

## **MARKTBERICHT NETZRESERVE 2025 | BERICHTSJAHRE 2024-25**

BERICHT ÜBER DIE SITUATION AM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT IN BEZUG AUF DIE ERBRINGUNG  
EINER NETZRESERVELEISTUNG GEM. § 23B ABS. 10 ELWOG 2010

**„UNSERE ENERGIE  
ZWISCHEN MARKT  
UND RESERVE.“**

# INHALT

<b>1</b>	<b>Überblick</b>	<b>3</b>	4.3	Allgemeine Marktkonzentration	16
<b>2</b>	<b>Grundlagen</b>	<b>5</b>	4.4	Individuelle Marktposition	17
2.1	Technische Notwendigkeit	5	4.5	Potenzieller Wettbewerb	19
2.2	Gesetzliche Vorgaben	6	4.6	Preisvergleich	19
			4.7	Nutzung	20
<b>3</b>	<b>Netzreserve-Markt</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>Netzreserve-Neugestaltung</b>	<b>24</b>
3.1	Sachlicher Markt	10	5.1	Neuanmeldung und beihilfenrechtliche Prüfung	24
3.2	Zeitlicher Markt	11	5.2	Nationale Umsetzung	25
3.3	Räumlicher Markt	12			
<b>4</b>	<b>Marktanalyse</b>	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>Conclusio</b>	<b>27</b>
4.1	Stilllegungsmeldungen	14	6.1	Zusammenfassung der Ergebnisse	27
4.2	Angebot und Nachfrage	14	6.2	Empfehlungen der E-Control	28

# 1 ÜBERBLICK

Die Netzreserve hat den Zweck das notwendige Ausmaß an flexibler Leistung für das Engpassmanagement zu sichern, um so die technische Abwicklung des Marktergebnisses im Großhandel zu gewährleisten. Dazu sind (je nach Bedarfsfeststellung) im Rahmen von jährlichen Ausschreibungen flexible Anlagen durch den Regelzonenführer zu kontrahieren. Dieser Prozess wird im Wege einer öffentlichen Ausschreibung umgesetzt, die nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Kriterien durchzuführen ist.

Nach grundlegender Erläuterung der technischen Notwendigkeit und der gesetzlichen Vorgaben (Kapitel 2) soll der hier vorgelegte Bericht vor allem die wettbewerbliche Situation im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen (Netzreservemarkt) analysieren. Hierfür wird zunächst der relevante Markt nach sachlichen, zeitlichen und räumlichen Kriterien definiert (Kapitel 3) und auf Basis dieser Marktabgrenzung wettbewerbsökonomische Kennzahlen zur Darlegung der Wettbewerbsintensität kalkuliert, Preisvergleiche durchgeführt und die tatsächliche Nutzung von Netzreserve-Anlagen dargelegt (Kapitel 4). Wettbewerblich sensitive Daten wurden in der öffentlichen Berichtsversion teils aggregiert bzw. gruppiert und teils als vertraulich gekennzeichnet, um keine negativ wirkenden Effekte auf zukünftige Ausschreibungen zu ermöglichen.

In Kapitel 5 wird die Neugestaltung der österreichischen Netzreserve im Kontext der erfolgten beihilfenrechtlichen Notifikation der Europäischen Kommission thematisiert. Abschließend werden die wesentlichen Inhalte des dritten Berichts über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung (Marktbericht Netzreserve) zusammengefasst und daraus hergeleitete Empfehlungen der E-Control formuliert (Kapitel 6).

# GRUNDLAGEN

*Technische Notwendigkeit  
Gesetzliche Vorgaben*

## 2 GRUNDLAGEN

Die österreichische Netzreserve ist ein Instrument zur Vorhaltung von gesichert aktivierbarer Erzeugungsleistung oder Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Kontext des Engpassmanagements.

### 2.1 Technische Notwendigkeit

Durch den definierenden Charakter der Energieform Strom als leistungsgebundenes Gut nimmt die vorhandene Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle zur Übertragung und Verteilung der Marktallokation (Dispatch<sup>1</sup>) als Resultat der aggregierten Handelstätigkeiten ein. Aus technischer Perspektive liegen durch die vorhandene Infrastruktur Restriktionen für den Stromtausch vor. Die Handelstätigkeit im Stromgroßgroßhandel basiert wiederum auf der grundsätzlichen Definition von Gebotszonen, innerhalb derer per Grundannahme uneingeschränkter Handel stattfinden kann.<sup>2</sup> Zonenüberschreitender Handel ist im Rahmen der europäischen Marktkopplung (SDAC<sup>3</sup>, SIDC<sup>4</sup>) möglich und verfolgt das Ziel der Schaffung eines europäischen Strommarktes. Die österreichische Gebotszone ist integraler Bestandteil dieser Marktkopplungsprozesse und verfügt aufgrund der zentralen Lage und der früheren Ausgestaltung einer gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland über ein hohes Ausmaß zonenübergreifender Handelsmöglichkeiten. Obwohl bei zonenübergreifenden Handelstätigkeiten

<sup>1</sup> Optimaler Erzeugungs- und Bezugsplan basierend auf den Handelsabschlüssen der Marktteilnehmer

<sup>2</sup> Für den Handel wird also angenommen, dass es innerhalb der Gebotszone zu keinen relevanten Netzüberlastungen (Engpässen) kommt.

<sup>3</sup> Single Day-Ahead Coupling – entspricht dem börslichen Spotmarktsegment der Day-Ahead-Marktkopplungsauktion

Netzrestriktionen vorgegeben bzw. mitberücksichtigt werden, kommt es aufgrund einer Vielzahl von Gründen<sup>5</sup> zu (zonenübergreifenden) Dispatch-Ergebnissen, die zu Überlastungen von einzelnen oder mehreren Netzelementen führen würden. Man spricht in diesem Zusammenhang von Netzengpässen. Es ist die Aufgabe der Netzbetreiber derartige Engpässe anhand von modellbasierten Netzanalysen frühzeitig zu erkennen und im Bedarfsfall Gegenmaßnahmen einzuleiten. Beispielsweise bestand in den vergangenen Jahren ein regelmäßig auftretender Netzengpass der Grenzleitungen im Raum St. Peter, welche besonders relevant für den Stromtausch zwischen Österreich und Deutschland sind. Bei einem marktlichen Dispatch-Ergebnis, welches zu einer Überlastung dieser Grenzleitungen aufgrund hoher Importe nach Österreich führen würde, wurde durch die Netzbetreiber in der Vergangenheit eine Einspeisereduktion<sup>6</sup> vor dem überlasteten Netzelement und eine gleichzeitige Einspeiseerhöhung<sup>7</sup> nach dem überlasteten Netzelement durchgeführt, um den Netzengpass zu verhindern (Engpassmanagement). Durch diesen Eingriff wird das marktliche Dispatch-Ergebnis angepasst, man nennt dies folglich Redispatch.

In der technischen Abwicklung der marktlichen Dispatch-Ergebnisse wird von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig errechnet, dass es zu relevanten Netzüberlastungen kommen würde, die durch die Marktteure aufgrund fehlender Anreize nicht gelöst werden können. Daraus resultiert die Notwendigkeit für netzstabilisierende Eingriffe in Form von Redispatch durch die Netzbetreiber. Um die Abwicklung des Dispatch-Ergebnisses im Kontext der Energiesystemtransformation und der Wahrung liquider Märkte

<sup>4</sup> Single Intraday Coupling – entspricht dem börslichen Spotmarktsegment des kontinuierlichen Intraday-Handels (mit ergänzenden, zwischenzeitlichen Auktionen)

<sup>5</sup> Unter anderem die Konfiguration der europäischen Gebotszonen, handelsseitige Vorgaben, unvollständige Abbildung technischer Restriktionen im Zusammenspiel mit unvorhergesehenen Entwicklungen von Angebot und Nachfrage

<sup>6</sup> Leistungsreduktion eines erzeugenden Kraftwerks

<sup>7</sup> Leistungserhöhung eines erzeugenden Kraftwerks

sicherzustellen, müssen stets angemessene Kapazitäten für derartige Eingriffe vorhanden sein. Hierfür ermöglicht die österreichische Netzreserve die Kontrahierung<sup>8</sup> von Anlagen, die zwar zur Netzstabilisierung benötigt, aber ansonsten nicht für Redispatch zur Verfügung stehen würden.

## 2.2 Gesetzliche Vorgaben

Für den zurückliegenden Untersuchungszeitraum der Berichtsjahre 2024-25 bildet das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) die gesetzliche Grundlage für die Durchführung von Engpassmanagement. Demgemäß obliegt die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung derselben gemäß § 23 Abs 2 Z 5 EIWOG 2010 dem Regelzonensführer, d.h. der Austrian Power Grid AG (APG). Die APG ist dazu ermächtigt einerseits Verträge mit Erzeugern bzw. Verbrauchern im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) zu schließen, wonach sich diese zu Flexibilitätsleistungen (Erhöhung oder Reduktion der Erzeugung oder des Verbrauchs) gegen Ersatz ihrer wirtschaftlichen Nachteile und Kosten verpflichten. Diese Verträge regeln die Modalitäten für den notwendigen Einsatz flexibler Leistung (Abruf) zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen verfügbarer Anlagen.

Zur Sicherstellung ausreichender Verfügbarkeit flexibler Leistung zur EPM-Erbringung wurde im Rahmen der EIWOG-Novelle BGBI. I Nr. 17/2021 die Netzreserve als zusätzliche Vorhaltung von Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagement implementiert.

<sup>8</sup> Mittels Kapazitätszahlungen

<sup>9</sup> Teilnahmeberechtigt sind Aggregatoren, die mehrere Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten zu einem gesamthaft abrufbaren Pool mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW zusammenfassen können.

Hierfür wurden zunächst Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 verpflichtet jährliche Anzeigen hinsichtlich temporärer, temporär saisonaler und endgültiger Stilllegungen an den Regelzonensführer zu übermitteln, um die zukünftige Verfügbarkeit derartiger Anlagen für EPM-Einsätze zu eruieren. Unter anderem unter Berücksichtigung dieser Stilllegungsmeldungen wird der Regelzonensführer gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 2010 beauftragt eine Systemanalyse durchzuführen, um festzustellen, welche Leistung für die Netzreserve benötigt wird. Die methodische Umsetzung der Systemanalyse und die darin verwendeten Eingangsdaten sind gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 2010 mit der Regulierungsbehörde abzustimmen.

Die Beschaffung des im Rahmen der Systemanalyse festgestellten Netzreservebedarfs durch den Regelzonensführer wird schließlich gemäß § 23b EIWOG 2010 auf Grundlage eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens geregelt. Teilnahmeberechtigt sind Anbieter (in- und ausländische Erzeuger, Verbrauchsanlagen oder Aggregatoren<sup>9</sup>) mit einer Mindestengpassleistung von 1 MW.<sup>10</sup> Erzeugungsanlagen dürfen jedenfalls nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO<sub>2</sub> je Kilowattstunde (kWh) Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen (Abs. 4 leg cit). Verbraucher müssen wiederum in der Lage sein durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihre Entnahme temporär, zumindest aber für sechs Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern zu können.

Gemäß Abs. 2 leg cit hat der Regelzonensführer die Anbieter in einem zweistufigen Verfahren auszuwählen und zu diesem Zweck in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde die technischen Eignungskriterien für die Netzreserve jedes Jahres neu festzulegen und daraufhin zur

<sup>10</sup> Betreiber von Erzeugungsanlagen mit mehr als 20 MW haben weiters eine verpflichtende Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 für den Angebotszeitraum vorzuweisen.

Interessensbekundung aufzurufen. Dabei hat der Regelzonenzführer zumindest folgende Informationen bekanntzugeben:

- den maximalen Netzreservebedarf in MW des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz EIWOG 2010;
- den Zeitraum, in dem ein Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde;
- die Produkte, die auf Basis der angezeigten Stilllegungen gemäß § 23a Abs. 1 sowie der Ergebnisse der Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 zur Deckung des festgestellten Netzreservebedarfs gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen sind.

Als Produkte gemäß Z 3 kommen Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren, mit einer Laufzeit von einem Jahr sowie saisonale Netzreserveverträge in Betracht.

Folgend den eingelangten Interessensbekundungen hat der Regelzonenzführer gemäß § 23b Abs. 3 EIWOG 2010 die Interessenten hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der gesetzlichen Kriterien gemäß § 23b Abs. 1 und Abs. 4 EIWOG 2010 sowie hinsichtlich der erstellten technischen Eignungskriterien zu prüfen. Interessenten mit geeigneten Anlagen sind zur Angebotslegung aufzufordern.

Nach § 23b Abs. 5 EIWOG 2010 sind die zeitgerecht eingelangten Angebote anschließend anhand des sogenannten Referenzwertes zu prüfen. Dieser wird als mengengewichteter Durchschnitt aller Angebote ermittelt, wobei die teuersten 10 Prozent der angebotenen Leistung nicht einbezogen werden. Zur Sicherstellung der besseren Vergleichbarkeit werden die Angebote auf den Preis pro MW und pro Monat umgewandelt.

Angebote, die diesen Referenzwert signifikant überschreiten, scheiden aus dem Prozess aus und sind in der weiteren Beurteilung nicht zu berücksichtigen. Für die erste Ausschreibung wurde die Signifikanz durch den Gesetzgeber in

§ 111 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010 mit 100 Prozent festgelegt, in den folgenden Ausschreibungen wurde die Signifikanz dem Vorschlag der Regulierungsbehörde folgend zunächst auf 55 Prozent und in weiterer Folge auf 20 Prozent reduziert. Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenzführer schließlich jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den ermittelten Netzreservebedarf zu den geringsten Kosten zu decken, und diese der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.

Kann der Netzreservebedarf für das jeweilige Jahr mit den Angeboten, die den Referenzwert nicht signifikant überschreiten, nicht vollständig gedeckt werden, hat der Regelzonenzführer alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten mit niedrigeren Preisgeboten innerhalb von zehn Tagen aufzufordern (zweite Angebotsrunde). Kann auch danach der benötigte Netzreservebedarf nicht gedeckt werden, liegt es an der Regulierungsbehörde, die Anbieter nach ihren individuellen Kosten zu reihen. Der Regelzonenzführer hat sodann den ausstehenden Bedarf durch Abschluss von Netzreserveverträgen zu den geringsten Kosten zu decken.

Nach erfolgter Genehmigung der Auswahl durch die Regulierungsbehörde hat der Regelzonenzführer mit den ausgewählten Anbietern Netzreserveverträge nach Maßgabe folgender Kriterien abzuschließen:

- Verträge mit Betreibern von Erzeugungsanlagen gemäß § 23b Abs. 1 Z 1 und Z 4 EIWOG 2010 dürfen längstens für die Dauer des gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 angekündigten Stilllegungszeitraums abgeschlossen werden.
- Zweijährige Netzreserveverträge dürfen nur abgeschlossen werden, wenn für den gesamten Vertragszeitraum ein kontinuierlicher Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde.
- Für jene Zeiträume, in denen zweijährige Netzreserveverträge bestehen, dürfen keine weiteren zweijährigen Netzreserveverträge abgeschlossen werden.

- Saisonale Netzreserveverträge dürfen nur für die Dauer einer einzelnen Winter- oder Sommersaison abgeschlossen werden.

Nach erfolgreichem Vertragsabschluss (Kontrahierung) haben Betreiber der betreffenden Anlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen und eine Teilnahme am Großhandelsmarkt bleibt für die Dauer des Netzreservevertrags unzulässig.<sup>11</sup>

Diese gesetzliche Ausgestaltung der österreichischen Netzreserve wurde von der Europäischen Kommission (Kommission) nach den Vorschriften des EU-Beihilferechts geprüft und befristet bis Ende 2025 genehmigt und soll gemäß den Ausführungen der Kommission zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und einer ausreichenden Stromversorgung in Österreich beitragen, ohne den Wettbewerb im Binnenmarkt übermäßig zu verfälschen.

Weiters hat die Regulierungsbehörde (E-Control) gemäß § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung (Marktbericht) zu erstellen und zu veröffentlichen. Nachdem der erste Marktbericht im Dezember 2021 und der zweite Marktbericht im Dezember 2023 veröffentlicht wurde, wird nun der dritte Marktbericht mit Fokus auf den letzten beiden Ausschreibungen 2024 bzw. 2025 vorgelegt.

Der Marktbericht soll die Wettbewerbsintensität am relevanten Strommarkt (Netzreserve-Markt) anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Lieferquellen sowie der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Relation zur Nachfrage beurteilen und

die Signifikanz gemäß § 23b Abs. 5 EIWOG 2010 analysieren und diesbezüglich gegebenenfalls eine Empfehlung aussprechen.

Die hierfür notwendige Datengrundlage bilden die Unterlagen und Gebots- sowie Zuschlagsdaten, die der E-Control im Rahmen des Beschaffungs- und Genehmigungsprozesses der Netzreserve in den Jahren von 2021 bis 2025 übermittelt wurden. Überdies sollen etwaige Berichte gemäß Art. 13 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 berücksichtigt werden, die durch die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich übermittelt werden. Die darin umfassten Inhalte betreffen den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasierter Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen. Weiters die Gründe, das Volumen und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen, sowie die Maßnahmen<sup>12</sup>, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist. Bisher wurden dementsprechende Berichte jedoch nicht im genannten Ausmaß vorgelegt. Im Rahmen der stetigen Monitoring-Prozesse steht der E-Control eine Auflistung der getätigten Redispatch-Maßnahmen mit Angabe von Anlage, Grund, Zeitraum und Volumen zur Verfügung, die in regelmäßigen Abständen durch die APG übermittelt wird. Eine Auswertung dieser Daten erfolgt in der Nutzungsanalyse der Netzreserve-Anlagen im Kapitel 4.

Abschließend sei betont, dass die Ergebnisse des Marktberichts sowohl bei der Ausgestaltung der technischen Eignungskriterien und der Ausschreibung (gemäß § 23b Abs 2 bis 5 EIWOG 2010) sowie der Vertragsgestaltung (gemäß § 23b Abs. 6 bis 8 EIWOG 2010) mit den erfolgreichen Anbietern vom Regelzonenzulieferer zu berücksichtigen sind.

---

<sup>11</sup> Naturgemäß mit Ausnahme der Deckung des Verbrauchs bei Betreibern einer Verbrauchsanlage.

<sup>12</sup> Maßnahmen einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität.

# NETZRESERVE-MARKT

*Marktabgrenzung  
Sachliche, zeitliche und räumliche Kriterien*

## 3 NETZRESERVE-MARKT

Als Grundlage wettbewerblicher Analysen hat zunächst eine Abgrenzung des relevanten Marktes zu erfolgen. Die entsprechende Marktabgrenzung des Netzreserve-Marktes muss sich gemäß gesetzlicher Begriffsbestimmung auf die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung (im Sinne reduzierbarer Verbrauchsleistung) zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) beziehen. Dieser Leistungsbeschreibung folgend werden in diesem Kapitel jene sachlichen, zeitlichen und räumlichen Aspekte diskutiert, die unter Anwendung des Bedarfsmarktkonzepts den relevanten Markt hinsichtlich der Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung von Netzreserveleistungen ermöglichen.

### 3.1 Sachlicher Markt

Als Kernelement der Marktabgrenzung ist in sachlicher Hinsicht zu klären, welches Produkt (Ware bzw. Dienstleistung) gegenständlich umfasst wird. Unter den rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Netzreserve als Vorhalteleistung für EPM-Maßnahmen (Redispatch) spezifiziert, wobei diese Leistung bei grundsätzlicher Eignung zur Erbringung der vordefinierten Produktspezifika gleichrangig durch Erhöhung der Erzeugungsleistung oder reduzierbarer Verbrauchsleistung erfolgen soll.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Hinter dem erwarteten Engpass können sowohl Erhöhungen von Erzeugungsleistung als auch Reduktionen von Verbrauchsleistung äquivalent zur Engpassvermeidung eingesetzt werden.

<sup>14</sup> Dies betrifft nicht nur Betreiber von inländischen Erzeugungsanlagen, sondern auch Betreiber von ausländischen Erzeugungsanlagen im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft, sofern das

Erzeugungsseitig können jene Betreiber von inländischen Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW am Netzreserve-Markt teilnehmen, wobei für Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW die rechtzeitige Abgabe einer entsprechende Stilllegungsmeldung verpflichtend vorgesehen ist.<sup>14</sup> Jene Erzeugungskapazitäten, welche diese Kapazitätsschwelle überschreiten, sind folglich von allen Vermarktungstätigkeiten am allgemeinen Stromgroßhandelsmarkt ausgeschlossen. Sie stehen im Falle einer Netzreserve-Kontrahierung exklusiv der Netzreserve zur Vorhaltung flexibler Leistung für Redispatch zur Verfügung und befinden sich demnach nicht im direkten Wettbewerb mit anderen vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten, welche am Markt tätig sind. Dementsprechend umfasst der relevante Netzreserve-Markt in diesem Kontext den Wettbewerb von Betreibern von Erzeugungsanlagen, die für den allgemeinen Großhandel nicht zur Verfügung stehen würden.

Verbrauchsseitig können rechtlich betrachtet alle Entnehmer (Endverbraucher) mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW am Netzreserve-Markt teilnehmen, die durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihren Verbrauch temporär, zumindest aber für sechs Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern können und zudem auch das prinzipielle Kriterium der gesicherten Aktivierbarkeit innerhalb von zehn Stunden erfüllen können. Auch Aggregatoren, die mehrere Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten zu einem gesamthaft abrufbaren Pool zusammenfassen, sind zur Teilnahme am Netzreserve-Markt lediglich diesen Erbringungskriterien unterworfen.

betroffene Übertragungsnetz mit einer österreichischen Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist und der betroffene Übertragungsnetzbetreiber vom österreichischen Regelzonenzulieferer über einen abzuschließenden Engpassmanagementvertrag zur Erbringung von Engpassmanagement unmittelbar verhalten werden kann.

Nach Abgrenzung der angebotsseitigen Teilnahmemöglichkeiten wird nach dem üblichen kartellrechtlichen Marktabgrenzungskonzept die (funktionelle) Austauschbarkeit des Netzreserveprodukts aus Sicht der jeweiligen Marktgegenseite (Nachfrage) beleuchtet. Als wesentliches Instrument kommt hierbei das sogenannte Bedarfsmarktkonzept zur Anwendung. Demnach umfasst der sachlich relevante Markt alle Waren und Dienstleistungen, die von den Nachfragern nach ihren Eigenschaften, Preisen und ihrem Verwendungszweck als austauschbar (substituierbar) erachtet werden können. Für die Marktabgrenzung bei öffentlichen Ausschreibungen und Beschaffungsprozessen gilt vom Grundsatz her nichts anderes. Relevante Wettbewerbsbeziehungen bestehen jedenfalls zwischen all jenen Anbietern, die (aus Sicht des Ausschreibenden) den gleichen Leistungskatalog oder die gleiche Produktpalette anbieten. Wesentlich ist hier jedoch nicht die Substituierbarkeit von einzelnen Produktangeboten<sup>15</sup>, sondern die Substituierbarkeit von Anbietern. Der relevante Markt im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibung umschließt somit aus sachlicher Perspektive jene Anbieter, die die geforderte Leistung zur Erbringung von Netzreserveleistung anbieten könnten. Es handelt sich somit um jene Anbieter, die alle Eignungskriterien erfüllen und auch etwaige erforderliche Stilllegungsmeldungen für Erzeugungsanlagen abgegeben haben.

### 3.2 Zeitlicher Markt

Im Kontext der Netzreserve sind unterschiedliche zeitliche Aspekte zu erwähnen. Im Zuge der Netzreserve-Beschaffung kommt es zu jährlichen Ausschreibungen zur Deckung des Netzreservedarfs. Weiters sind zeitliche Aspekte wie die Aktivierbarkeit von zumindest sechs Stunden mit einer Vorlaufzeit von zehn Stunden Voraussetzung für die Erfüllung der technischen Eignungskriterien. Und letztlich wird die in der Netzreserve ausgeschriebene

Leistung anhand vordefinierter Produkte mit verschiedenen Lieferzeiträumen beschafft. Diese Produktzeiträume sind in den weiteren Analysen zur Wettbewerbsintensität von besonderer Bedeutung und definieren somit auch die zeitliche Dimension des relevanten Marktes. Dementsprechend kam es in den Netzreserve-Ausschreibungen 2024 und 2025 zur Vergabe folgender Produkte:

- Einjahresprodukt: Der Produktzeitraum einjähriger Netzreserveprodukte erstreckt sich über den Zeitraum von einem Jahr ab dem ersten Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird.
- Saisonales Sommerprodukt: Der Produktzeitraum des Sommerprodukts erstreckt sich über den Zeitraum vom 01. April bis zum 31. Oktober jenes Jahres, welches dem Jahr, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird, folgt.
- Saisonales Winterprodukt: Der Produktzeitraum des Winterprodukts erstreckt sich über den Zeitraum von sechs Monaten ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird.

Von der Vergabe des gesetzlich ebenso definierten Zweijahresproduktes wurde in den Ausschreibungen 2024 und 2025 Abstand genommen, da es zu keiner Feststellung eines kontinuierlichen Netzreservebedarfs für den gesamten Vertragszeitraum kam. Dies wurde entsprechend an die Anbieter kommuniziert.

---

<sup>15</sup> Die Substituierbarkeit von einzelnen Angeboten wurde nämlich bereits durch die grundsätzlichen Ausschreibungskriterien sichergestellt.

### 3.3 Räumlicher Markt

Wie der sachliche Markt muss sich auch der räumliche Markt an der Teilnahmemöglichkeit an der Netzreserve-Ausschreibung orientieren. Aus räumlicher Sicht wird dies durch die jährliche Systemanalyse des Regelzonenführers anhand der erwartbaren technischen Gegebenheiten eruiert. Im Gegensatz etwa zum allgemeinen Stromgroßhandel oder den Regelreservemärkten ist für die Netzreserve somit nicht die Regelzone als maßgeblicher räumlicher Bereich heranzuziehen. Vielmehr ist die Lage der ermittelten dimensionierenden Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz entscheidend. Dem folgend sind Leistungserhöhungen von Erzeugern bzw. Reduktion des Bezugs flexibler Verbraucher im geographischen Bereich Zentral- und Ost-Österreichs bzw. in den direkt angrenzenden Regionen im östlichen Ausland relevant. Als Voraussetzung für die Teilnahme an den Netzreserve-Ausschreibungen wurde zudem festgelegt, dass die Einspeisung bzw. Entnahme der Energie einer potenziellen Anlage überwiegend (zu mehr als zwei Dritteln) in das bzw. aus dem Übertragungsnetz der APG oder in ein Übertragungsnetz, das mit der APG-Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist, zu erfolgen hat.

Unter den gegebenen Voraussetzungen und Engpass-Befunden im Rahmen der erfolgten Systemanalysen ist der in Abbildung 1 grau hervorgehobenen Netzbereich als regionale Abgrenzung für die Teilnahme an den Netzreserve-Ausschreibungen definiert.<sup>16</sup> Dieser räumliche Markt ist seit der zweiten Systemanalyse im Jahr 2022 unverändert.<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Ergänzend existiert die standortabhängige netztechnische Wirksamkeit, die durch Multiplikation der angebotenen Leistung und dem standortabhängigen Faktor k ermittelt wird. Der Faktor k für Anlagen in der Regelzone APG und direkt angrenzenden Netzknoten beträgt jedenfalls eins (100 Prozent). Weiter entfernt liegende Anlagen würden jedoch mit einem Faktor kleiner eins belegt. Für gewisse ausländische Anlagen würde dies einen wettbewerbsreduzierenden Effekt bedeuten, über den die Betroffenen Betreiber jedoch vorab informiert werden

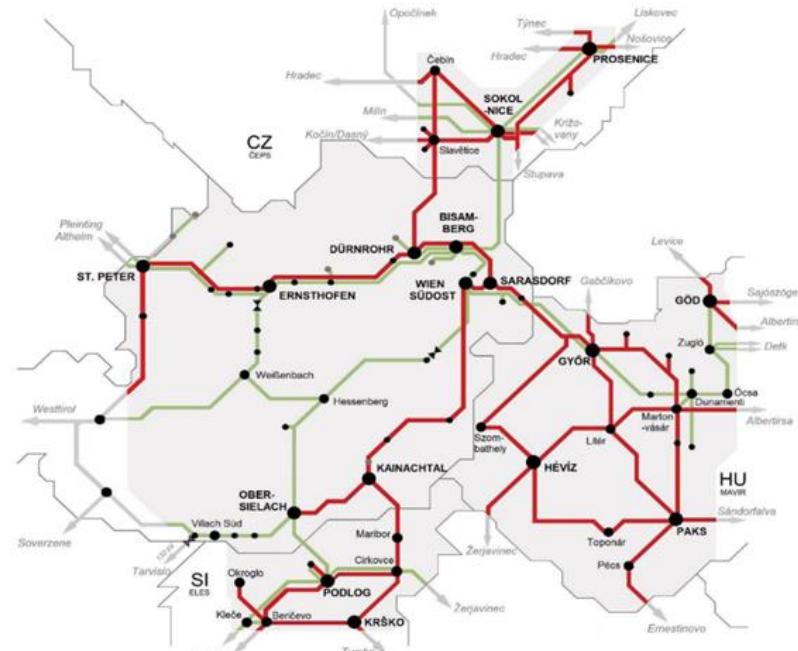


Abbildung 1: Darstellung der räumlichen Marktabgrenzung

Quelle: APG<sup>18</sup>

würden. Bisher kam es jedoch zu keiner Teilnahme ausländischer Anlagen an den Netzreserve-Ausschreibungen.

<sup>17</sup> Aufgrund neuer Erkenntnisse im Zuge der Systemanalyse kam es zu einer Erweiterung im Bereich südlich des Netzknotens St. Peter. Daraus resultierte eine Erweiterung des Angebotspotenzials um Salzburger Anlagen.

<sup>18</sup> Siehe Ausschreibungsunterlagen 2025; verfügbar unter <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/>

# MARKTANALYSE

*Angebot und Nachfrage*

*Wettbewerbsindikatoren*

*Preisvergleich*

*Nutzung*

## 4 MARKTANALYSE

In Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung lässt sich der relevante Markt wie im vorigen Kapitel erörtert nach sachlichen, zeitlichen und räumlichen Kriterien klar abgrenzen. Diese Marktabgrenzung bildet die Basis der folgenden Marktanalysen.

Folgend den gesetzlichen Vorgaben in § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 bezieht sich die Untersuchung auf Preisvergleiche, das gegebene Produktangebot und seine Nutzung, auf die Marktkonzentration sowie -struktur. Seit Inkrafttretens der relevanten gesetzlichen Vorgaben sind mittlerweile fünf jährliche Ausschreibungen erfolgt (2021 bis 2025). Deren Ergebnisse und Daten werden als primäre Basis für die folgende Analyse herangezogen, wobei der Fokus auf die letzten beiden Ausschreibungen 2024 und 2025 gelegt wird.<sup>19</sup>

### 4.1 Stilllegungsmeldungen

Der in Abschnitt 2.2. dargelegte Beschaffungsprozess beginnt mit den temporären, saisonalen bzw. endgültigen Stilllegungsmeldungen der Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW. Wie bereits in den vorangegangenen Marktberichten festgestellt, kam es auch in den Ausschreibungen 2024 und 2025 vorrangig zu temporären bzw. saisonalen Stilllegungsmeldungen der österreichischen Erzeuger. Auch das bereits bekannte Saisonmuster mit erhöhten Stilllegungen im Zeitraum des Sommerprodukts, welches auf die wärmegeführte Nutzung von thermischen Erzeugungsanlagen (Wärmekraftwerke) zurückzuführen ist, ist weiterhin klar erkennbar. Von denen im Rahmen der Ausschreibung 2024 abgegebenen Stilllegungsmeldungen betrafen zwei Meldungen den Zeitraum des

<sup>19</sup> Für nähere Ausführungen hinsichtlich der historischen Ausschreibungen sei auf den ersten und zweiten Marktbericht über die Situation am österreichischen

Einjahresprodukts 2024/25, jedoch acht Meldungen den Zeitraum beschränkt auf das Sommerprodukt 2025. Ein ähnliches Bild ergibt sich mit Blick auf die Ausschreibung 2025 – drei Meldungen für das Einjahresprodukt 2025/26 stehen acht Stilllegungsmeldungen für das Sommerprodukt 2026 gegenüber. Der Charakter der österreichischen Netzreserve entspricht somit vor allem einer Sommerreserve für Wärmekraftwerke.

Leistungsmäßig aggregiert betrachtet ergibt sich ein Anstieg der Stilllegungsmeldungen vor allem im Vergleich zur Ausschreibung 2023, welche für das Sommerprodukt 2024 Stilllegungsmeldungen im Ausmaß von 2.700 MW umfasste. Der im zweiten Marktbericht postulierte abnehmende Trend von Stilllegungsmeldungen wurde folglich im Rahmen der letzten beiden Ausschreibungen nicht prolongiert. Für das Sommerprodukt 2026 lagen die aggregierten Engpassleistungen der Stilllegungsmeldungen bei knapp 3.400 MW und somit auf dem höchsten Niveau seit Sommer 2023. Dies bedeutet im Umkehrschluss auch, dass das potenzielle Angebot für den Netzreserve-Markt gestiegen ist. Etwaige daraus resultierende Effekte auf die Relation von Angebot und Nachfrage, sowie der Wettbewerbsintensität werden in folgenden Abschnitten näher dargelegt.

### 4.2 Angebot und Nachfrage

Prozessual folgt nach erfolgter Stilllegungsmeldung der betroffenen Erzeugungsanlagen die Interessensbekundung für die Teilnahme an der kommenden Netzreserve-Ausschreibung. Dieser Schritt wurde vornehmlich zur initialen Prüfung der technischen Eignung der Anlagen implementiert, ermöglicht aber auch eine Vorausschau auf die Bedarfsdeckungsmöglichkeiten in der späteren Angebotsphase, deren Angebote als Grundlage für die hier durchgeföhrte wettbewerbliche Analyse dienen. Angebotsseitig

Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 verwiesen.

werden somit die tatsächlich abgegebenen Angebote der Anbieter in der jeweiligen Netzreserve-Ausschreibung analysiert. Nachfrageseitig wird jener Netzreservebedarf herangezogen, welcher in der jeweiligen Ausschreibung durch die abgegebenen Angebote gedeckt werden muss (Bedarfsdeckung).<sup>20</sup> Eine Übersicht über relevante Indikatoren für Angebot und Nachfrage untergliedert nach Ausschreibung und Produkt (Sommer bzw. Winter), werden in Tabelle 1 dargestellt.

	Ausschreibung 2021		Ausschreibung 2022		Ausschreibung 2023		Ausschreibung 2024		Ausschreibung 2025	
Produkt	Winter 2021/22	Sommer 2022	Winter 2022/23	Sommer 2023	Winter 2023/24	Sommer 2024	Winter 2024/25	Sommer 2025	Winter 2025/26	Sommer 2026
Anzahl der Anbieter	4-6	7-9	1-3	4-6	1-3	4-6	1-3	4-6	1-3	4-6
Angebot (In MW)	[vertraulich]	[vertraulich]								
Nachfrage (In MW)	615	2.970	300	3.005	565	2.050	400	2.205	405	2.140
Angebots-überhang (In MW)	[vertraulich]	[vertraulich]								

Tabelle 1: Indikatoren zu Angebot und Nachfrage

Quelle: APG; eigene Berechnung

Die dargelegten Indikatoren wurden in gleicher Form bereits im letzten Marktbericht präsentiert. Damals wurde für die Ausschreibungen 2021 bis 2023 ein fallender Trend des Netzreserve-Angebots festgestellt, welcher logisch dadurch begründet wurde, als dass es in diesem Zeitraum zu einem äquivalenten Rückgang der Stilllegungsmeldungen kam, was mit einem Rückgang des Angebotspotenzials für die Deckung des Netzreservebedarfs einhergeht.<sup>21</sup> Bei der angebotsseitig schwächsten Ausschreibung 2023 waren nur noch [vertraulich] Anbieter mit einer angebotenen Leistung von

<sup>20</sup> Im Falle von zweijährigen Kontrahierungen wurden diese entsprechend der jeweiligen Leistung von dem zu deckenden Bedarf im zweiten Jahr abgezogen. Dies betrifft lediglich die ausgewiesene Nachfrage der Ausschreibung 2022.

<sup>21</sup> Wie bereits erläutert, sind lediglich gemäß §23 Abs. 1 EIWOG 2010 stillgelegte Erzeugungsanlagen zur Teilnahme an den Netzreserve-Ausschreibungen berechtigt.

[vertraulich] MW für das Winterprodukt 2023/24 bzw. [vertraulich] Anbieter mit einer angebotenen Leistung von [vertraulich] MW für das Sommerprodukt 2024 vorhanden. Verglichen mit dem zu deckenden Netzreservebedarf resultierte dies in [vertraulich] Angebotsüberhängen<sup>22</sup> im Ausmaß von [vertraulich] MW für das Winterprodukt 2023/24 bzw. [vertraulich] MW für das Sommerprodukt 2024. Hierbei ist zu beachten, dass die für diese Ausschreibung 2023 relevante Entscheidung über etwaige Stilllegungen im Leistungszeitraum 2023/24 im Herbst 2022 unter dem Eindruck der Energiekrise getroffen werden mussten. Auf Basis der damaligen Hochpreisphase im Stromgroßhandel mit entsprechenden Vermarktungsmöglichkeiten wurde auf Stilllegungen verzichtet. In diesem Kontext sei auch darauf hingewiesen, dass durch den Rückgang von Stilllegungsmeldungen höhere Marktkapazitäten im Großhandel verfügbar sind, welche wiederum den Netzreservebedarf senken (ceteris paribus).

Nachdem sich die preislische Situation im Stromgroßhandel ab dem Jahr 2023 auf geringerem Niveau stabilisierte, waren die erwartbaren Erlösaussichten am Energiemarkt für Anlagenbetreiber wieder schwächer ausgeprägt und somit wurde eine potenzielle Netzreserve-Teilnahme im Vergleich zur Erlösaussicht am Energiemarkt wieder attraktiver. Die Folge war wohl der bereits dargelegte Anstieg der Stilllegungsmeldungen im Herbst 2023 als Bedingung zur Teilnahme an der Netzreserve-Ausschreibung 2024. Vor diesem Hintergrund kam es zur Teilnahme eines zusätzlichen Anbieters<sup>23</sup> und auch zusätzlicher Anlagen bestehender Anbieter. Auf Produktebene kam es somit zu einem Anstieg der angebotenen Leistung auf [vertraulich] MW für den Winter 2024/25 bzw. [vertraulich] MW für den Sommer 2025. Gleichzeitig kam es nachfrageseitig auf Basis der Ergebnisse der Systemanalyse zu einer

<sup>22</sup> Der Angebotsüberhang wird definiert als angebotene Leistung abzüglich der abzudeckenden Nachfrage (jeweils in MW).

<sup>23</sup> Es handelte sich um einen Anbieter, der bereits an früheren Ausschreibungen teilgenommen hatte, aber sich temporär aus dem Netzreserve-Markt zurückgezogen hatte.

Reduktion des Netzreservebedarfs für den Winter 2024/25 auf 400 MW, während der Bedarf für den Sommer 2025 leicht anstieg. Dementsprechend ereignete sich aus einer Mischung angebots- und nachfrageseitiger Effekte eine Erhöhung des Angebotsüberhangs auf [vertraulich] MW für das Winterprodukt 2024/25 und eine rein angebotsgetriebene Überhangerhöhung für das Sommerprodukt 2025 auf [vertraulich] MW. Historisch betrachtet war der Angebotsüberhang im Winter aber immer noch relativ gering.<sup>24</sup> In Bezug auf das Sommerprodukt lag die Ausschreibung 2024 wieder auf dem gleichen Niveau im Vergleich zum bisher höchsten Angebotsüberhang im Sommer 2022.

Das Jahr 2024 war über weite Strecken von hoher erneuerbarer Erzeugung geprägt. Vor allem die für Österreich besonders relevante Wasserkraft verfügte über gutes Dargebot. Zeitgleich waren die österreichischen Gaskraftwerke preislich in einer ungünstigen Situation im Vergleich zu ausländischen Kohlekraftwerken. Wohl aus diesen Gründen kam es im Herbst 2024 zu einem erneuten Anstieg der Stilllegungsmeldungen und in weiterer Folge zu einer deutlichen Angebotszunahme im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibung 2025. Für das Winterprodukt 2025/26 stieg die angebotene Leistung auf [vertraulich] MW und der Angebotsüberhang auf [vertraulich] MW (bei nahezu unverändertem Netzreservebedarf). Im Bereich des Sommerprodukts 2026 war der Anstieg des Angebots derartig stark ausgeprägt (bei ebenso nahezu unverändertem Netzreservebedarf), dass es zu einem Rekordwert des Angebotsüberhangs auf [vertraulich] MW kam. Der bisherige Höchstwert für das Sommerprodukt lag bei [vertraulich] MW im Sommer 2022, damals wurde jedoch auch ein deutlich höherer Netzreservebedarf im Vergleich zu den letzten Ausschreibungen beschafft.

Basierend auf der erfolgten Gegenüberstellung von Angebot und Nachfrage kam es aus Perspektive des Partialmarktes für Netzreserve zu

<sup>24</sup> Im Winter 2021/22 gab es einen Überschuss von [vertraulich] MW.

Angebotserweiterungen aufgrund vermehrter Stilllegungsanzeigen bei insgesamt stabilen Netzreservebedarfen seit der Ausschreibung 2023.<sup>25</sup> Zur weiteren Einordnung dieser Ergebnisse werden unterschiedliche Wettbewerbsindikatoren bezogen auf die Netzreserve-Ausschreibungen analysiert.

### 4.3 Allgemeine Marktkonzentration

Als Maßzahlen der allgemeinen Marktkonzentration werden Konzentrationsraten und Herfindahl-Hirschman-Index auf die einzelnen Netzreserve-Ausschreibungen angewandt.

Die Konzentrationsrate (CR) definiert sich durch die Summe der Anteile einer wählbaren Anzahl (n) der größten Anbieter auf einem Markt gemäß der Formel:

$$CR_n = \sum_{i=1}^n S_i$$

Der Ausdruck  $S_i$  stellt den Anteil des i-ten Anbieters auf dem jeweiligen Markt dar, während  $n$  die Anzahl der für den Index betrachteten  $n$  größten Anbieter bezeichnet. Der CR-Wert kann prinzipiell zwischen null und hundert Prozent variieren, wobei stets gilt, dass ein höherer Prozentwert mit einem höheren Grad an Marktkonzentration einhergeht. Für die Analyse in diesem Bericht wurde die gängige Konzentrationsrate CR3 verwendet. Diese beschreibt den Marktanteil der drei größten Anbieter.

Die strukturelle Konzentration eines Marktes, unter Einbindung aller Teilnehmer, wird durch den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) abgebildet.

<sup>25</sup> Im weiteren historischen Vergleich zeigen sich seit der Ausschreibung 2023 allerdings insgesamt geringere Bedarfswerte im Vergleich zu früheren Ausschreibungen.

Diese Kennzahl berücksichtigt besonders die relative Größe der Anbieter untereinander bzw. die Verteilung der Anbieter. Der HHI wird als Quadratsumme der Marktanteile aller Anbieter auf dem Markt berechnet:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2$$

Der Wertebereich des HHI reicht von 0 bis 10.000. Werte unter 1.500 werden allgemein als Indikator für einen nicht konzentrierten Markt gewertet. Werte zwischen 1.500 und 2.500 weisen auf einen konzentrierten Markt hin, während Werte über 2.500 einen stark konzentrierten Markt indizieren.

Die Berechnungsergebnisse für CR3 und HHI über alle bisherigen Netzreserve-Ausschreibungen hinweg werden in Abbildung 2 untergliedert nach Produkten dargestellt. In den vorangegangenen Berichten über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung wurde bereits nachdrücklich hervorgehoben, dass sich beim Netzreserve-Markt anhand der Konzentrationsmaße um einen stark konzentrierten Markt handelt. Aufgrund des homogenen Angebots thermischer Anlagen ist saisonal bedingt eine noch stärker ausgeprägte Marktkonzentration im Winterprodukt inhärent. Wie schon in der Ausschreibung 2023 wurde anhand der abgegebenen Angebote bei den Ausschreibungen 2024 und 2025 ein maximaler Marktanteil von 100 Prozent der drei größten Anbieter in den jeweiligen Winterprodukten erreicht. Dementgegen verbesserte sich die Konzentrationsrate CR3 des Sommerproduktes. Ausgehend von einem Wert von 90 Prozent bei der Ausschreibung 2023, fiel dieser auf 84 Prozent bei der Ausschreibung 2024 und erreichte schließlich 79 Prozent bei der Ausschreibung 2025.

Die erörterte Angebotszunahme brachte weiters Senkungen auf immer noch hohem Niveau der HHI-Werte als Ausdruck geringerer struktureller Konzentration in den Winter- und Sommerprodukten der Ausschreibungen 2024 und 2025 mit sich. Mit aktuellen Indexwerten von 3.809 für das

Winterprodukt 2025/26 bzw. 3.030 für das Sommerprodukt 2026 ist aber bei der Netzreserve dennoch von einem stark konzentrierten Markt auszugehen, welcher bei weitem nicht den Vorstellungen eines effektiven Wettbewerbsmarktes entspricht.

#### Wettbewerbsentwicklung im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen Allgemeine Konzentrationsmaße (Winter- bzw. Sommerprodukt, 2021-2025)

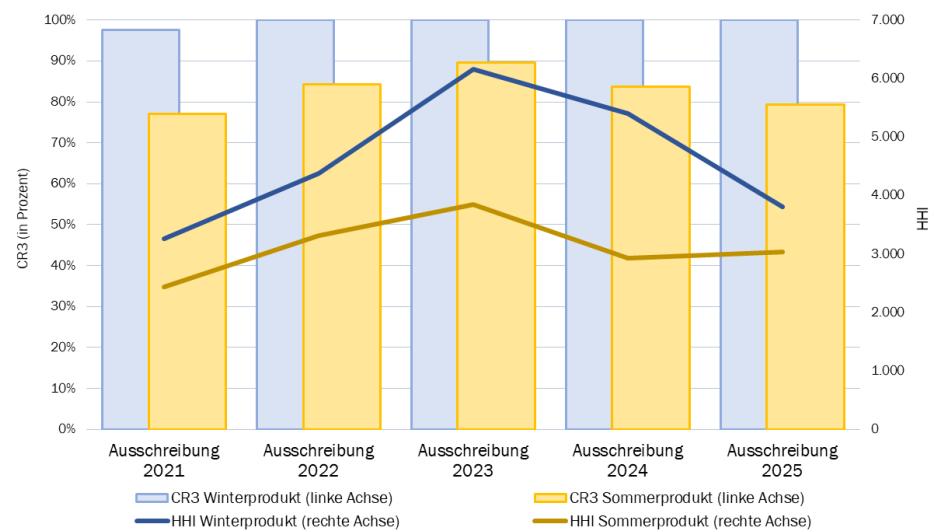


Abbildung 2: Allgemeine Konzentrationsmaße

Quelle: APG; eigene Berechnung

## 4.4 Individuelle Marktposition

Zusätzlich zur Ermittlung der allgemeinen Marktkonzentration wurde für diesen Bericht zudem wieder die individuelle Marktposition der einzelnen Anbieter

näher untersucht, da insbesondere bei preisunelastischer Nachfrage<sup>26</sup> allgemeine Konzentrationsraten die Stellung von marktmächtigen Unternehmen meist nicht hinreichend erfassen. Mithilfe des Residual-Supply-Index (RSI), wird das Verhältnis der angebotenen Gesamtkapazität C, abzüglich der Kapazität c des konkreten Anbieters i, zur gesamten Netzreserve-Nachfrage D ermittelt:

$$RSI_i = \frac{C - c_{ni}}{D}$$

In dieser Spezifikation gibt der RSI bei einem Wert unter eins an, dass ein bestimmter Anbieter zur Deckung der Nachfrage absolut notwendig (pivotal) ist.

Im Rahmen des letzten Marktberichts wurde im speziellen für die Ausschreibung 2023 festgestellt, dass [vertrauliche Information] des Winterprodukts 2023/24 und [vertrauliche Information] des Sommerprodukts 2024 als pivotal eingestuft wurden. Diese gravierende Schieflage im Zusammenhang mit der individuellen Marktposition hat sich in den letzten beiden Ausschreibungen in Analogie zu den Ausführungen in den vorangegangenen Abschnitten gebessert. Vor allem der attestierte Anstieg der Angebotsüberhänge hat dazu geführt, dass zumindest in der Ausschreibung 2025 [vertraulich] pivotalen Anbieter für das Winterprodukt 2025/26 vorhanden waren und es bei der Beschaffung des Sommerprodukts 2026 [vertraulich] pivotalen Anbieter gab.

Obwohl diese Entwicklung aus Sicht der Wettbewerbsstruktur auf dem Netzreserve-Markt positiv zu beurteilen ist, ergibt sich durch die erhöhten Angebotsüberhänge eine komplexere ökonomische Entscheidungssituation für die Anlagenbetreiber, welche neuen Risiken unterworfen sind. Die Anlagenbetreiber müssen grundsätzlich bereits im Vorjahr der zu erbringenden Netzreserveleistung entscheiden, ob eine zur Teilnahme an der kommenden Netzreserve-Ausschreibung notwendige Stilllegungsmeldung zu erbringen ist. Durch das Vorhandensein der Netzreserve und den damit verbundenen Teilnahmebedingungen kommt es zudem zu zusätzlichen Realisierungsmöglichkeiten – ein Anlagenbetreiber beurteilt für Stilllegungen nicht mehr allein die Wirtschaftlichkeit aus allgemeinen Vermarktungsmöglichkeiten am Großhandelsmarkt, sondern erwägt nunmehr, ob ein Netzreserve-Vertrag<sup>27</sup> vorteilhafter sein könnte als die Vermarktung am Großhandelsmarkt.<sup>28</sup> Fällt eine Entscheidung für die Netzreserve-Ausschreibung, dann bedeutet der zuletzt erhöhte Wettbewerb<sup>29</sup>, dass einzelne oder mehrere Anlagen keinen Netzreserve-Vertrag erhalten und somit stilllegen müssen. Dies bedingt, dass diese Anlagen über einen längeren Zeitraum keinerlei Erlös möglichkeiten haben und im Zuge dessen endgültige Stilllegungen thermischer Kraftwerke wahrscheinlicher werden könnten.

Dieses Risiko sollte bei der Entscheidungsfindung für die Abgabe von Stilllegungsmeldungen gemäß § 23a Abs. 1 EIWO 2010 einbezogen werden, zumal die aktuelle Situation im Stromgroßhandel (Winter 2025/26) positive Spreads bei der Vermarktung von Gaskraftwerken vorhanden sind.<sup>30</sup> Zusätzlich haben sich die relativen Grenzkostenverhältnisse von Gas- und Kohlekraftwerken im Jahresverlauf deutlich zu Gunsten von Gaskraftwerken

<sup>26</sup> Im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibung werden unabhängig vom konkreten Gebotspreis alle Angebote akzeptiert, welche nicht ausgeschlossen wurden und die ermittelte Nachfrage am kostengünstigsten abdecken. Es kommt zu keiner Anpassung der nachgefragten Menge bei hohen Preisen.

<sup>27</sup> Zuzüglich zusätzlicher EPM-Erlöse

<sup>28</sup> Und dies zu einem Zeitpunkt ohne liquide Terminmarktprodukte als belastbare Referenz für Vermarktungsmöglichkeiten.

<sup>29</sup> Durch gestiegenen Angebotsüberhang

<sup>30</sup> Laut internen Berechnungen der E-Control bestand im November 2025 ein durchschnittlicher Clean-Spark-Spread für Lieferungen im Dezember 2025 (Month-Ahead) von etwa 25 EUR/MWh Base bzw. 50 EUR/MWh Peak (bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 55 Prozent).

verschoben und es ist auch zu erwarten, dass diese Tendenz aufgrund der steigenden Relevanz von CO2-Preisen prolongiert wird.

## 4.5 Potenzieller Wettbewerb

Die bisherigen Netzreserve-Ausschreibungen waren allesamt von thermischen Erzeugungsanlagen in Österreich dominiert. Daran hat sich auch in den beiden letzten Ausschreibungen 2024 und 2025 nichts geändert. Rechtlich explizit vorgesehene Alternativen durch Teilnahme von reduzierbarer Verbrauchsleistung bzw. aggregierte Anlagenpools haben sich in den bisherigen Netzreserve-Ausschreibungen nicht etabliert. Nicht zuletzt daraus resultiert der bereits dargelegte eingeschränkte erzeugungsseitige Wettbewerb und die Charakterisierung der österreichischen Netzreserve als Instrument zur Erzielung saisonaler<sup>31</sup> Kapazitätszahlungen für Gaskraftwerke in der Regelzone APG. Anhand der räumlichen Marktabgrenzung wäre es prinzipiell möglich, dass sich auch ausländische Anlagen am österreichischen Netzreserve-Markt beteiligen. Auch dazu ist es weiterhin nicht gekommen.

Da keine näheren Informationen zur bisherigen Nicht-Realisierung des potenziellen Wettbewerbs vorliegen, sollen die Produktspezifika, Ausschreibungsverfahren und -prozesse durch den Regelzonenführer auf Eintrittshürden für reduzierbare Verbrauchsleistung bzw. aggregierte Anlagenpools, sowie Anlagen aus dem Ausland geprüft werden, die daraus resultierenden Prüfungsergebnisse vorgelegt werden und in Maßnahmenempfehlungen zusammengefasst werden.

<sup>31</sup> Vornehmlich im Sommer

<sup>32</sup> Geeignete Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten oder Aggregatoren (Anlagenpools)

<sup>33</sup> Angebotene Produktdauer im Sinne der definierten Netzreserve-Produkte

## 4.6 Preisvergleich

Grundsätzlich erfolgt die Gebotsabgabe durch die Anbieter unter Angabe der Anlage<sup>32</sup> samt damit einhergehender Leistung (in MW), dem jeweiligen Produktangebot<sup>33</sup> und dem Angebotswert (in EUR). Gemäß § 23b Abs. 5 EIWOG 2010 werden die eingelangten Angebote zusätzlich auf Basis des Referenzwertes überprüft, welcher einem mengengewichteten Durchschnitt der Angebote entspricht.<sup>34</sup> Dieser Referenzwert (in EUR/MW/Monat) ist geeignet, um die allgemeine preislische Entwicklung im Kontext variierender Preise der Einzel- und Kombinationsgebote über unterschiedliche Produkte der Netzreserve-Ausschreibungen zu evaluieren.

In Tabelle 2 werden die Referenzwerte aller bisherigen Ausschreibungen 2021-25 dargestellt.<sup>35</sup> Im Vergleich zur Ausschreibung 2023 kam es bei der Ausschreibung 2024 zu einem Anstieg auf [vertraulich] EUR/MW/Monat. Bei der letzten Ausschreibung 2025 war der Referenzwert mit [vertraulich] EUR/MW/Monat allerdings wieder rückläufig. Trotz Schwankungen ist dieses Preisniveau für eine Kapazitätszahlung im Zusammenhang mit einer Vorhalteleistung, welche die Bereitstellungskosten der Anlagenbetreiber widerspiegeln soll, als hoch einzustufen. Dabei ist zu betonen, dass bei tatsächlicher Aktivierung der Anlagen für Engpassmanagement-Maßnahmen eine weitere Abgeltung vorgesehen ist. Zudem ist aber auch zu beachten, dass der Referenzwert auf den abgegebenen Angeboten basiert. Vor allem durch den gestiegenen Angebotsüberhang kam es zuletzt zu Ersparnissen der Netzreserve-Kosten aufgrund der Verdrängung teurerer Großanlagen, die für die jeweilige Bedarfsdeckung nicht mehr pivotal waren. Im Kontext der bereits festgestellten starken Marktkonzentration ist die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht grundsätzlich gegeben. Letztlich sei auch wieder darauf verwiesen, dass die aktuellen Angebotspreise deutlich über den Preisen der

<sup>34</sup> Ohne Berücksichtigung der teuersten zehn Prozent der angebotenen Leistung

<sup>35</sup> Basierend auf den Angeboten mit technischer Eignung der jeweils ersten Ausschreibungsrounde

kostenbasierten Beschaffung vor 2021 liegen. Die Kalkulation von Preisaufschlägen auf die Bereitstellungskosten der Anlagenbetreiber kann somit weiterhin als wahrscheinlich angesehen werden.

	Ausschreibung 2021	Ausschreibung 2022	Ausschreibung 2023	Ausschreibung 2024	Ausschreibung 2025
Referenzwert (EUR/MW/Monat)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]
Signifikanz (Prozent)	100%	55%	55%	20%	20%
Signifikanzschwelle (EUR/MW/Monat)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]
Ausgeschlossene Angebote (Anzahl)	0-5	6-10	0-5	0-5	0-5
2. Runde	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein

Tabelle 2: Preisliche Indikatoren

Quelle: APG; eigene Berechnung

Ausgehend von der initial gesetzlich vorgesehenen Signifikanz in der Höhe von 100 Prozent, kam die E-Control ihrem gesetzlichen Vorschlagsrecht nach und empfahl im ersten Bericht der E-Control über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung anhand einer theoretischen Sensitivitätsanalyse eine Signifikanz zwischen 55 Prozent und 70 Prozent zu verwenden. Im zweiten Marktbericht wurde aufgrund der festgestellten gravierenden wettbewerblichen Mängel im Kontext sehr homogenen Angebots thermischer Anlagen angeregt, die Signifikanz weiter zu reduzieren, um eine möglichst kostenbasierte Angebotslegung zu beanreizen. Nach Durchführung einer empirischen Streuungsanalyse der spezifischen Angebotswerte der Ausschreibungen 2024 und 2025 wurde empfohlen die Signifikanz zwischen 15 und 25 Prozent anzusetzen. Diesen Empfehlungen folgte der Regelzonensführer und wandte in den folgenden Ausschreibungen 2022 und 2023 jeweils eine Signifikanz von 55 Prozent und bei den Ausschreibungen 2024 und 2025 eine Signifikanz von 20 Prozent an. Die

<sup>36</sup> Bei der Abgabe ganzjähriger Angebote sind auch entsprechende saisonale Angebote abzugeben. Bei Präferenz für eine ganzjährigen Vertrag kam es bei

Reduktion der Signifikanz hat basierend auf den konkreten Erfahrungen der Ausschreibungen 2024 und 2025 durchaus positive Effekte erzielt. Zwar kam es zu einzelnen Ausschlüssen von Angeboten aufgrund deutlich erhöhter Preise, jedoch waren diese derart teuer, dass sie auch ohne Ausschluss nicht zum Zuge gekommen wären. Die weitere Analyse offenbarte strategische Gründe hinsichtlich einer scheinbaren Präferenz ganzjähriger Kontrahierungen der Kraftwerksbetreiber als Hintergrund dieser hochpreisigen Gebote.<sup>36</sup> Weiters ist auch festzuhalten, dass es durch die Signifikanzanpassung zu geringerer relativen Preisstreuung in den ersten Angebotsrunden kam und gleichzeitig trotz der Verringerung der Signifikanz keine zweiten Ausschreibungsrunden notwendig waren.

Insgesamt sieht die E-Control daher positive Wettbewerbseffekte durch die Festlegung geringerer Signifikanz. Aufgrund der bevorstehenden Neugestaltung der Netzreservebeschaffung (siehe Kapitel 5) existiert allerdings keine belastbare Datengrundlage, um eine neuerliche Änderungsempfehlung auszusprechen. Es wird daher empfohlen, die bestehende Signifikanz in der Höhe von 20 Prozent vorerst beizubehalten bis neue empirische Befunde zur Wirksamkeit erfolgen können.

## 4.7 Nutzung

Der Marktbericht soll neben Wettbewerbsindikatoren und Preisvergleichen auch das Produktangebot und dessen Nutzung beurteilen. Dies steht im direkten Kontext zur Bedarfsermittlung im Rahmen der Systemanalyse.

Als Nutzung wird hierfür die Häufigkeit bzw. das mengenmäßige Ausmaß von EPM-Maßnahmen (Redispatch) durch den Regelzonensführer verstanden. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung von aggregierten Redispatch-Indikatoren auf

gewissen Anbietern zu erheblichen Preisaufschlägen bei diesen saisonalen Angeboten.

Jahresbasis. Dabei zeigt sich ein insgesamt fallender Trend seit 2018. Obwohl die Anzahl der Tage mit EPM-Maßnahmen auf Basis der letztverfügbarsten Daten für 2024 mit 241 Tagen weiterhin hoch ist, lag der Wert im Jahr 2018 noch bei 287 Tagen deutlich darüber. Noch eindringlicher wird der fallende Trend bei Betrachtung der jährlichen Gesamtmengen. Im Jahr 2018 wurde Redispach im Ausmaß von 2.850 GWh durchgeführt. Im Jahr 2021, in welchem die erste Netzreserve-Ausschreibung gemäß § 23b EIWOG 2010 stattfand, wurden dementgegen nur noch Maßnahmen im Ausmaß von 1.835 GWh gesetzt. Diese Entwicklung wurde in den Folgejahren weiter verstärkt, sodass es im Jahr 2024 zu einem bisherigen Minimum an Redispatch-Mengen von 505 GWh kam.

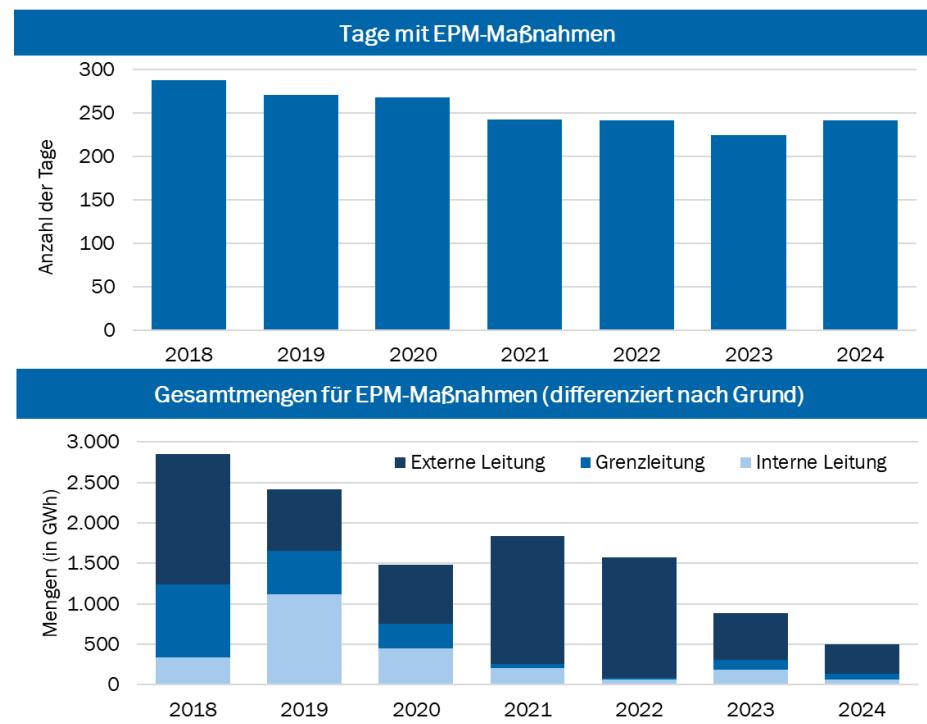


Abbildung 3: EPM-Maßnahmen im Jahresvergleich

Quelle: APG; eigene Berechnung

Interessant sind in diesem Zusammenhang auch die Gründe für die gesetzten Maßnahmen in der österreichischen Regelzone. Seit 2021 bezieht sich der mit Abstand größte Anteil auf überlastete Leitungen im Ausland (externe Leitung). Bei derartigen Maßnahmen werden die Abrufe von Seiten der betroffenen Regelzonen refundiert. Die Vorhaltekosten für die in der Netzreserve kontrahierten Anlagen sind jedoch durch die österreichischen Netznutzer zu tragen. Durch den konstant hohen Anteil externer Leitungen als Begründung für EPM-Maßnahmen, die in weiterer Folge auch für die Bedarfsermittlung der Netzreserve entscheidend sind, kann hinterfragt werden, inwieweit eine verursachergerechte Tragung von Vorhaltekosten gegeben ist.

Da der Netzreservebedarf als Absicherung gegen die kritischste (erwartbare) Situation hergeleitet wird, kann bei der Beurteilung der Nutzung nicht allein auf aggregierte Indikatoren zurückgegriffen werden. Daher wurden für die Jahre 2022-2024 Jahresspannlinien der (für die Bedarfsermittlung besonders relevanten) EPM-Leistungserhöhungen erstellt, die zuletzt ebenso eine rückläufige Entwicklung aufweisen (siehe Abbildung 4). Auf Stundenbasis zeigt sich, dass die Spitzen der Leistungserhöhungen im Rahmen von EPM-Maßnahmen im Jahr 2022 bei über 2.000 MW lagen, jedoch nur in drei Stunden auftraten. In den Folgejahren 2023 und 2024 kam es zu keinen stündlichen Spitzen über 2.000 MW. Auch bei Abrufen im Intervall zwischen 1.500 MW und 2.000 MW kam es zu rückläufigen Tendenzen. Traten derartig hohe Abrufe im Jahr 2022 noch in insgesamt 55 Stunden auf, waren es im Jahr 2023 nur noch 23 Stunden und im Jahr 2024 lediglich 5 Stunden. Hohe EPM-Maßnahmen wurden folglich in den letzten Jahren deutlich seltener (ähnliche Entwicklungen zeigen sich auch in den nächstniedrigeren Abrufklassen). Zudem muss hierbei auch betont werden, dass die hier dargelegten EPM-Maßnahmen nicht ausschließlich von thermischen Anlagen in der Netzreserve, sondern auch von im Markt tätigen Kraftwerken erbracht werden können.

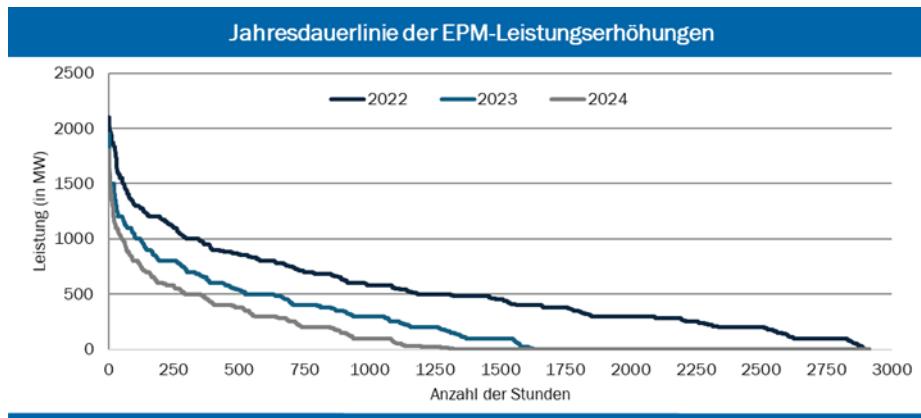


Abbildung 4: Jahresdauerlinien

Quelle: APG; eigene Berechnung

Um diesem Aspekt besser Rechnung zu tragen, verglich der Regelzonenführer in einer Ex-Post-Analyse die tatsächlich realisierten gleichzeitigen Maximalabrufe von Netzreserve-Anlagen mit der Ex-Ante-Bedarfsermittlung der Systemanalyse (Netzreservebedarf). Gerade in Bezug auf das für die Netzreserve besonders relevante Sommerprodukt zeigen sich dabei erhebliche Differenzen. Exemplarisch wird diese Thematik auf Basis der letzten Ausschreibungen 2022 und 2023 aufgezeigt, für die entsprechend vollständige Daten vorliegen. Im Sommerprodukt 2023 kam es zu einem maximalen Einsatz von Netzreserve-Anlagen von 1.110 MW im Vergleich einem ermittelten Netzreservebedarf von 3.400 MW. Im darauffolgenden Sommer 2024 ereignete sich ein maximaler Einsatz von 730 MW bei einem ermittelten Netzreservebedarf von 2.050 MW. Dies bedeutet, dass in diesen beiden Sommern nur maximal 36 Prozent des zuvor ermittelten Bedarfs tatsächlich gleichzeitig genutzt wurde. Diese Ergebnisse zeigen, dass in den Sommerprodukten wesentliche Kontrahierungsüberhänge bestanden. Obwohl es sich bei diesem Befund um eine Ex-Post-Betrachtung handelt und der

Netzreservebedarf unter Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen gewisse Risikoauschläge rechtfertigt, erscheinen derartige Überhänge potenziell ungerechtfertigt, zumal hierfür Kosten für ungenutzte Leistung besteht. Unter der Annahme vollkommener Voraussicht bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs ist es möglich Einsparpotenziale zu schätzen.<sup>37</sup> Es zeigen sich potenzielle Kostenersparnisse hoher zweistelliger Millionenbeträge auf Jahresbasis (siehe Tabelle 3).

	Ausschreibung 2022	Ausschreibung 2023
Produkt	Sommer 2023	Sommer 2024
<b>Ermittelter Netzreservebedarf (in MW)</b>	3.400	2.050
<b>Maximaler Abruf von Netzreserve-Anlagen (in MW)</b>	1.110	730
<b>Potenzielle Kostenersparnis (in Mio. €)</b>	97 - 115	56 - 66

Tabelle 3: Potenzielle Kostenersparnis

Quelle: APG; eigene Berechnung

Auf Basis dieser Ergebnisse wird (wie im letzten Marktbericht) empfohlen, dass die Methodik der Systemanalyse auf potenzielle Quellen für Überschätzungen geprüft werden soll, weil eine damit verbundene reduzierte Netzreserve-Nachfrage generell die Wettbewerbssituation am Netzreserve-Markt verbessern würde und auch erhebliche Kostenersparnisse zu erzielen wären.

<sup>37</sup> Die Schätzung basiert mengenseitig auf den ermittelten Differenzen und preislich auf einer gewählten Bandbreite der zugrundeliegenden Referenzwerte.

# NETZRESERVE- NEUGESTALTUNG

*Beihilfenrechtliche Prüfung  
Nationale Umsetzung*

## 5 NETZRESERVE-NEUGESTALTUNG

Da die gesetzliche Grundlage für die Beschaffung der österreichischen Netzreserve im Kontext der beihilfenrechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission nur befristet bis Ende 2025 besteht, war die Netzreserve-Ausschreibung 2025 die letzte Ausschreibung, welche im bestehenden Rechtsrahmen abgedeckt war. Um eine nahtlose Weiterbeschaffung der Netzreserve zu ermöglichen, wurde rechtzeitig ein umfassender Prozess für die Neumeldung angestoßen, welcher in einer beihilfenrechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission mündete.

### 5.1 Neumeldung und beihilfenrechtliche Prüfung

Die Neumeldung der österreichischen Netzreserve wurde in Abstimmung durch Regulierungsbehörde, Regelzonenführer und zuständigem Ministerium vorbereitet und schließlich im September 2025 nach einer Vorabstimmung bei der Europäischen Kommission beihilfenrechtlich notifiziert. Dabei mussten vor allem auch neue europäische Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie (CEEAG) befolgt werden. Zudem wurden die Empfehlungen der E-Control im Rahmen der bisherigen Berichte über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung geprüft und berücksichtigt. Grundsätzlich sollte die Neugestaltung der Netzreserve zur Stärkung des Wettbewerbs bzw. Erhöhung von Flexibilität und Effizienz führen. Die wesentlichen Änderungsvorgaben im Vergleich zur bisherigen Netzreserve umfassen folgende Punkte:

- Das Verfahren zur jährlichen Festlegung des Netzreservebedarfs wird angepasst. Die Methode zur Bedarfsermittlung muss durch den

Regelzonenführer erstellt und durch die Regulierungsbehörde (E-Control) genehmigt werden. Diese kann in ihrer Genehmigung auch Anpassungen vornehmen. Zudem sind auch die Eingangsdaten zur Bedarfsermittlung genehmigungspflichtig, was die Transparenz stärken soll.

- Für den Fall, dass bei der wettbewerblichen Ausschreibung anhand ex ante feststehender Parameter ein unzureichendes Angebot zur Verfügung steht oder ein wettbewerbsfähiger Beschaffungsprozess nicht gewährleistet werden kann, wird die Möglichkeit vorgesehen, auf eine kostenbasierte Beschaffung umzustellen.
- Die maximale Dauer von Wartungsarbeiten und Nicht-Verfügbarkeiten der in der Netzreserve gehaltenen Anlagen wird festgelegt, um bessere Koordinationsmöglichkeiten zu erhalten.
- Monatliche Produkte, sowie ein Flexibilitätsprodukt, werden eingeführt. Diese kürzeren und flexibleren Vertragsoptionen sollen die Teilnahme an der Netzreserve vereinfachen, insbesondere für Anlagen mit volatileren Einsatzmöglichkeiten, wie erneuerbare Erzeugungsanlagen, Speichertechnologien, Kleinanlagen und Endverbrauchern.
- De-Rating-Faktoren sollen die Wirksamkeit einer Anlage Engpässe zu beheben in der Auswahl berücksichtigen.
- Verträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren werden nicht mehr vorgesehen, da die Feststellung eines kontinuierlichen Netzreservebedarfs für den gesamten Vertragszeitraum mit erhöhter Unsicherheit behaftet ist und somit die Gefahr von Überkontrahierungen bestünde.
- Der Schwellenwert für die Abgabe von Stilllegungsmeldungen wird von 20 MW auf 1 MW reduziert. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die eine Stilllegung für den Angebotszeitraum planen, müssen somit bereits ab einer Engpassleistung von 1 MW eine entsprechende Anzeige beim Regelzonenführer vorweisen.
- Die Kosten der Netzreserve werden den nachgelagerten Netzebenen und Netznutzern zugewiesen, die sich in der technisch wirksamen

Region befinden. Dies soll die Konsistenz mit der Beschaffung der Netzreserve gewährleisten und die Kostenreflektivität des Finanzierungsmechanismus stärken. Die Regulierungsbehörde kann zudem saisonal unterschiedliche Gebühren (Winter bzw. Sommer) festlegen, um die verursachergerechte Kostendeckung zu verbessern.

Die demgemäß angepasste Netzreserve-Ausgestaltung wurde von der Europäischen Kommission als „Austrian Electricity Network Reserve 2026“ (SA.113090) am 6. Oktober 2025 beihilfenrechtlich genehmigt.<sup>38</sup> Die Genehmigung gilt für fünf Jahre, wodurch weitere Netzreserve-Kontrahierungen bis zum Jahr 2030 möglich sind.<sup>39</sup> Durch die Kommission wurde festgehalten, dass die Genehmigung unter Einhaltung folgender Grundsätze erfolgte:

- Die Netzreserve wurde unter Berücksichtigung einer öffentlichen Konsultation entwickelt und verfolgt ein klar identifiziertes und quantifizierbares Ziel der Versorgungssicherheit.
- Die Netzreserve ist notwendig und geeignet, um das angestrebte Ziel zu erreichen.
- Die Netzreserve ist verhältnismäßig, da die Beihilfe über ein gut gestaltetes, offenes und nichtdiskriminierendes wettbewerbsorientiertes Ausschreibungsverfahren oder über einen alternativen regulierten Ansatz gewährt wird. Darüber hinaus werden Verzerrungen der Energiemarkte minimiert, da die geförderte Kapazität außerhalb der Strommärkte gehalten wird.
- Die Netzreserve wird stetig evaluiert und es kommt zu Investitionen in zusätzliche Übertragungsinfrastruktur sowie zur Umsetzung verschiedener Reformen, die darauf abzielen, zukünftige Engpässe im Netz zu begrenzen.

- Die positiven Effekte durch die Netzreserve überwiegen gegenüber möglichen Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels in der europäischen Union (EU).

## 5.2 Nationale Umsetzung

Die notwendige Überführung der neugestalteten österreichischen Netzreserve in nationales Recht ist planmäßig im Rahmen des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) vorgesehen, welches am 11.12.2025 im Nationalrat beschlossen wurde und am 24.12.2025 in Kraft getreten ist.

Laut Gesetzesvorlage bleiben die Anzeigepflichten von Betreibern von Erzeugungsanlagen gemäß §143 Abs. 1 EIWG in unveränderter Ausgestaltung bestehen. Gemäß §143 Abs. 2 bis 6 EIWG kommt es zu einer Neuregelung der prozessualen Bestimmungen für die Systemanalyse zur Ermittlung des Netzreservebedarfs. Die in der Genehmigung durch die Europäische Kommission vorgegebenen Grundsätze zur Beschaffung der Netzreserve finden in §144 in Verbindung mit der gemäß § 146 Abs. 4 EIWG zu erlassenden Verordnung Berücksichtigung. Weiters sind im Kontext der Netzreserve etwaige Stilllegungsverbote gemäß §145 EIWG, sowie Änderungsmöglichkeiten gemäß §146 EIWG vorgesehen. Auf Basis dieser neuen Rechtsgrundlage werden die zukünftigen Netzreserve-Ausschreibungen durchgeführt werden.

<sup>38</sup> Die Unterlagen können unter folgendem Link abgerufen werden:  
[https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/202547/SA\\_113090\\_122.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/202547/SA_113090_122.pdf)

<sup>39</sup> Auf Basis der Ausgestaltung der Produkte kann es zu Auswirkungen bis in das Jahr 2031 kommen.

# CONCLUSIO

*Zusammenfassung  
Empfehlungen*

## 6 CONCLUSIO

Beim vorgelegten Bericht handelt es sich um den nunmehr dritten Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 (Marktbericht). Hierfür wurden die in den vorangegangenen Marktberichten etablierten Definitionen hinsichtlich Marktbegrenzung und wettbewerblichen Analysemethoden auf die beiden letzten Netzreserve-Ausschreibungen 2024 und 2025 angewandt und deren Ergebnisse in den Kontext früherer Ausschreibungen gesetzt.

### 6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der dritte Marktbericht offenbart im Vergleich zur Ausschreibung 2023 gewisse Verbesserungen der Wettbewerbsintensität im Zuge der Durchführung der Netzreserve-Ausschreibungen 2024 und 2025, die vor allem auf angebotsseitige Effekte zurückzuführen sind. Anhand der aktuellen Werte des Herfindahl-Hirschman-Index von 3.809 für das Winterprodukt 2025/26 bzw. 3.030 für das Sommerprodukt 2026 wurde der österreichische Netzreserve-Markt aber weiterhin als stark konzentrierter Markt klassifiziert, welcher bei weitem nicht den Vorstellungen eines effektiven Wettbewerbsmarktes entspricht.

Die Ergebnisse der preislichen Analyse auf Basis der vergleichbaren Referenzwerte belegt ein weiterhin hohes Preisniveau für die Vorhaltung von thermischen Anlagen. Die Ausübung von Marktmacht mit entsprechenden Preisaufschlägen auf die Bereitstellungskosten der Anlagenbetreiber kann somit weiterhin als wahrscheinlich angesehen werden. Zu zusätzlichem preislichem Wettbewerbsdruck durch die Teilnahme der rechtlich explizit als gleichrangig vorgesehenen reduzierbaren Verbrauchsleistung, sowie

Aggregatoren und/oder ausländischer Anbieter ist es bisher nicht gekommen. Die Netzreserve bleibt folglich ein Instrument zur Erzielung von zusätzlichen Kapazitätserlösen für österreichische Wärmekraftwerke. Zur Stärkung des Wettbewerbs ist eine umfangreiche Evaluierung für die Nicht-Realisierung des potenziellen Wettbewerbs aus alternativen Angebotsquellen erforderlich.

Die Nutzungsanalyse stellt zudem eine etwaige Überkontrahierungsthematik im Kontext des Sommerprodukts in den Raum. Es wurde festgestellt, dass die durchgeführten Engpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch) generell klare Anzeichen rückläufiger Trends aufweisen und es im speziellen in den Sommern 2023 und 2024 zu einer maximalen gleichzeitigen Nutzung der Netzreserve-Anlagen von lediglich 36 Prozent des zuvor ermittelten Bedarfs kam. Eine potenzielle Überschätzung des Bedarfs hat erhebliche wettbewerbs- als auch kostenrelevante Ineffizienzen zur Folge. Dies macht es erforderlich, dass derartige Ergebnisse im Rahmen der Systemanalyse näher thematisiert werden müssen.

Da die gesetzliche Grundlage für die Beschaffung der österreichischen Netzreserve im Kontext der beihilfenrechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission nur bis Ende 2025 ausgelegt ist, handelte es sich bei der Netzreserve-Ausschreibung 2025 um die letzte gemäß § 23b EIWOG 2010. Dementsprechend wurde auf die Neugestaltung der Netzreserve verwiesen. Die Neuanmeldung wurde in Abstimmung durch Regulierungsbehörde, Regelzonenträger und zuständigem Ministerium vorbereitet und schließlich im September 2025 eingebracht. Die entsprechend neuen Vorgaben abgeänderte Ausgestaltung wurde von der Europäischen Kommission geprüft und schließlich als „Austrian Electricity Network Reserve 2026“ am 6. Oktober 2025 beihilfenrechtlich genehmigt. Die so neugestaltete österreichische Netzreserve ist integraler Bestandteil des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG), welches am 11.12.2025 im Nationalrat beschlossen wurde und am 24.12.2025 in Kraft getreten ist. Auf Basis dessen werden die folgenden Netzreserve-Ausschreibungen bis ins Jahr 2030 durchgeführt.

## 6.2 Empfehlungen der E-Control

Aus Sicht der E-Control lassen sich auf Basis der Erfahrungen des bisherigen Engpassmanagements (EPM) und der durchgeführten Analysen folgende Empfehlungen an den Regelzonenführer ableiten:

- I. Alle denkbaren marktlichen, netztopologischen und betrieblichen Optionen zur Verringerung der notwendigen EPM-Maßnahmen (Redispatch) sind durch den Regelzonenführer zu prüfen, zur Umsetzung zu bringen, in der Bedarfsableitung zu berücksichtigen und entsprechend offenzulegen. Dazu hat der Regelzonenführer gemäß Art 13 Abs 4 der Verordnung (EU) 2019/943 einen jährlichen Bericht mit folgenden Inhalten vorzulegen:
  - a. den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasierten Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen;
  - b. die Gründe, das Volumen und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen;
  - c. die Maßnahmen, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.Die aus diesem Bericht resultierenden Ergebnisse sind umfassend allen Prozessen des Regelzonenführers zugrunde zu legen.<sup>40</sup>
- II. Die angewandten Ausschreibungsvorverfahren und -prozesse sollen durch den Regelzonenführer auf Eintrittshürden für Endverbraucher bzw. aggregierte Anlagenpools, sowie Anlagen aus dem Ausland geprüft werden. Die daraus resultierenden Ergebnisse sollen

rechtzeitig zur Vorbereitung der nächsten Ausschreibung vorgelegt werden und in Maßnahmenempfehlungen zusammengefasst werden.

- III. Aufgrund der als positiv beurteilten Effekte der Senkung der Signifikanz wird empfohlen die bestehende Höhe von 20 Prozent beizubehalten.
- IV. Die Methodik der Systemanalyse soll auf potenzielle Quellen für Überschätzungen geprüft und entsprechend angepasst werden. Diese Prüfung soll zumindest folgende Inhalte umfassen:
  - a. Evaluierung sämtlicher Aufschlagfaktoren und deren deterministischen Anwendung im Rahmen der Ableitung des Netzreservebedarfs und entsprechende Anpassung der Methodik hin zu einer stochastischen Berücksichtigung;
  - b. Spezielle Berücksichtigung der vorgelegten Erkenntnisse über rückläufige Trends von EPM-Maßnahmen und geringer Maximalnutzung von Netzreserve-Anlagen und darauf basierende Neubewertung des Untersuchungsrahmens;
  - c. Kontinuierliche Überprüfung, ob bzw. wie alle in Betracht kommenden wirksamen EPM-Maßnahmen (Alternativen zum Einsatz von Netzreserve-Anlagen) für die Ableitung des Netzreservebedarfs einbezogen werden.
- V. Basierend auf der hohen Abrufhäufigkeit von Netzreserveanlagen für ausländische Engpässe soll durch den Regelzonenführer eine Systematik zur Weiterreichung von Vorhaltekosten an die Verursacher geprüft bzw. ausgearbeitet werden. Die entsprechenden Ergebnisse sollen rechtzeitig zur Vorbereitung der nächsten Ausschreibung vorgelegt werden.

---

<sup>40</sup> Neben der Durchführung der Systemanalyse im Kontext der Netzreserve vor allem auch bei der Durchführung von Netzentwicklungsplan und Überprüfungen der Gebotszonenkonfiguration