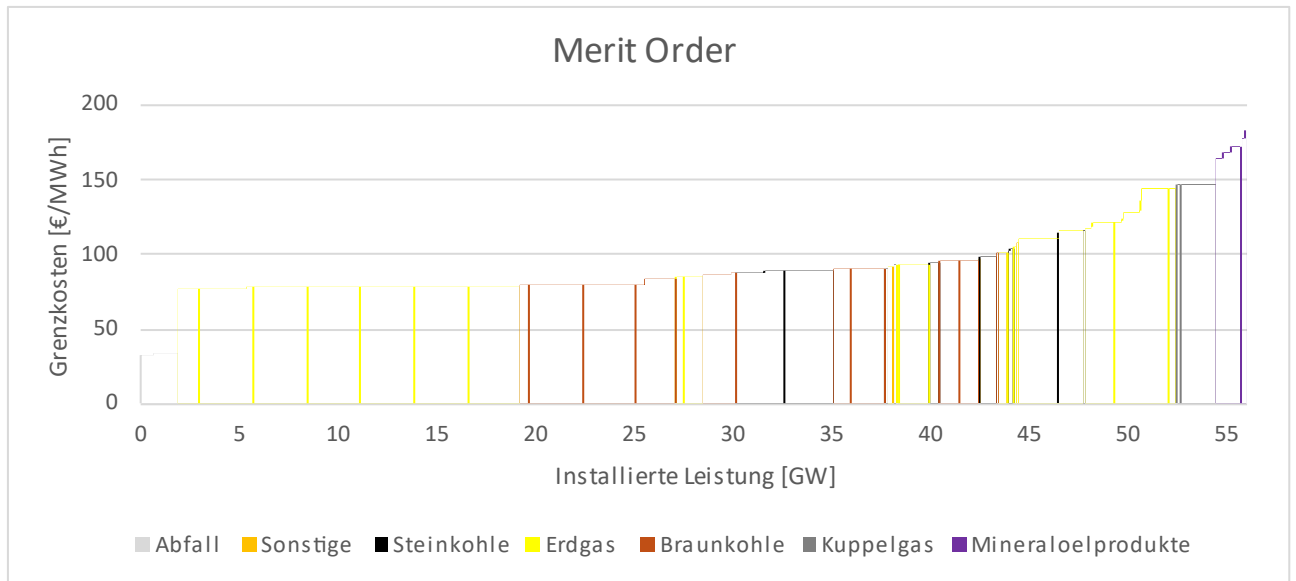


Abbildung 5: Einsatzreihenfolge als Ergebnis der Marktsimulation im Zeitraum 2027/2028 (Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

Auch im Betrachtungszeitraum 2027/2028 ist Deutschland Nettoexporteur. Verglichen mit dem Handelssaldo des Betrachtungszeitraums 2025/2026 (siehe Abschnitt 4.7.1) reduziert sich das Handelssaldo jedoch auf 25 TWh.

#### 4.9.2 Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2027/2028

Wie für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 erfolgen auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation auch für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das aus der Marktsimulation resultierende Handelsergebnis unter Einhaltung des (n-1) - Standards transportiert werden kann.

##### 4.9.2.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnungen im Betrachtungszeitraum zeigen zahlreiche Überlastungen von Netzbetriebsmitteln. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen in zahlreichen Stunden nicht aus, um die Elektrizität zu transportieren, ohne dass hierbei das (n-1) - Kriterium verletzt wird. Die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung kann bspw. nicht vollständig in die Lastzentren in Süddeutschland sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden.

##### 4.9.2.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung

Um die aus den Lastflussrechnungen resultierenden Leitungsüberlastungen zu verhindern, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, identifiziert. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zusätzlich durch Redispatchmaßnahmen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge muss sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch in zahlreichen Stunden auf die Leistung der Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um Überlastungen zu vermeiden. Hierzu stehen Kraftwerke, die bereits in der Netzreserve vorgehalten werden, zur Verfügung. Die Gesamtleistung dieser Netzreservekraftwerke beträgt 8.506 MW.

Jedoch ist auch für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 nicht von einer vollständigen Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke auszugehen. Daher wird auch für diesen Zeitraum zusätzlich zur Basisvariante eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der das Netzreservekraftwerk Völklingen MKV als nicht verfügbar angenommen wird.

Die Kraftwerke Scholven C und Völklingen HKV, die in der Sensitivitätsbetrachtung für den Zeitraum 2025/2026 nicht unterstellt wurden, werden in der Sensitivitätsbetrachtung als verfügbar angenommen, da davon auszugehen ist, dass die für die Betriebsbereitschaft erforderlichen Restriktionen bis zum Betrachtungszeitraum 2027/2028 behoben sind. Die Kraftwerksblöcke Heilbronn 5 und 6 sind im Betrachtungszeitraum 2027/2028 nicht mehr Bestandteil der Netzreserve und werden daher nicht mehr als verfügbar angenommen.

Die Berechnungen des Jahreslaufs weisen ein Redispatchvolumen von 18,9 TWh (Basisvariante) bzw. 19 TWh (Sensitivitätsrechnung) auf. Da alle in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke in mehr als 20 Stunden im Betrachtungszeitraum zum Redispatch eingesetzt werden, bedarf es keiner robusten Berechnungen der Grenzsituationen, in denen die nicht langfristig als systemrelevant gem. § 13b Abs. 2 EnWG ausgewiesenen Kraftwerke der Netzreserve mit höheren Strafkosten belegt werden.

Nachfolgend werden die identifizierten Grenzsituationen für die Basisvariante sowie für die Sensitivitätsbetrachtung erläutert und die Ergebnisse der zugehörigen Redispatchberechnungen dargestellt.

#### **4.9.2.2.1 Basisvariante: Identifikation der Grenzsituationen 2027/2028**

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Basisvariante deuten insbesondere auf zwei kritische Netzsituationen hin, in denen die Netzreserveanlagen in Deutschland (Netznutzungsfall 271) bzw. Redispatchpotentiale aus dem Ausland (Netznutzungsfall 274) den jeweils größten Anteil zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum leisten. Beide Stunden treten in der synthetischen Woche auf, die derart parametrisiert ist, dass sie netzbelastende Starklast/Starkwind-Situationen aufweist. Aus der Berechnung der zweiten synthetischen Woche ergeben sich keine Stunden mit Redispatchbedarfen, die mit Blick auf die Netzreservebedarfsbestimmung von Relevanz sein können.

In Abbildung 6 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 337 sowie 843 - 1011) der Basisbetrachtung dargestellt.

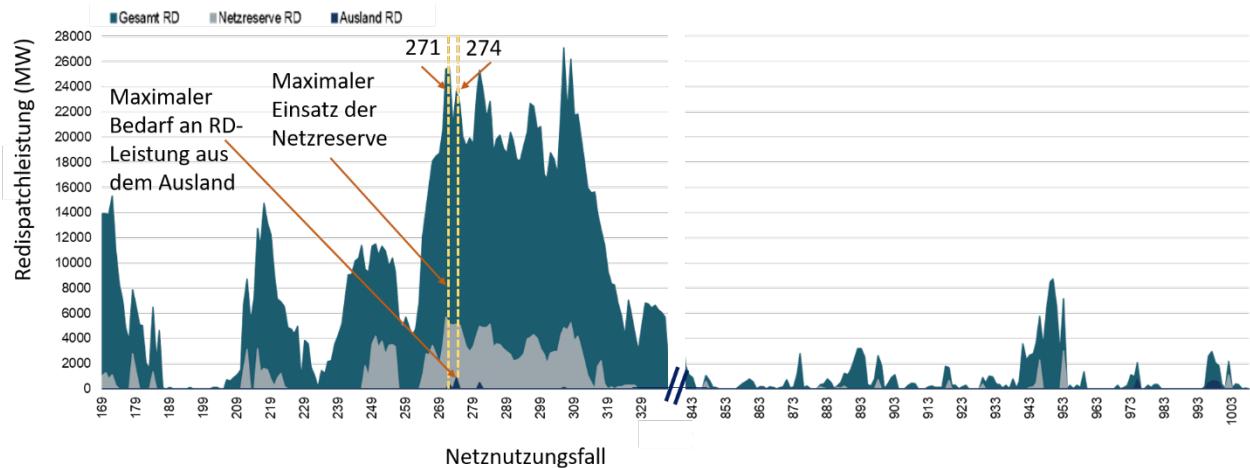


Abbildung 6: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

Stunde 271 ist charakterisiert durch eine hohe Windeinspeisung in Deutschland. Deutschland ist Nettoexporteur: das Handelssaldo beträgt 17,2 GW. Exporte erfolgen insbesondere in die Schweiz, nach Österreich sowie nach Frankreich, dessen Importbedarf besonders hoch ist (7,6 GW).

Der Bruttostromverbrauch in dieser Stunde beträgt 77,2 GW in Deutschland. Die innerdeutsche Transportaufgabe liegt bei 36,8 GW. Die hieraus folgenden Leistungsflüsse würden zur Verletzung des (n-1) - Kriteriums führen, sodass Redispatch durchzuführen ist. Nach Durchführung der Redispatchmaßnahmen beträgt das deutsche Lastflusssaldo noch 15,7 GW.

Wie in Abbildung 6 erkennbar, handelt es sich bei Netznutzungsfall 271 um die Stunde, in der die Kraftwerke der Netzreserve den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (25,4 GW) leisten.

Auch Stunde 274 stellt eine Starkwind-Starklast-Situation dar. Eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen fällt zusammen mit einer hohen Stromnachfrage. In Deutschland liegt in dieser Stunde die Nachfrage bei 90,3 GW. Aus der Erzeugung der Windenergieanlagen resultieren hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer. Gemäß der Marktsimulation beträgt das Handelssaldo 22,8 GW. Die hieraus resultierende Nord-Süd-Transportaufgabe bedeutet hohe Netzbelastungen, die Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Der Gesamtredispatchbedarf liegt mit 23,6 GW ebenfalls auf einem hohen Niveau. Nach Durchführung des Redispatch mittels der Netzreservekraftwerke und Kraftwerkleistung aus dem Ausland sinkt das Leistungsflusssaldo auf 20,4 GW.

#### 4.9.2.2.2 Basisvariante: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen 2027/2028

Im Netznutzungsfall 271 werden zahlreiche Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt. Mit Ausnahme der Kraftwerke Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Kraftwerke in dieser Stunde eingesetzt. Die Anlagen speisen insgesamt 5.696 MW ein, um den Gesamtredispatchbedarf in Höhe von 25,4 GW zu decken. Auch die gegenwärtig in der Kapazitätsreserve gebundenen Kraftwerksblöcke Gersteinwerk F1, F2, G2 und K1 leisten einen Beitrag zum Redispatch in Höhe von 512 MW.

Im Netznutzungsfall 274 leisten die als verfügbar unterstellten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 5.145 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (23,6 GW). Abgesehen von den Kraftwerken Bergkamen A, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Kraftwerke in dieser Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt. Außerdem werden die Kraftwerksblöcke F2 und G2 am Standort Gersteinwerk, die derzeit in der Kapazitätsreserve vorgehalten werden, zum Redispatch eingesetzt (354 MW). Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 887 MW aus dem Ausland benötigt, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde in den zulässigen Bereich zu senken. Wie in Stunde 271 bedingen lokale Netzengpässe, dass die beiden Anlagen am Kraftwerksstandort Staudinger nicht eingesetzt werden können.

#### 4.9.2.2.3 Sensitivitätsbetrachtung: Identifikation der Grenzsituationen 2027/2028

Gegenwärtig besteht die Möglichkeit, dass das Netzreservekraftwerk Völklingen MKV auch im Betrachtungszeitraum 2027/2028 nicht verfügbar ist (vgl. Abschnitt 4.7.2.2.3). Wie im Zeitraum (t+1) haben die Übertragungsnetzbetreiber daher auch hier eine Sensitivitätsbetrachtung vorgenommen, die unterstellt, dass Völklingen MKV nicht verfügbar ist.

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in dieser Sensitivitätsbetrachtung weisen die gleichen Stunden wie in der Basisvariante auf, die zur Netzreservebedarfsermittlung weiter zu untersuchen sind. Auch in dieser Variante leisten die Netzreservekraftwerke in Stunde 271 den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum. In Stunde 274 tritt der höchste Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland auf.

In Stunde 271 liegt der Bedarf an positiver Redispatchleistung bei insgesamt 25,5 GW. In Stunde 274 werden mitunter andere Marktkraftwerke als in der Basisvariante zum Redispatch eingesetzt, die weniger sensitiv auf zu behebende Engpässe sind. Der Redispatchbedarf ist daher in dieser Stunde höher und beträgt 24 GW.

In Abbildung 7 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 337 sowie 843 - 1011) der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt.

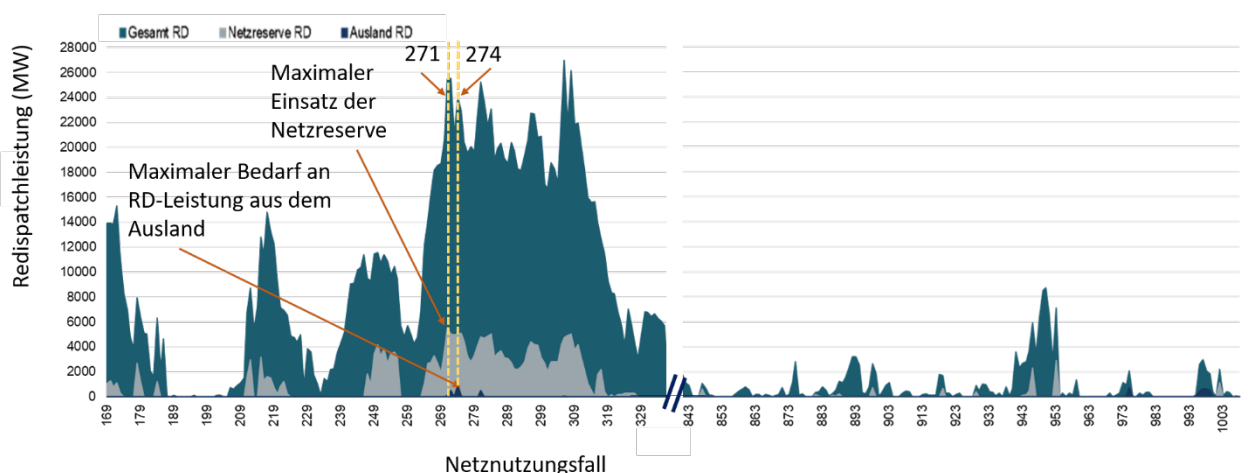


Abbildung 7: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.9.2.2.4 Sensitivitätsbetrachtung: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen 2027/2028

In der Sensitivitätsbetrachtung werden im Netznutzungsfall 271 mit Ausnahme von Staudinger Block 4 und Block 5 alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt. Die Kraftwerke speisen 5.559 MW ein. Auch die Kraftwerksblöcke F1, F2, G2 und K1 am Standort Gersteinwerk, die nach aktuellem Stand bis zum 30.09.2026 in der Kapazitätsreserve vorgehalten werden, speisen 575 MW im Wege des Redispatches ein. Zusätzlich ist Kraftwerksleistung in Höhe von 126 MW aus dem Ausland erforderlich, um den Gesamtredispatchbedarf (25,5 GW) zu decken. Aufgrund der lokalen Netzengpässe können die Anlagen Staudinger Block 4 und Block 5 nicht eingesetzt werden, was dazu führt, dass Kraftwerksleistung im Ausland benötigt wird, um den notwendigen Redispatch durchführen zu können.

In Stunde 274 leisten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 5.008 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (24 GW). Mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Netzreserveanlagen in dieser Stunde zum Redispatch eingesetzt. Zudem speisen die Kapazitätsreserve-Kraftwerksblöcke Gersteinwerk F2 und G2 in dieser Stunde 383 MW zum Redispatch ein. Zusätzlich ist Redispatchleistung aus dem Ausland in Höhe von 966 MW erforderlich. Auch in dieser Stunde sind die erwähnten lokalen Netzengpässe ursächlich dafür, dass Potentiale der grundsätzlich zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke am Standort Staudinger nicht genutzt werden können und es daher der Redispatchleistung aus dem Ausland bedarf.

#### 4.10 Netzreservebedarf im Betrachtungszeitraum 2027/2028

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 6.525 MW für den Winter 2027/2028.

Zur Deckung des Bedarfs in Höhe von 6.525 MW bedarf es der Leistung aus Netzreservekraftwerken im Inland sowie aus Kraftwerken aus dem Ausland, die von den Übertragungsnetzbetreibern unter Vertrag zu nehmen sind.

Die Höhe des Netzreservebedarfs ergibt sich aus den Ergebnissen der Sensitivitätsbetrachtungen. Nur so ist sichergestellt, dass der Netzreservebedarf nicht zu niedrig dimensioniert wird. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen deutlich, dass der Kraftwerkspark der Netzreserveanlagen während des gesamten Winterhalbjahres nicht vollständig verfügbar ist. Daher ist auch im Kontext des festzustellenden Netzreservebedarfs für den Zeitraum 2027/2028 (wie auch für den Zeitraum 2025/2026) anzunehmen, dass das Kraftwerk MKV in diesem Zeitraum nicht zum Redispatch eingesetzt werden kann.

Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wurden zwei Netznutzungsfälle identifiziert, die sich durch unterschiedliche Lastflusssituationen charakterisieren lassen und Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Zur Durchführung des Redispatch bedarf es in beiden Stunden zusätzlicher Erzeugungsleistung aus dem Ausland. Zur Gewährleistung des (n-1)- bzw. EC-sicheren Netzbetriebs in Stunde 271 bedarf es Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken im Umfang von 5.559 MW sowie zusätzlicher Leistung aus dem Ausland in Höhe von 126 MW. In Stunde 274 werden auch infolge lokaler Netzengpässe nicht alle unterstellten Netzreservekraftwerke eingesetzt. Die Netzreservekraftwerke tragen mit 5.008 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs bei. Um diesen Bedarf vollständig zu decken, ist zusätzlich der Einsatz ausländischer Kraftwerke mit einer Leistung von 966 MW erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Versorgungssicherheit in Bezug auf beide Grenzsituationen gewährleisten können. Um dies sicherzustellen, ist es notwendig, den Netzreservebedarf in der Weise zu dimensionieren, dass die Übertragungsnetzbetreiber über diejenigen Kraftwerke verfügen, die sie in Stunde 271 und Stunde 274 benötigen. Um dies zu erreichen, ist die in Stunde 271 maximal benötigte Redispatchleistung aus Netzreserveanlagen mit der in Stunde 274 aus dem Ausland erforderliche Redispatchleistung zu addieren, sodass der Netzreservebedarf für das Winterhalbjahr 2027/2028 bei 6.525 MW liegt.

Tabelle 5 enthält die Beiträge zum Redispatch, den die inländischen Netzreservekraftwerke in beiden Grenzsituationen leisten. Der verbleibende zusätzliche Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 966 MW muss durch ausländische Kraftwerke gedeckt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht verpflichtet, diese Leistung aus dem Ausland zu beschaffen. Hintergrund ist, dass sich der aktuell prognostizierte Auslandsbedarf noch (wesentlich) ändern kann und noch ausreichend Zeit ist, im Vorfeld des Winterhalbjahres 2027/2028 einen ggf. noch offenen, zusätzlichen Bedarf an Erzeugungsleistung im Ausland zu decken. Aus diesem Grund ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht notwendig, ein Interessenbekundungsverfahren durchzuführen, da hieraus keine konkreten Vertragsabschlüsse über die Bereitstellung von Redispatchleistung folgen würden. Grundlage für eine gegebenenfalls erforderliche Beschaffung von Redispatchleistung aus dem Ausland werden die im März 2027 von den Übertragungsnetzbetreibern einzureichenden und von der Bundesnetzagentur zu prüfenden Systemanalysen sein. Diese Systemanalysen werden einen eventuell bestehenden Auslandsbedarf präziser bestimmen können als die aktuell vorliegenden Berechnungen, da sie Umstände bzw. Entwicklungen berücksichtigen werden, die heute noch unbekannt sind.

#### Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2027/2028

Kraftwerk	Leistung [MW]	verfügbare Leistung [MW]	Leistungsabruf in Stunde 271 [MW]	Leistungsabruf in Stunde 274 [MW]
Altbach HKW 2 DT	323	248	248	248
Altbach HKW 2 GT E	65	50	50	50
Bergkamen A	717	551	551	0
Bexbach	726	558	558	558
Darmstadt GTKW	95	73	73	73
Daxlanden RDK 4	342	263	263	263
GKM 7	425	326	326	326
GKM 8	435	334	334	334
Herne 4	460	353	353	353
Ingolstadt 3	355	273	273	273
Ingolstadt 4	365	280	280	280
KMW 2	256	197	197	197
Marbach GT 3	85	65	65	65
RDK 7	517	397	397	397
Scholven B	345	265	265	265

Scholven C	345	265	265	265
Staudinger Block 4	580	445	0	0
Staudinger Block 5	510	392	0	0
Völklingen HKV	211	162	162	162
UPM Schongau	64	49	49	49
Weiher C	656	504	504	504
Zolling Block 5	450	346	346	346

Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2027/2028

In den identifizierten Grenzsituationen leisten auch die zuvor bezeichneten Kraftwerke, die gegenwärtig in der Kapazitätsreserve gebunden sind, einen Beitrag zum Redispatch. Der aktuell laufende dritte Erbringungszeitraum der Kapazitätsreserve endet am 30. September 2026. Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch nicht sichergestellt, dass sich hieran ein vierter Erbringungszeitraum anschließt. Nach gegenwärtiger Rechtslage müssen die Anlagen endgültig stillgelegt werden, wenn sie nicht weiter Bestandteil der Kapazitätsreserve sind. Eine endgültige Stilllegung kann abgewendet werden, wenn die Anlagen aufgrund von Systemrelevanz gemäß § 13b Abs. 2 EnWG an der Stilllegung gehindert werden und Bestandteil der Netzreserve werden. Vor diesem Hintergrund sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, rechtzeitig die Systemrelevanz der Kraftwerke der Kapazitätsreserve auszuweisen, die in den identifizierten Grenzsituationen zum Redispatch erforderlich sind und bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der Ausweisung zu beantragen.

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Klaus Müller

Präsident der Bundesnetzagentur



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im Winter 2024/2025.....	11
Abbildung 2: Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 (Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber) .....	24
Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber) .....	25
Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	27
Abbildung 5: Einsatzreihenfolge als Ergebnis der Marktsimulation im Zeitraum 2027/2028 (Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber) .....	30
Abbildung 6: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber) .....	32
Abbildung 7: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	33

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nettonennleistung der Marktkraftwerke in Deutschland in beiden Betrachtungszeiträumen .....	19
Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatpreisen für die Systemanalysen 2025.....	20
Tabelle 3: Annahmen zur installierten Leistung der EE-Anlagen in beiden Betrachtungszeiträumen.....	21
Tabelle 4: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2025/2026.....	29
Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2027/2028 .....	36

## **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 2025


### **Text**

Referat 626



**bundesnetzagentur.de**

 [x.com/BNetzA](https://x.com/BNetzA)

 [social.bund.de/@bnetza](https://social.bund.de/@bnetza)

 [youtube.com/BNetzA](https://youtube.com/BNetzA)