

# UNTERSUCHUNG ZU DEN MARKTVERHÄLTNISSEN IM STROMMARKT



Bericht über die Situation am österreichischen  
Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer  
Netzreserveleistung  
gem § 23b Abs. 10 EIWOG 2010



**© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft  
(E-Control)**

Energie-Control Austria  
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien  
Tel.: +43 1 24 7 24-0  
Fax: +43 1 24 7 24-900  
E-Mail: [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at)  
[www.e-control.at](http://www.e-control.at)  
Twitter: [www.twitter.com/energiecontrol](https://www.twitter.com/energiecontrol)  
Facebook: [www.facebook.com/energie.control](https://www.facebook.com/energie.control)

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Trotz sorgfältiger Prüfung sind Satzfehler und Irrtümer vorbehalten.



# INHALT

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. Zusammenfassung</b>                                     | <b>4</b>  |
| <b>2. Rechtliche Grundlage und Regelungsrahmen</b>            | <b>5</b>  |
| 2.1. Netzreserve  |           |
| 2.2. Gesetzliche Grundlage und Kriterien der Beschaffung      |           |
| 2.3. Marktbericht der Regulierungsbehörde                     |           |
| 2.4. Datengrundlage und Quellen                               |           |
| 2.5. Zielsetzung  |           |
| <b>3. Relevanter Markt</b>                                    | <b>12</b> |
| 3.1. Sachlicher Markt   |           |
| 3.2. Räumlicher Markt   |           |
| <b>4. Wettbewerbliche Analyse</b>                             | <b>17</b> |
| 4.1. Stilllegungsmeldungen, Interessensbekundung und Angebote |           |
| 4.2. Produktangebot und Preisvergleich                        |           |
| 4.3. Marktstruktur und -konzentration                         |           |
| 4.4. Potentieller Wettbewerb (Alternative Quellen)            |           |
| <b>5. Sensitivitätsanalyse</b>                                | <b>30</b> |
| <b>6. Conclusio und Empfehlungen</b>                          | <b>34</b> |



# 1. Zusammenfassung

Beginnend mit 2021 hat die E-Control gem § 23b Abs. 10 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (**EIWOG 2010**) im Abstand von 2 Jahren einen Bericht über die Situation am Markt für die Netzreserve in Österreich zu verfassen. Die Ergebnisse dieses Marktberichts sind in der nächsten Vergaberunde vom Regelzonenführer zu berücksichtigen, sowohl bei der Ausgestaltung der technischen Eignungskriterien und der Ausschreibung sowie der Vertragsgestaltung mit den erfolgreichen Bietern.

Die Netzreserve hat den Zweck Kapazitäten für das Engpassmanagement bereitzustellen und Kraftwerke, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich sind, verfügbar zu halten. Dazu sind jährlich gewisse Mengen an Kapazität durch den Regelzonenführer zu beschaffen. Dieser Prozess wird im Wege einer öffentlichen Ausschreibung umgesetzt, die nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Kriterien durchzuführen ist.

Um wettbewerbliche Analysen durchführen zu können, muss in einem ersten Schritt der relevante Markt definiert werden (Kapitel 3.). Die Netzreserve umfasst grundsätzlich all jene Anbieter, die im Stande sind, die technischen Kriterien (siehe 2.2.) zu erfüllen. Räumlich wird das Gebiet, in dem eine Wirksamkeit gegeben ist, vom Regelzonenführer abgegrenzt.

Zentrales Element des Netzreserveberichts ist die Analyse der Wettbewerbsintensität (Kapitel 4.). Hier zeigt sich anhand wettbewerbsökonomischer Kennzahlen das Bild eines immer noch sehr konzentrierten Marktes, wobei auch bestimmte Anbieter eine dominante Marktstellung einnehmen. Auch der potentiell zusätzliche Wettbewerb – etwa ausländische Anlagen bzw. Verbrauchsanlagen - für die nächsten Ausschreibungen erscheint eingeschränkt.

Auf Basis einer Sensitivitätsanalyse (Kapitel 5.) kommt die E-Control schließlich zu dem Schluss, dass die sog. Signifikanzschwelle, eine Art dynamische Preisobergrenze für Gebote, gesenkt werden sollte, um die fehlende Preisdisziplinierung des Wettbewerbsgeschehen teilweise zu substituieren. Zusätzlich wären auch Verbesserungen für Verbrauchsanlagen anzudenken.



## 2. Rechtliche Grundlage und Regulierungsrahmen

### 2.1. Netzreserve

Die im Rahmen des vorliegenden Berichts zu prüfende Netzreserve dient exklusiv dazu, vorhandene Kapazitäten für Engpassmanagement-Maßnahmen (auch engl. „Redispatch“) in Österreich abzusichern. Unter Redispatch versteht sich wiederum die Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von Kraftwerken sowie die Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB).

Grundsätzlich erfolgt der Stromgroßhandel in den Gebotszonen im europäischen Strommarkt unter der Annahme, dass keine bedeutenden Netzrestriktionen innerhalb der Zonen bestehen. Gleichzeitig erzeugen in Österreich etwa zahlreiche hydraulische Anlagen vorwiegend im Westen Österreichs Strom, während sich große Stromverbrauchscentren im Osten befinden. Gemeinsam mit einem ausgeprägten marktgetriebenen Austausch im europäischen Markt und insbesondere mit Deutschland kann dies zu gewissen Netzengpässen führen. Um das Marktergebnis darstellen und gleichzeitig die Sicherheit des Netztes garantieren zu können werden regelmäßig derartige Engpassmanagement-Maßnahmen durchgeführt.

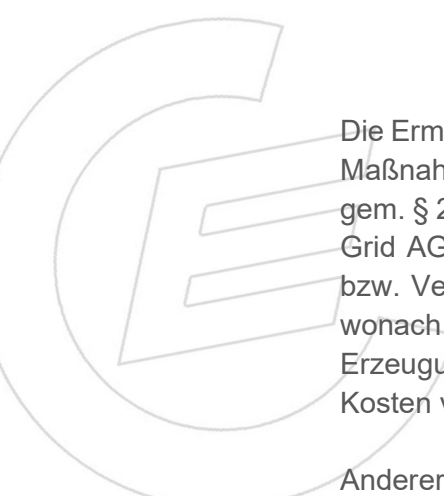
Insbesondere soll durch die Netzreserve auch verhindert werden, dass Kraftwerke, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich sind, aus wirtschaftlichen Gründen permanent stillgelegt werden. Um ausreichend Kapazität sicherzustellen war es auch schon bisher Aufgabe des ÜNBs vertragliche Vereinbarung zur Sicherstellung dieser Maßnahmen zu treffen.

### 2.2. Gesetzliche Grundlage und Kriterien der Beschaffung

Im Jahr 2020 wurde die „Netzreserve neu“ in ihrer heutigen Form gesetzlich verankert. Definiert wird die „Netzreserve“ de jure als die gesicherte Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Netzengpässen.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Siehe § 7 Abs 52a EIWOG 2010.



Die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung derselben obliegt gem. § 23 Abs 2 Z 5 EIWOG 2010 dem Regelzonenführer, 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 gesicherten Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung oder des Verbrauchs) gegen Ersatz ihrer wirtschaftlichen Nachteile und Kosten verpflichten.

Andererseits ist, soweit darüber hinaus auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder zu reduzierender Verbrauchsleistung besteht, dieser Bedarf durch den Regelzonenführer nach den Vorgaben des § 23b EIWOG 2010 zu beschaffen und sicherzustellen.

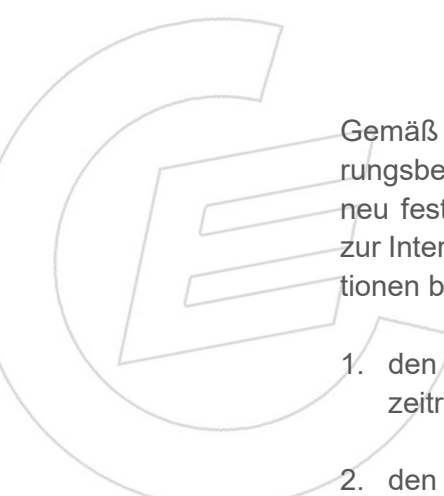
In den §§ 23a ff EIWOG 2010 wird die Beschaffung der Netzreserve auf Grundlage einer öffentlichen wettbewerblichen Ausschreibung festgeschrieben. Die Einrichtung der Netzreserve in dieser Form wurde bereits von der Europäischen Kommission (**Kommission**) nach den Vorschriften des EU-Beihilferechts geprüft und genehmigt. Die bis Ende 2025 geltende Maßnahme werde gemäß den Ausführungen der Kommission durch die gewählte Ausgestaltung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und einer ausreichenden Stromversorgung in Österreich beitragen, ohne den Wettbewerb im Binnenmarkt übermäßig zu verfälschen.<sup>2</sup>

Ergibt die Systemanalyse der APG einen Bedarf nach einer Kontrahierung ist dieser gem. § 23b EIWOG 2010 mittels eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens zu beschaffen. Im wettbewerbsbasierten Ausschreibungsverfahren sind gem. § 23b EIWOG 2010 Anbieter (in- und ausländische Erzeuger, Verbrauchsanlagen oder zusammenlegte Pools) mit einer Mindestengpassleistung von 1 MW teilnahmeberechtigt. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit mehr als 20 MW haben weiters eine verpflichtende Stillelegungsanzeige gem. § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 für den Angebotszeitraum vorzuweisen.

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 6 Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern zu können.

---

<sup>2</sup> Kommission, Pressemitteilung IP/21/3285, 2021.



Gemäß Abs. 2 leg cit hat der Regelzonenführer in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde die technische Eignungskriterien für die Netzreserve jedes Jahres neu festzulegen und daraufhin zur Interessensbekundung aufzurufen. Im Aufruf zur Interessensbekundung hat der Regelzonenführer zumindest folgende Informationen bekanntzugeben:

1. den maximalen Netzreservebedarf in MW für das erste Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz;
2. den Zeitraum, in dem ein Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde;
3. 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.

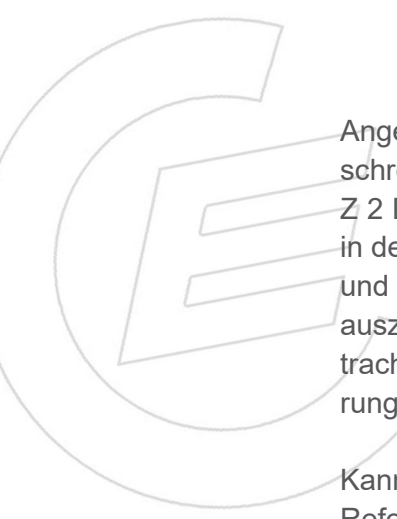
Als Produkte gemäß Z 3 kommen Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren, mit einer Laufzeit von einem Jahr sowie saisonale Netzreserveverträge in Betracht.<sup>3</sup>

Folgend den eingelangten Interessensbekundungen hat der Regelzonenführer daraufhin 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 sog. Referenzwertes zu prüfen. Dieser errechnet sich als mengengewichteter Durchschnitt aller Angebote, wobei die teuersten 10% der angebotenen Leistung nicht miteingerechnet werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden die Angebote dafür auf den Preis pro MW und pro Monat umgewandelt.

---

<sup>3</sup> Gem § 7 Abs. 61a EIWOG 2010 ist ein „saisonaler Netzreservevertrag“ ein Vertrag, der für den Zeitraum einer Winter- oder Sommersaison abgeschlossen wird. Als Sommersaison gilt dabei der Zeitraum von jeweils 1. Mai bis jeweils 30. September eines Kalenderjahres. Die Wintersaison hingegen umfasst den Zeitraum von jeweils 1. Oktober eines Kalenderjahres bis jeweils 30. April des darauffolgenden Kalenderjahres. In beiden Fällen besteht für Beginn und Ende des Vertrags eine Toleranzbandbreite von jeweils einem Kalendermonat nach oben sowie nach unten.



Angebote, die diesen Referenzwert „signifikant“ überschreiten – für die erste Ausschreibung wurde die Signifikanzschwelle durch den Gesetzgeber in § 111 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010 mit 100% festgelegt – scheiden aus dem Prozess aus und sind in der weiteren Beurteilung nicht zu berücksichtigen. Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenführer jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den Netzreservebedarf im ersten Jahr des Betrachtungszeitraums zu den geringsten Kosten zu decken, und diese der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.<sup>4</sup>

Kann der Netzreservebedarf für das jeweilige Jahr mit den Angeboten, die den Referenzwert nicht signifikant überschreiten, nicht vollständig gedeckt werden, hätte der Regelzonenführer alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten mit niedrigeren Preisgeboten innerhalb von 10 Tagen aufzufordern. Könnte auch danach der benötigte Netzreservebedarf nicht gedeckt werden, läge es an der Regulierungsbehörde, die Anbieter nach ihren individuellen Kosten zu reihen. Der Regelzonenführer hätte sodann den ausstehenden Bedarf durch Abschluss von Netzreserveverträgen zu den geringsten Kosten zu decken. Eine solche Situation trat dieses Jahr nicht ein.

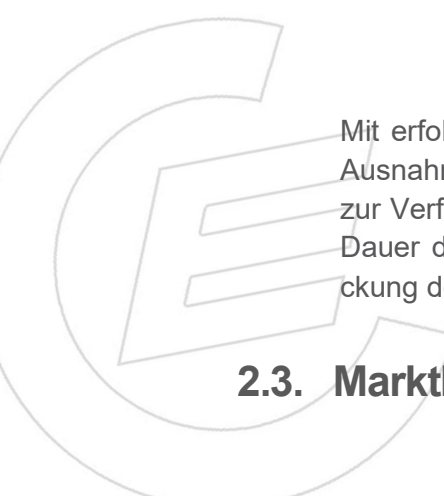
Nach erfolgter Genehmigung der Auswahl durch die Regulierungsbehörde hat der Regelzonenführer mit den ausgewählten Anbietern Netzreserveverträge nach Maßgabe folgender Kriterien des EIWOG 2010 abzuschließen:

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

---

<sup>4</sup> Die Genehmigung erfolgte mit Bescheid des Vorstands der E-Control vom 13.08.2021, siehe <https://www.e-control.at/recht/entscheidungen/vorstand-strom>.





Mit erfolgter 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 (naturgemäß mit Ausnahme der Deckung des Verbrauchs bei Betreibern einer Verbrauchsanlage).

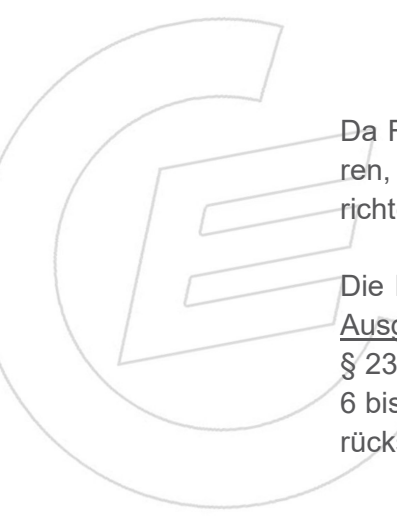
### 2.3. Marktbericht der Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde hat nun gem. § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung zu erstellen und zu veröffentlichen. Dieser Bericht ist jedenfalls vom Regelzonenführer bei der Beurteilung der Signifikanz einer Überschreitung des oben beschriebenen Referenzwertes zu berücksichtigen.

Der Marktbericht soll die Wettbewerbsintensität am relevanten Teil des Strommarktes analysieren, insbesondere 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 Verhältnis zur Nachfrage. Weiters soll die Signifikanzschwelle gem. § 23b Abs. 5 kritisch beurteilt und betreffend die Höhe dieses Grenzwertes eine Empfehlung ausgesprochen werden.

Überdies sollen etwaige Berichte der Netzbetreiber gemäß Art 13 Abs 4 der Verordnung (EU) 2019/943 berücksichtigt werden. Nach Art 13 Abs 4 leg cit legen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über

- a) den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasieren Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen,
- b) die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen,
- c) die Maßnahmen — einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität —, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.



Da Redispatch-Mechanismen in Österreich noch nicht marktbasierend gestaltet waren, werden für diesen ersten Bericht die regelmäßigen Engpassmanagementberichte der APG an die E-Control berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Marktberichts der Regulierungsbehörde sind 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 Bietern vom Regelzonenführer zu berücksichtigen.

## 2.4. Datengrundlagen und Quellen

Die Analysen im vorliegenden Bericht erfolgen anhand der Unterlagen und Gebots- sowie Zuschlagsdaten, die der E-Control im Rahmen des Beschaffungs- und Genehmigungsprozesses der Netzreserve im Jahr 2020/21 übermittelt wurden.

Zusätzlich wurden insbesondere, jedoch nicht abschließend, berücksichtigt:

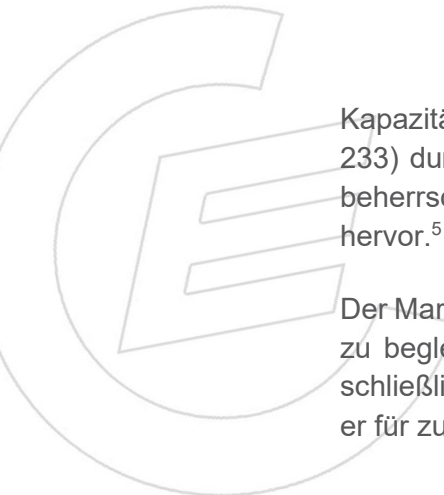
- Daten über bisher kontrahierte Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung (EPV).
- Die EPM Berichte der APG.
- Erste Stilllegungsmeldungen für die Jahre 2022/23.

Wettbewerbslich sensitive Daten wurden teils aggregiert und teils geschwärzt, um zukünftige Ausschreibungen nicht zu beeinflussen.

## 2.5. Zielsetzung

Die Kontrahierung von Anlagen unter der Netzreserve soll den gesicherten Weiterbetrieb von Kraftwerken ermöglichen, die für das Engpassmanagement und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als zwingend erforderlich gesehen werden.

Um dieses Ziel gesamtwirtschaftlich kosteneffizient umzusetzen und gleichzeitig Verzerrungen am Großhandelsmarkt für Strom möglichst gering zu halten bzw. gänzlich zu vermeiden, wird der Regelzonenführer verpflichtet, den Bedarf an vorzuhaltender Leistung mittels des beschriebenen wettbewerbslichen Verfahrens zu kontrahieren. Dieses entspricht insbesondere auch den Vorgaben aus dem geltenden EU-Beihilferecht. So heben auch die Leitlinien der Kommission für Energiebeihilfen die Notwendigkeit eines wettbewerbsbestimmten Preises für die



Kapazität und die Vermeidung marktbeeinträchtigender Auswirkungen (Rz 232, 233) durch eine solche Beihilfemaßnahme, z. B. durch Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung oder Beeinträchtigung von Investitionsentscheidungen, hervor.<sup>5</sup>

Der Marktbericht der Regulierungsbehörde hat das Ziel, den Beschaffungsprozess zu begleiten, etwaige strukturelle oder individuelle Risiken zu identifizieren und schließlich auch marktmissbräuchliches Verhalten zu verhindern. Gleichzeitig legt er für zukünftige Vergabeverfahren Empfehlungen der Regulierungsbehörde dar.

---

<sup>5</sup> Die Kommission prüfte die österreichische Netzreserve noch gemäß den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01).

### 3. Relevanter Markt

Um die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung hinreichend beurteilen zu können, ist es zuerst notwendig den relevanten Markt für die folgende Analyse zu skizzieren.

Da die Anlagen kontrahierter Betreiber nicht für den Großhandelsmarkt betrieben werden (dürfen) und die Netzreserve gerade keine verzerrende Wirkung auf den Großhandel haben soll, muss diese naturgemäß einen vom Großhandelsmarkt separierten sachlich relevanten Markt darstellen.

#### 3.1. Sachlicher Markt

Erzeugungskapazitäten, die unter der Netzreserve kontrahiert werden, sind ex lege in dieser Zeit vom Stromgroßhandelsmarkt ausgeschlossen. Sie stehen exklusiv der Netzreserve zur Verfügung und befinden sich demnach nicht im direkten Wettbewerb mit anderen vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten.<sup>6</sup>

Somit muss ein eigener relevanter Markt für die Erbringung der Netzreserve abgegrenzt werden. Nach dem üblichen kartellrechtlichen Marktabgrenzungskonzept – das zur Beurteilung der wettbewerblichen Situation herangezogen werden soll – ist die (funktionelle) Austauschbarkeit der Waren bzw. Leistungen aus Sicht der jeweiligen Marktgegenseite wesentlich (das sog Bedarfsmarktkonzept).<sup>7</sup> 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.


Für die Marktabgrenzung bei öffentlichen Ausschreibungen und Beschaffungsprozessen - wie hier der Netzreserve<sup>8</sup> - gilt vom Grundsatz her nichts anderes. Relevante Wettbewerbsbeziehungen bestehen jedenfalls zwischen all jenen Unternehmen, die - aus Sicht des Ausschreibenden - den gleichen Leistungskatalog oder die gleiche Produktpalette anbieten. Wesentlich ist hier jedoch nicht die Substituierbarkeit von einzelnen Gütern (diese wurde nämlich bereits durch die

---

<sup>6</sup> Siehe auch Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020).

<sup>7</sup> RIS-Justiz RS0124671, RS0116046.

<sup>8</sup> Gemäß Erläuterungen handelt es sich bei der Bereithaltung von Kraftwerkskapazitäten bzw. flexiblen Verbrauchskapazitäten um „Dienstleistungsaufträge über nichtwirtschaftliche Dienstleistungen von allgemeinem Interesse“ iSd § 178 Abs. 1 Z 18 BVerfG 2018. Bei der Ausschreibung der Netzreserve handelt es sich somit um keine Ausschreibung nach dem BVerfG.



grundsätzlichen Ausschreibungskriterien sichergestellt), sondern die Substituierbarkeit von Anbietern.<sup>9</sup>

Dem relevanten Markt im Rahmen der Ausschreibung sind somit jene Anbieter zuzuordnen, die die geforderte Leistung anbieten könnten. Natürlich können nur derartige Unternehmen in diesen Markt einbezogen werden, die auch die technischen Kriterien erfüllen, so dürfen etwa Erzeugungsanlagen nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550g CO<sub>2</sub> je kWh Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen.

Ob sie sich tatsächlich am Ausschreibungsverfahren beteiligen oder nicht, wäre jedoch grundsätzlich unerheblich.<sup>10</sup> Es würde sich somit die Frage stellen welche Unternehmen die Nachfrage nach Kapazitätsbereithaltung erfüllen bzw. erfüllen können (siehe Kriterien unter 2.2.).

## a. Produkte

Im Rahmen der Beschaffung der Netzreserve werden einzelne „Produktkategorien“ ausgeschrieben. Diese betreffen verschiedene Zeiträume, für die Kraftwerke unter Umständen stillgelegt werden.

Für den Beschaffungszeitraum 01.10.2021 - 30.09.2022 wurden folgende Produkte als grundsätzlich möglich definiert:

### o **Zweijahresprodukt**

- Der Produktzeitraum zweijähriger Netzreserveprodukte erstreckt sich über den Zeitraum von zwei Jahren ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird. Zweijährige Produkte können nur ausgewählt werden, solange der Netzreservebedarf, welcher für das zweite Betrachtungsjahr ermittelt wurde, nicht überschritten wird.

### o **Einjahresprodukt**

- Der Produktzeitraum einjähriger Netzreserveprodukte erstreckt sich über den Zeitraum von einem Jahr ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird.

---

<sup>9</sup> Vgl OGH, 2.12.2013 - 16 Ok 6/12.

<sup>10</sup> Opitz, Marktabgrenzung und Vergabeverfahren, WuW 1/2003, 37, 43 f.



- **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.

Diese zeitlich differenzierten Produkte müssen gegebenenfalls genauso wettbewerbslich differenziert betrachtet werden. Einerseits existieren Wechselwirkungen (Ein- und Zweijahresprodukte überlappen und konkurrieren etwa direkt mit Sommer-/Winterprodukten) andererseits kann teils auch eine isolierte Betrachtung gefordert sein (der Netzreservebedarf ist etwa im Sommer 2022 um ein Vielfaches höher als im Winter, weshalb auch eine andere Wettbewerbssituation für dieses Produkt vorherrscht). Gleichzeitig ist die Substituierbarkeit aus Sicht der Anbieter oft nur eingeschränkt möglich. Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (**KWK**), also Anlagen zur gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme, werden naturgemäß im Winter zur Wärmeerzeugung benötigt, weshalb diese grundsätzlich nur in der Sommersaison für die Netzreserve bereitstehen werden.

## 3.2. Räumlicher Markt

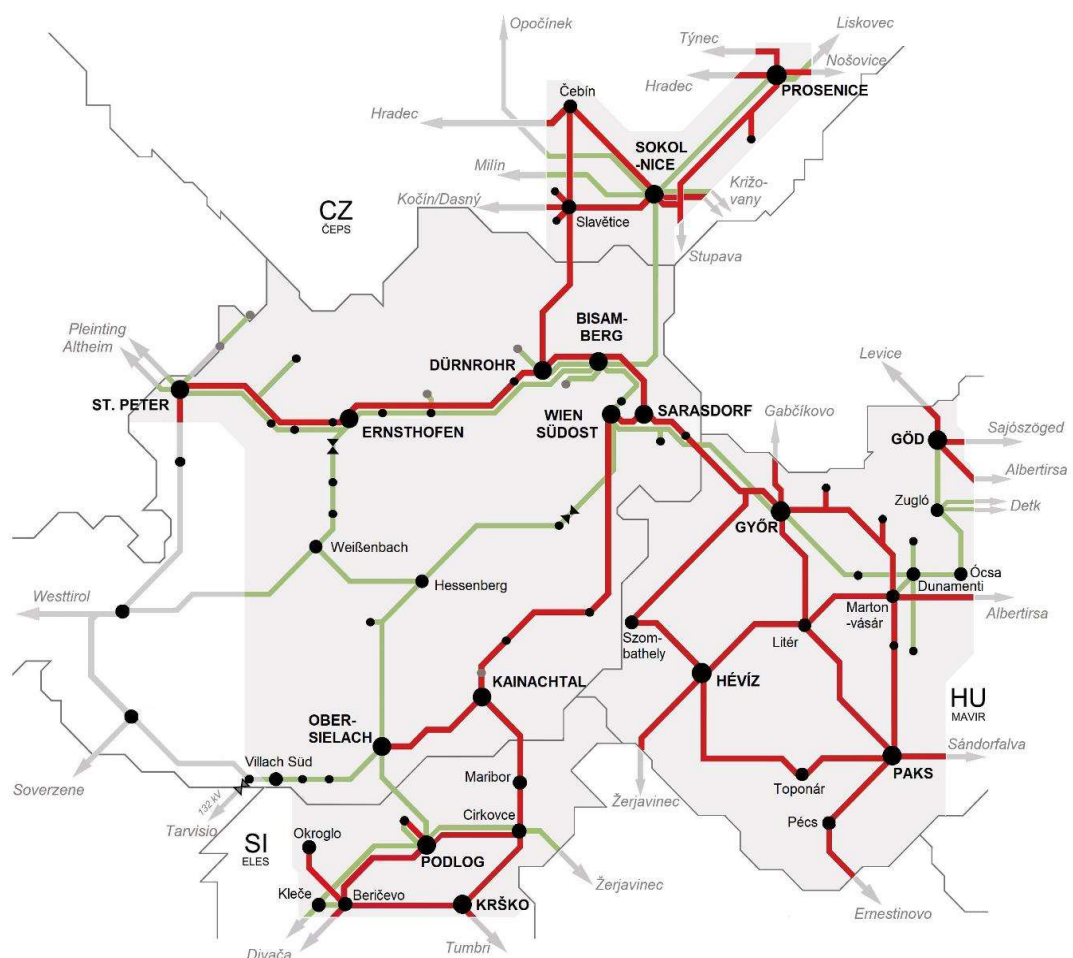
Der räumliche Markt muss sich ebenso anhand der tatsächlichen Teilnahmemöglichkeit an der Ausschreibung abgrenzen. Vorgegeben wird dies durch die Systemanalyse des Regelzonenführers anhand der vorherrschenden technischen Gegebenheiten. Im Gegensatz etwa zum Stromgroßhandel ist für die Netzreserve somit nicht die Regelzone als maßgeblicher räumlicher Bereich heranzuziehen.

Entscheidend ist dafür die Lage der beobachteten bzw. antizipierten Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz, die vor allem in West-Ost bzw. Nord-Süd Richtung auftreten und behoben werden müssen. Dazu sind Leistungserhöhungen von Erzeugern bzw. Reduktion des Bezugs flexibler Verbraucher im geographischen Bereich Ost-Österreich bzw. in den direkt angrenzenden Regionen im östlichen Ausland notwendig.

Für die Teilnahme an der Ausschreibung wurde zuerst festgelegt, dass die Einspeisung bzw. Entnahme der Energie einer potentiellen Anlage überwiegend (zu

mehr als zwei Drittel) in das bzw. aus dem Übertragungsnetz der APG oder in ein Übertragungsnetz, das mit der APG-Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist, zu erfolgen hat.

Die Einspeisung bzw. Entnahme von Energie jeder Netzreserve(teil)anlage in das bzw. aus dem 380/220-kV-Übertragungsnetz der APG bzw. in das 380/220-kV-Übertragungsnetz, das mit der APG-Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist, hat weiters überwiegend (zu mehr als zwei Drittel) in dem in nachstehender Grafik hervorgehobenen Netzbereich zu erfolgen. Der daraus resultierende räumliche Markt ist in **Abbildung 1** dargestellt.



**Abbildung 1: Geographische Eingrenzung des Netzreservebedarfs durch den Regelzonenführer (Quelle: APG, Ausschreibungsunterlagen für die Netzreserve, 2021).**



### a. Standortabhängige netztechnische Wirksamkeit

Anzumerken ist, dass je nach geographischer Lage für gewisse ausländische Anlagen die sog. standortabhängige netztechnische Wirksamkeit miteinzubeziehen ist. Der wirksame Leistungsbeitrag zur Bedarfsdeckung wird mittels der angegebenen Netzreserveleistung  $P$  sowie dem standortabhängigen Faktor  $k$  ermittelt:

$$P_{\text{Wirksam}} = P * k$$

Der Faktor  $k$  beträgt für die Regelzone APG und direkt angrenzende Netzknoten jedenfalls 1 (= 100%), während bei weiterer Entfernung eine abnehmende Wirksamkeit der Einspeisung angenommen wird.

Dies stellt einen wettbewerbsreduzierenden Faktor für ausländische Anlagen dar. Die konkrete Wirksamkeit für bestimmte Anlagen würde jedoch den Teilnehmern vor der Angebotslegung bekanntgegeben.



## 4. Wettbewerbliche Analyse

Der Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung lässt sich wie in Kapitel 3 beschrieben nach sachlichen, räumlichen und zeitlichen Kriterien klar abgrenzen. Darauf aufbauend sollen in diesem Kapitel Analysen hinsichtlich der Wettbewerbsstruktur und -intensität durchgeführt werden.

Es ist voranzustellen, dass bei der Beschaffung der Netzreserve das pay-as-bid-Verfahren angewandt wird. Ein Anbieter, der den Zuschlag erhält, bekommt genau den Preis, den er geboten hat.<sup>11</sup> Ein höheres Gebot kann somit den Profit des Anbieters erhöhen, jedoch gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags reduzieren. Pay-as-bid-Verfahren können in gewissen Situationen zu Ineffizienzen führen, vor allem wenn große Unsicherheit bzw. Informationsasymmetrie über die Kosten der Wettbewerber und den Markträumungspreis besteht. Es kann dazu kommen, dass Anbieter von der Teilnahme am Beschaffungsverfahren absehen, selbst wenn sie günstiger produzieren (bzw. den Verbrauch reduzieren) könnten als ihre Wettbewerber. Dies bevorteilt auch große Anbieter mit einem besseren Marktüberblick. Dies macht eine genaue Wettbewerbsaufsicht umso essentieller, um einen effizienten Markt garantieren zu können.

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.

### 4.1. Stilllegungsmeldungen, Interessensbekundung und Angebote

Der Prozess zur Beschaffung der Netzreserve beginnt mit den jährlichen Stilllegungsmeldungen der Kraftwerksbetreiber. Dementsprechend muss dort auch die wettbewerbliche Analyse ihren Anfang nehmen.

Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW waren bis zum 31.01.2021 verpflichtet temporäre, saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen.

Im Interessensbekundungsverfahren für die Netzreserve 2021/22 wurde insgesamt 16 Anlagen von verschiedenen Unternehmen angemeldet (siehe **Tabelle 1**).

---

<sup>11</sup> Im Gegensatz dazu würden z.B. nach dem Einheitspreisverfahren (Marginal Pricing) alle Akteure mit dem höchsten noch angenommenen Preis vergütet werden.

Bei 13 handelte es sich um Erzeugungsanlagen in Österreich, 3 waren Anlagenpools.

| Anzahl der Anlagen | Leistung gesamt (MW) | Art der Stilllegung |
|--------------------|----------------------|---------------------|
| [vertraulich]      | 125                  | Endgültig           |
| [vertraulich]      | 1612,2               | Temporär            |
| [vertraulich]      | 2389,36              | Saisonal            |

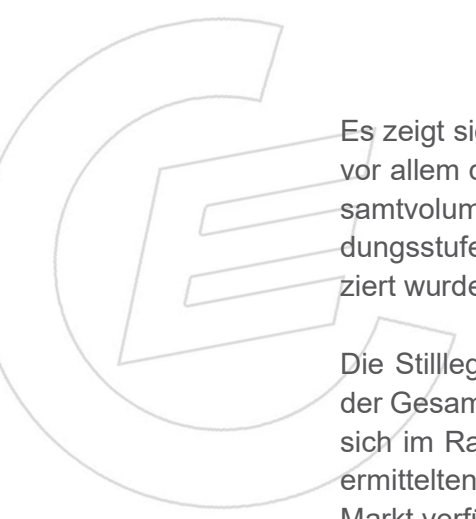
**Tabelle 1: Verteilung der Stilllegungsanzeigen.**

Aus diesem Gesamtangebot wurden wiederum 3 Anlagen ausgeschieden, da sie nicht den Kriterien entsprachen. Eine befand sich außerhalb des zulässigen Netzbereichs (siehe 3.2.), während zwei Anlagenpools Kraftwerke inkludierten, für welche keine Stilllegungsanzeige eingebracht wurde. Es handelte sich dabei um kleinere Anlagen: die Gesamthöhe der angebotenen Leistung dieser ausgeschiedenen Pools befand sich jeweils zwischen 20 und 150 MW.

Die Angebote, die alle Teilnahmevoraussetzungen und technischen Eignungskriterien erfüllten, verteilen sich wie in **Abbildung 2** gezeigt auf einzelne Anbieter (nach Netzreserveleistung in MW).

**[Die hier angeführte Darstellung der individuellen Marktanteile wird als vertraulich eingestuft]**

**Abbildung 2: Anteil der Anbieter am Gesamtvolumen der als für die Netzreserveleistung geeignet eingestuft Anlagen (basierend auf der Leistung in MW bei Umgebungstemperatur  $\leq 20^{\circ}\text{C}$ ).**



Es zeigt sich, dass die gültigen Interessenbekundungen der Kapazitätshöhe nach vor allem durch zwei Anbieter geprägt wurden (mit jeweils mehr als 20% des Gesamtvolumens). Es ist jedoch hier anzumerken, dass in der Interessensbekundungsstufe noch nicht nach einzelnen zeitlich abgegrenzten Produkten differenziert wurde.

Die Stilllegungsmeldungen von Kraftwerken gehen maßgeblich in die Ermittlung der Gesamtmenge an nötiger Rückhaltung ein. Die notwendige Netzreserve ergibt sich im Rahmen der Systemanalyse der APG<sup>12</sup> aus der Differenz zwischen dem ermittelten Mindestbedarf und der abzüglich der Stilllegungsanzeigen noch im Markt verfügbaren flexiblen Leistung.

#### **a. Kapazitätzurückhaltung durch Stilllegung kann Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung darstellen**

Eine Stilllegungsanzeige erhöht somit direkt die Höhe des Bedarfs an zu kontrahierender Leistung. Die Stromerzeugung in Österreich weist ebenfalls eine relativ hohe Marktkonzentration auf, zumal man auf die konventionellen Kraftwerke abstellt, die vorrangig für die Netzreserve in Frage kommen können. Folglich muss bereits eine etwaige Begründung für eine Stilllegungsmeldung an sich durch die Behörde aus wettbewerblichen Gesichtspunkten betrachtet werden.

Ein marktbeherrschendes Unternehmen könnte etwa die Strategie verfolgen gezielt ein Kraftwerk stillzulegen, im Wissen, dass die Netzreserve am Ende ohne dieses Kraftwerk nicht ausreichend gefüllt werden kann.

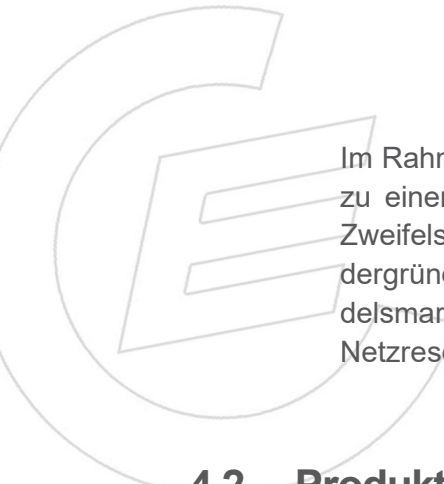
Einerseits könnte dieses Kraftwerk sodann durch den Netzreservekontrakt profitabel gehalten werden. Andererseits entzieht man dem lokalen Stromgroßhandelsmarkt Kapazität, wodurch die Großhandelspreise (künstlich) erhöht werden könnten und die restlichen Kraftwerke desselben Anbieters dementsprechend höhere Gewinne erzielen.

In einem derartigen Fall könnte bereits die Stilllegungsmeldung selbst als missbräuchlich charakterisiert bzw. eine solche Gesamtstrategie als missbräuchliche Kapazitätzurückhaltung gesehen werden (welche sogar durch die Netzreserve remuneriert würde).<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> Siehe APG, Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4.2021 - Q3.2023, 2021.

<sup>13</sup> Europäische Kommission und Bundeskartellamt gehen etwa von einer Kapazitätzurückhaltung im Sinne von Art. 102 AEUV bzw. § 19 GWB und ggf. § 29 GWB aus, wenn ein Unternehmen tatsächlich verfügbare Stromerzeugungskapazitäten, die zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden könnten, nicht am Markt anbietet („physische Kapazitätzurückhaltung“) oder



Im Rahmen des Wettbewerbsrechts würde dies nach Ansicht der E-Control somit zu einer Pflicht - zumindest für marktbeherrschende Unternehmen - führen im Zweifelsfall die Stilllegung ihrer Kraftwerke umfassend begründen zu können. Vor-dergründig dafür relevant ist die Frage, ob das jeweilige Kraftwerk am Großhandelsmarkt wirtschaftlich profitabel betrieben werden kann. Nicht jedoch, ob in der Netzreserve u.U. höhere Gewinne erzielt werden könnten.

## 4.2. Produktangebot und Preisvergleich

Die Produkte für die Netzreserve, also im Wesentlichen die Zeiträume, für die ein Gebot abgegeben werden kann, sind wie beschrieben gesetzlich determiniert. Netzreservevorhaltung kann pro Anlage (oder für mehrere Anlagen als Summen-/Kombinationsangebot) für ein Jahr, für zwei Jahre oder saisonal (Sommer/Winter) zu jeweils eigenen Preisen angeboten werden (abhängig auch von den korrespondierenden Stilllegungsanzeigen). Betreiber, die ein zweijähriges Angebot einreichen sind dabei aber verpflichtet auch ein einjähriges Angebot zu machen.

Die APG schrieb für den Winter 2021/22 615 MW und für den Sommer 2022 insgesamt 2970 MW aus. In der Angebotsrunde 2021 wurden auch für alle Kategorien (außer den Winterprodukten) unterschiedliche Gebote gestellt. Für Winter 2021/22 wurden Gebote für Anlagen mit Kapazität [vertraulich] MW gestellt, für Sommer 2022 in Summe [vertraulich] MW. [vertraulich]

|   | Anbieter      | Anlage(n)     | Leistung in MW | Produkt | Produkt von | Produkt bis | Angebotswert in EUR |
|---|---------------|---------------|----------------|---------|-------------|-------------|---------------------|
| 1 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | Sommer  | 01.05.2022  | 30.09.2022  | [vertraulich]       |
| 2 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | Sommer  | 01.05.2022  | 30.09.2022  | [vertraulich]       |
| 3 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | Sommer  | 01.05.2022  | 30.09.2022  | [vertraulich]       |

---

nur zu einem so hohen Preis anbietet, dass die Kapazitäten bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage nicht zum Zuge kommen („finanzielle Kapazitätszurückhaltung“). Siehe uA Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, 2019.



|    |               |               |               |         |            |            |               |
|----|---------------|---------------|---------------|---------|------------|------------|---------------|
| 4  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 1 Jahr  | 01.10.2021 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 5  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 1 Jahr  | 01.10.2021 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 6  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 2 Jahre | 01.10.2021 | 30.09.2023 | [vertraulich] |
| 7  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.05.2022 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 8  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.05.2022 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 9  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 1 Jahr  | 01.10.2021 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 10 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 1 Jahr  | 01.10.2021 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 11 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.04.2022 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 12 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 2 Jahre | 01.10.2021 | 30.09.2023 | [vertraulich] |
| 13 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 2 Jahre | 01.10.2021 | 30.09.2023 | [vertraulich] |
| 14 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | 1 Jahr  | 01.10.2021 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 15 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.05.2022 | 31.10.2022 | [vertraulich] |
| 16 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.06.2022 | 31.08.2022 | [vertraulich] |
| 17 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.04.2022 | 30.09.2022 | [vertraulich] |
| 18 | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich] | Sommer  | 01.04.2022 | 31.08.2022 | [vertraulich] |

Tabelle 2: Eingegangen Einzelangebote.

Zusätzlich wurden folgende Kombinationsangebote (jeweils als Zusammenstellung von Einzelangeboten) gestellt:

| ID | Anbieter      | Anlage(n)     | Leistung in MW | ID der Einzelangebote | Angebotswert in EUR |
|----|---------------|---------------|----------------|-----------------------|---------------------|
| 1  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 9, 10 und 11          | [vertraulich]       |
| 2  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 9 und 11              | [vertraulich]       |
| 3  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 11,12 und 13          | [vertraulich]       |
| 4  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 11 und 12             | [vertraulich]       |
| 5  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 1, 2 und 3            | [vertraulich]       |
| 6  | [vertraulich] | [vertraulich] | [vertraulich]  | 2 und 3               | [vertraulich]       |

**Tabelle 3: Eingegangene Kombinationsangebote.**

Das Angebot einer Anlage für Sommer 2022 wurde auf Grund des Überschreitens des Referenzwertaufschlags (siehe zur Methodik des Referenzwerts 2.2.) ausgeschieden.



[Die hier angeführte Darstellung der individuellen Angebote einzelner Unternehmen mit Zuordnung zum jeweiligen Zeitraum wird als vertraulich eingestuft]

Abbildung 3: Angebotene Anlagen im jeweiligen Zeitraum (Einjährig, zweijährig, Sommersaison). Grau schattiert ist die zu beschaffende Gesamtmenge im ersten Jahr. Farben indizieren die Anbieter. Die Reihenfolge steht in keinem Zusammenhang mit Zuschlägen.

Im Folgenden sollen die angebotenen Preise der Unternehmen in aggregierter Weise analysiert werden. Um einen Vergleich zu ermöglichen, wird vor allem der sog. „monatliche spezifische Angebotswert“ herangezogen, der eine angemessene Vergleichsbasis zwischen den Produktzeiträumen bietet. Dieser bricht das jeweilige Angebotsbündel auf einen Euro-Wert pro Megawatt pro Monat herab (**EUR/MW/Monat**), wobei insbesondere auch die Dauer von geplanten Revisionen miteinbezogen wird.

#### [Vertrauliche Angaben zu Angebotspreisen]

Aus den angebotenen Preisen wurde sodann der Referenzwert in Höhe von **5.433,80 EUR/MW/Monat** errechnet. Die Schwelle mit einem Aufschlag von 100% für das Vorliegen einer signifikanten Überschreitung lag somit bei **10.867,60 EUR/MW/Monat**.

Es ist folglich zu beurteilen, ob die Signifikanzschwelle in dieser Höhe wirklich geeignet ist eine Preisdisziplinierung auszuüben, vor allem in Bezug auf marktmächtige Anbieter von mehreren Anlagen. Um dies eingehender zu beurteilen, soll im folgenden Abschnitt zuerst die Marktstruktur unter die Lupe genommen werden.

### 4.3. Marktstruktur und -konzentration

Zur Beurteilung der Marktstruktur, insbesondere der Marktkonzentration, stehen Methoden aus der Wettbewerbsökonomie zur Verfügung. Für diese Analyse wurden folgende Kennzahlen herangezogen, die jeweils auf Basis aller abgegebenen gültigen Angebote berechnet wurden:

- **Konzentrationsraten (CR)**

Die Konzentrationsrate definiert sich durch die Summe der Anteile der  $n$  größten Unternehmen auf einem Markt gemäß der Formel:

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

Der Wert  $S_i$  stellt den Anteil des  $i$ -ten Unternehmens auf einem Markt dar, während  $n$  die Anzahl der für den Index betrachteten  $n$  größten Unternehmen auf einem Markt beziffert. Ein CR Wert reicht von 0% bis 100%. Je höher der Wert, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration. Für die Berechnung in diesem Bericht wurden zwei Konzentrationskennziffern verwendet: CR3 und CR4, d.h. der Anteil der 3 bzw. 4 größte Unternehmen.

- **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**

Die strukturelle Konzentration eines Marktes, unter Einbindung aller Teilnehmer, wird durch den HHI abgebildet. Diese Kennzahl berücksichtigt besonders die relative Größe der Anbieter untereinander bzw. die Verteilung der Unternehmen auf dem Markt. Der HHI wird als Quadratsumme der Marktanteile aller Unternehmen auf dem Markt berechnet:

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

Der Wertebereich des Index reicht von 0 bis 10.000. Werte unter 1.500 zeigen einen nicht konzentrierten Markt an. Werte zwischen 1.500 und 2.500 weisen auf



einen konzentrierten Markt hin während Werte über 2.500 einen stark konzentrierten Markt indizieren.<sup>14</sup>

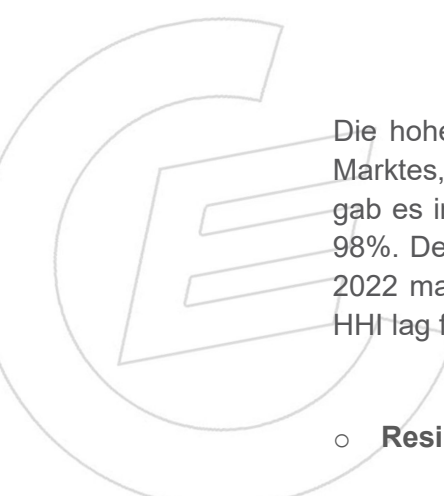
CR3/CR4 und der HHI werden gemeinsam mit den individuellen Marktanteilen für die Produktkategorien Winter 2021/22 und Sommer 2022 in **Tabelle 4** angeführt.

| Marktanteile | Winter 2021/22                                 | Sommer 2022  |
|--------------|--|--------------|
| Anbieter     | <b>[Individuelle Marktanteile vertraulich]</b> |              |
| CR 3         | <b>98%</b>                                     | <b>77%</b>   |
| CR 4         | <b>100%</b>                                    | <b>88%</b>   |
| HHI          | <b>3.261</b>                                   | <b>2.437</b> |

**Tabelle 4: Marktanteile und Konzentrationsraten (CR3/CR4).**

---

<sup>14</sup> Siehe auch Kommission, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, 2004/C 31/03, Rz 20.



Die hohen Werte für CR und HHI zeigen das Bild eines äußerst konzentrierten Marktes, sowohl im Winter 2021/22 als auch Sommer 2022. Für die Winterperiode gab es insgesamt weniger unterschiedliche Anbieter, somit eine CR3 von bereits 98%. Der HHI wies einen Wert von weit über 2.500 auf. Für das Sommerprodukt 2022 machten die drei größten Anbieter 77% des gesamten Volumens aus. Der HHI lag für diese Periode knapp unter der spezifischen Schwelle von 2.500.

- **Residual Supply Index (RSI)**

Zusätzlich scheint es angebracht die individuelle Position der Anbieter noch näher zu prüfen. Dafür eignet sich der RSI, eine weitere gängige Kennzahl in energie- sowie wettbewerbsökonomischen Analysen.<sup>15</sup> Insbesondere bei preisunelastischer Nachfrage - d.h. die gesamte Nachfrage muss jedenfalls bedient werden, unabhängig vom konkreten Preis - erklären Kennzahlen für die Konzentration des Marktes wie der HHI die Stellung von marktmächtigen Unternehmen meist nicht hinreichend.<sup>16</sup>

Der RSI bezeichnet das Verhältnis der angebotenen Kapazität, abzüglich der Kapazität des konkreten Unternehmens, zur gesamten Nachfrage:

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

Der Wert C stellt im konkreten Fall das Gesamtvolumen der Angebote (in MW) dar, wobei c die Summe der angebotenen Anlagen eines bestimmten Unternehmens i beziffert. Der RSI gibt somit in dieser Spezifikation bei einem Wert unter 1 an, dass ein bestimmter Anbieter zur Deckung der Nachfrage absolut notwendig (pivotal) ist. Der RSI gibt somit Auskunft darüber, ob die Marktnachfrage auch ohne die Kapazitäten des konkreten Unternehmens *i* hätte gedeckt werden können.

In **Tabelle 5** werden die RSI Werte für die unterschiedlichen Zeitperioden angeführt. Obwohl es im Winter insgesamt weniger Anbieter gab, war keiner davon allein pivotal für die Erfüllung der benötigten Kapazität. Im Sommer 2022 dagegen waren einige Anbieter für sich gesehen absolut nötig, um die ausgeschriebene Menge überhaupt beschaffen zu können. Zwei davon auch in einem äußerst beträchtlichen Ausmaß (RSI < 0,8). Dies deutet daraufhin, dass einzelne Anbieter relativ starke

---

<sup>15</sup> Vgl z.B. BNetzA, Marktmachtbericht, 2020, S 21ff.

<sup>16</sup> Siehe näher *Sheffrin*, Predicting market power using the residual supply index. ferc market monitoring workshop, 2002.

Stellungen für diese Zeitperiode innehaben, da ohne diese die nötige Netzreserve gar nicht gedeckt werden kann.

|     | Winter 2021/22 | Sommer 2022 |
|-----|----------------|-------------|
| RSI | 1,44 – 2,29    | 0,69 - 1,05 |

Tabelle 5: RSI für Winter 2021/22 bzw. Sommer 2022.

#### a. Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Verhältnis zur Nachfrage

Insgesamt konnten die gültigen Angebote für Erzeugungsanlagen die Nachfrage ausreichend decken. Es wurde auf Basis des Referenzwertes jedoch nur eine Anlage aus dem Vergabeprozess ausgeschieden. Wäre der Signifikanzaufschlag auf den Referenzwert niedriger festgesetzt worden, wäre eine zweite Gebotsrunde, bei der die Anbieter niedrigere Preisgebote stellen hätten müssen, sehr wahrscheinlich gewesen. Dies zeigt sich daraus, dass sehr viele Anlagen als pivotal einzustufen waren.

#### 4.4. Potentieller Wettbewerb (alternative Quellen)

Wie in Abschnitt 3.1. zur Marktabgrenzung angemerkt, ist für eine Beurteilung des zukünftigen Wettbewerbsgeschehens auch immer der Kreis der potentiellen Anbieter zu betrachten. Diese Erwartungen müssten auch in Anpassungen der Beschaffungsbedingungen bzw. -parameter einfließen.

Im Vergabeprozess 2021 wurden zwei Anlagen wegen fehlender Stilllegungsmeldungen schon von vorneherein ausgeschlossen. Diese könnten in der Zukunft zumindest zusätzlich zur Deckung der Netzreserve zur Verfügung stehen

Voranehend ist hier zusätzlich anzumerken, dass weder ausländische Kraftwerke noch Verbraucher bzw. Anlagenpools in großem Ausmaß an der erstmaligen Beschaffung der neuen Netzreserve teilgenommen haben.

Mögliche Ursachen sind in einem relativ straffen Beschaffungsprozess (auch aufgrund des nur sehr kurz davor abgeschlossenen Gesetzgebungsprozesses) oder auch mangelnder Information zu sehen. Auch macht es die mit der Distanz im Ausland abnehmende Wirksamkeit für Kraftwerke in angrenzenden Ländern im Wettbewerb schwerer (vgl. dazu 3.2. lit a). Bis jetzt sind der Regulierungsbehörde jedoch keine Beschwerden diesbezüglich bekannt.

Im Vergabeprozess durchaus kritisch angemerkt wurde, dass durch technische Vorgaben Nachteile für flexible Verbraucher gegenüber konventionellen Kraftwerken bestehen könnten. So war es nicht möglich Revisionsplanungen stundenweise anzugeben. Die Revision benötigt bei manchen Verbrauchsanlagen lediglich einige Stunden und muss dafür öfter durchgeführt werden muss (z.B. alle 2-3 Wochen). Es erscheint aus Sicht der Regulierungsbehörde durchaus plausibel, dass es dadurch für Verbrauchsanlagen zu einer weitaus höheren Revisionsdauer (nach Tagen) kommt und diese deshalb relativ zu konventionellen Kraftwerken teurer für die Netzreserve werden. Dies beeinflusst auch den Referenzpreis.

Ziel für die Zukunft muss jedenfalls weiterhin sein, auch potentielle Teilnehmer aus dem Ausland anzusprechen sowie vermehrt Verbrauchsanlagen für die Netzreserve zu gewinnen. Dadurch wird einerseits die Sicherstellung von genügend Kapazität unterstützt, andererseits die Wettbewerbsintensität erhöht.



## a. Konsultation

Um die Sicht des Marktes auf den Beschaffungsvorgang der Netzreserve berücksichtigen zu können und potentiellen Wettbewerb zu erheben, führte die E-Control eine öffentliche Befragung durch.

Obwohl die Rückmeldungen nicht in einer erhofft hohen Anzahl ausfielen, erhielt die E-Control einige sehr aufschlussreiche Rückmeldungen, auch von Unternehmen, die nicht direkt zu den Anbietern in der Netzreserve zählen. Soweit diese die technischen Gegebenheiten der Netzreserve betreffen, werden sie in zukünftige Zusammenarbeit mit dem Regelzonenführer einfließen.

Das konkrete Wettbewerbsgeschehen wurde von den an der Konsultation teilnehmenden Unternehmen weitgehend als ausreichend beschrieben und es wurden keine missbräuchlichen Verhaltensweisen von Marktteilnehmern gemeldet. Bemängelt wurden vor allem kurze Fristen, einerseits im Rahmen der Ausschreibung (was teilweise, wie beschrieben, auf den Gesetzgebungsprozess zurückzuführen ist) als auch zwischen Zuschlagsinformation und Vorhaltetestart. Zusätzlich verweisen einige Marktteilnehmer auf längere Zuschlagszeiten als mögliche Investitionsanreize.

Hingewiesen wurde schließlich auch mehrfach auf Probleme, die sich aus der zeitlichen Diskrepanz zwischen Vorhalteperioden und Gasspeicherjahr (Beginn des Speicherjahres am 01.04., wobei die Vermarktung der Speicherkapazitäten für das Folgespeicherjahr spätestens am Ende des jeweiligen Kalenderjahres abgeschlossen sei) ergeben könnten. Gasbetriebene Anlagen hätten somit Probleme ausreichend Gasspeicherkapazitäten zu buchen bzw. müssten in Vorleistung treten.

Antworten auf die Konsultation wurden hauptsächlich von derzeitigen Anbietern gegeben. Da der effektive Wettbewerb zumindest begrenzt scheint, muss umso stärker ein Augenmerk auf den Referenzwertaufschlag als Preisdisziplinierungsinstrument gelegt werden. Im Folgenden wurde daher eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den nötigen Wert näher abgrenzen zu können.

## 5. Sensitivitätsanalyse

Wie beschrieben berechnet der Regelzonenführer den Referenzwert, anhand dessen die eingelangten Angebote geprüft werden (mengengewichteter Durchschnitt abzüglich der teuersten 10% der angebotenen Leistung) und beurteilt die Signifikanz einer Überschreitung desselben anhand der Signifikanzschwelle, d.h. anhand eines Aufschlags auf diesen Referenzwert. Die Signifikanz ist mittels eines Prozentsatzes über dem Referenzwert festzulegen und in der zweiten Verfahrensstufe - sprich bei Aufforderung zur Angebotslegung - den als geeignet eingestuften Interessenten bekannt zu geben.

Für das erste Jahr der Netzreservebeschaffung wurde die Signifikanzschwelle durch den Gesetzgeber gem. § 111 Abs. 5 Z2 EIWOG 2010 mit 100% festgelegt. Die Regulierungsbehörde geht aus diesem Grund davon aus, dass es demnach dem Gesetzgeber daran gelegen war, Gebote, die mehr als das Doppelte der übrigen Gebote ausmachen, auszuscheiden.

Die in diesem Bericht eingehend analysierte Markt- und Angebotsstruktur machen es nun notwendig diesen Wert zu reevaluieren. Aufgrund (i) der eingeschränkten Verfügbarkeit von Anbietern und Angeboten (siehe Abschnitte 4.1. & 4.2.), (ii) der relativ starken Marktkonzentration bei geeigneten Anlagen (siehe Abschnitt 4.3.) und (iii) nicht zuletzt wegen dem erwarteten Fehlen potentieller zusätzlicher Anbieter (siehe Abschnitt 4.4.) sieht die E-Control gewichtige Gründe eine niedrigere Signifikanzschwelle anzusetzen.

Die dafür nötige Bandbreite für die Signifikanz wurde durch eine Sensitivitätsanalyse (mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation) methodisch wie folgt berechnet:

- Ausgehend von der Höhe und Verteilung der in diesem Jahr tatsächlich berücksichtigten Angebote werden 1000 Angebotssets von jeweils einer gleichen Anzahl an Geboten anhand einer „one-sided truncated normal distribution“ simuliert.<sup>17</sup>
- Darauf basierend wird das Verhalten (anhand von verschiedenen Gebotsstrategien) eines artifiziell konstruierten marktbeherrschenden Unternehmens mit einem Marktanteil von 30% simuliert.<sup>18</sup>

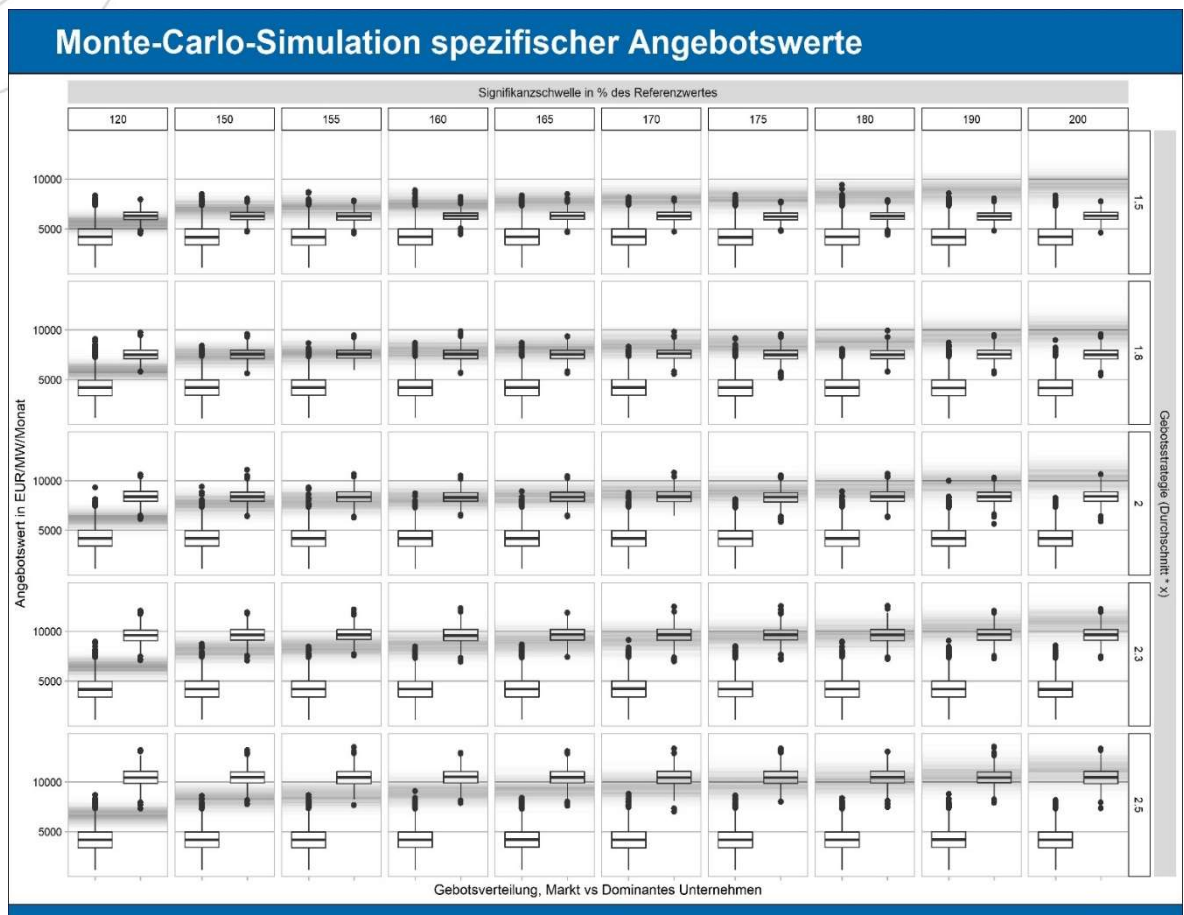
---

<sup>17</sup> Angesichts der Ergebnisse in diesem Bericht erscheint es plausibel anzunehmen, dass keine große Anzahl an zusätzlichen Geboten hinzukommt. Zur Verteilungsfunktion siehe Robert, Simulation of truncated normal variables, Statistics and computing 5.2, 1995, 121-125.

<sup>18</sup> Angelehnt an § 4 Abs 2 Kartellgesetz, wonach ein Unternehmer marktbeherrschend ist, der als Anbieter oder Nachfrager am relevanten Markt einen Anteil von mindestens 30% hat.

- Der Referenzwert und die Signifikanzschwelle werden berechnet und beurteilt, ob bzw. wie oft ein solcher Marktbeherrscher mit seinem Gebot noch innerhalb dieser Schwelle liegt.

Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in **Abbildung 4 und 5** dargestellt:



**Abbildung 4: Monte-Carlo-Simulation von spezifischen Angebotswerten (EUR/MW/Monat) für die Netzreserve für unterschiedliche Signifikanzschwellen sowie Gebotsstrategien. Simuliert werden in 1000 Durchgängen pro Parameterset jeweils 11 Angebote und ein Angebot eines dominanten Unternehmens mit 30% Anteil (vom Gesamtvolumen in MW). Die jeweilige Signifikanzschwelle (schattierte Linien) wird nach Vorgaben des § 23b Abs 5 EIWOG 2010 berechnet. Liegen die Gebote unter diesem Limit können sie demnach für eine Kontrahierung in Betracht gezogen werden.**

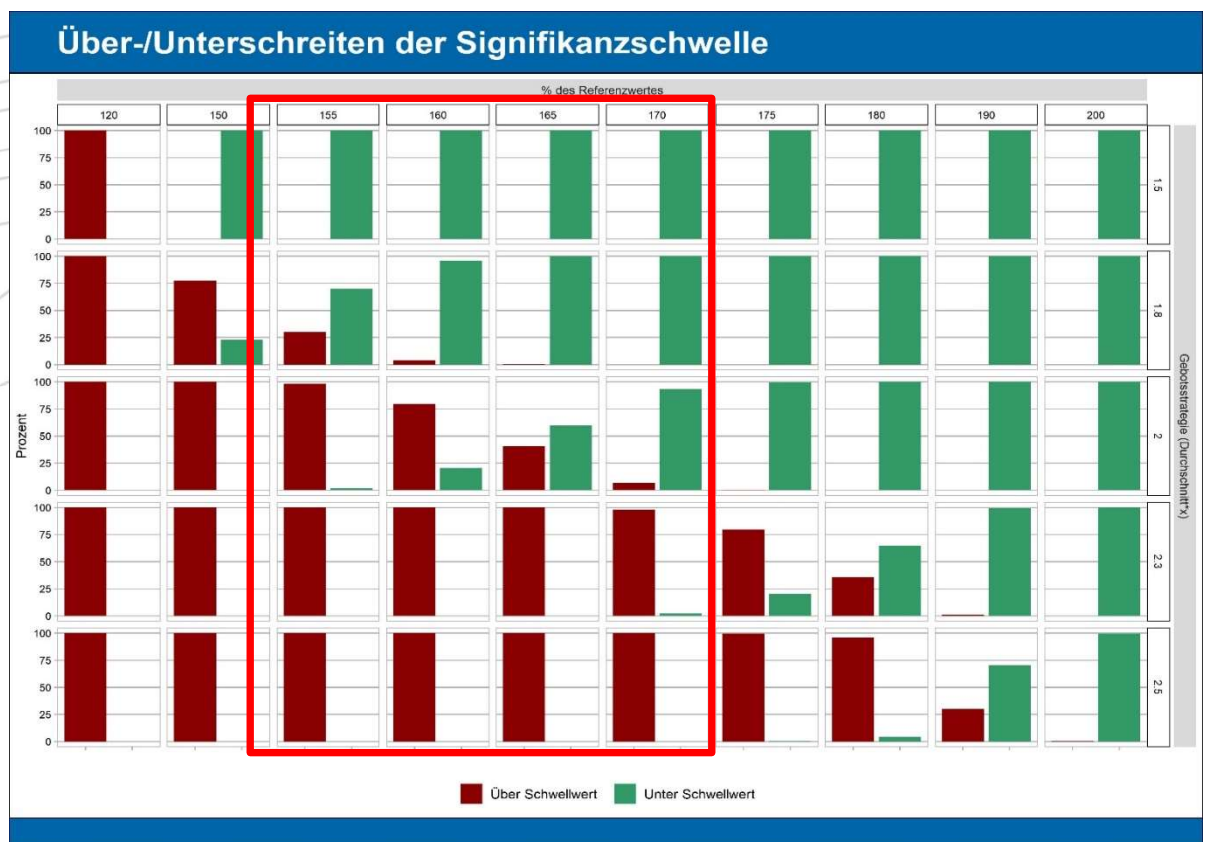


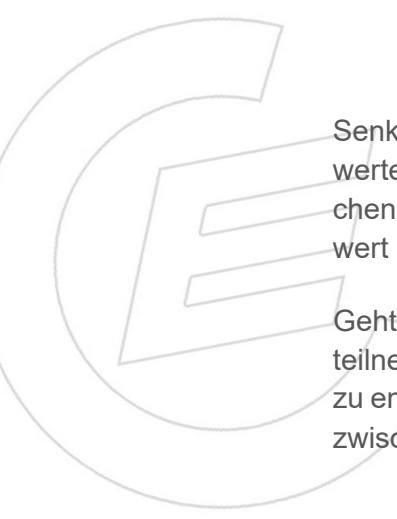
Abbildung 5: Das jeweilige Subsegment zeigt korrespondierend zu Abbildung 4 den Anteil der Gebote des dominanten Unternehmens, die mit der entsprechenden Gebotsstrategie (in Mehrfachen des Mittelwerts) unter bzw. über der Signifikanzschwelle liegen. Je höher diese Schwelle, desto einfacher ist es für den Anbieter sein Gebot innerhalb des erlaubten Bereiches zu platzieren. Gleichzeitig kann das dominante Unternehmen dann auch höhere Gebotsstrategien (bis zum 2,5-fachen des Mittelwerts der restlichen Gebote) einsetzen.

Es zeigt sich, dass ein dominanter Anbieter bei dem derzeit geltenden Aufschlag von 100% des Referenzwerts mit einer an Sicherheit grenzenden Wahrscheinlichkeit bis zum 2,5-fachen des Mittelwerts der restlichen Teilnehmer bieten kann (dargestellt in **Abbildung 5**, untere rechte Ecke). Er zieht mit seinen eigenen Angeboten den Referenzwert nämlich selbst stark nach oben (da nur die teuersten 10% aus der Berechnung ausgeschieden werden).<sup>19</sup>

Geht man nun davon aus, dass ein solches marktbeherrschendes Unternehmen jedenfalls nicht mehr als das doppelte des Mittelwerts seiner Konkurrenten bieten können soll, muss der in **Abbildung 5** rot markierte Bereich betrachtet werden.

<sup>19</sup> Obwohl die teuersten 10% der angebotenen Kapazität nicht in die Referenzwertberechnung einfließen, hat ein Anbieter mit insgesamt 30% Anteil noch genügend Gewicht um den Wert maßgeblich zu verschieben.





Senkt man nämlich die Signifikanzschwelle in Richtung von 170% des Referenzwertes kommt es zur Situation, dass ein dominantes Unternehmen mit einer solchen Strategie mit einer Wahrscheinlichkeit von etwa 10-20% über dem Referenzwert liegt und das Gebot damit ausgeschieden werden könnte.

Geht man nun weiter davon aus, dass auch eine gewisse Unsicherheit für Marktteilnehmer aus Wettbewerbssicht wünschenswert ist, ergibt sich im Resultat eine zu empfehlende Bandbreite von 155-170% des Referenzwertes (also ein Aufschlag zwischen 55% und 70%).

## 6. Conclusio und Empfehlungen

Wie sich in obiger Analyse zeigt ist sowohl die potentielle Marktmacht einzelner Unternehmen als auch die allgemeine Marktkonzentration bei der Beschaffung und Kontrahierung der Netzreserveleistung jedenfalls als hoch zu beurteilen.

Die Netzreserve erscheint nach wie vor schwer zugänglich für alternative Anbieter wie Verbraucher oder Anlagenpools bzw. ausländische Teilnehmer. Es ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass dies die erste öffentliche Ausschreibung im Rahmen eines offenen, marktbasiereten Verfahrens darstellte. Es bleibt im Sinn des Wettbewerbs durchaus zu hoffen, dass dieser Bericht dazu beiträgt die Transparenz und die Informationsdichte über das Verfahren zu erhöhen und damit weitere Anbieter zu gewinnen.

Schlussendlich ist noch anzuführen, dass im vorliegenden Bericht hauptsächlich eine die Ausweitung des Angebots in der Netzreserve diskutiert wurde. Begrüßenswert und wettbewerblich wohl ebenso relevant wäre eine mögliche Verringerung der nachgefragten Menge durch Maßnahmen des Regelzonenführers.

Insgesamt können aus den vorhergehenden Analysen einige Empfehlungen unmittelbar abgeleitet werden, um die wettbewerbliche Situation zu verbessern:

- Die Schwelle der Signifikanz des Aufschlages auf den Referenzwert scheint angesichts der Marktmacht einzelner Anbieter und der generellen Marktkonzentration zu hoch um ihren Zweck zu erfüllen. Simulationen zeigen, dass der Referenzwert durch große Angebotsmengen einzelner Unternehmen maßgeblich nach oben hin beeinflusst werden kann. **Die E-Control empfiehlt einen Aufschlag von 55 bis 70% (anstatt wie bisher 100%).**
- Verbesserungen hinsichtlich der erlaubten minimalen Revisionsdauer wären wünschenswert, vor allem um die relativen Preise von Verbrauchsanlagen nicht unnötig zu erhöhen. Dies würde auch einen zusätzlichen Anreiz zur Teilnahme für solche Anlagen bieten.
- Maßnahmen zur Reduktion der Nachfrage verbessern grundsätzlich die Wettbewerbssituation.