

Bericht zum Konsultationsdokument zur zukünftigen Produktgestaltung „Netzreserve“



Wien, 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren: BMK (VI/2 und VI/4), E-Control, Austrian Power Grid AG
Wien, 2024.

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| 1 Einleitung | 5 |
| 2 Konsultationsgegenstand und Würdigung der Stellungnahmen | 9 |
| 2.1 Übersicht zur aktuellen Netzreserve | 9 |
| 2.2 Methode der Zuweisung der Kosten der Netzreserve | 11 |
| 3 Änderungsvorschläge und Stellungnahmen | 13 |
| 3.1 Verringerte Teilnahmekriterien zur Erweiterung des Interessentenkreises..... | 13 |
| 3.1.1 Beschreibung des Vorschlags..... | 13 |
| 3.1.2 Rückmeldungen | 15 |
| 3.1.3 Würdigung | 18 |
| 3.2 Teilnahme flexibilisieren (Beteiligungsaussetzen)..... | 19 |
| 3.2.1 Beschreibung des Vorschlags..... | 19 |
| 3.2.2 Rückmeldungen | 21 |
| 3.2.3 Würdigung | 23 |
| 3.3 Monatsprodukte für Netzreserve..... | 24 |
| 3.3.1 Beschreibung des Vorschlags..... | 24 |
| 3.3.2 Rückmeldungen | 25 |
| 3.3.3 Würdigung | 27 |
| 3.4 Möglichkeit zur Umstellung auf kostenbasierte Beschaffung..... | 28 |
| 3.4.1 Beschreibung des Vorschlags..... | 28 |
| 3.4.2 Rückmeldungen | 32 |
| 3.4.3 Würdigung | 35 |
| 3.5 Bedarfsdeckung der Netzreserve durch neues Flexibilitätsprodukt | 36 |
| 3.5.1 Beschreibung des Vorschlags..... | 36 |
| 3.5.2 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 38 |
| 3.5.3 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 41 |
| 3.6 Abschaffung des 24-Monats Produkts..... | 41 |
| 3.6.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 42 |
| 3.6.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 43 |
| 3.7 Lange Revisionen und/oder sonstige Nichtverfügbarkeiten als Hinderungsgrund für die Teilnahme an der Ausschreibung..... | 44 |
| 3.7.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 45 |
| 3.7.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 46 |

| | |
|---|----|
| 3.8 Veröffentlichung des Netzreservebedarfs..... | 46 |
| 3.8.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 47 |
| 3.8.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 48 |
| 3.9 Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen auf >1 MW..... | 48 |
| 3.9.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 49 |
| 3.9.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 51 |
| 3.10 Weitere Aspekte | 51 |
| 3.10.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen | 51 |
| 3.10.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung | 57 |

1 Einleitung

Der Bericht zur Konsultation ist Basis für die Notifikation der Verlängerung und Änderungen der Netzreserve an die Europäische Kommission gemäß Art 108 Abs. 3 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

Im Jahr 2020 wurde die Netzreserve, als eines von mehreren notwendigen Instrumenten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität, in Österreich gesetzlich in den §§ 23a bis 23d Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz (EIWOG 2010)¹ verankert.² Die derzeitige beihilferechtliche Genehmigung wurde bis zum 31. Dezember 2025 erteilt. Es besteht jedoch über das Jahr 2030 hinaus Bedarf an für Redispatch gesichert verfügbaren Stromerzeugungsanlagen bzw. gesichert reduzierbaren Verbrauchs. Um die notwendige Verlängerung zu erreichen, ist die Erlangung einer erneuten beihilfenrechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission im Einklang mit den Kriterien der durch die Europäische Kommission veröffentlichten Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen (Guidelines on State Aid for climate, environmental protection and energy – „CEEAG“)³ erforderlich.

Teil der Anforderungen zur Erlangung der beihilferechtlichen Genehmigung ist die Durchführung einer öffentlichen Konsultation.⁴ Dabei sind über den Zeitraum von sechs Wochen die folgenden Aspekte zu konsultieren:

1. Beihilfefähigkeit,
 - a) Siehe Punkt 1.1 „Übersicht zur aktuellen Netzreserve“
 - b) Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.1, 2.3; 2.7 und 2.9.

¹ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010, BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl I Nr 145/2023.

² Der Entwurf für eine Neufassung des EIWOG 2010, das Elektrizitätswirtschaftsgesetz („EIWG-Entwurf“), war von Jänner bis Februar 2024 in Begutachtung. Die gesetzliche Regelung betreffend die Netzreserve befinden sich in diesem Begutachtungsentwurf in den §§ 124ff EIWG.

³ Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen, ABI C 80/1 [eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03))

⁴ Rz 347 ff CEEAG.

2. vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen,
 - a) Siehe Punkt 1.1 "Übersicht zur aktuellen Netzreserve"
 - b) Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.3, 2.4 und 2.5
3. wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern,
 - a) Siehe Punkt 1.1 "Übersicht zur aktuellen Netzreserve"
 - b) Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.1, 2.2, 2.3, 2.5 und 2.8
4. die Methode, um die Kosten der Maßnahme den Verbrauchern zuzuweisen,
 - a) Siehe Punkt 1.2 "Methode der Kostenwälzung der Netzreserve"
 - b) Keine Änderungsvorschläge
5. falls keine Ausschreibung durchgeführt wird: die Annahmen und Daten, auf die sich die Quantifizierung stützt, anhand derer die Angemessenheit der Beihilfe nachgewiesen wird, einschließlich Kosten, Einnahmen, Betriebsannahmen und Lebensdauer sowie der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), und
 - a) Siehe Punkt 1.1 "Übersicht zur aktuellen Netzreserve"
 - b) Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.4
6. falls neue Investitionen in die Stromerzeugung aus Erdgas gefördert werden können: geplante Vorkehrungen zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Union,⁵
 - a) Wie im Rahmen des bisherigen Mechanismus werden auch künftig keine Anreize für Neuinvestitionen in die Stromerzeugung aus Erdgas gesetzt. Dies ergibt sich daraus, dass – als Verschärfung der derzeit geltenden Regelungen – vorgeschlagen wird, Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von >1 MW zur Abgabe einer verbindlichen Stilllegungsanzeige zu verpflichten (siehe Punkt 2.9). Die Meldung einer solchen verbindlichen Stilllegungsanzeige bildet eine Voraussetzung für die Teilnahme an der Netzreserve. Weiters werden in § 23b Abs. 5 bis 8 EIWOG 2010 / § 125 Abs. 5 bis 8 EIWG-Entwurf Preisgrenzen und Transparenzpflichten definiert, wonach überdurchschnittlich hohe Angebote grundsätzlich vom Vergabeverfahren auszuschließen sind und nur nach genauer Prüfung durch die

⁵ Dieser Aspekt ist für die gegenständliche Konsultation ohne Relevanz, weil die Teilnahme von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von mehr als 20 MW die Abgabe einer verbindlichen Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs 1 EIWOG 2010 erfordert. Dementsprechend werden keine Neuinvestitionen beanreicht, sondern nur bestehende Kapazität, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich ist, verfügbar gehalten.

Regulierungsbehörde E-Control vergeben werden können. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die nicht ausgewählt wurden, müssen ihre Anlagen entsprechend ihrer Stilllegungsmitteilung stilllegen.

Neben der bloßen Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung bietet die Neunotifikation an die Europäische Kommission auch die Chance, die im Rahmen der Durchführung der Ausschreibungen zur Netzreserve in den letzten Jahren gesammelten Erfahrungen und die daraus gewonnenen Erkenntnisse in Form von Verbesserungen des Netzreservemechanismus umzusetzen. Dies wurde im 2. Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem. § 23b Abs. 10 EIWOG 2010⁶ eingehend analysiert. Insbesondere soll durch eine weitere Verbesserung des Mechanismus eine breitere Beteiligung verschiedener Anlagentypen im In- sowie Ausland eine Steigerung der Liquidität der Netzreserve erreicht werden.

APG hat eine den oben beschriebenen Anforderungen der CEEAG entsprechende Konsultation über den Zeitraum von 26.04.2024 bis 07.06.2024 im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie („BMK“) und in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführt. Es wurden 8 Stellungnahmen abgegeben. Im Anhang 2 des Berichts wurden die Stellungnahmen beigefügt, welche explizit auf Wunsch der Konsultationsteilnehmer zur Offenlegung gekennzeichnet wurden.

In diesem Bericht erfolgt die gemäß Rz 350 CEEAG geforderte Auswertung der Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer. Dabei werden die eingegangenen Stellungnahmen zusammengefasst und gewürdigt. Weiters wird erläutert, wie etwaige Auswirkungen auf den Wettbewerb durch die angedachten Änderungen der Netzreserve minimiert werden können.

Als vertraulich gekennzeichnete Informationen wurden im Bericht geschwärzt. Ebenso wurden Name/Firma der Konsultationsteilnehmer geschwärzt, soweit dies durch die Konsultationsteilnehmer gewünscht wurde. Der Bericht wird auf der Homepage des BMK veröffentlicht.

⁶ e-control.at/documents/1785851/0/Netzreservebericht+2023.pdf/cf96deb0-987c-c7ea-ea4f-781d6964ef67?t=1706701926756

Das BMK, E-Control und APG bedanken sich bei den Konsultationsteilnehmern für die eingebrachten Stellungnahmen.

2 Konsultationsgegenstand und Würdigung der Stellungnahmen

In der Folge wurden Änderungsvorschläge zur Verbesserung des Netzreservebeschaffungsmechanismus im Rahmen der Konsultation eingebracht.

Es wurde zusätzlich eingeladen, auch über die in diesem Dokument enthaltenen Änderungsvorschläge hinausgehend, zum bestehenden Netzreservemechanismus, der gesetzlich in den §§ 23a-23d und 52 ElWOG 2010 implementiert wurde, Stellung zu nehmen.⁷

In den folgenden Unterpunkten folgt ein Überblick zur aktuellen Netzreserve und dem Finanzierungsmechanismus.

2.1 Übersicht zur aktuellen Netzreserve

Der aktuelle Netzreservemechanismus garantiert die Verfügbarhaltung von Redispatch-Kapazitäten. Anbieter müssen ihre Anlagen (Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten), mit wenigen Ausnahmen, während der Teilnahme an der Netzreserve exklusiv für die Erbringung von Redispatch verfügbar halten und dürfen somit nicht am Markt teilnehmen.

Der Netzreservebedarf wird jährlich durch den Regelzonenführer APG („RZF“), in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde E-Control zu Methodik und Eingangsdaten, auf

⁷ So insbesondere zum Konsultationsaspekt „Methode, um die Kosten der Maßnahme den Verbrauchern zuzuweisen“ gemäß Rz 348 lit a (v) CEEAG. Die Kostenzuweisung erfolgt derzeit über die Verrechnung des gemäß § 52 ElWOG 2010 verordneten Netznutzungsentgelt durch APG an die Entnehmer. Eine Beschreibung des Finanzierungsmechanismus im Detail findet sich unter den Rz 83ff des Genehmigungsbeschlusses der Europäischen Kommission zur Netzreserve 2021 (SA.52263): ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202150/SA_52263_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3_219_1.pdf (Abgerufen am 04. März 2024).

Basis der Systemanalyse ermittelt.⁸ Die Durchführung der Systemanalyse folgt einem Prozess der ständigen Verbesserung.

Der RZF beschafft die Netzreserve in einem marktbasieren, diskriminierungsfreien und transparenten Beschaffungsprozess. Teilnahmeberechtigt sind Erzeuger⁹, Verbraucher, Aggregatoren und ausländische Erzeuger¹⁰ mit einer Mindestleistung von 1 MW sowie einer Mindestverfügbarkeit von 6 Stunden.¹¹ Die Teilnahme von Erzeugern mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW ist an die Abgabe einer temporären, temporär saisonalen oder endgültigen Stilllegungsanzeige gebunden. Weiters gilt für die Teilnehmer an der Netzreserve ein Emissionslimit von 550g CO₂/kWh Elektrizität und es dürfen keine radioaktiven Abfälle entstehen.¹² Der RZF schreibt Produkte mit einer Dauer von 6 Monaten, 12 Monaten und – allfällig – 24 Monaten aus.

Der Ausschreibungsprozess ist in zwei Phasen gegliedert: 1. Interessensbekundungsphase und 2. Angebotsphase. Die Interessensbekundungsphase wird jährlich bis Ende Februar gestartet. Zeitgleich werden die notwendigen technischen Rahmenbedingungen zur Teilnahme, der Lieferzeitraum, der maximale Netzreservebedarf (MW) und die ausgeschriebenen Produkte veröffentlicht.¹³ Interessenten haben im Anschluss daran vier Wochen Zeit, um ihr Interesse zu bekunden.

Nach der Interessensbekundungsphase werden die Anlagen vom RZF auf Erfüllung aller Anforderungen überprüft. Alle präqualifizierten Interessenten werden im Anschluss dazu eingeladen ein Angebot in der Angebotsphase innerhalb von 4 Wochen abzugeben.¹⁴ Der RZF wählt im Anschluss die günstigste Gebotskombination, die den Netzreservebedarf deckt, aus. Die Auswahl wird von E-Control überprüft und per Bescheid genehmigt. Mit den erfolgreichen Bietern schließt der RZF, nach Genehmigung der E-Control, Netzreserveverträge ab. Der RZF kann hierfür saisonale (Winter, Sommer), einjährige und zweijährige Verträge abschließen. Der Lieferzeitraum des saisonalen Sommerprodukts beträgt 1. Mai bis 30. September mit der Möglichkeit von jeweils einem Toleranzmonat

⁸ § 23a EIWOG 2010.

⁹ Erzeuger mit einer Leistung größer als 20 MW müssen eine verbindliche Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs 1 EIWOG 2010 abgeben.

¹⁰ Eine galvanische Bindung zum österreichischen Netz ist notwendig.

¹¹ § 23b Abs. 1 EIWOG 2010.

¹² § 23b Abs. 4 EIWOG 2010.

¹³ § 23b Abs. 2 EIWOG 2010.

¹⁴ § 23b Abs. 3 EIWOG 2010.

am Beginn und Ende des Produkts. Das Winterprodukt läuft von 1. Oktober bis 31. März.¹⁵ Der Kontrahierungszeitraum des einjährigen und zweijährigen Produkts läuft jeweils vom 1. Oktober des Ausschreibungsjahres. Während der Kontrahierungsdauer sind die Anlagen ausschließlich für die Netzreserve verfügbar zu halten. Eine Teilnahme am Markt ist unzulässig.¹⁶ Nicht kontrahierte Anlagen müssen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 stillgelegt werden.

Kann der Bedarf durch die marktbasierte Ausschreibung nicht gedeckt werden, oder für den Fall, dass weniger als drei Gebote von unterschiedlichen Unternehmen gelegt wurden, kann E-Control gemäß § 23b Abs. 8 und § 23c ElWOG 2010 für die Bedarfsdeckung notwendige Anlagen mit einem Stilllegungsverbot zur Teilnahme an der Netzreserve verpflichten.

Während der Teilnahme an der Netzreserve gemäß §§ 23b Abs. 7 und 8, 23c ElWOG 2010 ist es gemäß § 23d ElWOG 2010 unter strengen Voraussetzungen möglich aus der Netzreserve auszusteigen und an den Markt zurückzukehren. Dabei muss gewährleistet sein, dass die Anlage weiterhin für Redispatch zur Verfügung steht, wie es bei fortgesetzter Teilnahme an der Netzreserve der Fall gewesen wäre, und es müssen – abgesehen von den Kosten, die während der Teilnahme an der Netzreserve angefallen sind – alle erhaltenen Vergütungen an den RZF zurückbezahlt werden. Darüber hinaus können Anlagen, die nicht für die Netzreserve ausgewählt wurden, auf die Stilllegung ihrer Anlagen gemäß der Stilllegungsanzeige verzichten, wenn sich die ursprünglich für die Abgabe der Stilllegungsanzeige maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben.

2.2 Methode der Zuweisung der Kosten der Netzreserve

Die Netzreserve wird über das Netznutzungsentgelt gemäß § 52 ElWOG 2010 finanziert. Das Netznutzungsentgelt ist von allen Entnehmern zu entrichten. Die Kosten der Netznutzung, inklusive der Kosten der Netzreserve, werden gemäß der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 idGF („SNE-VO“) auf die untergeordneten Netze verteilt. Durch diese sogenannte Kostenwälzung werden den Entnehmern

¹⁵ § 7 Z 61a ElWOG 2010.

¹⁶ § 23b Abs. 7 ElWOG 2010.

proportional die Kosten der vorgelagerten Netzebene(n) zugeordnet. Dies geschieht über die Brutto- und Nettomethode.

Bruttomethode: Dieses Verfahren wälzt die Netzkosten des Übertragungsnetzes basierend auf der gesamten im Übertragungsnetz und allen nachgelagerten Netzgebieten an Endverbraucher abgegebenen Energiemengen. Das Ergebnis wird als arbeitsbezogener Bruttotarif auf Basis der gesamten Abgabe im eigenen und den darunter liegenden Netzebenen abgegebenen Energiemengen verrechnet.

Nettomethode: Dieses Verfahren wälzt die Netzkosten basierend auf der bezogenen Energiemenge und Leistung der direkt angeschlossenen Entnehmer und Einspeiser. Das Ergebnis ist ein Nettotarif nach Arbeit und Leistung für jede Netzebene und jeden Netzbereich, mit höheren Kosten für jene Netzbereiche mit einer höheren Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes.

Das bedeutet, dass über die Nettomethode gewälzte Kosten des Übertragungsnetzes jenen Netzbereichen verstärkt zugeordnet werden, die das Übertragungsnetz in einem größeren Ausmaß in Anspruch nehmen, als Netzbereiche, die beispielsweise einen höheren Anteil an Eigenversorgung aufweisen oder netzoptimiert aus dem Übertragungsnetz beziehen. Eine Wälzung nach Nettomethode beanreizt also die Entnehmer zu netzoptimiertem Verhalten. Aus diesem Grund werden die Kosten der Netzreserve gemäß der Nettomethode gewälzt.

Die Netznutzungsentgelte werden gemäß § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 im Rahmen der SNE-VO festgelegt. Vor der Veröffentlichung der SNE-VO wird der Entwurf öffentlich konsultiert.

Die Finanzierungsmethode wurde bereits zuvor von der Europäischen Kommission in den Rz 83 ff der Genehmigung der Netzreserve 2021 beurteilt.¹⁷

¹⁷ European Commission, SA.52263 – Austria Network reserve, C(2021) 4540 final; ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202150/SA_52263_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3_219_1.pdf

3 Änderungsvorschläge und Stellungnahmen

In den folgenden Unterpunkten werden die konsultierten Änderungen beschrieben und die eingelangten Stellungnahmen zusammengefasst und gewürdigt. Am Ende des Kapitels werden Schlussfolgerungen aus der Würdigungen gezogen.

3.1 Verringerte Teilnahmekriterien zur Erweiterung des Interessentenkreises¹⁸

3.1.1 Beschreibung des Vorschlags

Die vorgeschlagene Änderung zielt auf eine reduzierte Mindestabrufdauer für einen Teil des Bedarfs.

Die Teilnahmekriterien der Netzreserve sind so ausgestaltet, dass die teilnehmenden Anlagen unter Einhaltung verschiedener technischer Kriterien über die gesamte Produktdauer für das Engpassmanagement zur Verfügung stehen müssen. Die Teilnahmekriterien können durch eine einzelne Anlage oder durch Aggregation mehrerer Anlagen erfüllt werden, wobei bei Aggregation das Poolingkonzept der Anlagen sicherstellen muss, dass die technischen Kriterien eingehalten werden. Ein sequenzieller Einsatz aggregierter Anlagen ist zulässig, solange die angebotene Leistung zu jedem Zeitpunkt für Redispatch zur Verfügung steht.

Eine breite Reduktion der Anforderungen zur Verfügbarhaltung wäre mit einer Reduktion der Versorgungssicherheit in Österreich und Europa verbunden. Für die selten auftretenden Lastspitzen im Engpassmanagement, die von kurzer Dauer sind, wäre aber dennoch in angemessenem Maße eine Lockerung der Teilnahmekriterien für die

¹⁸ Konsultationsaspekte „Beihilfefähigkeit“ und „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (i) und (iii) CEEAG.

Produktzeiträume anzudenken, um auf einen größeren Bieterkreis zugreifen zu können und die Netzreservekosten zu reduzieren.

Es wird deshalb vorgeschlagen, die Netzreserve in zwei Netzreservequalitäten zu segmentieren und für einen festzusetzenden Anteil der Netzreserve von bis zu 10 % eine Teilnahme mit verringerten Kriterien zu ermöglichen. Bei der vorliegenden Anpassung ist es angedacht, für diese bis zu 10 % die Mindestabrufdauer von bisher 6 Stunden auf 3 Stunden zu reduzieren.

Der Anteil von Netzreserveverträgen mit reduzierter Mindestabrufdauer wird basierend auf historischen Daten zu maximalen Redispatchleistungen und den operativen Erfahrungen der APG für die Aktivierung der Netzreservekraftwerke festgelegt. Bei der erstmaligen Einführung wird die Festsetzung eines Anteils iHv bis zu 10% vorgeschlagen, um damit die benötigte operative Erfahrung zu sammeln. In weiterer Folge soll dieser Anteil jährlich unter der Aufsicht der Regulierungsbehörde evaluiert und gegebenenfalls angepasst werden.

Nach Evaluierung der Erfahrungen aus den Ausschreibungen, kann der Anteil auf Vorschlag von APG und nach Abstimmung mit E-Control erhöht werden, soweit gewährleistet ist, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden können.

Technische Anforderungen

Um diese Segmentierung zu ermöglichen sind durch den Regelzonenführer angepasste technische Eignungskriterien zu erarbeiten. Der Ausschreibungsprozess auf der TSO-Seite muss dahingehend angepasst werden, dass die Berechnung und Auswahl der günstigsten Kombination an Anlagen mit den neuen mathematischen Einschränkungen funktioniert. (bspw. muss der Auswahlmechanismus nun berücksichtigen, dass maximal 10 % der finalen Auswahl geringere Mindestabrufdauern haben dürfen.)

Regulatorische Anforderungen

Aktuell sind die möglichen Netzreserveprodukte in Länge und Beschaffenheit detailliert durch den gesetzlichen Rahmen vorgezeichnet. Die in Frage kommenden Produkte sind in § 23b Abs. 2 ElWOG 2010 definiert und eine Abweichung ist aktuell nicht möglich.

Ebenso sind in § 23b Abs. 1 Z 2 ElWOG 2010 die Mindesteinsatzzeiten für Entnehmer mit 6 Stunden per Gesetz festgelegt. Um eine Erleichterung in Form der Reduktion der Mindesteinsatzzeiten auf 3 Stunden einzuführen, ist eine gesetzliche Anpassung erforderlich.

Die obenstehend beschriebenen Änderungsvorschläge zur Reduzierung der Mindestabrufdauer für einen Teil des Bedarfs müssten gesetzlich abgebildet werden.

3.1.2 Rückmeldungen

Wien Energie

Eine Verkürzung der Mindestabrufdauer kann einerseits zu einem verbesserten Angebot an Netzreservekapazitäten führen. Dies wird grundsätzlich befürwortet. Andererseits ist zu bedenken, dass eine verkürzte Mindestabrufdauer mit einer höheren Anlagenbelastung einhergehen kann, die sich auch entsprechend im Angebotspreis niederschlagen wird und das System Netzreserve auch verteuern kann.

Da die vorgeschlagene Maßnahme die Komplexität des Systems jedoch maßgeblich erhöht, muss jedenfalls sichergestellt werden, dass Angebote für unterschiedliche Netzreservequalitäten entweder weiterhin vergleichbar bleiben oder aber unterschiedlichen, voneinander getrennten Bewertungskriterien unterliegen, um eine faire und transparente Bewertung zu ermöglichen und um Ungleichbehandlungen vorzubeugen.

Positiv bewertet wird, dass die vorgeschlagene Maßnahme in einem ersten Schritt nur auf eine eingeschränkte Teilmenge zur Anwendung kommen soll, um Erfahrungen zu sammeln. Die vorgeschlagenen bis zu 10 % werden aber nur als vorläufige Höchstschwelle angegeben bzw. interpretiert - hier ist unklar, inwieweit zukünftig nicht auch ein höherer Anteil angesetzt werden könnte - dies würde dann einem Ausschreibungsdesign mit grundsätzlich unterschiedlichen Netzreservequalitäten entsprechen und auf Grund der zunehmenden Komplexität eher abgelehnt.

Linz Strom

Bei dem Punkt möchten wir anmerken, dass dabei sichergestellt werden muss, dass Angebote für unterschiedliche Netzreservequalitäten entweder weiterhin vergleichbar bleiben oder aber unterschiedlichen, voneinander getrennten Bewertungskriterien unterliegen, um eine faire und transparente Bewertung zu ermöglichen und um Ungleichbehandlungen vorzubeugen. Es muss gewährleistet werden, dass bei Reihungen und Schwellwerten Teilnehmer mit einer Mindestabrufdauer von 6 Stunden und Teilnehmer mit einer Mindestabrufdauer von 3 Stunden differenziert betrachtet und unterschiedlich bewertet werden, da auch unterschiedliche Voraussetzungen vorliegen.

Oesterreichs Energie

Eine Verkürzung der Mindestabrufdauer kann einerseits zu einem verbesserten Angebot an Netzreservekapazitäten führen. Dies wird grundsätzlich befürwortet. Andererseits ist zu bedenken, dass eine verkürzte Mindestabrufdauer mit einer höheren Anlagenbelastung einhergehen kann, die sich auch entsprechend im Angebotspreis niederschlagen wird und das System Netzreserve auch verteuern kann.

Da die vorgeschlagene Maßnahme die Komplexität des Systems jedoch maßgeblich erhöht, muss jedenfalls sichergestellt werden, dass Angebote für unterschiedliche Netzreservequalitäten entweder weiterhin vergleichbar bleiben oder aber unterschiedlichen, voneinander getrennten Bewertungskriterien unterliegen, um eine faire und transparente Bewertung zu ermöglichen und um Ungleichbehandlungen vorzubeugen. Es muss sichergestellt sein, dass bei Reihungen und Schwellwerten Teilnehmer mit einer Mindestabrufdauer von 6 Stunden und Teilnehmer mit einer Mindestabrufdauer von 3 Stunden differenziert betrachtet und unterschiedlich bewertet werden, da auch unterschiedliche Voraussetzungen vorliegen.

Offen ist die Frage, ob die Anbieter von 3h-Produkten immer (bis 10 %) zum Zug kommen. Getrennte Auktionen wären eine Möglichkeit eine Ungleichbehandlung zu verhindern, wobei aber jedenfalls der gesamte Bedarf an Netzreserve beschafft werden muss, auch wenn es für das 3h-Produkt zu einer Unterzeichnung der Auktion kommt.

Positiv bewertet wird, dass die vorgeschlagene Maßnahme in einem ersten Schritt nur auf eine eingeschränkte Teilmenge zur Anwendung kommen soll, um Erfahrungen zu sammeln. Die vorgeschlagenen bis zu 10 % werden aber nur als vorläufige Höchstschwelle angegeben bzw. interpretiert - hier ist unklar, inwieweit zukünftig nicht auch ein höherer

Anteil angesetzt werden könnte - dies würde dann einem Ausschreibungsdesign mit grundsätzlich unterschiedlichen Netzreservequalitäten entsprechen und ist aufgrund der zunehmenden Komplexität eher kritisch zu sehen.

WKÖ Bundessparte Industrie

Aus Gesamt-Industrie-Sicht kann die von Betreibern großer Kraftwerke vorgetragene Ablehnung von Flexibilisierungsmaßnahmen bei der Beschaffung der Netzreserve nicht mitgetragen werden. Vielmehr begrüßen wir weitere Flexibilisierung zur Nutzbarmachung kosteneffizienter Möglichkeiten zur Netzregelung. Das dabei große Kraftwerke weniger flexibel sein können, liegt wohl in der Natur der Sache, stellt aber – bei entsprechender Ausgestaltung - nicht notwendigerweise eine unsachliche Ungleichbehandlung dar.

Wir möchten aber auch in diesem Zusammenhang betonen, dass die Industrie Maßnahmen des Netzausbaus ausdrücklich unterstützt und der notwendige kosteneffiziente Ausbau – neben dem kosteneffizienten Betrieb - weiterhin höchste Priorität haben muss, sodass ein insgesamt kosteneffizientes Netzsystem erreicht wird.

Anonym

Eine Vereinfachung der Teilnahmebedingungen führt theoretisch zu mehr Angebot in den Ausschreibungen und ist aus diesem Grund nachvollziehbar. Allerdings muss unbedingt gewährleistet werden, dass es zu keiner Diskriminierung von einzelnen Anbietergruppen kommt.

Anbieter, welche die Mindestabrufdauer über einen längeren Zeitraum erbringen können, trage entsprechend mehr zur Versorgungssicherheit bei. Dies muss auch im Ausschreibungsprozess honoriert werden.

Getrennte Ausschreibungen für qualitativ unterschiedliche Produkte könnten eine Möglichkeit darstellen, um Diskriminierung zu verhindern. Allerdings muss gewährleistet werden, dass der Anteil der qualitativ niederwertigen Angebote nur einen vergleichsweise kleinen Anteil an der gesamten Netzreserveleistung beträgt und so die Versorgungssicherheit weiterhin langfristig einen hohen Standard erfüllt.

Die Mengenverteilung zwischen den verschiedenen Produkten sollte laufend gemonitort und bei Bedarf korrigiert werden.

Weiterhin sollte berücksichtigt werden, dass kurze Abrufe zu höheren EPM-Kosten führen können (gleichbleibende Anfahrkosten bei weniger gelieferter Energie).

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Marktteilnehmer befürworten grundsätzlich die Verkürzung der Mindestabrufdauer, um so den möglichen Teilnehmerkreis zu erweitern.

Eine Diskriminierung der unterschiedlichen Angebote wird nicht erwartet, da diese Maßnahme lediglich den Teilnehmerkreis erweitern soll und kein explizites Zuschlagskriterium oder eine Bevorzugung von Anlagen mit geringerer Leistung darstellt. Der festzulegende Anteil jener Leistung mit geringerer Mindestabrufdauer hat zur Folge, dass die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird, da sich aus der operativen Erfahrung gezeigt hat, dass die wenigen Zeitpunkte der maximalen Netzreserveleistung auch mit Anlagen geringerer

3.1.3 Würdigung

Die geplante Anpassung wird in den Stellungnahmen der Marktteilnehmer grundsätzlich befürwortet. Die Möglichkeit der Anpassung der Mindestabrufdauer für eine Teilmenge des Netzreservebedarfs, die in den Teilnahmebedingungen des Regelzonenführers festgelegt wird, soll umgesetzt werden. Im ersten Jahr wird hierfür ein Wert von maximal 10% festgelegt, wobei die Beschaffung in einer gemeinsamen Ausschreibung erfolgt. Der Zuschlag erfolgt, unter Berücksichtigung der Maximalmenge für Anlagen mit geringerer Abrufdauer, weiterhin auf Basis geringster Gesamtkosten. In weiterer Folge kann dieser Anteil jährlich und nach sorgfältiger Evaluierung der Erfahrungen aus den Ausschreibungen, auf Vorschlag des Regelzonenführers und nach Abstimmung mit der Regulierungsbehörde angepasst werden, soweit gewährleistet ist, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden können und dass es zu keiner Diskriminierung von einzelnen Anbietergruppen kommt.

3.2 Teilnahme flexibilisieren (Beteiligungsaussetzen)¹⁹

3.2.1 Beschreibung des Vorschlags

Ziel des Vorschlags ist eine Erweiterung der Möglichkeit des Beteiligungsaussetzens sowie die Flexibilisierung der Stilllegungsanzeigen.

Veränderte energiewirtschaftliche Bedingungen, wie zeitlich schwankende Strom- und Primärenergiepreise können dazu führen, dass Anlagen, deren Verfügbarhaltung durch die Netzreserve gesichert ist, für bestimmte Zeiträume am Strommarkt teilnehmen können und sich somit aus Markterlösen finanzieren können und dadurch keine Zahlungen aus der Netzreserve benötigen. Eine Möglichkeit für diese Anlagen, oder Anlagen welche aufgrund anderer Ursachen (z.B. Revisionen) nicht für die vorgesehenen Produktzeiträume verfügbar sind, für definierte Zeiträume die Teilnahme an der Netzreserve ruhend zu stellen, um z.B. an anderen Märkten teilzunehmen, reduziert in diesen Zeiträumen den Bedarf an Netzreserve und die damit verbundenen Kosten. Die Möglichkeit zur Aussetzung der Beteiligung an der Netzreserve besteht nur einmalig für den betreffenden Produktzeitraum. Eine Rückkehr in die Netzreserve ist damit innerhalb des Zeitraums der Beteiligungsaussetzung nicht zulässig.

(Zum Beispiel: Ein Teilnehmer der Netzreserve wird für ein Sommerprodukt von 1. April bis 30. September kontrahiert. Somit besteht die Möglichkeit die Beteiligung an der Netzreserve auf Monatsbasis in diesem Zeitraum auszusetzen, so etwa beispielsweise im August. Im August kann der Teilnehmer am Markt agieren und wird im Gegenzug nicht kompensiert, es verbleibt jedoch die Verpflichtung für EPM-Abrufe verfügbar zu sein. Das Aussetzen der Beteiligung im August beeinflusst die Teilnahme in der restlichen Kontrahierungsperiode nicht. Das heißt, dass der Teilnehmer ab September – entsprechend des abgeschlossenen saisonalen Netzreservevertrags – wieder ausschließlich für die Netzreserve verfügbar ist.)

Die Aussetzung der Teilnahme an der Netzreserve hat auch die Aussetzung der Zahlungen im Rahmen der Netzreserve zur Folge. Teilnehmer, die ihre Teilnahme an der Netzreserve aussetzen, müssen sich daher für die Dauer der Aussetzung ausschließlich über die

¹⁹ Konsultationsaspekt „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (iii) CEEAG.

Energiegroßhandelsmärkte finanzieren. Umgekehrt erhalten die Marktteilnehmer während der Teilnahme an der Netzreserve keine Vergütung von den Energiegroßhandelsmärkten, da die Teilnahme an den Energiegroßhandelsmärkten für die Dauer der Teilnahme an der Netzreserve verboten ist.²⁰

Weiters führt die Verbindlichkeit der Stilllegungsanzeigen dazu, dass Anlagen aktuell nach der Abgabe ihrer Meldung an ihre Stilllegungsanzeige gebunden sind. Auch bei veränderter Marktlage ist im Gesetz eine Rückkehroption – abgesehen von der Nutzung der gesetzlich vorgesehenen Toleranzmonate bei saisonalen Netzreserveverträgen – nur nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörde vorgesehen. Eine Option diese Stilllegungsmeldungen zu korrigieren, könnte zu einer Verringerung des Netzreservebedarfs beitragen.

Deshalb wird vorgeschlagen, die Möglichkeit für die Netzreserve Anlagen zu schaffen auf Basis monatlicher Zeitscheiben die Sicherung durch die Netzreserve ruhend zu stellen. Eine Rückkehr in die Netzreserve nach der Beteiligungsaussetzung ist für die Monatsperiode nicht möglich.

Dabei ist eine Vorlaufzeit in der Höhe von 8 Wochen vor dem kontrahierten Monat zu einzuhalten. Durch den ausgesprochenen monatlichen Austritt der Anlagen aus der Netzreserve wird für den genannten Monat grundsätzlich die Zahlungsverpflichtung für die entsprechende Leistungsvorhaltung seitens des Teilnehmers ausgesetzt. Jegliche Verpflichtungen zum Einsatz für das Engpassmanagement (Redispatch) bleiben davon unberührt und weiterhin vollinhaltlich aufrecht.

Im Sinne der Flexibilisierung wird zusätzlich vorgeschlagen, eine Möglichkeit zur Anpassung der abgegebenen Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 zu schaffen. Die Teilnehmer sind besonders eingeladen, ihre Meinung zu der Frist für die Einreichung von Stilllegungsmeldungen zu äußern.

²⁰ § 23b Abs. 7 EIWOG 2010.

Technische Anforderungen

Die Möglichkeit zur Ruhendstellung der Teilnahme an der Netzreserve als auch die Möglichkeit zur Anpassung der Stilllegungsmeldungen dürfen das Niveau an Netz- und Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigen. Eine Änderung kann daher nur in Form einer Ruhendstellung der Teilnahme an der Netzreserve oder eines Rücktritts von der Stilllegungsanzeige erfolgen, eine spontane Stilllegung oder ein spontaner Eintritt in die Netzreserve ist weiterhin unzulässig. Die Verpflichtungen zur Erbringung des Engpassmanagements (Redispatch) bleiben davon unberührt und gelten weiterhin in vollem Umfang.

Beschließt ein Anbieter die Teilnahme an der Netzreserve auszusetzen, so muss dieser dennoch versichern, dass die Anlage weiterhin im selben Ausmaß für das Engpassmanagement zur Verfügung steht, wie es der Fall wäre, wenn die Anlage in der Netzreserve verbleibt, außer die Erzeugungsanlage ist bereits am Markt aktiv.

Die Verpflichtung, dem Regelzonenführer temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungsanzeigen für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres zu übermitteln, bleibt davon unberührt. Diese bilden die Basis für die Systemanalyse und die Dimensionierung des Netzreservebedarfs gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010.

Regulatorische Anforderungen

In der aktuellen Fassung des Gesetzes ist es gemäß § 23d ElWOG 2010 nur erlaubt einmalig eine Verkürzung der Netzreserveverträge vorzunehmen. Es sollte die Vornahme einer Anpassung überlegt werden, welche es dem Regelzonenführer erlaubt einen Prozess zu definieren, über den ein mehrmaliges monatliches Aussetzen der Netzreserveverbringung im Kontrahierungszeitraum ermöglicht wird.

3.2.2 Rückmeldungen

Wien Energie

Komplementär zum Marktgeschehen kann diese Flexibilisierungsmaßnahme zu einem verbesserten Angebot von Netzreservekapazitäten führen und wird befürwortet. Die Berücksichtigung des mittelfristigen Wettergeschehens würde eine noch bessere

Anpassung an das Marktgeschehen ermöglichen. Daher wird für eine Verkürzung der Vorlaufzeit für das Beteiligungsaussetzen auf 2 Wochen plädiert.

Linz Strom

Wir begrüßen grundsätzlich die Steigerung der Flexibilität, eine Vorlaufzeit von 8 Wochen vor dem kontrahierten Monat sehen wir jedoch als viel zu lange an, besser wäre (wie beim Toleranzmonat) 2 Wochen vor dem kontrahierten Monat (bei EPV war das bis zum letzten Tag des Vormonates möglich). Je kürzer die Vorlaufzeit, umso besser kann auf kurzfristige Marktveränderungen bzw. meteorologischen Einflüssen etc. reagiert werden und die Anlagen in den Markt zurückkehren womit die Systemkosten verringert werden können.

Oesterreichs Energie

Komplementär zum Marktgeschehen kann diese Flexibilisierungsmaßnahme in bestimmten Zeiträumen zu einem verbesserten Angebot von Netzreservekapazitäten führen. Die Berücksichtigung des mittelfristigen Wettergeschehens würde eine noch bessere Anpassung an das Marktgeschehen ermöglichen. Daher wird für eine Verkürzung der Vorlaufzeit für das Beteiligungsaussetzen auf 2 Wochen plädiert.

Gleichwohl sind Wechselwirkungen zu berücksichtigen, eine Marktverzerrung durch die Netzreserve sollte möglichst ausgeschlossen werden. Es ist entsprechend darauf zu achten, dass Anlagen mit geplanter Marktteilnahme andere Rahmenbedingungen und Voraussetzungen hätten als Anlagen ohne geplante Marktteilnahme.

Anonym

Gerade für Betreiber von KWK-Anlagen ist ein kurzfristiges Anpassen der Einsatzplanung an das Wettergeschehen essentiell. Daher ist eine zusätzliche Flexibilisierungsmaßnahme grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte die Vorlaufzeit für die Bekanntgabe der Änderung maximal zwei Wochen betrage (analog zum aktuellen Ausschreibungsprozess). Bei einer Vorlaufzeit von 8 Wochen ist keine Abschätzung des zukünftigen Temperaturniveaus möglich.

Weiterhin muss bedacht werden, dass die Netzreserve die Versorgungssicherheit gewährleisten und somit die Verfügbarkeit von Anlagen, welche ohne die Netzreserve zumindest temporär stillgelegt wären, erhöhen soll. Eine zu einfache Rücknahme der

Stilllegungsanzeige könnte dazu führen, dass Anlagenbetreiber die Stilllegung aus strategischen Gründen anzeigen, ohne diese tatsächlich zu beabsichtigen und je nach Ausschreibungsergebnis zwischen Marktteilnahme und Netzreserve wählen. Dies würde den Netzreservebedarf unnötig erhöhen.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Dem Grunde nach wird die Maßnahme von den Marktteilnehmern befürwortet. Allerdings wird die Vorlaufzeit von 8 Wochen als zu lange angesehen um fundiert eine Entscheidung zu treffen, hier wird der Wunsch geäußert dies wie im bisherigen Verfahren mit den Toleranzmonaten auf bis zu 2 Wochen Vorlaufzeit zu reduzieren.

Es wird auch auf das Risiko bzw. die Gefahr einer Marktverzerrung hingewiesen die in einem strategischen Meldeverhalten der Stilllegung münden könnte, ohne diese tatsächlich zu beabsichtigen um je nach Ausschreibungsergebnis zwischen Marktteilnahme und Netzreserve wählen zu können. Ein solches Verhalten wird durch die Möglichkeit zur Umstellung auf kostenbasierte Beschaffung bzw. die Stilllegungsverpflichtung bei Nicht-Auswahl für den angekündigten Stilllegungszeitraum grundsätzlich eingeschränkt. Die Nichtberücksichtigung bei der Auswahl zur Beschaffung der Netzreserve führt dazu, dass die jeweilige Anlage jedenfalls stillgelegt verbleiben muss (Ausschluss der Möglichkeit zum Beteiligungsaussetzen).

3.2.3 Würdigung

Die Flexibilisierung der Teilnahme wird von den Marktteilnehmern grundsätzlich befürwortet, jedoch wird darauf verwiesen, dass die Meldefrist mit 8 Wochen zu lange vor dem Aussetzen der Beteiligung an der Netzreserve liegt, um die meteorologischen Bedingungen noch in die Planungen aufzunehmen. Eine Verkürzung der Vorlaufzeit soll auch prinzipiell nicht dazu führen, dass Anlagen beanreizt werden Stilllegungsanzeigen abzugeben, um dann ihre Betriebsweise nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten kurzfristig zu optimieren. Das Beteiligungsaussetzen soll vielmehr eine Maßnahme sein, um das Risiko zwischen Netzbenutzer und Anlagenbetreiber aufzuteilen, indem kurzfristige Potentiale zur Marktteilnahme genutzt werden können. Entsprechend kann eine Anpassung der Vorlaufzeit (auch unter Berücksichtigung eines notwendigen Abwicklungsprozesses) auf 4 Wochen verkürzt werden.

Das monatliche Aussetzen der Netzreserveerbringung wird für den jeweiligen Kontrahierungszeitraum durch die Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen ermöglicht, wobei sicherzustellen ist, dass von dieser Ausnahme nur Anlagen umfasst sind, die grundsätzlich in der Netzreserve bezuschlagt (oder eingewiesen) wurden.

3.3 Monatsprodukte für Netzreserve²¹

3.3.1 Beschreibung des Vorschlags

Alternativ oder zusätzlich zu der vorgeschlagenen Änderung in Punkt 2.2, soll es die Möglichkeit geben, Netzreserveleistung auf monatlicher Basis zu kontrahieren.

Dies trägt einerseits der Tatsache Rechnung, dass auch der Netzreservebedarf nicht konstant ist. Andererseits sind kürzere Produkte potenziell attraktiver für industrielle Anlagen (Erzeugung oder Last), da es einfacher ist die betrieblichen Rahmenbedingungen mit den Anforderungen des Partialmarkts der Netzreserve zu kombinieren. Monatliche Produkte können außerdem dafür genutzt werden, um Revisionszeiträume der saisonal oder jährlich kontrahierten Anlagen zu überbrücken, ohne damit eine zu hohe Kapazität im restlichen Zeitraum des Jahres zu kontrahieren.

Das Monatsprodukt wird analog zu den bestehenden Produkten im bestehenden jährlichen Prozess beschafft und kann von Stromerzeugungsanlagen nur angeboten werden, wenn für den entsprechenden Zeitraum eine Stilllegungsanzeige abgegeben wurde.

Technische Anforderungen

Eine Änderung der Produktgranularität erfordert auch gewisse Anpassungen in den Beschaffungsmechanismen und Prozessen. Dies aus dem Grund, dass die Einführung

²¹ Konsultationsaspekte "Geeignetheit", "vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen" und "Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern" gemäß Rz 348(a)(i), (ii) und (iii) CEEAG.

zusätzlicher monatlicher Blöcke die kombinatorische Komplexität der zugrundeliegenden Optimierung signifikant erhöht (jede Anlage erhöht die Komplexität um 2^{12}), wodurch zusätzliche Einschränkungen für nicht zulässige Kombinationen benötigt werden. Der Prozess muss auch so weit angepasst werden, dass ein Kriterium dafür gefunden wird, wann ein Monatsangebot besser als ein saisonales Angebot oder Jahresangebot ist. Eine Inkludierung von Monatsprodukten ist deshalb wahrscheinlich kurzfristig nicht möglich. Eine Umsetzung im Zeitraum der ersten beiden Ausschreibungen nach der Genehmigung durch die Europäische Kommission erscheint jedoch realistisch.

Regulatorische Anforderungen

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.

3.3.2 Rückmeldungen

Wien Energie

Die Flexibilität bei der Produktgestaltung wird grundsätzlich begrüßt. Wichtig dabei ist, dass die Vergleichbarkeit der Angebote gewährleistet und die Abrechnungsmodalitäten klar dargelegt werden. Mit einer Verkürzung auf monatliche Produkte geht auch die Notwendigkeit eines vereinfachten kurzfristigeren Stilllegungsmeldungsprozesses einher, der es den Anbietern von Stromerzeugungsanlagen ermöglicht, ihre Anlagen im Monatsraster und geringer Vorlaufzeit zum angedachten Erbringungszeitraum stillzulegen. Produktzusammenstellungen mit unterschiedlichen Laufzeiten – gestaltbar auch über Toleranzmonate, ermöglichen den Unternehmen eine einfachere Teilnahme an der Netzreserve und eröffnen insbesondere auch Demand-seitig mehr Flexibilitäten.

Linz Strom

Bei diesem Punkt möchten wir im Sinne der Gleichbehandlung anmerken, dass sichergestellt werden muss, dass die Teilnehmer von Produkten, die sich in der Dauer deutlich unterscheiden (Monats- und Jahresprodukte), sowohl bei Schwellwerten als auch Reihungen differenziert betrachtet und unterschiedlich bewertet werden, da auch unterschiedliche Voraussetzungen vorliegen.

Oesterreichs Energie

Die Einführung von Produkten mit verringerter Dauer könnte – je nach weiterer Marktentwicklung – an Bedeutung gewinnen. Das Produkt verringert die Einstiegshürde für Netzreserve. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass die Teilnehmer von Produkten, die sich in der Dauer deutlich unterscheiden (Monats- und Jahresprodukte), sowohl bei Schwellwerten als auch Reihungen differenziert betrachtet und unterschiedlich bewertet werden, da auch unterschiedliche Voraussetzungen vorliegen.

Außerdem sollte die Dauer der Stilllegungsanzeigen mit den angebotenen Monatsprodukten korrelieren, d.h. mit einer Verkürzung auf monatliche Produkte geht auch die Notwendigkeit eines vereinfachten kurzfristigeren Stilllegungsmeldungsprozesses einher, der es den Anbietern von Stromerzeugungsanlagen ermöglicht, ihre Anlagen im Monatsraster und geringer Vorlaufzeit zum angedachten Erbringungszeitraum stillzulegen.

Produktzusammenstellungen mit unterschiedlichen Laufzeiten – gestaltbar auch über Toleranzmonate, ermöglichen den Unternehmen eine einfachere Teilnahme an der Netzreserve und eröffnen insbesondere auch nachfrageseitig mehr Flexibilitäten.

WKÖ Bundessparte Industrie

Aus Gesamt-Industrie-Sicht kann die von Betreibern großer Kraftwerke vorgetragene Ablehnung von Flexibilisierungsmaßnahmen bei der Beschaffung der Netzreserve nicht mitgetragen werden. Vielmehr begrüßen wir weitere Flexibilisierung zur Nutzbarmachung kosteneffizienter Möglichkeiten zur Netzregelung. Das dabei große Kraftwerke weniger flexibel sein können, liegt wohl in der Natur der Sache, stellt aber – bei entsprechender Ausgestaltung - nicht notwendigerweise eine unsachliche Ungleichbehandlung dar.

Wir möchten aber auch in diesem Zusammenhang betonen, dass die Industrie Maßnahmen des Netzausbaus ausdrücklich unterstützt und der notwendige kosteneffiziente Ausbau – neben dem kosteneffizienten Betrieb - weiterhin höchste Priorität haben muss, sodass ein insgesamt kosteneffizientes Netzsystem erreicht wird.

Anonym

Monatsprodukte würden die Flexibilität für Anlagenbetreiber erhöhen und werden demnach befürwortet.

Aufgrund von Revisionen und sonstigen Einschränkungen der Verfügbarkeit gibt es immer Zeiten, in denen eine Anlage weder am Markt noch an der Netzreserve teilnehmen kann. Diese Zeiten sind für jede Anlage unterschiedlich und sollten somit auch im Ausschreibungsprozess berücksichtigt werden. Auch hier würde die zusätzliche Flexibilität eines Monatsproduktes eine notwendige Abhilfe schaffen.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die erhöhte Flexibilität durch Monatsprodukte wird von den Marktteilnehmern grundsätzlich begrüßt. Dabei solle jedoch gleichzeitig eine Anpassung des entsprechenden Modus für Stilllegungsanzeigen erfolgen (rollierende Stilllegungsmeldungen). Eine Veränderung des Zeitpunkts der Stilllegungsmeldung ist aufgrund der Bedarfsbestimmung der Netzreserve bzw. des operativen Prozesses bei der jährlichen Ausschreibung der Netzreserve nicht möglich.

Genau aus diesen Gründen wurde ein Teil der Bedarfsdeckung der Netzreserve durch ein zusätzliches neues kurzfristigeres Flexibilitätsprodukt als Punkt 4.5 angeboten.

3.3.3 Würdigung

Die Erfahrung der bisher durchgeführten Ausschreibung zeigt, dass kürzere Produkte generell ein schlechteres Preis-Leistungsverhältnis besitzen als längere Produkte. Ein ähnliches Verhalten ist auch von einem Monatsprodukt zu erwarten. Um das Monatsprodukt ideal einzusetzen ist dementsprechend ein angemessener Zuschlagsprozess in der Ausschreibung notwendig. Das Produkt kann dazu dienen, Monatsprodukte zu einem saisonalen oder Jahresprodukt zu stückeln oder Lücken nach der Revisionskoordinierung durch einen späteren Zuschlag²² des Monatsprodukts, zu schließen, wobei letzteres noch eine gesetzliche Änderung erfordert, die wiederum vom aktuellen Status des EIWG abhängt. Ein Zuschlag gleichzeitig mit den Saisonal- und Jahresprodukten, zur oben genannten Stückelung, ist aufgrund der hohen Komplexität des Zuschlags²³ dann sinnvoll, wenn bereits zum Zuschlagszeitpunkt feststeht, dass einzelne Monatslücken im Netzreservejahr vorliegen, die durch Monatsprodukte aufgefüllt werden

²² Ein paar Monate später, nach Abschluss der Revisionskoordinierung

²³ Insbesondere steht die Anforderung für jedes Monat ein Monatsprodukt anzubieten, mit dem Bedürfnis im Laufe des Jahres auch eine Revision, deren Zeitraum erst später koordiniert wird, durchführen zu müssen in Konflikt.

können, oder wenn sich ein entsprechender Bedarf vonseiten der Anbieter abzeichnet, mit dem ein konstantes Band über eine Saison oder ein Jahr zugeschlagen werden kann. Dies dürfte insbesondere für Demand-Side Anbieter interessant sein, wobei aufgrund der hohen Vorlaufzeit für dieses Produkt hier auch auf die Alternative der Möglichkeiten des Flexibilitätsprodukts im Sinne von 4.5 verwiesen wird.

3.4 Möglichkeit zur Umstellung auf kostenbasierte Beschaffung²⁴

3.4.1 Beschreibung des Vorschlags

Für die Fälle, in denen eine wettbewerbliche Beschaffung der Netzreserve nicht sinnvoll durchführbar ist, soll eine Umstellungsoption auf kostenbasierte Kompensation eingeführt werden.

Ausgehend vom 2. Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem. § 23b Abs. 10 ElWOG 2010²⁵ zeigen die Erfahrungen der ersten drei Ausschreibungen für die Netzreserve, dass das Ziel, einen gut funktionierenden und möglichst offenen Markt zu schaffen, um alternatives Angebotspotenzial zu beanreizen, noch nicht ausreichend war. Es müssen weitere Anstrengungen unternommen werden, um Demand Response und grenzüberschreitende Redispatch-Ressourcen einzubeziehen. Andererseits birgt die Beschaffung der Netzreserve in einem ineffizienten Markt mit pivotalen Marktteilnehmern ein hohes Risiko, dass die Netzkunden zu viel für die Netzreserve bezahlen. Für den Fall, dass die Wettbewerbsintensität nicht allgemein anerkannten Wettbewerbsindikatoren entspricht, ist daher ein Fallbackmechanismus vorzusehen, dessen allfälliger Einsatz in jedem Beschaffungszeitraum zu bewerten ist.

²⁴ Konsultationsaspekte „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ sowie „falls keine Ausschreibung durchgeführt wird: die Annahmen und Daten, auf die sich die Quantifizierung stützt, anhand deren die Angemessenheit der Beihilfe nachgewiesen wird, einschließlich Kosten, Einnahmen, Betriebsannahmen und Lebensdauer sowie der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC)“ gemäß Rz 348 lit a (ii) und (iv) CEEAG.

²⁵ e-control.at/documents/1785851/0/Netzreservebericht+2023.pdf/cf96deb0-987c-c7ea-ea4f-781d6964ef67?t=1706701926756

In Fällen in denen eine wettbewerbliche Beschaffung der Netzreserve nicht oder nicht sinnvoll möglich ist, soll ein kostenbasiertes Beschaffungsverfahren durchgeführt werden, falls sich auf dem Teilmarkt der „Netzreserve“ anhand vorab festgesetzter Messkriterien eine Liquiditätsknappheit zeigen sollte.

Die Beschaffung der Netzreserve mittels wettbewerblicher Ausschreibungen ist weiterhin der Standardprozess.

Gibt es während des Beschaffungsprozesses substantielle Hinweise auf einen illiquiden Markt, wird eine kostenbasierte Beschaffung geprüft. Kriterien für substantielle Hinweise auf einen illiquiden Markt sind, dass die Kapazität der potenziellen Anbieter auf der Grundlage der Stilllegungsmeldungen weniger als X % des Netzreservebedarfs beträgt oder dass es mindestens einen pivotalen Anbieter gibt, der für die Deckung des Netzreservebedarfs notwendig ist. Die kostenbasierte Beschaffung würde nachfolgenden Grundsätzen erfolgen:

- Reduktion des NR-Bedarfs um die Menge an NR, die über das neue Flexibilitätsprodukt beschafft werden soll (siehe Unterabschnitt 2.5)
- Alle Erzeugungsanlagen mit Stilllegungsmeldungen sind verpflichtet, ihre voraussichtlichen Aufwendungen und Kosten im Hinblick auf die Bereitstellung der benötigten Netzreserve offen zu legen
- Die Regulierungsbehörde prüft die Plausibilität dieser Kosten und reiht die Anlagen nach den vorgelegten Kosten und der Effektivität der Anlage zur Beseitigung typischer Engpässe.
- Der Regelzonenführer deckt dann den Netzreservebedarf durch den Abschluss von Netzreserveverträgen zu den niedrigsten Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Effizienz der Anlage zur Behebung typischer Engpässe.
- Die Abrechnung der Stilllegungskosten erfolgt nachträglich auf der Basis der tatsächlich entstandenen Kosten bei vollständiger Erfüllung des NR-Vertrages mit dem Regelzonenführer, wobei diese nicht höher sein dürfen als die als rangrelevant angegebenen Kosten.

Grundlage für die Kostenprüfung ist § 23c ElWOG 2010, mit einigen geringfügigen Anpassungen, insbesondere:

Den Betreibern sind jährlich die mit der Bereitstellung der Netzreserve verbundenen wirtschaftlichen Nachteile und Kosten im Vergleich zu den mit der Stilllegung verbundenen Kosten abzugelten. Folgende Positionen sind zu entschädigen:

- betriebliche Aufwendungen und Kosten, die für die Bereitstellung betriebsbereiter Kraftwerke erforderlich sind, wobei diejenigen Aufwendungen und Kosten abzuziehen sind, die im Szenario der Stilllegung oder des Rückbaus anfallen würden. Die folgenden Komponenten mit Fixkostencharakter sind in jedem Fall enthalten:
 - Materialkosten,
 - Personalkosten und
 - Instandhaltungskosten, die in direktem Zusammenhang mit der Leistungserbringung stehen;
 - alle betrieblichen Aufwendungen und Kosten, die zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft aus dem Zustand der Stilllegung oder Erhaltung des Kraftwerks erforderlich sind;
 - nachweislich notwendige Ersatz- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistung für den betreffenden Produktzeitraum und zur Sicherstellung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes. Daraus resultierende Kapitalkosten (anteilige Finanzierungskosten und anteilige Abschreibungen) sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen und angemessen zu verzinsen;
 - den alters- und abnutzungsbedingten Werteverlust des Kraftwerks während der Dauer des Stilllegungsverbotes, ausgehend von den nachprüfbaren Buchwerten zum 31. Dezember des Vorjahres.

Die folgenden Kostenbestandteile sind nicht anererkennungsfähig:

- Aufwendungen und Kosten, die aufgrund eines Vertrages gemäß § 23 Abs. 2 Z. 5 EIWOG 2010 oder § 121 zweiter Satz EIWG-Entwurf abgegolten werden;
- Finanzierungs- und Kapitalkosten;
- allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber im Falle einer endgültigen Stilllegung aus der Veräußerung des Betriebsvermögens des Kraftwerks entgangen wären
- Opportunitätskosten jeglicher Art;
- betriebliche und periodenfremde Aufwendungen sowie außerordentliche Aufwendungen;

- vom Kraftwerksbetreiber schuldhaft verursachte Aufwendungen und Kosten;
- allfällige Buchwertänderungen, die auf vergangene Entschädigungen für die Erbringung von Dienstleistungen zurückzuführen sind.

In Ergänzung zu den derzeit geltenden Bestimmungen gemäß §§ 23b Abs. 8 und 23c Abs. 1 ElWOG 2010 ist daher eine Änderung der gesetzlichen Bestimmungen vorzunehmen, wonach bei Anzeichen eines illiquiden Marktes (z.B. die flexible Kapazität der potentiellen Lieferanten auf Basis der Stilllegungsmeldungen ist geringer als X% des Netzreservebedarfs, oder es gibt einen pivotalen Lieferanten, ohne den der Netzreservebedarf nicht gedeckt werden kann) auf eine kostenbasierte Beschaffung umgestellt werden kann. Die Entscheidung für einen Wechsel sollte vor Beginn des Beschaffungsverfahrens und der Aufforderung zur Interessenbekundung getroffen werden.

Im Falle einer kostenbasierten Beschaffung ist die Regulierungsbehörde für die Prüfung der vorgelegten Kosten zuständig.

Technische Anforderungen

Aus technischer Sicht muss auch eine kostenbasierte Erbringung der Netzreserve sicherstellen, dass die zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs notwendigen Anlagen für die Erbringung von Engpassmanagement gesichert und erhalten werden.

Im Beschaffungsprozess muss ein geordneter Ablauf definiert werden, welcher den Übergang von einer marktbasierter Beschaffung zu einem kostenbasierten Verfahren festlegt. Der Übergang zu einem kostenbasierten Verfahren soll zu einem Zeitpunkt erfolgen, der es dem Regelzonenführer und den Anlagenbetreibern erlaubt, bei der Erstellung der Beschaffungsunterlagen bzw. Einreichung der Angebote zu wissen, welcher Verfahrenstyp gewählt wurde. Dadurch sollen eine Aufwandserhöhung und Zeitverzögerungen im Verfahren vermieden werden.

Die Kostenprüfung der Anlagebetreiber erfolgt im Falle kostenbasierter Beschaffung durch E-Control. Der Modus der Kostenermittlung sollte nach den in § 23c Abs. 2 und 3 ElWOG 2010 normierten Grundsätzen erfolgen.

Die Entscheidung, ob die Ausschreibung markt- oder kostenbasiert durchgeführt wird, wird entsprechend der Anforderung der Rz 49 lit b CEEAG zeitgerecht veröffentlicht.

Regulatorische Anforderungen

Die entsprechenden Anpassungen zur Einführung einer „Umstellungsoption auf kostenbasierte Kompensation“ sind im gesetzlichen Regelwerk zu berücksichtigen.

3.4.2 Rückmeldungen

Wien Energie

Die vorgeschlagene Änderung des derzeit aufrechten Verfahrensablaufs führt - je nach Festlegung der nicht näher spezifizierten Abweichung von X % der angezeigten Stilllegungen im Vergleich zum ausgewiesenen Netzreservebedarf - zu einer Abkehr vom preisbasierten Angebotsverfahren und einer Aushebelung des Marktes.

Aufgrund der potenziell für die Netzreserve verfügbaren Erzeugungsleistung und der in der Vergangenheit ausgeschriebenen Netzreservebedarfsmengen ist zudem die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es mindestens einen pivotalen Anbieter gibt, der für die Deckung des Bedarfs notwendig ist. Dies würde lt. Konsultationsentwurf ein marktbasierendes Beschaffungsverfahren jedenfalls aushebeln. Aus Anbietersicht wird ein ggf. jährlicher Wechsel zw. Angebotsverfahren oder kostenbasiertem Verfahren auch aus Gründen des Ressourceneinsatzes und der Planungssicherheit abgelehnt.

Die Erfahrung der vergangenen Netzreserveausschreibungen hat gezeigt, dass das gegenwärtige System der Netzreservebeschaffung, das bei nicht signifikanter Deckung des Netzreservebedarfs ggf. eine 2. Angebotsrunde und zudem noch die Fall-Back-Optionen von kostenbasiertem Verfahren und Stilllegungsverboten bei wiederholter Unterdeckung vorsieht, gut geeignet ist, um den Netzreservebedarf zu beschaffen. Vor allem kann dadurch kann der Großteil des benötigten Bedarfs wettbewerblich gedeckt werden und nur einzelne Anbieter müssen ggf. ein kostenbasiertes Verfahren durchlaufen.

Dass Netzkunden nicht zu viel für die Netzreserve bezahlen, wird durch das Signifikanzniveau und die ggf. 2. Verfahrensrunde gewährleistet und durch die Vorgabe eines kostenbasierten Verfahrens für jene Anbieter, die nach der 2. Verfahrensrunde noch über dem Signifikanzniveau angeboten haben, ausreichend abgesichert!

Das bestehende Ausschreibungsdesign hat sich bei den vergangenen Ausschreibungen bewährt. Aus den genannten Gründen wird der Änderungsvorschlag klar abgelehnt und für die Beibehaltung des derzeitigen Verfahrens plädiert.

Linz Strom

Wir gehen davon aus, dass die vorgeschlagenen Änderungen zu einer Aushebelung des marktbasierendes Beschaffungsverfahrens führen. Aufgrund der potenziell für die Netzreserve verfügbaren Erzeugungsleistung und der in der Vergangenheit ausgeschriebenen Netzreservebedarfsmengen ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es mindestens einen pivotalen Anbieter gibt, der für die Deckung des Bedarfs notwendig ist. Wir sind der Meinung, dass das gegenwärtige System der Netzreservebeschaffung, das bei nicht signifikanter Deckung des Netzreservebedarfs ggf. eine 2. Angebotsrunde und zudem noch die Fall-Back-Optionen von kostenbasiertem Verfahren und Stilllegungsverboten bei wiederholter Unterdeckung vorsieht, gut geeignet ist, um den Netzreservebedarf zu beschaffen. Vor allem kann dadurch der Großteil des benötigten Bedarfs wettbewerblich gedeckt werden und nur einzelne Anbieter müssen ggf. ein kostenbasiertes Verfahren durchlaufen.

In Kapitel 2.4 Punkt 5 wird von einer Abrechnung der Stilllegungskosten gesprochen:

„Die Abrechnung der Stilllegungskosten erfolgt nachträglich auf der Basis der tatsächlich entstandenen Kosten bei vollständiger Erfüllung des NR-Vertrages mit dem Regelzonenführer, wobei diese nicht höher sein dürfen als die als rangrelevant angegebenen Kosten.“

In diesem Zusammenhang gehen wir davon aus, dass es sich richtigerweise um die Abrechnung der Kosten für die Bereitstellung von Netzreserve handeln muss, das heißt die Abgeltung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten abzüglich der mit der Stilllegung verbundene Kosten.

Weiter wird kritisch angemerkt, dass im Falle von Kostensteigerungen im Zuge einer kostenbasierten Beschaffung keine IST Kosten abgerechnet werden können, wenn dessen Höhe rangrelevant wären. Laut § 23c Abs. 2 und 3 ElWOG 2010 sind die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten abzugelten. Eine Begrenzung sehen wir als einseitige Benachteiligung der Betreiber an.

Oesterreichs Energie

Die vorgeschlagene Änderung des derzeit aufrechten Verfahrensablaufs führt - je nach Festlegung der nicht näher spezifizierten Abweichung von X % der angezeigten Stilllegungen im Vergleich zum ausgewiesenen Netzreservebedarf - zu einer Abkehr vom preisbasierten Angebotsverfahren und einer Aushebelung des Marktes.

Aufgrund der potenziell für die Netzreserve verfügbaren Erzeugungsleistung und der in der Vergangenheit ausgeschriebenen Netzreservebedarfsmengen ist zudem die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es mindestens einen pivotalen Anbieter gibt, der für die Deckung des Bedarfs notwendig ist. Dies würde lt. Konsultationsentwurf ein marktbasierendes Beschaffungsverfahren jedenfalls aushebeln. Aus Anbietersicht wird ein ggf. jährlicher Wechsel zw. Angebotsverfahren oder kostenbasiertem Verfahren auch aus Gründen des Ressourceneinsatzes und der Planungssicherheit abgelehnt.

Die Erfahrung der vergangenen Netzreserveausschreibungen hat gezeigt, dass das gegenwärtige System der Netzreservebeschaffung, das bei nicht signifikanter Deckung des Netzreservebedarfs ggf. eine 2. Angebotsrunde und zudem noch die Fall-Back-Optionen von kostenbasiertem Verfahren und Stilllegungsverboten bei wiederholter Unterdeckung vorsieht, gut geeignet ist, um den Netzreservebedarf zu beschaffen. Vor allem kann dadurch der Großteil des benötigten Bedarfs wettbewerblich gedeckt werden und nur einzelne Anbieter müssen ggf. ein kostenbasiertes Verfahren durchlaufen.

Dass Netzkunden nicht zu viel für die Netzreserve bezahlen, wird durch das Signifikanzniveau und die ggf. 2. Verfahrensrunde gewährleistet und durch die Vorgabe eines kostenbasierten Verfahrens für jene Anbieter, die nach der 2. Verfahrensrunde noch über dem Signifikanzniveau angeboten haben, ausreichend abgesichert.

Das bestehende Ausschreibungsdesign hat sich bei den vergangenen Ausschreibungen bewährt. Aus den genannten Gründen wird der Änderungsvorschlag klar abgelehnt und für die Beibehaltung des derzeitigen Verfahrens plädiert.

Anonym

Grundsätzlich sollte am marktorientierten Beschaffungssystem festgehalten werden. Nach § 23c EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde auch jetzt schon die Möglichkeit, ein Stilllegungsverbot auszusprechen und die Anlagen nach geringsten Kosten zu

kontrahieren. Ein Stilllegungsverbot und eine kostenbasierte Vergütung darf weiterhin nur bei unbedingter Notwendigkeit erfolgen

Dabei ist auch zu beachten, dass eine Kostenbekanntgabe bei Betreibern administrativen Aufwand verursacht und dafür ausreichend Vorlaufzeit eingeplant werden muss.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Erfahrungen haben aus Sicht der KW-Betreiber gezeigt, dass das bestehende, mehrstufige Verfahren sich bewährt hat, eine Umstellung auf ein kostenbasiertes Verfahren wird daher kritisch gesehen. Auch ein regelmäßiger Wechsel zwischen einer marktbasierteren und kostenbasierten Beschaffung wird als zusätzliche Belastung der Anbieter verstanden.

Aus Sicht der konsultierenden Instanzen ist die Verfügbarkeit von genügender flexibler Leistung als Absicherung der Versorgungs- und Netzsicherheit zu gewährleisten.

3.4.3 Würdigung

Die Stellungnahmen zeigen, dass die Marktteilnehmer große Interesse haben, die bestehenden Mechanismen unverändert zu belassen. Hingegen zeigen die Analysen des 2. Berichts der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem § 23b Abs. 10 ElWOG 2010 gravierende Mängel der Wettbewerbsintensität auf diesem Partialmarkt. Das bestehende ausschreibungs-basierte System soll demnach beibehalten werden, und bei Anzeichen von Illiquidität auf ein kostenbasiertes Verfahren umgestellt werden.

3.5 Bedarfsdeckung der Netzreserve durch neues Flexibilitätsprodukt²⁶

3.5.1 Beschreibung des Vorschlags

Der Vorschlag zielt auf die Einführung eines Flexibilitätsprodukts für einen Teil der Netzreserve.

Das starke Wachstum erneuerbarer Energien erfordert den verstärkten Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen in den verschiedenen kurzfristigen Marktsegmenten. Die Verankerung solcher Flexibilitätsdienstleistungen ist als grundsätzliches Prinzip der europäischen Strommarktreform vorgesehen, um den steigenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem zu decken, so auch die Notwendigkeit der Netzreserve. Die Netzreserve in ihrer aktuellen Form ist technologieneutral, wobei ein neues flexibles Produkt eine niedrigere Eintrittsbarriere in den Partialmarkt der Netzreserve darstellen kann und die Teilnahme von flexiblen Anbietern wie Batteriespeichern, kleinen Erzeugern und Demand-Response Anlagen ermöglicht.

Die aktuelle Netzreserve sieht eine Deckung des Flexibilitätsbedarfs in Produktblöcken mit einer Länge von 6 Monaten, 12 Monaten und 24 Monaten vor.

Um die Einbindung neuer, kleinerer flexibler Einheiten in die Netzreserve zu beanreizen, soll die Möglichkeit vorgesehen werden, einen Teil der Netzreserve durch neue, an diese Anlagen besser angepasste Produkte zu erbringen. Somit wird vorgeschlagen in einer monatlichen Ausschreibung einen Leistungsmarkt für Flexibilitäten („Netzreserve-Flexibilitätsprodukt“) einzurichten.

²⁶ Konsultationsaspekte „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ und „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (ii) und (iii) CEEAG.

Technische Anforderungen

Das Vorliegen der digitalen Infrastruktur (bspw. Flexibilitätsplattform gemäß Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes) zur Beschaffung und Steuerung von Engpassmanagement durch kleinere flexible Einheiten ist eine Grundvoraussetzung für eine Entwicklung in diese Richtung.

Erst nach erfolgreicher Erprobung der Erbringung und Skalierung eines marktbasieren Engpassmanagementprodukts (siehe auch der Konsultationsentwurf zur Erlassung eines Network Code for Demand Response, Festlegung von Produkten), kann die Nutzung des Energieprodukts um den Aspekt der Leistungsvorhaltung erweitert werden.

Die wesentlichen Merkmale des Netzreserve-Flexibilitätsprodukts werden wie folgt vorgeschlagen.

- Technologieoffen für alle Anlagen ohne Stilllegungsmeldung, also etwa Erzeugung, Demand-Response und Speicher
- Monatliche marktbasierende Kapazitätsausschreibung²⁷ von bis zu [XX] MW im festgelegten geographischen Bereich Y, zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen
- Abruf der gesicherten Kapazitäten im Day-Ahead Prozess für den nächsten Tag
- Angebotspreise limitiert mit [XX] €/MWh, zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen
- Energieangebote mit 1h Länge

Bei der erstmaligen Einführung des „Netzreserve-Flexibilitätsprodukts“ wird eine Festsetzung der Kapazitätsausschreibung des „Netzreserve-Flexibilitätsprodukt“ bis zu 40 MW für die Dauer von einem Jahr vorgeschlagen. Dieser Wert wurde so festgelegt, dass das neue Produkt groß genug ist, um die Belastung von 220kV- und 380kV-Leitungen zu verändern, aber klein genug, um Probleme in der Startphase zu vermeiden. Dieser Wert wird jährlich evaluiert und angepasst. Nach gebührender Berücksichtigung, insbesondere des Umstands, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zur jeder Zeit sichergestellt werden kann, kann der Anteil an dem Netzreserve-Flexibilitätsprodukt auf Vorschlag von APG nach Abstimmung mit E-Control erhöht werden.

²⁷ Bei entsprechender Liquidität auf Kurzfristmärkten (Flexibilitätsmärkten) könnten Kapazitätsausschreibungen auch aufgrund der sichergestellten Verfügbarkeit von ausreichenden Potentialen teilweise oder zur Gänze entfallen. Dies wäre in der Systemanalyse zu berücksichtigen.

Das Preislimit wird von E-Control bzw. von APG in Abstimmung mit E-Control festgesetzt. Der Ausschreibungszeitpunkt wird von APG in Abstimmung mit E-Control festgesetzt.

Bei der Festlegung der zu beschaffenden Leistung des monatlichen auszusprechenden Netzreserve-Flexibilitätsprodukts ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit besonders auf die festzusetzende Höhe der auszusprechenden Kapazität zu achten. Die vorgesehene Produktdauer (z.B. monatlich) stellt eine wesentliche Reduzierung der Vorhaltdauer im Vergleich zum Bestandprodukt (saisonal, jährlich oder 2-jährlich) dar und die Ausschreibung wird mit kürzerer Vorlaufzeit und ohne Erfordernis der Abgabe von Stilllegungsanzeigen durchgeführt, wodurch das Produkt keine durchlaufende Sicherung abbildet, Weiters ist die Erfahrung über die Liquidität und das Bieterverhalten seitens des Regelzonenführers noch sehr gering, daher ist die durch das Flexibilitätsprodukt auszusprechende Kapazität am Beginn gering zu halten und kann gegebenenfalls nach Analyse der Liquidität und des Bieterverhaltens stufenweise erhöht werden.

Regulatorische Anforderungen

§ 23b Abs. 2 EIWOG 2010 legt die Produktlänge abschließend fest, womit keine Möglichkeit zur Modifikation der Produktlänge besteht. Eine Anpassung des Gesetzes ist daher notwendig, um das Produkt „Netzreserve-Flexibilität“ zu ermöglichen, welches zur Deckung des Netzreservebedarfs eingesetzt werden kann.

Aufgrund der geringeren zeitlichen Auflösung und stärkeren Einbeziehung neuer flexibler Einheiten ist für diese Produkte eine andere Zeitschiene in der Beschaffung, z.B. monatlich rollierend vorzusehen. Die Produkte sind parallel zum bestehenden Netzreserve-Prozess zu beschaffen.

3.5.2 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Wien Energie

Der Vorschlag und die Vorgehensweise, in einer Testphase das Produkt testweise mit kleineren Leistungen auszuprobieren und bei Erfolg anzupassen, werden begrüßt.

Oesterreichs Energie

Die Rahmenbedingungen (Bedarf, Leistung, potentielle Anbieter, Nutzen, Kosten etc.) für ein neues Flexibilitätsprodukt sind ohne weitere Angaben schwer nachvollziehbar. Es gäbe derzeit schon eine Möglichkeit der Beschaffung über den Intradaymarkt. Da es bisher keinen Flexibilitätsmarkt gibt, ist unklar, ob dieser dauerhaft in der Lage ist, die notwendige Reserve zu gewährleisten. Grundsätzlich ist jedoch zu begrüßen, dass mehr Möglichkeiten für die Deckung des Netzreservebedarfs genutzt werden. Es gilt zu gewährleisten, dass eine Vergleichbarkeit der Gebotsmöglichkeiten sowie gleichwertige Vergabekriterien eingehalten werden und es nicht zu einer Ungleichbehandlung zwischen den Anbietern kommt.

Daher ist es angemessen, in einer Testphase das Produkt mit kleineren Leistungen auszuprobieren und nur bei Erfolg anzupassen.

Anonyme Stellungnahme

Ein zusätzliches Flexibilitätsprodukt könnte zu einer vereinfachten Teilnahme an der Netzreserveausschreibung führen und ist somit nachvollziehbar. Allerdings muss auch hier die Nichtdiskriminierung zwischen den Anlagenkategorien unbedingt eingehalten werden. Gerade die unterschiedlichen Abrufzeiten und die mögliche Marktteilnahme beim Flexibilitätsprodukt werden somit kritisch gesehen.

Analog zu Punkt 2.1 muss auch hier unbedingt sichergestellt werden, dass der Großteil der Netzreserveleistung durch Anlagen bereitgestellt wird, welche auch langfristig zur Versorgungssicherheit beitragen. Eine Testphase mit geringen Mengen bzw. ein laufendes Monitoring wäre eine mögliche Option. Eine Kopplung zwischen Netzreserve und Energiemärkten ist aufgrund von möglichen marktverzerrenden Wirkungen besonders genau zu prüfen.

Norske Skog

Die Definition rein als Erzeuger oder Verbraucher schließt industrielle Anlagen mit Eigenerzeugung aus der Teilnahme an der Netzreserve aus. Mit einer kombinierten Erbringung von Netzreserve sowohl durch die Reduktion des Verbrauchs als auch durch die Eigenerzeugungsanlage einer industriellen Anlage können die möglichen Flexibilitäten bestmöglich genutzt werden. Die Erbringung der Netzreserve ist durch die Kombination aus Verbrauchsreduktion und Erhöhung der Eigenerzeugung möglich, wobei die

Eigenerzeugungsanlagen dazu nicht stillgelegt werden sollen. Zu diesem Punkt sollte eine generelle Anpassung erfolgen. Die Einführung eines neuen Flexibilitätsproduktes wie im Konsultationsdokument beschrieben ist ein Schritt in diese Richtung und somit zu begrüßen.

WKÖ Bundessparte Industrie

Aus Gesamt-Industrie-Sicht kann die von Betreibern großer Kraftwerke vorgetragene Ablehnung von Flexibilisierungsmaßnahmen bei der Beschaffung der Netzreserve nicht mitgetragen werden. Vielmehr begrüßen wir weitere Flexibilisierung zur Nutzbarmachung kosteneffizienter Möglichkeiten zur Netzregelung. Das dabei große Kraftwerke weniger flexibel sein können, liegt wohl in der Natur der Sache, stellt aber – bei entsprechender Ausgestaltung - nicht notwendigerweise eine unsachliche Ungleichbehandlung dar.

Wir möchten aber auch in diesem Zusammenhang betonen, dass die Industrie Maßnahmen des Netzausbaus ausdrücklich unterstützt und der notwendige kosteneffiziente Ausbau – neben dem kosteneffizienten Betrieb - weiterhin höchste Priorität haben muss, sodass ein insgesamt kosteneffizientes Netzsystem erreicht wird.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Flexibilisierung des Netzreservebedarfs wird von den Anbietern als Weiterentwicklung generell begrüßt. Es benötigt jedoch noch weitere Spezifizierungen vor der Umsetzung.

Da dieses Produkt von der Verfügbarkeit der Flexibilitätsplattform abhängig ist wird eine Umsetzung zu einem späteren Zeitpunkt angestrebt. Bis dahin wird über aktuell laufende Projekte (z.B. Industry for Redispatch - I4R) die Teilnahme kleinteiliger und flexibler Einheiten an einem solchen Markt getestet. Dies soll insbesondere auch Industrieanlagen unkompliziert ermöglichen vermehrt an der Netzreserve teilzunehmen.

Das Risiko der neuen Ausschreibung wird dahingehend minimiert, dass die Ausschreibungsmengen zu Beginn vergleichsweise gering gehalten werden und bei erfolgreicher Umsetzung möglicherweise graduell gesteigert werden.

Eine Bevorrangung für Technologien zur Wasserstoffproduktion wird im Sinne der Gleichbehandlung, vor allem ohne Begründung, als nicht geeignet erachtet.

3.5.3 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Die Schaffung eines kurzfristigeren Flexibilitätsprodukts für Netzreserve wird von den Marktteilnehmern befürwortet und daher wie geplant umgesetzt.

3.6 Abschaffung des 24-Monats Produkts²⁸

Der Vorschlag zielt auf die Abschaffung des 24-Monats Produkts ab.

Als Produkte in der Netzreserveausschreibung kommen nach den derzeitigen gesetzlichen Vorgaben Produkte mit einer Laufzeit von 1. 6 Monaten, 2. 12 Monaten und 3. 24 Monaten in Betracht.²⁹

Aus operativer Sicht ist die Produktdauer eine essenzielle Komponente zur Deckung des Netzreservebedarfs. Die deutschen ÜNB kontrahieren Netzreserven für eine Dauer von bis zu 72 Monaten. Die von der Europäischen Kommission für das derzeitige Netzreservesystem in Österreich genehmigten 12- oder 24-monatigen Produkte sind deutlich kürzer und bieten dem ÜNB weniger Vorhersehbarkeit. Gleichzeitig bieten sie mehr Möglichkeiten für den Einsatz (nicht-fossiler) flexibler Ressourcen, vorausgesetzt, es werden Anreize für deren Entwicklung und Marktdurchdringung geschaffen. Außerdem ist der Bedarf an Netzreserve in hohem Maße mit der Entscheidung über die Stilllegung von Kraftwerken verbunden, die eine Voraussetzung für jeden Netzreservevertrag für Erzeugungseinheiten >1 MW ist.

Das 24-Monats Produkt für Netzreserve wurde bei der aktuellen Netzreserve-Gestaltung seit dem Jahr 2021 zur potenziellen langfristigeren Absicherung eingeführt. In den letzten zwei Beschaffungsjahren wurde die Möglichkeit dennoch nicht aktiv benützt.

²⁸ Konsultationsaspekt „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ gemäß Rz 348 lit a (ii) CEEAG.

²⁹ § 23b Abs. 2 EIWOG 2010.

Es wird dazu eingeladen, Stellung für oder gegen die Beibehaltung des 24-Monats Produkts zu nehmen.

Die Teilnehmer an der Konsultation werden auch gebeten, sich dazu zu äußern, ob die Einführung alternativer Produktlängen zusätzlich zu den derzeit implementierten 6-/12-/24-Monats-Produkten im bestehenden jährlichen Beschaffungsprozess (z. B. Ein-Monats-Produkt) die Teilnahme an der Netzreserve erleichtern würde.

Regulatorische Anforderungen

Die entsprechenden Anpassungen einer Abschaffung des 24 Monats Produkts und die Einführung zusätzlicher Produktdauern wären im gesetzlichen Rahmen zu implementieren.

3.6.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Wien Energie

Es besteht kein expliziter Bedarf an einem 24 Monats Produkt. Im Sinne der Flexibilisierung der Angebote sollte die Möglichkeit aber weiterhin bestehen bleiben.

Linz Strom

Wie in der allgemeinen Einleitung schon angemerkt, sehen wir die kurzen Produktlaufzeiten kritisch. Für die Anlagenbetreiber würden nur über langfristige (mehrjährige) Verträge entsprechende Investitionsanreize in lebensdauererlängernde Maßnahmen entstehen.

Oesterreichs Energie

Die Netzreserve bildet ein Rückgrat der Versorgungssicherheit. Die aktuelle Altersstruktur der dafür nötigen Anlagen macht Investitionen notwendig, um diese Versorgungssicherheit längerfristig gewährleisten zu können. Damit diese getätigt werden können, wird allerdings Planungssicherheit benötigt.

Aus diesem Grund sprechen wir uns klar gegen die Abschaffung des 24-Monats Produkts aus, und fordern im Gegenteil dazu ein noch längerfristiges Produkt (Ausschöpfung EU-rechtlicher Möglichkeiten), das nachhaltige Investitionen ermöglicht und incentiviert. So wird in Deutschland ein 72-Monats-Produkt ermöglicht.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Auch wenn in den letzten 2 Jahren kein expliziter Bedarf an einem 24-Monats Produkt bestand sollte das Produkt im Sinne der Flexibilisierung und insbesondere als Anreiz für mittelfristige Absicherung beibehalten werden. Darüber hinaus werden von Marktteilnehmern auch längere Laufzeiten gefordert, um so Investitionen in die alternden Anlagen zu ermöglichen.

Es wird zur Kenntnis genommen, dass der aktuelle Netzreservemechanismus keine Investitionen in neue Kraftwerksleistungen beanreizt.

3.6.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Prinzipiell lassen die Rückmeldungen darauf schließen, dass Bedarf an solchen Produkten gesehen wird. In den Systemanalysen der letzten 4 Jahre gab es keinen Bedarf, dieses Produkt auszuschreiben, der Aufwand ist zur Durchführung einer Systemanalyse auch für den $y+2$ Zeitraum dem Nutzen gegenüberzustellen.

Darüber hinaus werden notwendige Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen jedenfalls abgegolten.

Insofern wird eine Streichung des Produkts bis auf weiteres vorgesehen. Sollte ein Bedarf für dieses Produkt gesehen werden, kann die Regulierungsbehörde anordnen, dass der Regelzonenführer eine Systemanalyse für einen erweiterten Zeitraum durchführt und gegebenenfalls entsprechende Produkte auf Basis der Evaluierung ausschreibt.

3.7 Lange Revisionen und/oder sonstige Nichtverfügbarkeiten als Hinderungsgrund für die Teilnahme an der Ausschreibung³⁰

Frühere Ausschreibungsverfahren haben gezeigt, dass die derzeitige Ausgestaltung der Netzreserve zu Grenzfällen führen kann, in denen eine optimale Kontrahierung der Netzreserve aufgrund technischer Nichtverfügbarkeiten in Frage gestellt wurde.

Um die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für die Beschaffung der Netzreserve zu maximieren, wird klargestellt, dass die Dauer von Revisionen und sonstigen Nichtverfügbarkeiten die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für die Beschaffung der Netzreserve nicht ausschließt, wenn die Revisionsdauer und/oder sonstige Nichtverfügbarkeit zumindest nicht mehr als 50 % der jeweiligen maximalen Produktlaufzeit beträgt.

Im Falle, dass eine Anlage eine Verfügbarkeit von unter 50% für das gewünschte Produkt aufweist, hat der Anbieter die Möglichkeit für das monatliche Produkt im Y-1 Ausschreibungsprozess gemäß Punkt 2.3 oder beim Ausschreibungsprozess für das Flexibilitätsprodukt gemäß Punkt 2.5 mitzumachen, sofern das Kriterium der Mindestverfügbarkeit für diese Produkte erfüllt ist.

Angebote mit geringer Verfügbarkeit können zu höheren Kosten führen, da für sie möglicherweise zusätzliche Kapazitäten kontrahiert werden müssen, um so den Zeitraum der Nichtverfügbarkeit zu kompensieren. Dennoch, sofern es die kostengünstigste Variante darstellt, um den Netzreservebedarf zu decken, können Anlagen mit geringen Verfügbarkeiten kontrahiert werden.

Werden Anlage mit unzureichender Verfügbarkeit aus dem Beschaffungsprozess ausgeschlossen, können sie dennoch über den Ausspruch eines Stilllegungsverbots durch E-Control gemäß § 23c Abs. 1 EIWOG 2010 kontrahiert werden, wenn sie zur Deckung des Netzreservebedarfs erforderlich sind.

³⁰ Konsultationsaspekt „Geeignetheit“ gemäß Rz 348 lit a (i) CEEAG.

Regulatorische Anforderungen

Aufnahme dieser Klarstellung in die gesetzlichen Bestimmungen.

3.7.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Wien Energie

Der Vorschlag führt zu mehr Klarheit bei den Verfahrensbestimmungen, führt aber zu Einschränkung gegenüber dem derzeitigen Modell, dass diesbezüglich keine Vorgabe macht. Wenn diese Klarstellung kommt, müssen die Stilllegungsmodalitäten, z.B. durch die Möglichkeit von Monatsprodukten entsprechend ausgestaltet werden, um eine Teilnahme an der Netzreserve zu ermöglichen.

Oesterreichs Energie

Der Vorschlag führt zu mehr Klarheit bei den Verfahrensbestimmungen, führt aber zu einer Einschränkung gegenüber dem derzeitigen Modell, dass diesbezüglich keine Vorgabe macht. Wenn diese Klarstellung kommt, müssen die Stilllegungsmodalitäten, z.B. durch die Möglichkeit von Monatsprodukten entsprechend ausgestaltet werden, um eine Teilnahme an der Netzreserve zu ermöglichen.

Anonyme Stellungnahme

Revisionen und sonstige Stillstandzeiten sind für den sicheren Betrieb der Anlagen erforderlich oder teilweise rechtlich bzw. technisch notwendig. Die Stillstandzeiten können aufgrund des Anlagentyps ggf. nicht verkürzt oder verschoben werden. Da auch Anlagen mit vergleichsweise langen Stillstandzeiten zur Versorgungssicherheit beitragen, sollten diese keinesfalls vom Ausschreibungsverfahren ausgeschlossen werden. Vielmehr sollte durch die Produktgestaltung (z.B. Monatsprodukte) technisch und regulatorisch notwendige Stillstandzeiten der verschiedenen Anlagen bestmöglich im Ausschreibungsprozess abgebildet werden.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Bereits im aktuellen Ausschreibungsverfahren wird eine gewisse Mindestverfügbarkeit gefordert. Die entsprechende Klarstellung wird daher von den Marktteilnehmern grundsätzlich begrüßt.

Die tatsächliche Verfügbarkeit wird im aktuellen Zuschlagskriterium, dem korrigierten Angebotswert, berücksichtigt, um so Anlagen mit hoher Verfügbarkeit bevorzugt zuzuschlagen da diese die Bedarfsdeckung deutlich erleichtern. Anlagen mit geringen Verfügbarkeiten verbleibt die Teilnahme über das Flexibilitätsprodukt wie in Konsultationsgegenstand 4.5 erläutert.

3.7.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Die Klarstellung bezüglich der notwendigen Mindestverfügbarkeit wird von den Marktteilnehmern grundsätzlich befürwortet. Dementsprechend wird der Vorschlag in den gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

3.8 Veröffentlichung des Netzreservebedarfs³¹

Der Zeitpunkt der Veröffentlichung des Netzreservebedarfs kann einen substantiellen Einfluss auf das Bieterverhalten und auf die Gebotsstruktur haben.

Um strategisches Bieterverhalten möglichst zu verhindern, soll der Netzreservebedarf erst nach Abschluss des Ausschreibungsverfahrens veröffentlicht werden.

Regulatorische Anforderungen

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.

³¹ Konsultationsaspekt „wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (iii) CEEAG.

3.8.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Wien Energie

Der zu beschaffende maximale Netzreservebedarf wird zu Beginn des Ausschreibungsverfahrens mit dem Aufruf zur Interessensbekundung (Ende Februar jedes Ausschreibungsjahres) noch vor der Angebotslegung bekanntgegeben. Es ist im Sinne der Transparenz des Marktes nicht nachvollziehbar, dass hier einseitig Informationen zurückgehalten werden. Durch die dzt. aufrechten, abgestuften Mechanismen von Signifikanzniveau/2. Angebotsrunde, allfälligen kostenbasiertem Verfahren und ggf. Stilllegungsverbot wird ein marktbasierendes Beschaffungsverfahren gewährleistet und strategischem Bieterverhalten ausreichend entgegengewirkt. Daher wird für die Beibehaltung des dzt. Modus plädiert.

Oesterreichs Energie

Der zu beschaffende maximale Netzreservebedarf wird zu Beginn des Ausschreibungsverfahrens mit dem Aufruf zur Interessensbekundung (Ende Februar jedes Ausschreibungsjahres) noch vor der Angebotslegung bekanntgegeben. Es ist im Sinne der Transparenz des Marktes nicht nachvollziehbar, dass hier einseitig Informationen zurückgehalten werden. Durch die dzt. aufrechten, abgestuften Mechanismen von Signifikanzniveau/2. Angebotsrunde, allfälligen kostenbasiertem Verfahren und ggf. Stilllegungsverbot wird ein marktbasierendes Beschaffungsverfahren gewährleistet und strategischem Bieterverhalten ausreichend entgegengewirkt. Die Veröffentlichung des Bedarfs vor Ausschreibung entspricht im Übrigen auch der in Deutschland üblichen Vorgehensweise.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass der derzeitige Mechanismus kein strategisches Bieterverhalten ermöglichen, und aus Transparenzgründen sei daher die Höhe des Bedarfs im Zuge des Verfahrens zu veröffentlichen.

Grundsätzlich ist Transparenz immer zu begrüßen. Aufgrund der Illiquidität dieses Partialmarkts führt die Transparenz dazu, dass strategisches Bieterverhalten zu Lasten des Kollektives der Netzbenutzer beanreizt wird, dies wurde im 2. Bericht der

Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 analysiert und eine Anpassung durch die Regulierungsbehörde empfohlen.

3.8.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Gemäß den Analysen des 2. Berichts der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 soll die Empfehlung die ausgeschriebene Menge nicht zu veröffentlichen umgesetzt werden.

3.9 Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen auf >1 MW³²

Die zunehmende Installation von EE-Anlagen und eine zunehmende Flexibilisierung des Energiesystems machen es erforderlich, dass die Netzreserve auch für Einheiten mit kleinerer installierter Leistung zur Verfügung steht. Um den künftigen Bedarf an Netzreserve zu decken und ein wettbewerbsorientiertes Umfeld für die Beschaffung von Netzreserve zu fördern, müssen die Produkte so angepasst werden, dass eine stärkere Marktbeteiligung gefördert wird. Diese neuen Marktteilnehmer könnten z.B. die Industrie (Demand Response), Speicher oder kleine Erzeugungseinheiten sein. Der derzeitige Mechanismus für Erzeugungseinheiten erfordert die Meldung von Stilllegungsentscheidungen für Einheiten über 20 MW, um an der Ausschreibung für Netzreserve teilnehmen zu können.

Da erwartet wird, dass die Anzahl kleinerer Erzeugungseinheiten steigen wird, soll diese Schwelle von >20 MW auf eine neue Schwelle von >1 MW gesetzt werden.

³² Konsultationsaspekte "Geeignetheit" und "Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern" gemäß Rz 348 (a)(i) und (iii) CEEAG.

Regulatorische Anforderungen

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.

3.9.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Wien Energie

Im dzt. Verfahren sind die Stilllegungszeiten für Anlagen >20 MW jeweils bis zum 30.09. des Vorjahres der betreffenden Angebotsrunde bekanntzugeben.

Durch die konsultierte Änderung der Stilllegungsmeldeschwelle müssten kleinere Anlagen ebenfalls vorab stillgelegt werden, um an der Netzreserve teilnehmen zu können. Da insbesondere kleinere Anlagen meist flexibler eingesetzt werden, sind die langen Stilllegungsvorlaufzeiten für die Planung hinderlich. Um daher als Netzreserveoption potenziell zur Verfügung zu stehen, ist es essenziell, dass eine unkomplizierte Möglichkeit zum Rausoptieren aus der Stilllegung jedenfalls gegeben sein muss.

Linz Strom

Die Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen von Kraftwerksanlagen > 1 MW Leistung sehen wir in Anbetracht des hohen administrativen Aufwands als unverhältnismäßig an.

Oesterreichs Energie

Durch die konsultierte Änderung der Stilllegungsmeldeschwelle müssten kleinere Anlagen ebenfalls vorab stillgelegt werden, um an der Netzreserve teilnehmen zu können. Die Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen von Kraftwerksanlagen > 1 MW Leistung sehen wir in Anbetracht des hohen administrativen Aufwands als unverhältnismäßig an. Insbesondere auf Grundlage der Erfahrungen im Umgang mit der System Operation Guideline (SOGL-DAV) und der sich dort ergebenden Komplexitäten und Umsetzungsschwierigkeiten (Meldungen von Erzeugern, über BGV, Stammdaten NB etc.) ist diese Ausweitung des Meldeumfangs als unrealistisch und praxisfern zu betrachten und wird daher abgelehnt.

Sollte dennoch an einer Änderung der Stilllegungsmeldeschwelle festgehalten werden, ist zu bedenken, dass kleinere Anlagen meist flexibler eingesetzt werden und somit die langen Stilllegungsvorlaufzeiten für die Planung hinderlich sind. Um daher als Netzreserveoption potenziell zur Verfügung zu stehen, wäre es in dem Fall essenziell, dass eine unkomplizierte Möglichkeit zum Rausoptieren aus der Stilllegung jedenfalls gegeben sein muss.

Anonyme Stellungnahme

Nach § 23a EIWOG 2010 betrifft die verpflichtende Anzeige der Stilllegung alle Erzeugungsanlagen. Die verschärfte Meldepflicht würde auch Anlagen mit dargebotsabhängiger Erzeugung (Kleinwasserkraft-, Windkraft- und Freiflächen PV-Anlagen) treffen, mit denen eine Teilnahme an den Netzreserveausschreibungen aufgrund des Erzeugungsprofils nicht möglich ist. Eine Reduzierung des Schwellenwerts führt somit zu einem erheblichen administrativen Mehraufwand für Betreiber von Erzeugungsanlagen und wird daher abgelehnt.

Des Weiteren ist bei temporären Stilllegungen die Abgrenzung zu einer längeren technisch bedingten Revision nicht genau definiert. (Ist eine technisch bedingte mehrmonatige Revision auch gleichzeitig eine temporäre Stilllegung?) Hier sollte klar definiert werden, wann eine Stilllegung anzuzeigen ist. Eine verpflichtende Doppelmeldung (Nichtverfügbarkeit und Revisionen werden ohnehin bereits unter dem Titel REMIT veröffentlicht.) sollte vermieden werden.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Rückmeldungen verweisen darauf, dass aus Sicht der Marktteilnehmer der administrative Aufwand sowohl beim Betreiber als auch bei APG deutlich erhöht wäre, da mehr Anlagen unter die Meldepflicht fallen.

In diesem Zusammenhang wurden auch Erfahrungen aus der jüngeren Vergangenheit angeführt. Bei der Umsetzung der SOGL-DAV und der sich dort ergebenden Komplexität und Umsetzungsgeschwindigkeit, wird die Umsetzung von Seiten Österreich Energie als unrealistisch erachtet.

Da von der Meldung Anlagen umfasst wären, die flexibel eingesetzt werden könnten, sind für die Planung die langen Vorlaufzeiten hinderlich und stillgelegten Anlagen muss es möglich sein unkompliziert aus der Stilllegung zu optieren.

Wenn die Meldepflicht auf 1 MW ausgeweitet wird, werden auch Anlagentypen betroffen sein, die für die Netzreserve ungeeignet sind, wie z.B. Kleinwasserkraft-, Windkraft- und Freiflächen PV-Anlagen. Aufgrund der Struktur der Anlagen zwischen 1 MW und 20 MW ist davon auszugehen, dass eher endgültige Stilllegungen angezeigt werden. Die zusätzliche Information ist zur Bedarfsermittlung jedenfalls wünschenswert.

3.9.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Aufgrund des immer höher werdenden Bedarfs und der damit verbundenen Notwendigkeit mögliche Stilllegungsanzeigen von kleineren Anlagen scheint es sinnvoll diese Änderung zu berücksichtigen.

Der Regelzonenführer wird die übermittelten Stilllegungsanzeigen inhaltlich prüfen und der Bedarfsermittlung zuführen. Die Prüfung, ob zur Stilllegungsanzeige verpflichtete Anlagen diese auch abgegeben haben, obliegt der Regulierungsbehörde.

3.10 Weitere Aspekte

3.10.1 Sammlung der Rückmeldungen und Kommentare der konsultierenden Instanzen

Oesterreichs Energie

Längerfristig stellt die Netzreserve mit den jährlichen Ausschreibungen bzw. kurzen Produktlaufzeiten keine Grundlage dar, um langfristige Investitionen in Kraftwerksanlagen zu ermöglichen und die Lebensdauern der Anlagen entsprechend zu verlängern. Aufgrund der Altersstruktur des Anlagenparks sind jedoch in den kommenden Jahren Ersatz- und Neuinvestition unabdinglich. Abzugrenzen vom Fokus dieser Konsultation ist daher die Frage, mit welchen zusätzlichen Instrumenten die Versorgungssicherheit weiterhin nachhaltig gesichert und aufrechterhalten werden kann. Daher wird zukünftig über die Netzreserve hinaus eine Regelung notwendig sein, welche diese Investitionen in effiziente

und flexible Neuanlagen ermöglicht. Die bestehende und geplante Regelung ist auf derartige Ersatzinvestitionen im Hinblick auf die nachhaltige Versorgungssicherheit nicht ausgerichtet und für diesen Zweck nicht geeignet.

„Die Netzreserve bildet ein Rückgrat der Versorgungssicherheit. Die aktuelle Altersstruktur der dafür nötigen Anlagen macht Investitionen notwendig, um diese Versorgungssicherheit längerfristig gewährleisten zu können. Damit diese getätigt werden können, wird allerdings Planungssicherheit benötigt.

Aus diesem Grund sprechen wir uns klar gegen die Abschaffung des 24-Monats Produkts aus, und fordern im Gegenteil dazu ein noch längerfristiges Produkt (Ausschöpfung EU-rechtlicher Möglichkeiten), das nachhaltige Investitionen ermöglicht und incentiviert. So wird in Deutschland ein 72-Monats-Produkt ermöglicht.“

Linz AG

Die angestrebten Änderungen sind für uns grundsätzlich verständlich und nachvollziehbar, wir sehen aber mit dem aktuellen Modell bzw. mit den Anpassungen im Allgemeinen zunehmend das Risiko eines zukünftigen Engpasses an gesicherter Leistung. Die jährlichen Ausschreibungen bzw. kurzen Produktlaufzeiten stellen keine Grundlage dar, um langfristige Investitionen in Kraftwerksanlagen zu ermöglichen und die Lebensdauern der Anlagen entsprechend zu verlängern. Dies in Kombination mit dem aktuellen Trend bei der Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen stark auf Wärmepumpenlösung zu setzen, gehen wir als LINZ STROM GAS WÄRME GmbH davon aus, dass es in unserem Erzeugungspark unter den aktuellen Rahmenbedingungen mittel- bis langfristig zu einer massiven Reduktion an gesicherter Kraftwerkleistung kommen wird. Es ist zu erwarten, dass einige unserer Anlagen dadurch kürzere Restlaufzeiten haben werden und vorzeitig zur endgültigen Stilllegung angemeldet werden. Falls diese Anlagen dann für die Netzreserve bereitstehen sollen, fallen wesentlich höhere Kosten und längere Reparaturen an.

RAG

Neue wasserstofffähige Gaskraftwerke: In Deutschland wurden bereits Grundsatzentscheidungen für den Ausbau wasserstofffähiger Gaskraftwerke getroffen, da erkannt wurde, dass der zukünftige Flexibilitätsbedarf im Strommarkt abgesichert werden muss, da einerseits Grundlastkraftwerke wegfallen, andererseits volatile erneuerbare

Energien ausgebaut werden und gleichzeitig Importflexibilitäten als nicht gesichert angenommen werden können. Österreich scheint diese Themen zu übersehen, was insbesondere bei schwacher Auslastung der Wasserkraft schlagend werden könnte. Die Produktgestaltung sollte daher folgende Elemente aufnehmen: „Fehlender Blick in die Zukunft: Langfristige Produkte (> 5-10 Jahre) für wasserstofffähige Gaskraftwerke (auch kleiner 1 MW), mit dem notwendigen zeitlichen Vorlauf der Errichtung. Im Hinblick auf Punkt 2.6 sollte daher jedenfalls die Langfristigkeit der Produkte (24 Monate) erhalten bleiben.“

Versorgungssicherheit sicherstellen: Mittlerweise wurden aufgrund verschiedener Unsicherheiten eine Vielzahl von Versorgungssicherheitsmaßnahmen für den Gas- und Strommarkt eingeführt. Insbesondere ist hier § 70a ElWOG 2010 anzuführen, der für die Stromversorgungssicherheit aus Gaskraftwerken eine physische Bevorratungspflicht von Gas im Speicher für 45 Tage vorsieht. Um die Versorgungssicherheit nicht zu beeinträchtigen, scheint es daher erforderlich und sachlich gerechtfertigt, dass für Gaskraftwerke in der Netzreserve das Ausmaß der Verpflichtung zeitlich erweitert und qualitativ auf den Leistungsbedarf angepasst wird: physische Vorhaltepflcht von Gas für Gaskraftwerke in der Netzreserve, im Hinblick auf maximale abrufbare Leistung (MWh/h), da es in diesem Fall um die kurzfristige Leistungs-Verfügbarkeit geht und nicht um die Gasmengen auf eine gewisse Dauer. Es muss der Nachweis erbracht werden, dass diese Kapazitäten (Leistung) nicht der Erfüllung des Versorgungsstandards unterliegen. Diese Vorhaltepflcht muss ganzjährig gelten.

Mehr Flexibilität schaffen: Wir sehen in den unterschiedlichen Beschränkungen der Produkte und der Anbieter ein Versäumnis notwendige Flexibilität zu nutzen. Wir sehen die Netzreserve in zunehmender Konkurrenz mit dem allgemeinen Strommarkt: Der Großteil der österreichischen Stromversorgung erfolgt bereits heute aus erneuerbarer Produktion, mit einem massiven Anteil der Wasserkraft und steigender Wind- und PV-Produktion. Für die Zeiten mit niedrigem Donaupegel sowie wenig Sonne und Wind ist Österreich aber massiv von Importen abhängig. Mit der Einführung der Kapazitätsmärkte in den angrenzenden Mitgliedstaaten wird die Importflexibilität deutlich abnehmen, da flexible grundlastfähige Kraftwerke nur mehr auf nationalem Abruf aktiv sein werden, oder zu unverhältnismäßigen Kosten. Es sollten daher bei der Ausschreibung der Netzreserve langfristige Investitionssignale gesetzt werden, bzw. mehr Flexibilität für das Mitwirken der Netzreserve-Kraftwerke im allgemeinen Strommarkt geschaffen werden.

Anbieter von kleineren Kraftwerken (<1MW) sollten berücksichtigt werden. Weniger strenge Vorgaben für die Stilllegung von Kraftwerken, bei kurzfristigen Möglichkeiten im Markt mitzuwirken.

Zusätzlich wird mit dem Aufbau der Wasserstoffproduktion eine Vielzahl dezentraler Elektrolysen geschaffen, die mittels Demand-Response ebenfalls einen wichtigen Beitrag leisten können. Dieses Thema wird zwar allgemein angesprochen, findet sich aber in der Produktgestaltung nicht wieder. Aus unserer Sicht hätten Elektrolysen in Kombination mit H₂-Speichern und wasserstofftauglichen Gaskraftwerken sowohl in den Wintermonaten, wo die Auslastung der Elektrolyse gering ist, als auch im Sommer (wo die Kraftwerke weniger genutzt werden), ein wichtiges Potenzial für die Netzreserve. Gleichzeitig würde dies der Wirtschaftlichkeit dieser neuen Technologie helfen. Dafür wären aber angepasste Produkte notwendig: kurzfristige Produkte (Monatsbasis im Sinn von Punkt 4.5) auf der Basis von Demand-Response, die eine eindeutige Bevorrangung für Technologien zur Wasserstoffproduktion beinhalten.

Energie Steiermark

Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der nationalen Fernwärmeproduktion wird durch verschiedene Maßnahmen stetig weiter erhöht. Dies umfasst Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wie Solarthermie, Biomasse oder Geothermie sowie thermische Reststoffverwertung. In der Übergangsphase hin zu einem vollständig dekarbonisierten System liefert vor allem hocheffiziente Wärme aus Kraft-Wärmekopplung einen ganz wesentlichen Beitrag.

In Gebieten mit ausgebauter Fernwärme sollen individuelle fossile Heizungssysteme bis spätestens 2040 an ein klimafreundliches zentrales Wärmeversorgungssystem angeschlossen werden (vgl. EWG 2023, „qualitätsgesicherte Fernwärme“). Um zu vermeiden, dass weitere fossil betriebene Heizungen eingebaut werden, die bis 2035 bzw. 2040 wieder getauscht werden müssten, sind fossile Neuanschlüsse im Neubau teilweise bereits seit 2020 untersagt.

Die Transformation der Wärmeerzeugungssysteme hin zu überwiegend erneuerbaren Energieträgern bedarf aufgrund der notwendigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten einer Übergangsfrist. Gebiete mit ausgebauter Fernwärme sind bestrebt, die Zahl weiterer Netzanschlüsse voranzutreiben. Der erforderliche Anteil aus erneuerbaren Quellen steht ihnen gegenwärtig im Einzelfall nicht in ausreichendem Maß zu Verfügung.

Bedingt durch die Energiewende und der Stilllegung von kohle- und ölbefeuerten Kraftwerken steht fossile KWK-Wärme überwiegend nur noch bei Gaskraftwerken zu Verfügung. Diese sind im Regelfall nur noch für netzdienliche Flexibilitätsleistungen oder in Zeiten eines fehlenden nationalen Stromüberschusses im Einsatz.

In Österreich weisen rund 80 Prozent der thermischen Kraftwerke die Möglichkeit zur Wärmeauskopplung auf. Damit erreichen sie bei gleichzeitiger Erzeugung von Strom und Wärme sehr hohe Brennstoffnutzungsgrade. Werden diese Anlagen aber ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt, wird nahezu die Hälfte der eingesetzten Primärenergie als Verluste an die Umgebung (Atmosphäre und Flusswasser) abgegeben. Eine solche Betriebsweise dieser Kraftwerke ist unter dem Gesichtspunkt, dass je nach Fernwärmenetz im Winter auch Erdgaskessel zur Wärmeerzeugung betrieben werden müssen, aus energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Gründen jedenfalls abzulehnen. Zum Erreichen höherer Anteile hocheffizienter Fernwärme wird ein höherer Anteil an KWK-Wärme benötigt, andernfalls unterbleiben neue Fernwärmeanschlüsse. Mittel- bis langfristig wird aufgrund bestehender Quotenregelungen in der Transformationsphase ein verdichteter Fernwärmeausbau verhindert. Wenn in Österreich Erdgas-KWK-Anlagen angesichts der zunehmenden volatilen Stromerzeugung zur Stabilisierung der Stromnetze eingesetzt werden, soll die (Ab-)Wärme aus diesen Anlagen - sofern es dafür Bedarf und Einspeisemöglichkeit gibt – verpflichtend genutzt werden, ansonsten sie ungenutzt in die Umgebung abgegeben und der erforderliche erneuerbare Wärmeanteil nicht erreicht wird.

Dem Erbringer einer Stromnetzdienstleistung sind seine für die Stromnetzdienstleistung verbundenen Kosten zu ersetzen. Durch die Wärmeauskopplung allenfalls erzielte zusätzliche Gewinne (nach Abzug der dafür erforderlichen variablen Brennstoffkosten) haben beim Netzdienstleister zu verbleiben. Nur durch die Möglichkeit zu einer temporären Gewinnerzielung werden für den Dienstleister längerfristige – wenn auch durchaus volatile – Vertragsabschlüsse für KWK-Wärme möglich. Bei für Netzbetreiber gleichbleibenden Aufwand für Stromnetzdienstleistungen profitieren insbesondere die Fernwärmekunden durch eine günstigere und ökologische Aufbringung und weniger CO₂-Emissionen sowie der KWK-Betreiber durch die Möglichkeit, mit der höheren Brennstoffausnutzung höhere Erlöse zu erwirtschaften.

Zusammenfassung der Stellungnahmen durch die konsultierenden Institutionen

Die Thematik ist grundsätzlich bekannt und bedarf einer holistischen Betrachtung. Im Begutachtungsentwurf des EIWG sind dazu zahlreiche Maßnahmen vorgesehen. Beispielsweise auch die Etablierung einer Flexibilitätsplattform. Parallel zur Netzreserve sind natürlich Investitionen in die Netzinfrastruktur das Mittel der Wahl um Redispatchmaßnahmen so gering wie möglich zu halten und Bedarf an Netzreserve möglichst zu reduzieren. Folgende Aspekte sind darüber hinaus von Relevanz:

- Die Frage nach einer nachhaltigen Absicherung des Bedarfs flexibler Kapazitäten ist essenziell für die mittelfristige Absicherung der Versorgungssicherheit.
- Bezüglich möglicher Lastunterdeckungsprobleme werden in der letzten ERAA-Ausgabe durchschnittliche Adequacy-Indikatoren mit Unterdeckungsstunden von <0,5h/a für 2030 bzw. bis zu 1,58 h/a für 2033 und nicht gelieferte Energiemenge von 0,12 GWh/a für 2030 bzw. bis zu 0,59 GWh/a für 2033 geschätzt (Central Reference Scenario). Die Ergebnisse des ERAA weisen ein geringes Lastunterdeckungsrisiko für Österreich aus, jedoch gibt es in beiden definierten Szenarien Situationen, in denen es zur Lastunterdeckung kommt. Risiken aus dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit müssen während der Transformation weiter genau beobachtet und evaluiert werden.
- Neben der Abschätzung der Ressourcen auf europäischer Ebene (ERAA) soll künftig auch die Durchführung einer Abschätzung der Ressourcen auf nationaler Ebene nach Art. 24 der Verordnung (EU) 2019/943 erfolgen.
- Die Netzreserve in ihrer derzeitigen Form bietet geringe Anreize für langfristige Investitionen (Neubauten oder Re-Investitionen für die Verlängerung der Lebensdauern)
- Die Altersstruktur der bestehenden Gaskraftwerke stellt tendenziell ein Risiko dar, Investitionen in den Erhalt können im Rahmen der Netzreserve zwar Berücksichtigung finden, die Marktteilnehmer sehen die Netzreserve jedoch nicht als geeignetes Instrument für diesen Zweck an.
- Aus der Branche wird das Risiko gesehen, dass Investitionen in flexible Erzeugung im derzeitigen Marktumfeld nicht getätigt werden können. Dafür bietet das EIWG mit der geplanten Flexibilitätsplattform eine Möglichkeit Flexibilitätsleistungen (Nachfrage, Erzeugung, Speicher) zu beanreizen. Dies soll bspw. auch unter Nutzung von unabhängigen Aggregatoren erfolgen um kleinteilige Flexibilitäten bestmöglich nutzen zu können.
- Eine langfristige/nachhaltige Lösung wird insbesondere von Betreibern bestehender Erzeugungsanlagen und vom Branchenverband der Energiewirtschaft gefordert, da unnötige Verzögerung zu erhöhten Kosten führen würde.

- In Summe muss zwischen einer Verlängerung der Lebensdauer des Bestandsparkes und den Kosten für neue Ressourcen abgewogen werden.
- Notwendig für die entsprechenden Investitionen ist eine höhere Planungssicherheit (z.B. durch z.B. längere Produktlaufzeiten)
- Die nötigen Vorlaufzeiten für größere Revisionen/Re-Investitionen/Neubauten müssen berücksichtigt werden

Die Rückmeldungen der RAG bezüglich Versorgungssicherheit wird zur Kenntnis genommen. Die Situation wird zusätzlich laufend evaluiert, aktuell wird kein Anpassungsbedarf gesehen.

Zu der Rückmeldung der RAG bezüglich der Schaffung von Flexibilität ist Folgendes anzumerken: Zahlreiche neue Elemente im EIWG bzw. in EMD sollen dazu dienen Anreize und Möglichkeiten zur Nutzung für Flexibilitätsleistungen zu setzen. Beispielsweise die neu geschaffene Flexibilitätsplattform, Regelungen zum unabhängigen Aggregator, Energy Sharing, etc.

Die Rückmeldung der Energie Steiermark wurde zur Kenntnis genommen. Aussagen bezüglich eines konkreten Zusammenhangs zu einem der Konsultationsgegenstände können jedoch nicht getroffen werden. Darüber hinaus ist wesentlich, dass mit der Netzreserve keine Beihilfen für Wärmekunden erfolgen.

Grundsätzlich wäre eine Beteiligung von DR-Anlagen jedenfalls wünschenswert und die bestehenden Produktpassungen sollen dazu führen, dass auch die Teilnahmebedingungen attraktiver werden.

3.10.2 Würdigung der Konsultationsrückmeldung und Schlussfolgerung

Die langfristige Absicherung der Versorgungssicherheit spielt in den Rückmeldungen zur Konsultation eine Rolle. Die Netzreserve ist grundsätzlich ein Instrument, um den Bedarf an flexiblen Ressourcen für Engpassmanagement gewährleisten zu können. Dies steht möglicherweise auch in Konkurrenz zu künftigen Anreizen verteilte Flexibilitätsleistungen (über Aggregatoren) und Demand Response nutzbar zu machen. Abwägungen diesbezüglich sollten sehr sorgfältig erfolgen.

Bezüglich möglicher Lastunterdeckungsprobleme werden in der letzten ERAA-Ausgabe durchschnittliche Adequacy-Indikatoren mit Unterdeckungsstunden von <0,5h/a für 2030 bzw. bis zu 1,58 h/a für 2033 und nicht gelieferte Energiemengen von 0,12 GWh/a für 2030 bzw. bis zu 0,59 GWh/a für 2033 geschätzt (Central Reference Scenario). Die Ergebnisse des ERAA weisen ein geringes Lastunterdeckungsrisiko für Österreich aus, jedoch gibt es in beiden definierten Szenarien Situationen, in denen es zur Lastunterdeckung kommt. Risiken aus dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit müssen während der Transformation weiter genau beobachtet und evaluiert werden. Weitere Untersuchungen können mit Erlassen des EIWG in Form eines Nationalen Resource Adequacy Assessments erfolgen, sind aber nicht Gegenstand dieser Notifizierung. Die Risiken einer Verzögerung der Einführung potenziell notwendiger Maßnahmen für die mittelfristige Absicherung des Netzreservebedarfs werden von den Marktteilnehmern betont. In den Rückmeldungen wurde hervorgehoben, dass aufgrund der Dekarbonisierung und den Unsicherheiten hinsichtlich des marktwirtschaftlichen Umfelds derzeit keine Anreize für Neu- oder Re-Investitionen in flexible Kapazitäten gesehen werden. Es könnte in Folge untersucht werden, ob und welche Instrumente benötigt werden, diese Risiken zu adressieren bzw. um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit während der Transformation des Energiesystems gewährleistet ist.

Auch wird in der Konsultation auf die Bedeutung von Elektrolyseuren hingewiesen, die für Engpassmanagementmaßnahmen eingesetzt werden könnten. Aus Sicht der konsultierenden Instanzen wäre hier darauf zu achten, dass bei der Planung der Anlagen und deren Businessmodell die mögliche Erbringung von Flexibilitätsleistungen (bspw. durch Technologieauswahl oder Implementierung von Prozessspeichern) Berücksichtigung findet.

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at