

VERSORGUNGSSICHERHEIT  
STROM

# Bericht

---

Feststellung des Netzreserve-  
bedarfs für die Betrachtungszeit-  
räume April 2026 bis März 2027  
sowie April 2028 bis März 2029



Bundesnetzagentur

# **Feststellung des Netzreservebedarfs für die Betrachtungszeiträume April 2026 bis März 2027 sowie April 2028 bis März 2029**

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 2026/2027 und den Betrachtungszeitraum 2028/2029 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 NetzResV, Az.: 4.14.03.01/BA2026#4,**

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

am 22. Mai 2026 festgestellt:

**Zif. 1.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt 7.407 MW für den Betrachtungszeitraum 2026/2027.**

**Zif. 1.1.: Zur Beschaffung des verbleibenden, noch nicht gedeckten Netzreservebedarfs von 2.665 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 8.274 MW für den Betrachtungszeitraum 2028/2029.**



## Inhaltsverzeichnis

1	Feststellung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve.....	4
	Inhaltsverzeichnis.....	6
2	Einführung.....	9
2.1	Hintergrund der Systemanalysen und des Bedarfs an Netzreserve.....	9
2.2	Rückschau auf den Zeitraum April 2025 bis März 2026.....	9
3	Verfahrensablauf.....	11
4	Systemanalysen und Bedarf an Netzreserve.....	12
4.1	Vorgehensweise der Systemanalysen.....	12
4.2	Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	13
4.3	Bemessungsmaßstab.....	14
4.4	Berücksichtigte Risiken.....	15
4.5	Eingangsparameter der Systemanalysen 2026.....	16
4.5.1	Übertragungsnetz.....	16
4.5.2	Konventioneller Kraftwerkspark.....	17
4.5.3	Nichtverfügbarkeiten von Marktkraftwerken.....	18
4.5.4	Kostenkomponenten zur Berechnung der Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke.....	18
4.5.5	Erneuerbare-Energien-Anlagen.....	19
4.5.6	Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten.....	20
4.5.7	Annahmen und Berechnung des Stromverbrauchs.....	20
4.6	Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen.....	21
4.7	Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2026/2027.....	21
4.7.1	Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2026/2027.....	21
4.7.2	Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2026/2027.....	22
4.8	Netzreservebedarf im Zeitraum 2026/2027.....	32
4.9	Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2028/2029.....	34
4.9.1	Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2028/2029.....	34
4.9.2	Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2028/2029.....	35
4.10	Netzreservebedarf im Betrachtungszeitraum 2028/2029.....	38
	Rechtsbehelfsbelehrung.....	41
	Abbildungsverzeichnis.....	43
	Tabellenverzeichnis.....	44
	Impressum.....	45





## 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 von 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 lastfern errichtet.

Bei den konventionellen Erzeugungstechnologien ist bedingt durch Marktkräfte und durch den gesetzlichen Ausstiegspfad aus der Verstromung von Kohle ein stetiger Rückgang der Erzeugungskapazitäten festzustellen. Zudem führen die Änderungen des europäischen Strommarktdesigns dazu, dass die grenzüberschreitenden Handelstätigkeiten sowohl beim Import als auch beim Export an Volumen zunehmen und nationale Engpässe des Übertragungsnetzes ungeachtet ihres Auftretens eine geringer werdende Rolle bei der Vergabe der Handelskapazitäten spielen. Eine besondere Belastung für das Übertragungsnetz entsteht dabei durch die Einfuhr elektrischer Energie aus dem nördlichen Ausland bei gleichzeitiger Ausfuhr elektrischer Energie in das benachbarte südliche bzw. südwestliche Ausland. Dies bewirkt ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Dieses verstärkt die Netzbelastung aus der 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, insbesondere im Süden und Westen 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 Übertragungsnetz werden mittels Redispatch verhindert. Ein Unterbinden der Exporte ins europäische Ausland kommt aufgrund der europarechtlichen Vorgaben 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, vorübergehend 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 Zeitraum April 2025 bis März 2026

In den letztjährigen Systemanalysen 2025 wurde der Zeitraum April 2025 bis März 2026 von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht. Obschon aus dem berechneten Jahreslauf der Systemanalysen nicht die konkret zu

erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden kann, ist eine Betrachtung der tatsächlich erfolgten Einsätze in Form einer Rückschau von Interesse.

In der Realität wurden zwischen dem 01.04.2025 und dem 31.03.2026 von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage der Vorschauprozesse an 252 Tagen Redispatchleistung durch deutsche Netzreservekraftwerke angefordert. Die Einsatzhäufigkeit ist Abbildung 1 zu entnehmen. Zudem wurden an vier Tagen Redispatchkapazitäten in der Schweiz angefordert.

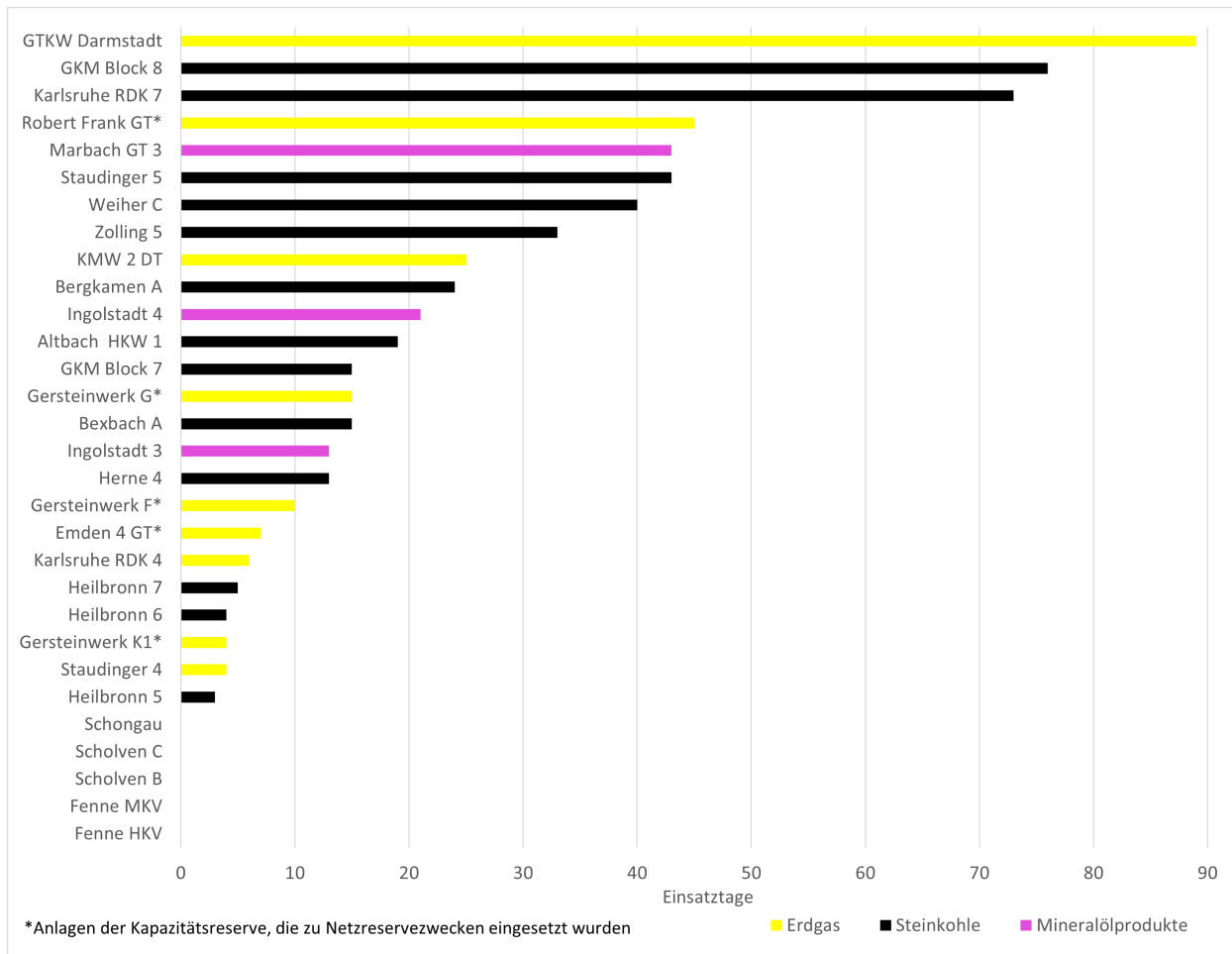


Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der inländischen Reserveanlagen im Zeitraum April 2025 bis März 2026

Die Einsatzhäufigkeit der Kraftwerke ist nicht mit ihrer systemtechnischen Bedeutung gleichzusetzen. Die Entscheidung über die Inanspruchnahme eines Kraftwerks obliegt den Übertragungsnetzbetreibern und erfolgt auf individueller Grundlage. In diesem Entscheidungsprozess werden unter anderem Faktoren wie die Sensitivität der Anlagen auf die zu behebenden Netzengpässe, die Verfügbarkeit von Brennstoffen, die technische Einsatzbereitschaft, die Anfahrtszeiten, die Anzahl verbleibender Starts bis zur nächsten Revision sowie weitere betriebliche Kriterien berücksichtigt.

### 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 1. Dezember eines jeden Jahres mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Am 9. Juli 2025 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen 2026 statt. Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber verständigten sich darauf, dass die Systemanalysen 2026 neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden Zeitraum 1. April 2026 bis zum 31. März 2027, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2028 bis zum 31. März 2029 zu erstellen sind.

Der zweite Betrachtungszeitraum (2028/2029) wurde gewählt, um die Auswirkungen von im Jahr 2028 wirksam werdenden Stilllegungsanordnungen von Steinkohlekraftwerken gemäß dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVVG) 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 2028 keine gesetzlichen Stilllegungsanordnungen nach dem KVVG erforderlich sein werden. Gleichwohl bestand Einigkeit zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern, an der Untersuchung für den Betrachtungszeitraum 2028/2029 festzuhalten, da erste Vorüberlegungen zu den Annahmen für diesen Betrachtungszeitraum bereits erfolgt waren.

Die Übertragungsnetzbetreiber übermittelten am 1. Dezember 2025 die Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur. Diese waren zuvor zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt worden.

Am 20. März 2026 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber eine erste Version der Systemanalysen 2026, deren Ergebnisse sie zuvor am 18. März 2026 vorgestellt hatten. Am 27. März 2026 haben die Übertragungsnetzbetreiber eine zweite Version übersandt, in der sie einzelne Berechnungen ergänzt haben, in denen Redispatchpotentiale in Österreich in Höhe von 1,5 GW unterstellt wurden. Die zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen wurden der Bundesnetzagentur am 23. März 2026 sowie am 31. März 2026 bereitgestellt.

In der Folge hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber am 14. April 2026 aufgefordert, Nachweise zu übermitteln, um zu belegen, dass die Redispatchpotentiale in Österreich für den gesamten Zeitraum (2026/2027) gesichert zur Verfügung stehen. Dieser Aufforderung kamen die Übertragungsnetzbetreiber am 16. April 2026 nach. Zudem wurde den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilt, welche weiteren Rechnungen und Ergänzungen an den zuvor übermittelten Systemanalysen es aus Sicht der Bundesnetzagentur noch bedürfe, um auf dieser Grundlage den Netzreservebedarf festzustellen.

Daran anschließend haben die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen 2026 erneut ergänzt. Die Übermittlung der aktualisierten Systemanalysen 2026 an die Bundesnetzagentur erfolgte am 3. Mai 2026. Die Übermittlung der weiteren Netzsimulationsdatensätze erfolgte am 5. Mai 2026.

## 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 sich aus den Handelsgeschäften des Vortags ergeben, vorsorglich untersagen müssen, um Netzüberlastungen zu vermeiden, die den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes gefährden würden. Gleichzeitig wird angenommen, 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, die Kraftwerke der Kapazitätsreserve, die gem. § 5 Abs. 2 KapResV bei der Erstellung der Systemanalysen zu berücksichtigen sind, sowie die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) gem. § 11 Abs. 3 EnWG a.F., die zusätzlich zur Engpassbehebung eingesetzt werden können.

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 Kraftwerksparks (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. Für die Parametrisierung werden bestimmte netzkritische Konstellationen berücksichtigt, vgl. Abschnitt 4.4.

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 Netzbetriebsmitteln 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/oder 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 Reserven, insbesondere 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 Betriebsmittels 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 Nr. 2 und 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, ihre Einspeisung auf Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber anzupassen.

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

Bei den Anlagen der Netzreserve handelt es sich um Kraftwerke im Inland, die der Betreiber freiwillig stilllegen will oder zu deren Stilllegung er aufgrund des Kohleverfeuerungsverbots nach dem KVVG 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.

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.

Lässt sich der Netzreservebedarf nicht mit 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 berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber die preisgünstigste Angebotskombination mit geeigneter netztechnischer Wirkung der Anbieter, mit denen sie einen Vertrag über die Bereitstellung der Leistung abschließen 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 Gesamtdispatchbedarfs 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 Reservekraftwerke, die zwar in der initial berechneten Grenzsituation, jedoch in weniger als der Mindesteinsatzhäufigkeit im Jahreslauf 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 aus Netzreserveanlagen in Deutschland und Anlagen der Kapazitätsreserve, die im Wege des Redispatch zur Gewährleistung der Netzsicherheit herangezogen werden. Einen weiteren Bestandteil des Netzreservebedarfs stellt die Leistung aus ausländischen Kraftwerken dar, die für den Redispatch der Übertragungsnetzbetreiber angefordert werden müssen.

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 Wettersituationen betrachtet. Dazu 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 angenommen, dass die im jeweiligen Betrachtungszeitraum verfügbaren Windenergieanlagen eine entsprechend hohe 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 basieren auf der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber.

**Import-Situation:** Für beide Betrachtungszeiträume werden zusätzlich zur Starklast/Starkwind-Kombination Importsituationen betrachtet. Hierbei werden bewusst auch netzkritische Importsituationen simuliert und 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 dieser Region nicht verfügbar ist. 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 ältere Kraftwerke 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 ihnen aus der Betriebsführung vorliegenden Nichtverfügbarkeitsdaten der Netzreserveanlagen ausgewertet. Im Halbjahr zwischen dem 01.10. und dem 31.03. waren diese Kraftwerke durchschnittlich zu 28,6% nicht verfügbar. Um diese Beobachtung in den Systemanalysen zu berücksichtigen, nehmen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass jedes Netzreservekraftwerk in der Grenzsituation lediglich mit 71,4% seiner Nettonennleistung zum Redispatch eingesetzt werden kann. Diese Annahme wurde auf die Kraftwerke der Kapazitätsreserve, die zu Netzreservezwecken eingesetzt werden können, übertragen.

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 2026

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 2026 und 2028. Die Netzmodelle der zwei Betrachtungszeiträume enthalten neben der bestehenden Netzinfrastruktur auch geplante Ausbauvorhaben. Für den Zeithorizont (t+1) werden die Netzausbaumaßnahmen angenommen, die voraussichtlich bis zum 30.09.2026 in Betrieb genommen werden. Für den Zeithorizont (t+3) fällt der entsprechende Stichtag auf den 30.09.2028. Als Stichtag wurde jeweils der 30.09. gewählt, um für beide Betrachtungszeiträume jeweils den Ausbauzustand des Übertragungsnetzes anzunehmen, der im betrachteten Winterhalbjahr, in dem erfahrungsgemäß höhere Redispatchbedarfe auftreten, realistisch zur Verfügung steht.

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 Stromtragfähigkeiten aller relevanter 380 kV/220 kV-Stromkreise auf 96%. Dieser Abschlag wurde unter Auswertung betrieblicher Datensätze ermittelt. Durch die Berücksichtigung der Freischaltungsplanung erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung, dies ermöglicht jedoch eine realitätsnähere Abbildung der Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes.

#### 4.5.2 Konventioneller Kraftwerkspark

Die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland werden auf Basis einer Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und der internen Datengrundlagen der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Hierbei werden auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken, sowie Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung und zum Betriebsmodus berücksichtigt. 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 2026/2027 ist der 01.01.2027, für den Zeitraum 2028/2029 der 01.01.2029. Der Stichtag wurde insbesondere mit Blick auf die in Anlage 2 des KVBG geregelten Stilllegungszeitpunkte für Braunkohleanlagen gewählt, um die während des Betrachtungszeitraums 2028/2029 erfolgenden Stilllegungen zu berücksichtigen.

In der Marktsimulation werden zur Stilllegung anstehende Kraftwerke, sowie inländische Reservekraftwerke 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 [MW] (2026/2027)	Nettonennleistung [MW] (2028/2029)
Steinkohle	7.353	6.892
Braunkohle	14.219	12.056
Erdgas	28.094	29.270
Mineralölprodukte	1.642	1.642
Kuppelgas	2.012	2.012
Abfall	1.990	1.990
Pumpspeicher und Speicherwasser	10.802	10.858
Sonstige	371	371
<b>Summe</b>	<b>66.483</b>	<b>65.091</b>

Tabelle 1: Nettonennleistung der Marktkraftwerke in Deutschland in beiden Betrachtungszeiträumen

Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger für den europäischen, konventionellen Kraftwerkspark orientiert sich an den Werten, die die ausländischen Netzbetreiber für das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2025 gemeldet haben.

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

### 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> werden blockscharfe Verfügbarkeitszeitreihen der Marktkraftwerke ermittelt. Auf diese Weise wird in der Modellbetrachtung 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 zwei Regionen (Nord und Süd) mittels einer Quantilsauswertung 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 resultierende nichtverfügbare Leistung je Region wird auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. So werden die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten separat für jede Grenzsituation der Zeithorizonte 2026/2027 und 2028/2029 ermittelt.

Für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 wird angenommen, dass in der Grenzsituation Starkwind/Starklast 6,8 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd und 1,4 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 4,3 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind.

Für die im Betrachtungszeitraum 2028/2029 parametrisierte Grenzsituation Starkwind/Starklast wird unterstellt, dass 6,8 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd und 1,3 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 Netzreservekraftwerke eingesetzt werden.

### 4.5.4 Kostenkomponenten zur Berechnung der Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke

Auf Grundlage eines projizierten Wetterjahres 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

---

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

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 15.09.2025. 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]
2026/2027	35,03	34,02	10,72	3,00	1,36	79,33
2028/2029	35,71	29,23	11,97	3,00	1,36	84,25

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatpreisen für die Systemanalysen 2026

#### 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 2026 - 2030<sup>3</sup> gem. § 74 EEG 2023.

Die so für die Systemanalysen 2026 angenommenen installierten Leistungen der EE-Anlagen für beide Betrachtungszeiträume sind in Tabelle 3 dargestellt.

Betrachtungszeitraum	Windenergieanlagen an Land [GW]	Windenergieanlagen auf See [GW]	PV [GW]	Biomasse [GW]	Laufwasser [GW]	Summe [GW]
2026/2027	76,2	11,8	134,3	8,8	3,6	234,7
2028/2029	92,8	15,5	175,1	10,2	3,6	297,2

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 Zubauprognose je Bundesland gemäß der Mittelfristprognose unterstellt. Bei den Windenergieanlagen auf See erfolgt die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten auf Basis der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>3</sup> "Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030", abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen>

#### 4.5.6 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten

Für die Marktsimulation müssen Annahmen zu den grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten getroffen werden. Um das grenzüberschreitende Handelsergebnis 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, ERAA 2025, TYNDP 2024 sowie TYNDP 2026) 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 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 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 Inbetriebnahme der Westküstenleitung werden Mindestimportkapazitäten von 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 ergibt sich aus dem Bestand sowie den prognostizierten Entwicklungen der verschiedenen Verbrauchskomponenten. Diese werden nachfolgend aufgelistet:

- **Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD<sup>4</sup>**
- **Elektrolyse (Herstellung von Wasserstoff)**
- **Fernwärmeerzeugung (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen)**
- **Übertragungs- und Verteilnetzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste**

Der ermittelte Bruttostromverbrauch für den Zeitraum (t+1) beträgt 563,2 TWh und 649,2 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

---

<sup>4</sup> GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

skaliert. Dies umfasst die Lastzeitreihen der konventionellen Verbraucher, der (neuen) Großverbraucher 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 selten 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 210 auf. Sie beträgt 82,5 GW. Im Betrachtungszeitraum (t+3) tritt ebenfalls im Netznutzungsfall 210 der synthetischen Woche der Starkwind-Starklast-Grenzsituation die höchste Last auf und zwar mit 90,9 GW.

Die Jahreshöchstlast tritt im Betrachtungszeitraum (t+1) im Netznutzungsfall 1243 auf und beträgt 82,5 GW. Die Jahreshöchstlast im Betrachtungszeitraum (t+3) beträgt 93,3 GW und tritt im Netznutzungsfall 1355 auf.

Die Lastzeitreihen für das Ausland entstammen der Datenbasis von ENTSO-E. Diese wurden im Rahmen des ERAA 2025 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, da in diesem Zeitraum die höchsten Lasten auftreten.

#### **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. Auf dieser Grundlage hat die Bundesnetzagentur eigene Lastfluss- und Redispatchberechnungen durchgeführt und so die Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber verifiziert.

#### **4.7 Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2026/2027**

##### **4.7.1 Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2026/2027**

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 eines projizierten Wetterjahrs 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 15,5 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. Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass die Last in jedem betrachteten Netznutzungsfall gedeckt wird.

#### 4.7.2 Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2026/2027

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.

Aus den Lastflussrechnungen im Betrachtungszeitraum resultieren zahlreiche Überlastungen von Netzelementen 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 transportiert werden.

Um die Überlastungen zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen, etwa Anpassungen hinsichtlich des Betriebs einzelner Sammelschienen, identifiziert. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zusätzlich durch Redispatchmaßnahmen ergänzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 Redispatchrechnungen unter unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale durchgeführt. Dieses Vorgehen begründet sich zum einen damit, dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Netzreserveanlagen im Betrachtungszeitraum dahingehend betriebsbereit sind, dass sie tatsächlich zum Redispatch eingesetzt werden können (vgl. Abschnitt 4.4). Des Weiteren haben die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, zusätzliche Rechnungen durchzuführen, in denen wie in den Systemanalysen der Vorjahre Redispatchleistung im Umfang von 1,5 GW in Österreich als gesicherte Potentiale unterstellt wurden.

Im Folgenden werden im Abschnitt 4.7.2.1 zunächst die Berechnungen für Basisvariante und Sensitivitätsbetrachtung vorgestellt, die ohne die Annahme von gesicherter Redispatchleistung in Österreich durchgeführt wurden. 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. Im Anschluss daran erfolgt die Darstellung der Ergebnisse für Basisvariante und Sensitivitätsbetrachtung unter der Annahme, dass zusätzlich Redispatchleistung in Höhe von 1,5 GW in Österreich gesichert zur Verfügung steht (Abschnitt 4.7.2.2).

##### 4.7.2.1 Ergebnisse der Redispatchrechnungen

Die Berechnungen des Jahreslaufs weisen einen positiven Redispatchbedarf von 23,0 TWh in der Basisvariante und 23,1 TWh in der Sensitivitätsbetrachtung auf. Insgesamt sind in jeweils 5816 Stunden Redispatchmaßnahmen erforderlich; die Kraftwerke der Netzreserve tragen in 1600 Stunden (Basisvariante) bzw. 1594 Stunden (Sensitivitätsbetrachtung) zum engpassfreien Betrieb des Übertragungsnetzes bei. Nachfolgend werden die stündlichen, positiven Gesamtdispatchbedarfe für Basisvariante (vgl. Abbildung 2) und Sensitivitätsbetrachtung (vgl. Abbildung 3) dargestellt.

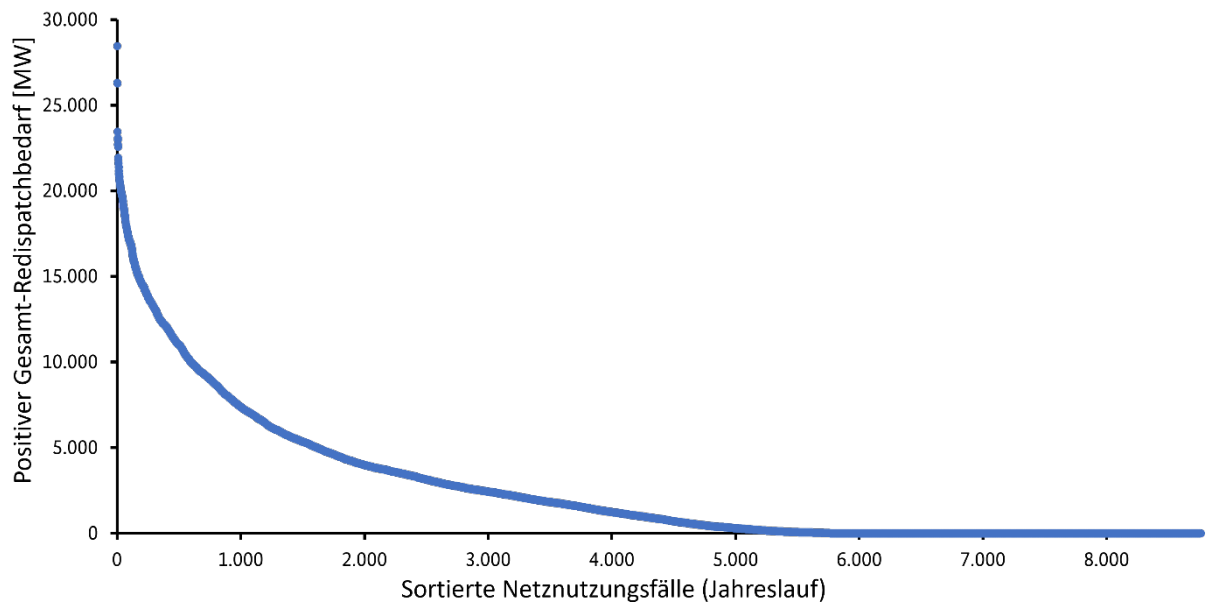


Abbildung 2: Stündliche positive Gesamtredispatchbedarfe im Jahreslauf der Basisvariante (eigene Darstellung auf Grundlage der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber)

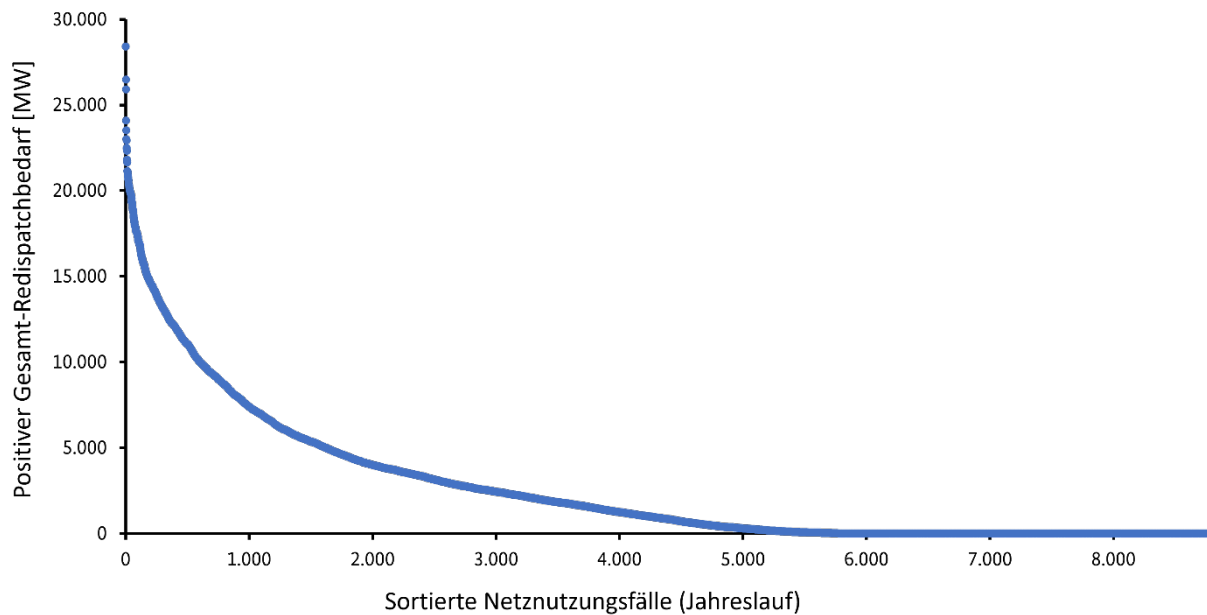


Abbildung 3: Stündliche positive Gesamtredispatchbedarfe im Jahreslauf der Sensitivitätsbetrachtung (eigene Darstellung auf Grundlage der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber)

Die Kraftwerke der Kapazitätsreserve und das Netzreservekraftwerk Bergkamen A werden weniger als die Mindesteinsatzhäufigkeit im Jahreslauf eingesetzt. Daher erfolgen robuste Berechnungen der Grenzsituationen. Für diese Rechnungen werden diese Anlagen mit höheren Strafkosten belegt. Ein Redispatcheinsatz dieser Anlagen in den sog. robusten Grenzsituationen erfolgt dann nur, wenn es ansonsten keine effizientere Möglichkeit gäbe, Engpassfreiheit im Netz zu erreichen (siehe auch Abschnitt 4.3).

Die verfügbare Gesamtleistung der Kraftwerke, die im Betrachtungszeitraum in der Netzreserve vorgehalten werden, beträgt 9.596 MW. Zusätzlich können Kapazitätsreserveanlagen<sup>5</sup> mit einer Leistung in Höhe von 1.196 MW zu Netzreservezwecken eingesetzt werden.

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 Sensitivätsbetrachtung vorgestellt, in der einzelne Netzreservekraftwerke nicht zur Verfügung stehen.

#### 4.7.2.1.1 Basisvariante: Identifikation der Grenzsituationen 2026/2027

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Basisvariante deuten auf zwei kritische Netzsituationen hin, in der die Netzreserveanlagen in Deutschland (Stunde 280) und die Kraftwerke aus dem Ausland (Stunde 209) den jeweils größten Anteil zur Deckung des Redispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum leisten. Beide Stunden treten in der synthetischen Woche auf, die als eine Starklast/Starkwind-Situation parametrisiert ist. Die Betrachtung der zweiten synthetischen Woche, in der Importsituationen betrachtet werden, zeigt keine netzkritische Situation, die für die Bestimmung des Netzreservebedarfs maßgeblich ist.

In Abbildung 4 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 336 sowie 7561 - 7728) der Basisbetrachtung dargestellt.

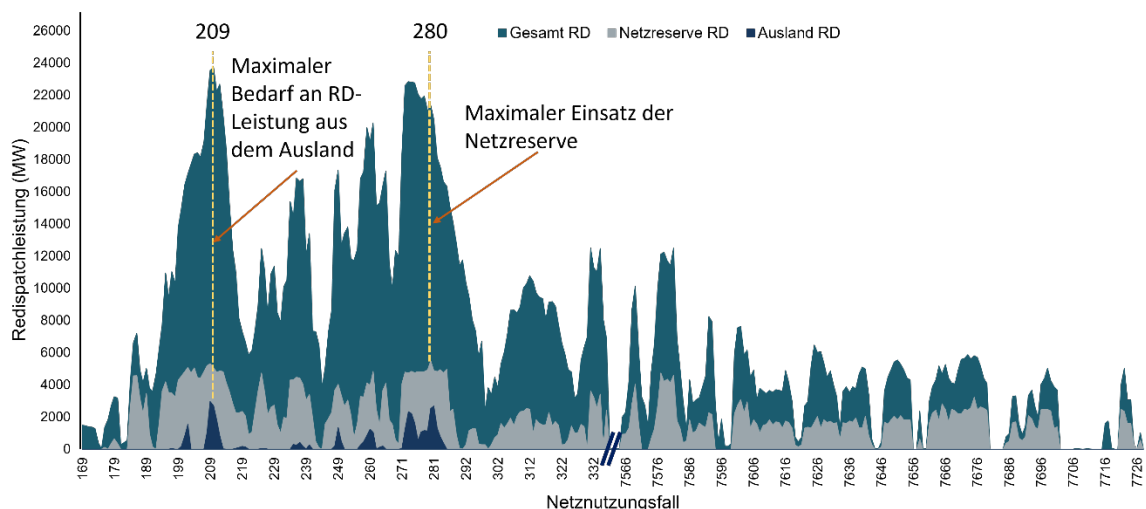


Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

In Stunde 280 stellen sich aufgrund des großen Stromangebots infolge der Erzeugung aus Windenergieanlagen in Deutschland hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer ein. Nach dem Ergebnis der Marktsimulation ist Deutschland in dieser Situation der größte Nettoexporteur im europäischen Binnenmarkt: Das Netto-Handelsaldo beträgt 19,7 GW. Zahlreiche europäische Nachbarländer weisen vergleichsweise geringe Importe in

<sup>5</sup> Für beide Betrachtungszeiträume der Systemanalysen 2026 wurde angenommen, dass die Kraftwerke, die im Erbringungszeitraum 2024-2026 in der Kapazitätsreserve vorgehalten werden, über diesen Zeitraum hinaus weiterhin zur Verfügung stehen. Nach geltender Rechtslage müssen Anlagen endgültig stillgelegt werden, wenn sie nicht mehr Bestandteil der Kapazitätsreserve sind. Die Berücksichtigung ihrer Redispatchpotentiale in den Systemanalysen 2026 ermöglicht die Prüfung, ob die Anlagen aufgrund von Systemrelevanz gemäß § 13b Abs. 2 EnWG an der Stilllegung gehindert werden sollten, sofern die Anlagen nicht über den dritten Erbringungszeitraum hinaus in der Kapazitätsreserve gebunden werden.

dieser Stunde auf, während der größte Handelsfluss von Deutschland nach Frankreich in Höhe von 6 GW auftritt. Die Last in dieser Stunde ist hoch und beträgt in Deutschland 73,7 GW. Zudem liegt der innerdeutsche Transportbedarf für das Übertragungsnetz bei 36,1 GW. Die Netzbelastungen in Nord-Süd- bzw. in Nord-West-Richtung fallen daher entsprechend hoch aus und machen Redispatchmaßnahmen erforderlich.

Auch Stunde 209 stellt eine Starkwind-Starklast-Situation dar. Eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen fällt zusammen mit einer hohen Stromnachfrage in Deutschland. In Deutschland liegt in dieser Stunde die Last bei 86,7 GW. Gemäß der Marktsimulation ist Deutschland auch in dieser Stunde der größte Nettoexporteur mit einem Handelssaldo von 16,6 GW. Der größte Handelsfluss tritt von Deutschland nach Frankreich auf (9,2 GW). Die hieraus resultierende Nord-Süd-Transportaufgabe spiegelt sich in hohen Netzbelastungen wider, einhergehend mit dem Erfordernis von Redispatchmaßnahmen.

#### **4.7.2.1.2 Basisvariante: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen 2026/2027**

In der initialen Berechnung der Stunde 280 werden Netzreservekraftwerke im Umfang von 5.490 MW zum Redispatch eingesetzt. Bis auf die Kraftwerke Bergkamen A, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Netzreserveanlagen eingesetzt. Diese Kraftwerke können in dieser Situation aufgrund lokaler Netzengpässe nicht einspeisen. Neben der Einspeisung der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk Block G2 in Höhe von 103 MW bedarf es zusätzlich 2.514 MW an positiver Redispatchleistung aus dem Ausland, um die Netzinfrastruktur innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu betreiben.

Infolge der geringen Einsatzhäufigkeit von Gersteinwerk Block G2 im Jahreslauf erfolgt außerdem eine weitere Berechnung dieser Stunde. Für diese Berechnung werden die Strafkosten dieses Kraftwerks erhöht. In der robusten Betrachtung der Stunde 280 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 5.561 MW ein. Wie in der initialen Berechnung sind lokale Netzengpässe ursächlich dafür, dass nicht alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke eingesetzt werden, sondern dass zusätzlich ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 2.515 MW auftritt, der zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs in Höhe von 21,3 GW erforderlich ist.

Im Netznutzungsfall 209 leisten die als verfügbar unterstellten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 5.314 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (23,6 GW). Abgesehen von den Kraftwerken Bergkamen A, Scholven B, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Kraftwerke in dieser Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt. Neben der Einspeisung der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk Blöcke F2 und G2 in Höhe von 439 MW bedarf es zusätzlich 2.992 MW an positiver Redispatchleistung aus dem Ausland, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde im zulässigen Bereich zu halten. Wie in Stunde 280 sind lokale Netzengpässe ursächlich dafür, dass nicht alle inländischen Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt werden können.

#### **4.7.2.1.3 Sensitivitätsbetrachtung: Identifikation der Grenzsituationen 2026/2027**

Die Netzreservekraftwerke Heilbronn 5 und 6, Scholven C sowie Völklingen HKV und MKV sind im Betrachtungszeitraum 2026/2027 aufgrund von Restriktionen nicht verfügbar. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt, die unterstellt, dass diese Kraftwerke nicht zum Redispatch eingesetzt werden können. 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 Netz-situation in der parametrisierten Starkwind-Starklast-Situation. In der Stunde 209 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 5 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 336 sowie 7561 - 7728) 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.

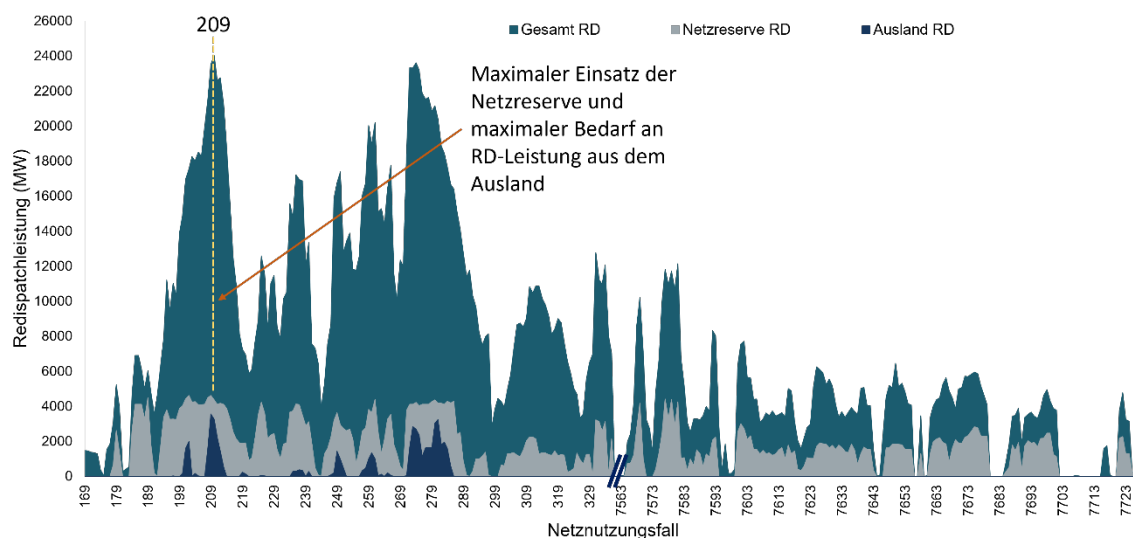


Abbildung 5 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.7.2.1.4 Sensitivitätsbetrachtung: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation 2026/2027

In der initialen Berechnung der Stunde 209 werden Netzreservekraftwerke aus dem Inland zum Redispatch im Umfang von 4.625 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (23,5 GW) angefordert. Für diese Betrachtung werden alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A und Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Block 5 eingesetzt. Diese Kraftwerke können in dieser Situation aufgrund lokaler Netzengpässe nicht einspeisen. Die Kapazitätsreserveanlagen Gersteinwerk Block F2 und Block G2 werden ebenfalls zum Redispatch eingesetzt und speisen 430 MW ein. Es bedarf zusätzlich 3.560 MW an Redispatchleistung, die von Kraftwerken aus dem Ausland bereitzustellen ist.

Auch in der Sensitivitätsbetrachtung erfolgt eine weitere Berechnung der Stunde 209 derart, dass infolge der geringen Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf die Strafkosten der Kapazitätsreservekraftwerke Gersteinwerk Block F2 und Block G2 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 Redispatch effizienter im Rahmen der betrieblich zulässigen Grenzen betrieben werden kann.

In der robusten Betrachtung der Stunde 209 werden mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A und Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Staudinger Block 5 alle Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation zum

Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 4.604 MW ein. Auch die Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk Block G2 wird im Umfang von 100 MW zum Redispatch eingesetzt. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 3.463 MW auf, der zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs in Höhe von 24,8 GW erforderlich ist.

Durch die gegenüber der initialen Rechnung erhöhten Strafkosten der Kraftwerksblöcke F2 und G2 am Standort Gersteinwerk 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, bedarf es außerdem erneut Leistung aus ausländischen Kraftwerken im Wege des Redispatch.

#### **4.7.2.2 Ergebnisse der Redispatchrechnungen unter Annahme von 1,5 GW gesichertem Redispatch-Potential in Österreich im Zeitraum 2026/2027**

Im Jahr 2017 wurde zwischen E-Control und der Bundesnetzagentur vereinbart, mit Aufteilung der vormals gemeinsamen Gebotszone von Deutschland (und Luxemburg) und Österreich zum 1. Oktober 2018, einhergehend mit Einführung der Engpassbewirtschaftung an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich, 4,9 GW Langfrighthandelskapazitäten zu garantieren. In diesem Zusammenhang wurde den deutschen Übertragungsnetzbetreibern Zugriff auf gesicherte österreichische Redispatchpotentiale im Umfang von 1,5 GW (ab 1. Oktober 2019) gewährt. Der Zugriff auf diese Potentiale erfolgte gemäß des zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber abgestimmten Procedere für die Abwicklung von grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen. Die Redispatchpotentiale im Umfang von 1,5 GW wurden in den Systemanalysen der vergangenen Jahre als gesicherte Potentiale unterstellt.

Gemeinsames Verständnis zwischen E-Control und Bundesnetzagentur ist es, dass mit Start der koordinierten Langfristberechnung (LTCC) in der CORE-Region sowohl die Verpflichtung entfällt, 4,9 GW Langfrighthandelskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich zu garantieren, wie auch 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale auf österreichischer Seite bereitzustellen. ACER sieht vor, dass die koordinierte Langfristberechnung bis Ende 2026 durch die Übertragungsnetzbetreiber zu implementieren ist.

Im Sinne einer konservativen Betrachtung haben die Übertragungsnetzbetreiber zunächst vorgeschlagen, die gesicherten Redispatchpotentiale nicht mehr für die Systemanalysen zu berücksichtigen. Nach Abstimmung der Eingangsparameter haben die Übertragungsnetzbetreiber dargelegt, dass unabhängig davon, ob die koordinierte Langfristberechnung zum 1. Januar 2027 starte, für die Ermittlung des Netzreservebedarfs in Österreich für den Zeitraum Oktober 2026 bis März 2027 die Langfrighthandelskapazitäten in Höhe von 4,9 GW berücksichtigte. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher vorgeschlagen, für den gesamten Betrachtungszeitraum 2026/2027 weiterhin 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich zu unterstellen und zusätzlich die entsprechenden Redispatchrechnungen durchgeführt, um zu untersuchen, welche Auswirkungen sich daraus auf die Höhe des Netzreservebedarfs<sup>6</sup> ergeben.

Die Berechnungen des Jahreslaufs weisen einen positiven Redispatchbedarf von je 21,9 TWh in der Basisvariante der Sensitivitätsbetrachtung auf. In je 5816 Stunden des jeweiligen Jahreslaufs bedarf es Redispatchmaßnahmen; die Kraftwerke der Netzreserve tragen jeweils in 1311 Stunden (Basisvariante) bzw. 1305 Stunden

---

<sup>6</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Zuge der Systemanalysen 2026 für den Zeitraum (t+1) geprüft, welchen Einfluss die langfristige Kapazitätsallokation (LTA-Inclusion) auf den Netzreservebedarf haben, da die Marktsimulation für diesen Zeitraum zuvor ohne die Berücksichtigung von 4,9 GW Langfrighthandelskapazitäten an der Grenze Deutschland-Österreich erfolgt waren. Die Berechnungen für die synthetischen Wochen zeigen einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Dimensionierung des Netzreservebedarfs.

(Sensitivitätsbetrachtung) zum engpassfreien Betrieb des Übertragungsnetzes bei. Nachfolgend sind die stündlichen positiven Gesamtredispatchbedarfe für die Basisvariante und die Sensitivitätsbetrachtung dargestellt, jeweils unter Berücksichtigung von 1,5 GW positiven Redispatchpotentialen in Österreich berechnet.

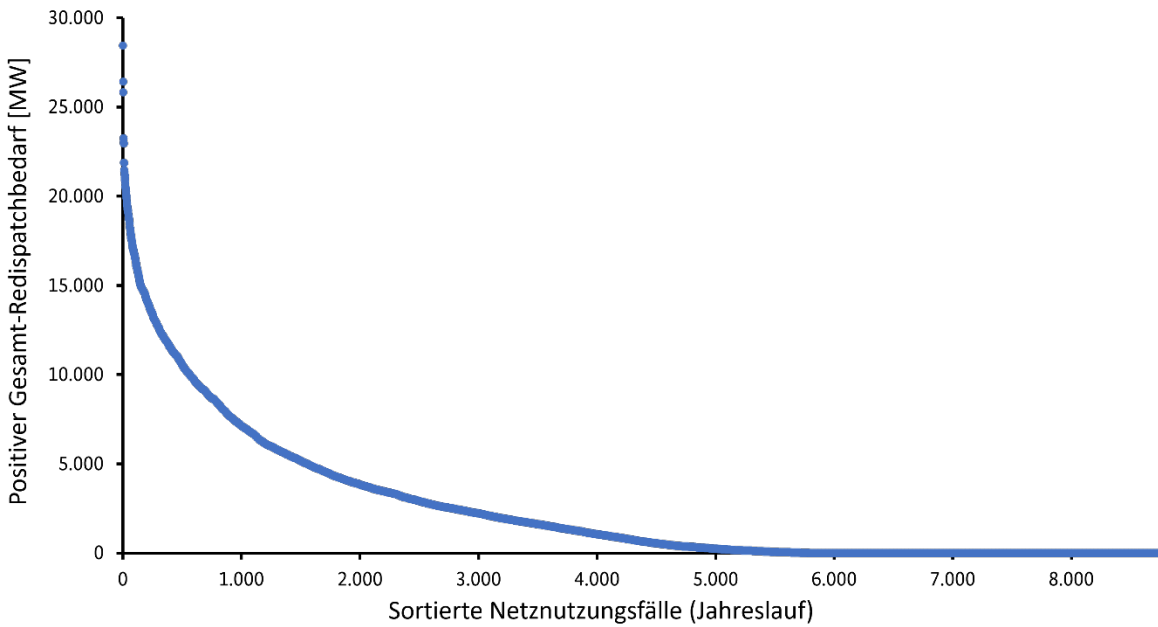


Abbildung 6: Stündliche positive Gesamtredispatchbedarfe im Jahreslauf der Basisbetrachtung unter Annahme von 1,5 GW gesicherten Redispatchpotentialen in Österreich (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber)

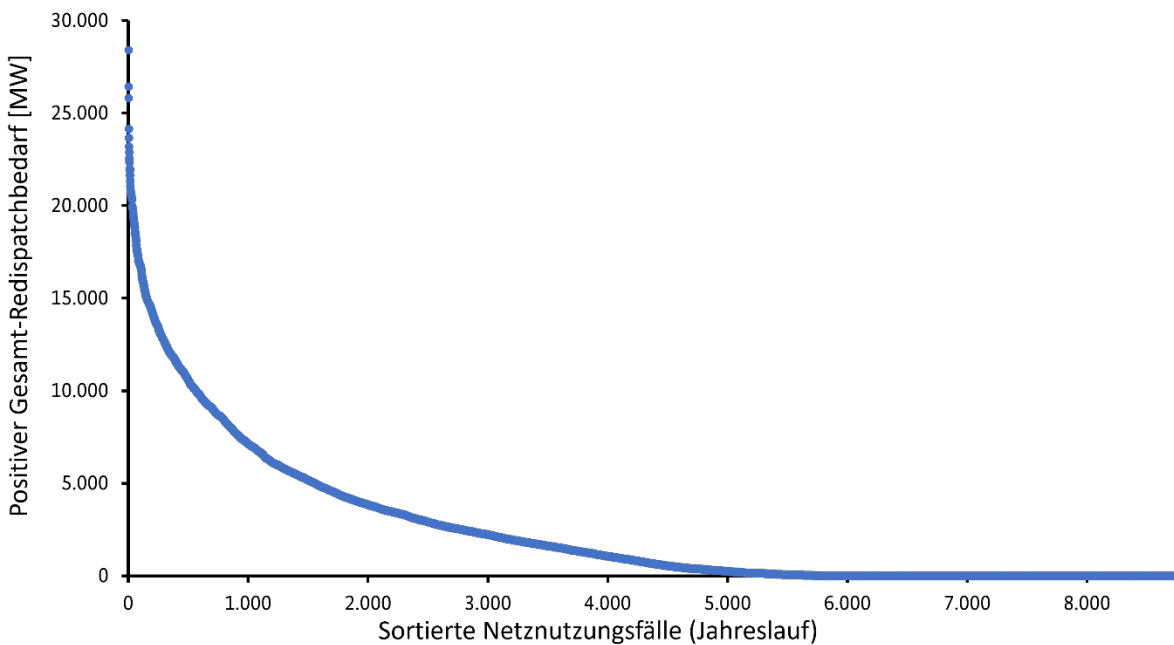


Abbildung 7: Stündliche positive Gesamtredispatchbedarfe im Jahreslauf der Sensitivitätsrechnung unter Annahme von 1,5 GW gesicherten Redispatchpotentialen in Österreich (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber)

Die Kraftwerke der Kapazitätsreserve und das Netzreservekraftwerk Bergkamen A, das nicht langfristig als systemrelevant ausgewiesen ist, werden weniger als die Mindesteinsatzhäufigkeit im Jahreslauf eingesetzt. Daher

erfolgen robuste Berechnungen der Grenzsituationen. Für diese Rechnungen werden diese Anlagen mit höheren Strafkosten belegt.

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, in der einzelne Netzreservekraftwerke nicht zur Verfügung stehen.

#### 4.7.2.2.1 Basisvariante unter Berücksichtigung von 1,5 GW Redispatch-Potential in Österreich: Identifikation der Grenzsituation 2026/2027

Unter der Annahme, dass 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich während des gesamten Betrachtungszeitraums zur Verfügung stehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber die Stunde 209 in der Basisvariante, in der unterstellt wird, dass alle Netzreservekraftwerke zur Verfügung stehen, als Grenzsituation identifiziert, wie in Abbildung 8 erkennbar ist. Diese Situation tritt in der synthetischen Woche auf, die als eine Starklast/Starkwind-Situation parametrisiert ist. Die Betrachtung der zweiten synthetischen Woche, in der Importsituationen auftreten, zeigt keine netzkritische Situation, die für die Bestimmung des Netzreservebedarfs maßgeblich ist.

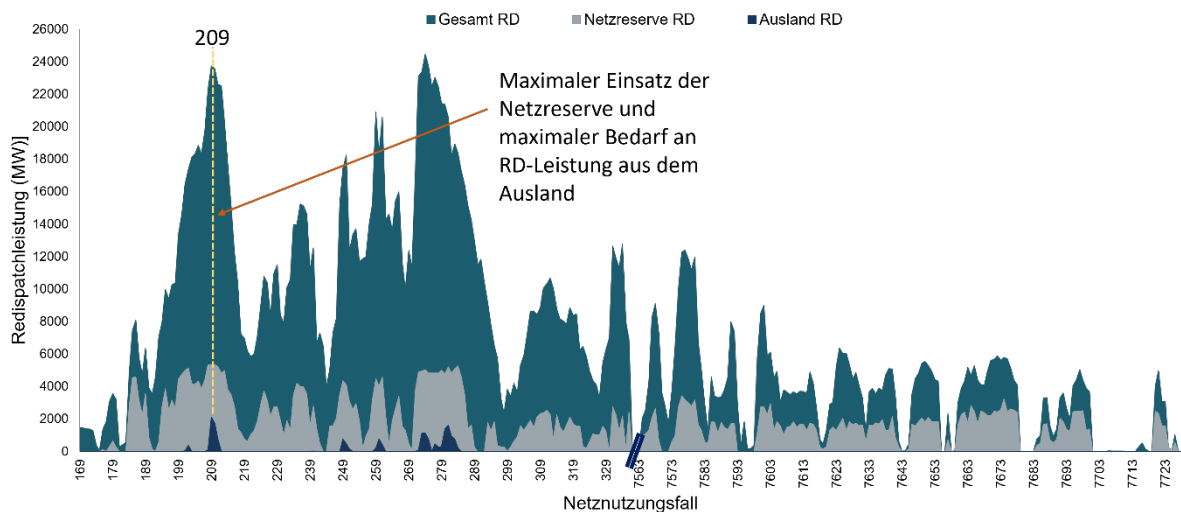


Abbildung 8: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Betrachtung der Basisvariante, für die 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich angenommen wurden (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

#### 4.7.2.2.2 Basisvariante unter Berücksichtigung von 1,5 GW Redispatch-Potential in Österreich: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation 2026/2027

In der Stunde 209 dieser Betrachtung leisten die Kraftwerke der Netzreserve zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (23,7 GW) den höchsten Beitrag. Es werden Netzreservekraftwerke im Umfang von 5.314 MW zum Redispatch eingesetzt. Bis auf die Kraftwerke Bergkamen A, Scholven B, Staudinger Block 4 und Block 5, die aufgrund lokaler Engpässe nicht einspeisen können, werden alle Netzreserveanlagen eingesetzt. Auch die Blöcke F2 und G2 der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk speisen 439 MW im Wege des Redispatch ein. Zugleich besteht in dieser Stunde ebenfalls der höchste Bedarf an Redispatchleistung aus ausländischen Kraftwerken (2.108 MW).

Infolge der geringen Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf der Kapazitätsreservekraftwerke Gersteinwerk Block F2 und G2 wird diese Stunde erneut berechnet. Hierzu werden die Strafkosten der vorgenannten Anlagen erhöht, um zu prüfen, ob es der Redispatcheinsätze dieser Anlagen auch unter den geänderten Einsatzbedingungen bedarf, oder ob die Netzinfrastruktur durch die Einspeisungen anderer Kraftwerke effizienter im Rahmen der betrieblich zulässigen Grenzen betrieben werden kann. In der robusten Betrachtung der Stunde 209 werden mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A und Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Staudinger Block 5, die aufgrund lokaler Engpässe nicht einspeisen können, alle Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 5.329 MW ein. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 2.071 MW auf, der zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs in Höhe von 24,2 GW erforderlich ist.

#### 4.7.2.2.3 Sensitivitätsbetrachtung unter Berücksichtigung von 1,5 GW Redispatch-Potential in Österreich: Identifikation der Grenzsituationen 2026/2027

Unter der Prämisse der Sensitivitätsbetrachtung (siehe 4.7.2.1.3), dass die Anlagen Heilbronn 5 und 6, Scholven C sowie Völklingen HKV und MKV im Betrachtungszeitraum nicht eingesetzt werden können, aber 1,5 GW Redispatchpotentiale in Österreich gesichert zur Verfügung stehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber zwei netzkritische Stunden identifiziert, wie in Abbildung 9 dargestellt. Bei dem Netznutzungsfall 284 handelt es sich um die Stunde, in der die Anlagen der Netzreserve den höchsten Beitrag zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (18,6 GW) leisten, in Stunde 209 bedarf es den höchsten Beitrag aus ausländischen Kraftwerken zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (23,6 GW).

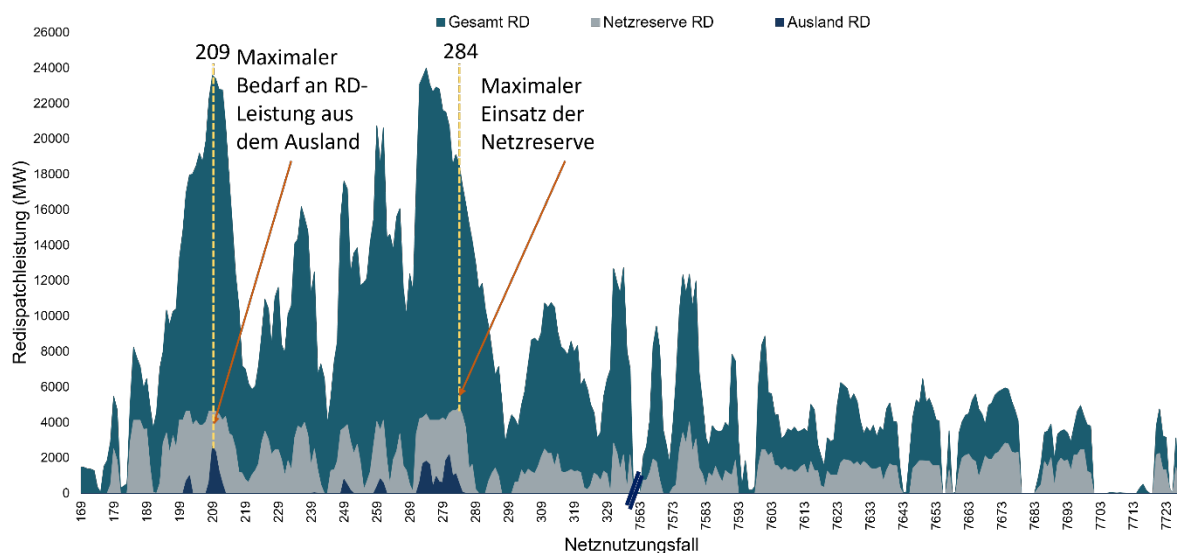


Abbildung 9: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung, für die 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich angenommen wurden (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

Wie die zuvor bereits dargestellte Stunde 209 ist auch die Stunde 284 durch ein großes Stromangebot infolge hoher Erzeugung aus Windenergieanlagen in Deutschland charakterisiert. Aus der Marktsimulation resultieren hohe Handelsexporte in das benachbarte europäische Ausland. Die Last in dieser Stunde ist hoch und beträgt in Deutschland 76 GW. Zudem liegt der innerdeutsche Transportbedarf für das Übertragungsnetz bei 35 GW. Die Netzbelastungen in Nord-Süd- bzw. in Nord-West-Richtung fallen daher entsprechend hoch aus und machen Redispatchmaßnahmen erforderlich, um die Auslastungen des Übertragungsnetzes im dafür zulässigen Bereich

zu halten.

#### **4.7.2.2.4 Sensitivitätsbetrachtung unter Berücksichtigung von 1,5 GW Redispatch-Potential in Österreich: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen 2026/2027**

In der Berechnung der Stunde 284 werden Netzreservekraftwerke im Umfang von 4.844 MW zum Redispatch eingesetzt. Bis auf das Kraftwerk Bergkamen A, sowie Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Netzreserveanlagen eingesetzt. Auch die Kapazitätsreserveanlagen Gersteinwerk Block F2 und G2 speisen 365 MW zum Redispatch ein. Zusätzlich bedarf es 531 MW an positiver Redispatchleistung aus dem Ausland, um die Netzinfrastruktur innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu betreiben und den gesamten positiven Redispatchbedarf in dieser Stunde in Höhe von 18,6 GW zu decken.

Infolge der geringen Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf der Kapazitätsreservekraftwerke Gersteinwerk Block F2 und G2 wird auch der Netznutzungsfall 284 erneut berechnet. Hierzu werden die Strafkosten dieser beiden Anlagen erhöht. So wird geprüft, ob es der Redispatcheinsätze dieser Anlagen auch unter den geänderten Einsatzbedingungen bedarf, oder ob die Netzinfrastruktur durch die Einspeisungen anderer Kraftwerke effizienter im Rahmen der zulässigen Grenzwerte betrieben werden kann.

Die robuste Berechnung dieser Stunde 284 zeigt, dass mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A und Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Staudinger Block 5, die aufgrund lokaler Engpässe nicht einspeisen können, alle Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt werden. Diese Anlagen speisen insgesamt 4.625 MW ein. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 495 MW auf, der zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs in Höhe von 19,1 GW erforderlich ist.

In der berechneten Stunde 209 werden mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Block 5 alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke im Umfang von 4.625 MW zum Redispatch eingesetzt. Die Blöcke F1, F2 und G2 der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk tragen mit 451 MW im Wege des Redispatch dazu bei, die Netzbelastungen auf ein zulässiges Maß zu begrenzen. Zusätzlich bedarf es Redispatchleistung aus Anlagen im Ausland in Höhe von 2.655 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (23,6 GW) in dieser Stunde.

Auch für den Netznutzungsfall 209 erfolgte eine robuste Berechnung dahingehend, dass die Strafkosten der in der initialen Betrachtung eingesetzten Blöcke F1, F2 und G2 der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk erhöht wurden, um zu prüfen, ob diese Anlagen auch unter den so geänderten Einsatzbedingungen einspeisen oder ob die Einspeisung aus anderen Kraftwerken effizienter ist, um das Übertragungsnetz innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu betreiben. Infolge der so veränderten Strafkosten wird als Ergebnis der robusten Berechnung dieser Netzsituation nur noch Block G2 des Kapazitätsreservekraftwerks Gersteinwerk zum Redispatch eingesetzt. Zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs in dieser Stunde (24,1 GW) trägt diese Anlage mit 117 MW bei. Außerdem werden - wie in der initialen Berechnung - mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Block 5, die aufgrund lokaler Netzengpässe nicht einspeisen können, alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke im Umfang von 4.625 MW modellbasiert zum Redispatch eingesetzt. Zudem bedarf es Redispatchleistung aus Anlagen im Ausland in Höhe von 2.665 MW.

#### 4.8 Netzreservebedarf im Zeitraum 2026/2027

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 7.407 MW für den Winter 2026/2027.

Die Deckung des Bedarfs in Höhe von 7.407 MW erfolgt mittels Reservekraftwerken 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.

Zudem ist es vertretbar, wie auch in den vergangenen Jahren, bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs für den gesamten Betrachtungszeitraum zu unterstellen, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Österreich auf eine Kraftwerksleistung in Höhe von 1,5 GW für den Redispatch zugreifen können. Zunächst bestanden Zweifel auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, ob es vor dem Hintergrund der vorgesehenen LTCC-Einführung sachgerecht sei, die sichere Verfügbarkeit dieser Redispatchleistung für den gesamten Betrachtungszeitraum 2026/2027 zu unterstellen. Der Hintergrund ist, dass ACER vorsieht, dass die koordinierte Langfristberechnung in der CORE-Kapazitätsberechnungsregion bis Ende 2026 durch die Übertragungsnetzbetreiber zu implementieren ist. Mit Inkrafttreten der neuen Berechnungsmethode entfallen sowohl die Verpflichtung, 4,9 GW Langfrighthandelskapazitäten an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich zu garantieren, wie auch die Bereitstellung von 1,5 GW gesicherter Redispatchpotentiale auf österreichischer Seite.

Letztlich haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber und APG übereinstimmend erklärt, dass auch nach dem Start der LTCC-Methode davon auszugehen ist, dass in Österreich während des gesamten Betrachtungszeitraums bis zum 31. März 2027 in ausreichendem Umfang Kraftwerksleistung verfügbar sein wird, um positive Redispatchanforderungen der deutschen ÜNB in Höhe von 1,5 GW zu erfüllen. Vor dem Hintergrund der langjährigen Zusammenarbeit zwischen APG und Tennet bzw. den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und der voraussichtlichen hohen Verfügbarkeit von Kraftwerken in Österreich kann davon ausgegangen werden, dass die bestehende Praxis bei der Redispatchkooperation ohne Einbußen hinsichtlich der Verlässlichkeit der Redispatchbereitstellung fortgesetzt wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zugesichert, die bewährten Redispatchprozesse zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber fortzuführen. Die so gesicherten Potentiale können somit Eingang in die Systemanalysen der kommenden Jahre finden.

Die Höhe des Netzreservebedarfs ergibt sich somit aus den Ergebnissen der Sensitivitätsbetrachtung unter Berücksichtigung von 1,5 GW gesicherten positiven Redispatch-Potentialen in Österreich. In dieser Betrachtung wurden zwei Netznutzungsfälle identifiziert, die sich durch unterschiedliche Lastflusssituationen charakterisieren und Redispatchmaßnahmen erfordern. Zur Durchführung des Redispatch bedarf es in beiden Stunden zusätzlicher Erzeugungsleistung aus dem Ausland. Zur Gewährleistung des (n-1)-sicheren Netzbetriebs in Stunde 284 bedarf es Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken im Umfang von 4.625 MW sowie zusätzlicher Leistung aus dem Ausland in Höhe von 495 MW. In Stunde 209 tragen inländische Reservekraftwerke mit

4.742 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs bei. Um diesen Bedarf vollständig zu decken, ist zusätzlich der Einsatz ausländischer Kraftwerke mit einer Leistung von 2.665 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 284 und Stunde 209 benötigen. Beide Stunden unterscheiden sich nicht mit Blick auf die eingesetzten Netzreservekraftwerke und ihren Beitrag zum Redispatch. In beiden Stunden tragen diese Anlagen mit einer Leistung in Höhe von 4.625 MW zur Deckung des positiven Gesamtredispatchbedarfs bei. Da in der robusten Berechnung der Stunde 209 außerdem das Kapazitätsreservekraftwerk Gersteinwerk Block G2 im Wege der Netzreserve eingesetzt wird, ist es sachgerecht, zur Ermittlung des Netzreservebedarfs diesen Netznutzungsfall heranzuziehen, sodass der Bedarf an Netzreserveleistung für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 7.407 MW beträgt, der sich aus der Summe der Leistung inländischer Reserveanlagen (4.742 MW) und des Bedarfs an Redispatchleistung aus dem Ausland (2.665 MW) in dieser Stunde ergibt.

Zur Beschaffung des zusätzlichen Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve gem. § 4 NetzResV in Höhe von 2.665 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. Da insbesondere § 4 Abs. 2 Satz 3 NetzResV keinen Kontrahierungszwang vorsieht, besteht auf Abschluss entsprechender Verträge kein Rechtsanspruch. Nur sofern die Voraussetzungen gem. § 5 Abs. 3 NetzResV vorliegen, kann eine netzdienliche und volkswirtschaftlich sinnvolle Auswahlentscheidung getroffen werden.

Der Bedarf aus dem Ausland setzt die Verfügbarkeit der in der Grenzsituation eingesetzten inländischen Reservekraftwerke voraus (vgl. Tabelle 4). Wengleich dieser Bedarf modelltechnisch in Frankreich und der Schweiz auftritt, folgt hieraus nicht, dass diese Leistung ausschließlich durch Anlagen in Frankreich und der Schweiz bereitgestellt werden kann. Die Verortung der ausländischen Netzreserveleistung 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. Die vertraglich zu bindende Leistung samt ihrer Lokalisierung kann daher vom oben genannten, identifizierten Bedarf abweichen.

Daneben stünden für alle Eventualitäten den Übertragungsnetzbetreibern als weitere nachgeordnete Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung beispielsweise auch das sog. Countertrading sowie weitere Kooperationsmaßnahmen mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung. Diese Maßnahmen werden nicht in der Modellierung der Systemanalysen berücksichtigt, um den tatsächlich erforderlichen Netzreservebedarf nicht zu unterschätzen. Sie stellen aber insgesamt ein zusätzliches Sicherheitspotenzial dar, auf das im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann.

**Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2026/2027**

Kraftwerk	Leistung [MW]	verfügbare Leistung [MW]	Leistungsabruf in Stunde 209 [MW]
Altbach HKW 1	433	309	309
Bergkamen A	717	512	0
Bexbach A	726	518	518
Darmstadt GTKW	95	68	68
Daxlanden RDK 4 (GT & DT)	342	244	244
RDK 7	505	361	361
GKM 7 (7 & 7M)	425	303	303
GKM 8 (G19 & G18 & GN)	435	311	311
Heilbronn 7	778	555	555
Herne 4	435	311	311
Ingolstadt 3	355	253	253
Ingolstadt 4	365	261	261
KMW 2	250	179	179
Marbach GT3	85	61	61
Plattling (GT & DT)	104	74	74
Scholven B	325	232	0
Staudinger 4	580	414	0
Staudinger 5	510	364	0
UPM Schongau	40	29	29
Weiher C	656	468	468
Zolling Block 5	450	321	321
Gersteinwerk G2 <sup>7</sup>	300	214	117

Tabelle 4: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2026/2027

**4.9 Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2028/2029****4.9.1 Ergebnisse der Marktsimulation im Betrachtungszeitraum 2028/2029**

Auch für alle Stunden des Betrachtungszeitraums 2028/2029 wird simuliert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den synthetischen Wochen sowie in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs zur Deckung der

<sup>7</sup> Einsatz der Kapazitätsreserveanlage Gersteinwerk Block G2 im Wege der Netzreserve, da die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 5 Abs. 2 KapResV bei der Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve auch die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen berücksichtigen, soweit diese die Funktion der Netzreserve erfüllen können.

Last einspeisen. Unter Berücksichtigung der Annahmen zu den Brennstoffkosten und den Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ergibt sich die Einsatzreihenfolge der konventionellen Erzeugungsanlagen für den Betrachtungszeitraum 2028/2029. Verglichen mit der für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 berechneten Einsatzreihenfolge erfolgt zunehmender Abtausch von Braun- und Steinkohleanlagen hin zur Erzeugung aus Erdgas.

Auch im Betrachtungszeitraum 2028/2029 ist Deutschland Nettoexporteur. Verglichen mit dem Handelssaldo des Betrachtungszeitraums 2026/2027 (siehe Abschnitt 4.7.1) reduziert sich das Handelssaldo jedoch um 3 TWh auf 12,5 TWh. Die Ergebnisse der Marktsimulationen zeigen, dass die Last in jedem betrachteten Netznutzungsfall gedeckt wird.

#### **4.9.2 Ergebnisse der Netzanalysen im Betrachtungszeitraum 2028/2029**

Wie für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 erfolgen auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation auch für den Betrachtungszeitraum 2028/2029 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 Redispatchberechnungen**

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 8.599 MW. Zusätzlich können Kapazitätsreserveanlagen<sup>8</sup> mit einer Leistung in Höhe von 1.196 MW zu Netzreserve Zwecken eingesetzt werden.

Für den Betrachtungszeitraum 2028/2029 wurde angenommen, dass alle Netzreservekraftwerke zur Verfügung stehen, sodass anders als für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 keine Sensitivitätsrechnung erfolgte, in der einzelne Kraftwerke der Netzreserve als nicht verfügbar angenommen wurden.

Die Berechnungen des Jahreslaufs weisen einen positiven Redispatchbedarf von 25,1 TWh auf. Alle in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke werden mehr als die Mindesteinsatzhäufigkeit im Betrachtungszeitraum zum Redispatch eingesetzt. Insgesamt bedarf es in 6.606 Stunden des Jahreslaufs Redispatchmaßnahmen; die Anlagen der Netzreserve tragen in 2.149 Stunden des Jahreslaufs zum engpassfreien Betrieb des

---

<sup>8</sup> Für beide Betrachtungszeiträume der Systemanalysen 2026 wurde angenommen, dass die Kraftwerke, die im Erbringungszeitraum 2024-2026 in der Kapazitätsreserve vorgehalten wurden, auch über diesen Zeitraum hinaus weiterhin zur Verfügung stehen.

Übertragungsnetzes bei. In Abbildung 10 sind die stündlichen positiven Gesamtredispatchbedarfe dargestellt, die sich aus den Berechnungen des Jahreslauf ergeben.

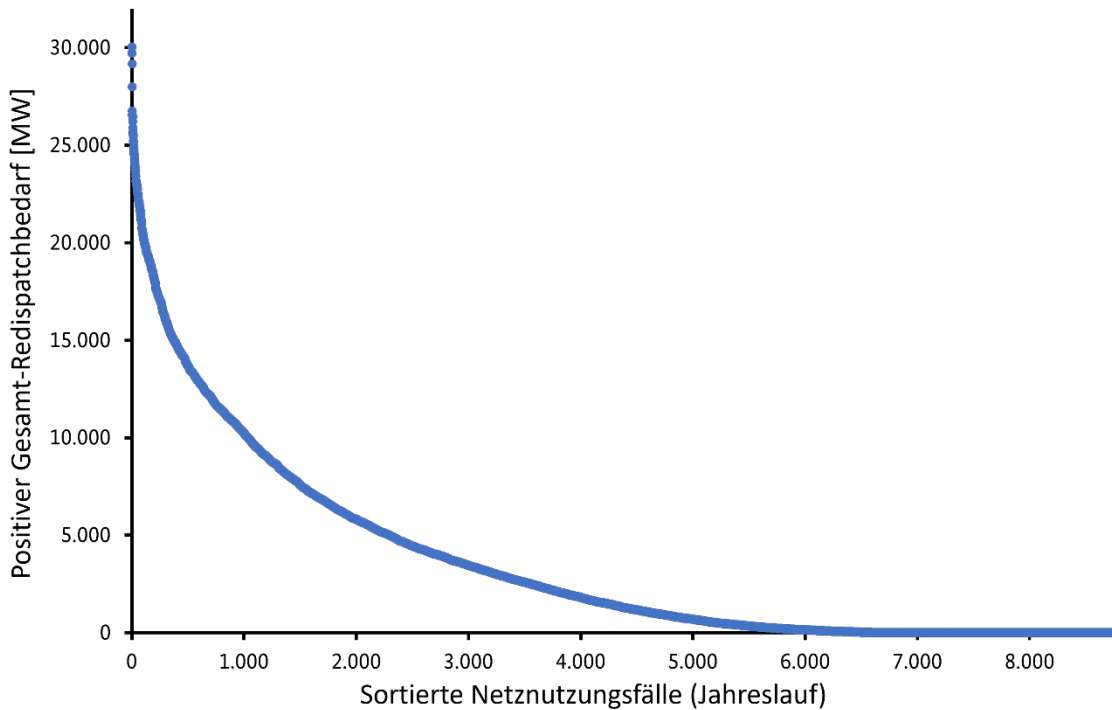


Abbildung 10: Stündliche positive Gesamtredispatchbedarfe im Jahreslauf im Zeitraum 2028/2029 (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber)

Lediglich die Kapazitätsreservekraftwerke an den Standorten Thyrow und Ahrensfelde werden weniger als die Mindesteinsatzhäufigkeit im Jahreslauf eingesetzt. Da diese Anlagen jedoch auch in den identifizierten Grenzsituationen nicht eingesetzt werden, entfallen die robusten Berechnungen der Grenzsituationen, in denen diese Anlagen mit höheren Strafkosten belegt würden.

Nachfolgend werden die identifizierten Grenzsituationen erläutert und die Ergebnisse der zugehörigen Redispatchberechnungen dargestellt.

#### 4.9.2.2.1 Identifikation der Grenzsituationen 2028/2029

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen deuten insbesondere auf zwei kritische Netzsituationen hin, in denen die Netzreserveanlagen in Deutschland (Netznutzungsfall 284) bzw. Redispatchpotentiale aus dem Ausland (Netznutzungsfall 209) den jeweils größten Anteil zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs 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 11 sind beide synthetischen Wochen (Netznutzungsfälle 169 - 336 sowie 7561 - 7728) der Basisbetrachtung dargestellt.

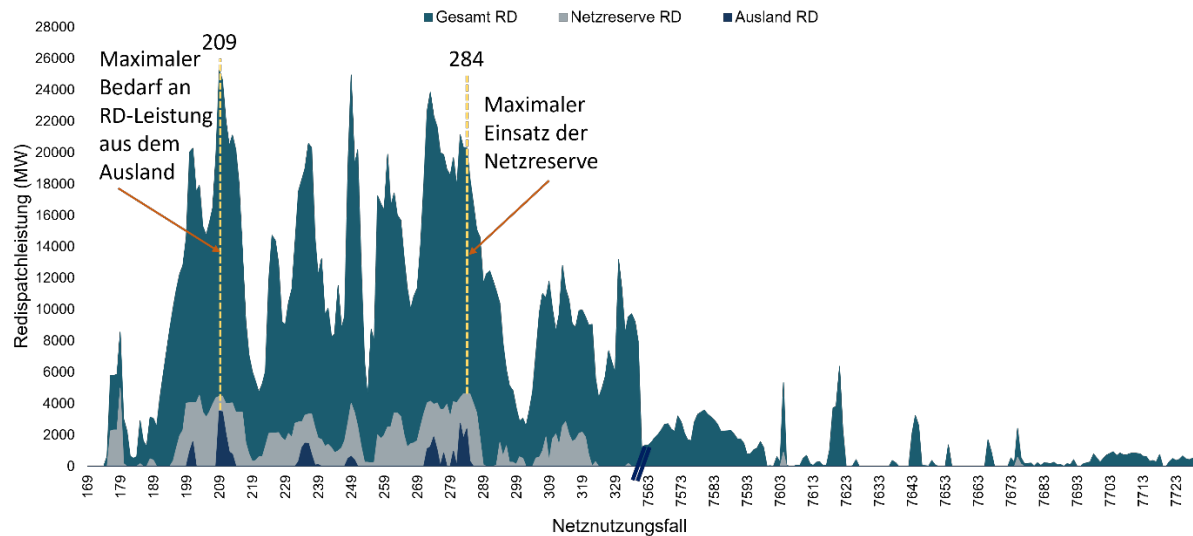


Abbildung 11: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber)

Stunde 284 ist charakterisiert durch eine hohe Windeinspeisung in Deutschland. Deutschland ist Nettoexporteur: das Handelssaldo beträgt 20,3 GW. Exporte erfolgen insbesondere in die Schweiz und nach Österreich.

Die Gesamtlast in Deutschland beträgt in dieser Stunde 84,5 GW. Die innerdeutsche Transportaufgabe liegt bei 37,9 GW. Die hieraus resultierenden Leistungsflüsse würden zur Verletzung des (n-1)- Kriteriums führen, so dass Redispatchmaßnahmen durchzuführen sind.

Wie in Abbildung 11 erkennbar, handelt es sich bei Netznutzungsfall 284 um die Stunde, in der die Kraftwerke der Netzreserve den höchsten Beitrag zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (20,3 GW) leisten.

Auch Stunde 209 stellt eine Starkwind-Starklast-Situation dar. Eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen fällt zusammen mit einer hohen Stromnachfrage. In Deutschland liegt in dieser Stunde die Last bei 98,4 GW. Aus der Erzeugung der Windenergieanlagen resultieren hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer. Gemäß der Marktsimulation beträgt das Handelssaldo 21,6 GW. Die hieraus resultierende Nord-Süd-Transportaufgabe bedeutet hohe Netzbelastungen, die Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Der gesamte positive Redispatchbedarf liegt mit 25,2 GW ebenfalls auf einem hohen Niveau.

#### 4.9.2.2 Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen 2028/2029

Im Netznutzungsfall 284 werden zahlreiche Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt. Mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Scholven B, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Kraftwerke in dieser Stunde eingesetzt. Die Anlagen speisen insgesamt 4.617 MW ein, um den gesamten positiven Redispatchbedarf in Höhe von 20,3 GW zu decken. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 2.373 MW auf, der zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs erforderlich ist.

Im Netznutzungsfall 209 leisten die als verfügbar unterstellten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 4.457 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs (25,2 GW). Abgesehen von den Kraftwerken Bergkamen A, Scholven B, Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle Kraftwerke in dieser Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt. Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 3.657 MW aus dem Ausland benötigt, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde in den zulässigen Bereich zu senken. Wie in Stunde 284 bedingen lokale Netzengpässe, dass die Kraftwerke Bergkamen A und Scholven B, wie auch die beiden Anlagen am Kraftwerksstandort Staudinger nicht eingesetzt werden können.

#### 4.10 Netzreservebedarf im Betrachtungszeitraum 2028/2029

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 8.274 MW für den Winter 2028/2029.

Zur Deckung des Bedarfs in Höhe von 8.274 MW bedarf es der Leistung aus Netzreservekraftwerken im Inland sowie aus Kraftwerken aus dem Ausland.

Die Höhe des Netzreservebedarfs ergibt sich aus den Ergebnissen von zwei Netznutzungsfällen. Im Betrachtungszeitraum 2028/2029 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 Erzeugungleistung aus dem Ausland. Zur Gewährleistung des (n-1) - bzw. EC-sicheren Netzbetriebs in Stunde 284 bedarf es Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken im Umfang von 4.617 MW sowie zusätzlicher Leistung aus dem Ausland in Höhe von 2.373 MW. In Stunde 209 tragen Netzreservekraftwerke mit 4.457 MW zur Deckung des gesamten positiven Redispatchbedarfs bei. Um diesen Bedarf vollständig zu decken, ist zusätzlich der Einsatz ausländischer Kraftwerke mit einer Leistung von 3.657 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 284 und Stunde 209 benötigen. Um dies zu erreichen, ist die in Stunde 284 maximal benötigte Redispatchleistung aus Netzreserveanlagen mit der in Stunde 209 aus dem Ausland erforderliche Redispatchleistung zu addieren, so dass der Netzreservebedarf für das Winterhalbjahr 2028/2029 bei 8.274 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 3.657 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 2028/2029 einen ggf. noch offenen, zusätzlichen Bedarf an Erzeugungleistung 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 2028 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 können, die heute noch unbekannt sind.

**Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2028/2029**

<b>Kraftwerk</b>	<b>Leistung [MW]</b>	<b>verfügbare Leistung [MW]</b>	<b>Leistungs- abruf in Stunde 284 [MW]</b>	<b>Leistungs- abruf in Stunde 209 [MW]</b>
Altbach HKW 2 DT	323	231	231	231
Altbach HKW 2 GT E	65	46	46	46
Basell	52	37	37	37
Bergkamen A	717	512	0	0
Bexbach A	726	518	518	518
Darmstadt GTKW	95	68	68	68
Daxlanden RDK 4 (GT & DT)	342	244	244	244
RDK 7	505	361	361	361
GKM 7 (7 & 7M)	425	303	303	303
GKM 8 (G19 & G18 & GN)	435	311	311	311
Herne 4	435	311	311	311
Ingolstadt 3	355	253	253	94
Ingolstadt 4	365	261	261	261
KMW 2	250	179	179	179
Marbach GT3	85	61	61	61
Plattling (GT & DT)	104	74	74	74
Scholven B	325	232	0	0
Scholven C	345	246	246	246
Staudinger 4	580	414	0	0
Staudinger 5	510	364	0	0
UPM Schongau	64	46	46	46
Voelklingen MKV	179	128	128	128
Voelklingen HKV	211	151	151	151
Weiher C	656	468	468	468
Zolling Block 5	450	321	321	321

Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2028/2029



## 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 inländischen Reserveanlagen im Zeitraum April 2025 bis März 2026.....	10
Abbildung 2: Stündliche positive Gesamtdispatchbedarfe im Jahreslauf der Basisvariante (eigene Darstellung auf Grundlage der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber).....	23
Abbildung 3: Stündliche positive Gesamtdispatchbedarfe im Jahreslauf der Sensitivitätsbetrachtung (eigene Darstellung auf Grundlage der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber).....	23
Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	24
Abbildung 5 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	26
Abbildung 6: Stündliche positive Gesamtdispatchbedarfe im Jahreslauf der Basisbetrachtung unter Annahme von 1,5 GW gesicherten Redispatchpotentialen in Österreich (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber).....	28
Abbildung 7: Stündliche positive Gesamtdispatchbedarfe im Jahreslauf der Sensitivitätsrechnung unter Annahme von 1,5 GW gesicherten Redispatchpotentialen in Österreich (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber).....	28
Abbildung 8: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Betrachtung der Basisvariante, für die 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich angenommen wurden (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	29
Abbildung 9: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung, für die 1,5 GW gesicherte Redispatchpotentiale in Österreich angenommen wurden (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	30
Abbildung 10: Stündliche positive Gesamtdispatchbedarfe im Jahreslauf im Zeitraum 2028/2029 (eigene Darstellung auf Basis der Ergebnisdaten der Übertragungsnetzbetreiber).....	36
Abbildung 11: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (angepasste Darstellung auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber).....	37

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nettonennleistung der Marktkraftwerke in Deutschland in beiden Betrachtungszeiträumen.....	17
Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatpreisen für die Systemanalysen 2026.....	19
Tabelle 3: Annahmen zur installierten Leistung der EE-Anlagen in beiden Betrachtungszeiträumen.....	19
Tabelle 4: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2026/2027.....	34
Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2028/2029.....	39

## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

### **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

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

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

Tel. +49 228 14-0

### **Stand**

Mai 2026


### **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)