

V GLEB 01/25 – APG Änderungen Modalitäten für Regelreserveanbieter (MRR)

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 22.1.2025 auf Genehmigung der Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. Nr. L 312, vom 28.11.2017, S. 6 idF der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 2021/280, ABl. Nr. L 62 vom 23.02.2021, S. 24 geführten Verfahren ergeht gemäß § 7 Abs. 1 iVm § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt die von Austrian Power Grid AG gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a Verordnung (EU) 2017/2195 geänderten Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich in der Version 1.5 bildet (Beilage /1).
2. Diese Genehmigung tritt mit dem Inkrafttreten neuer oder geänderter Modalitäten für Regelreserveanbieter außer Kraft.

II. Begründung

1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Die am 18.12.2017 in Kraft getretene unmittelbar geltende Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, (**EBGL**)¹ legt detaillierte Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem fest.

Diese Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sollen gemäß Art. 3 Abs. 1 EBGL unter anderem

- wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in Regelreservemärkten fördern,
- die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte erhöhen,
- die Integration der Regelreservemärkte unterstützen und Möglichkeiten zum Austausch von Regelreserve fördern und gleichzeitig zur Betriebsicherheit beitragen, weiters
- sicherstellen, dass die Beschaffung von Regelreserve auf faire, objektive, transparente und marktbasierende Weise erfolgt, zu keinen unzulässigen Markteintrittsbarrieren führt und
- die Liquidität der Regelreservemärkte gefördert wird, und dabei unverhältnismäßige Verzerrungen des Elektrizitätsbinnenmarkts vermieden werden.

Gemäß Art. 2 EBGL sind die Begriffsbestimmungen der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (**SOGL**)² für die Zwecke der EBGL anzuwenden. Die SOGL unterscheidet dabei folgende Regelreservearten, die für den Systemausgleich wie in der EBGL beschrieben, verwendet werden:

- Frequenzhaltungsreserven (**FCR**; äquivalent zur österreichischen Primärregelung)³ und die
- die Frequenzwiederherstellungsreserven (**FRR**)⁴, welche sich untergliedern in

¹ Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. Nr. L 312, vom 28.11.2017, Seite 6 idF Durchführungsverordnung (EU) 2021/280, ABl. Nr. L 62 vom 23.02.2021, S. 24

² Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. Nr. L 220 vom 25.8.2017, S. 1 in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280, ABl. Nr. L 62 vom 23.02.2021, S. 24.

³ **Frequency Containment Reserve:** Gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 6 SOGL sind dies die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven.

⁴ **Frequency Restoration Reserve:** Gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 7 SOGL sind dies die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.

- automatische FRR (**aFRR**, äquivalent zur österreichischen Sekundärregelung) und
- manuelle FRR (**mFRR**, äquivalent zur österreichischen Tertiärregelung).

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft die Modalitäten für Regelreserveanbieter (**MRRA**)⁵ gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL. Die MRRA sind von den ÜNB gemäß Art. 18 Abs. 4 EBGL derart zu gestalten, dass sie

- angemessene und gerechtfertigte Bestimmungen für die Erbringung von Regelreserve vorsehen,
- die Aggregation von Verbrauchsanlagen, Energiespeicheranlagen und Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung in einem Fahrplangebiet zur Erbringung von Regelreserve im Einklang mit den Bedingungen ermöglichen,
- es den Eigentümern von Verbrauchsanlagen, Dritten und den Eigentümern von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die konventionelle oder erneuerbare Energiequellen nutzen, sowie den Eigentümern von Energiespeichereinheiten ermöglichen, als Regelreserveanbieter tätig zu werden, und
- die Verpflichtung vorsehen, jedes Regelarbeitsgebot eines Regelreserveanbieters einem oder mehreren Bilanzkreisverantwortlichen zuzuweisen, damit Anpassungen von Bilanzkreisabweichungen berechnet werden können.

Die Regulierungsbehörde hat in vorangegangenen Verwaltungsverfahren folgende Versionen von Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich (**MRRA**) genehmigt:

- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 6.12.2018 zu GZ V GLEB 04/18 über die Genehmigung der MRRA Version 1.0;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 23.5.2019 zu GZ V GLEB 01/19 über die Genehmigung der MRRA Version 1.1.;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 24.4.2020 zu GZ V GLEB 10/19 über die Genehmigung der MRRA Version 1.2.;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 26.5.2021 zu GZ V GLEB 01/20 über die Genehmigung der MRRA Version 1.3.;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 25.5.2022 zu GZ V GLEB 01/22 über die Genehmigung der MRRA Version 1.4. samt Maßnahmenkatalog Regelreserven in der Version vom 27.1.2022;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 11.5.2023 zu GZ V GLEB 01/23 über die Genehmigung des geänderten Maßnahmenkatalogs Regelreserven in der Version vom 27.2.2023, der als Anlage 1 einen Bestandteil der MRRA in der Version 1.4 bildet.

⁵ **Regelreserveanbieter** gemäß Art. 2 Abs. 6 EBGL sind Marktteilnehmer mit Reserveeinheiten oder -gruppen, die Regelreserve für ÜNB erbringen können.

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft die geänderte Fassung der MRRA in der Version 1.5

2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

2.1. Verfahrensablauf

Mit Schreiben vom 9.1.2025, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 22.1.2025 hat die Antragstellerin Austrian Power Grid AG (**APG**) geänderte Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich in der Version 1.5 gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL zur Genehmigung bei der Regulierungsbehörde eingereicht.

2.2. Sachverhalt

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des mündlichen und schriftlichen Vorbringens der Antragstellerin sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

Die Antragstellerin ist Regelzonenführer iSd § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 und betreibt gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 auf Basis eines Kooperationsabkommens auch die Regelzone der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (**VUEN**). Vor diesem Hintergrund treffen die Antragstellerin die in § 23 Abs. 2 Z 1 bis 25 EIWOG 2010 festgelegten Pflichten für Regelzonenführer.

APG ist weiters LFR-Block-Beobachter⁶ iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SOGL des Leistungs-Frequenz-Regelblocks⁷ „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone⁸ „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet⁹ „APG“ besteht. Dies ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SOGL – genehmigt durch Bescheid der Regulierungsbehörde vom 16.3.2022 zu GZ: V SOGL 01/21 – festgelegt. Als LFR-Block-Beobachter werden APG gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 139 SOGL auf unionaler Ebene – vergleichbar mit § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines Regelzonenführers übertragen.

⁶ **LFR-Block-Beobachter** bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V einen für die Erhebung der Daten für die Bewertungskriterien für die Frequenzqualität eines LFR-Blocks und für die Anwendung dieser Kriterien zuständigen ÜNB.

⁷ **Leistungs-Frequenz-Regelblock** oder kurz LFR-Block bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 18 SO-V einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das physisch durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Blöcken abgegrenzt wird, eine oder mehrere LFR-Zonen umfasst und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtung zur Leistungs-Frequenz-Regelung erfüllt/erfüllen.

⁸ **Leistungs-Frequenz-Regelzone** oder kurz LFR-Zone bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 12 SO-V einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Zonen abgegrenzt ist und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen zur Leistungs-Frequenzregelung erfüllt/erfüllen.

⁹ **Monitoring-Gebiet** bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 145 SO-V einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen von anderen Monitoring-Gebieten abgegrenzt wird und der/das von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen.

Die Antragstellerin hat den geänderten Maßnahmenkatalog Regelreserven in der Version 1.5. gemäß Art. 10 Abs. 5 EBGL von 2.9.2024 bis 2.10.2024 veröffentlicht und mit den Marktteilnehmern und Netzbetreibern konsultiert.

2.3. Zulässigkeit des Antrags

Die Zuständigkeit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) als Regulierungsbehörde für die Genehmigung gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm 18 Abs. 1 lit. a EBGL und Art. 5 Abs. 4 lit. e iVm Art. 29 Abs. 10 EBGL ergibt sich aus § 21 Abs. 1 Z 8 E-Control. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

Aufgrund der durch § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 getroffenen, nationalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin und der durch Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SO-V getroffenen, unionalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin, nimmt VUEN als ÜNB keine Funktion iSd Art. 1 Abs. 4 EBGL wahr, die für die Verpflichtung gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a und Art. 29 Abs. 10 EBGL relevant ist. Vor diesem Hintergrund ist die Antragstellerin allein antragslegitimiert.

Der Genehmigungsantrag von APG ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der EBGL, gewahrt worden.

3. Rechtliche Beurteilung

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft Änderungen der mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 11.5.2023 zu GZ V GLEB 1/23 genehmigten MRRA in der Version 1.4.

Die Antragstellerin hat in den zur Genehmigung eingereichten MRRA in der Version 1.5. entsprechend dem Umsetzungsrahmens für die europäische Sekundärregelenergieplattform (gem. Art. 21 EBGL) die MRRA hinsichtlich der Möglichkeit der Umsetzung und Anwendung einer Elastischen Nachfrage für Sekundärregelenergieabrufe überarbeitet.

Darüber hinaus erfolgten keine weiteren Änderungen im Vergleich zur vorgenehmigten Version der MRRA. Aus diesem Grunde beziehen sich die folgenden Erwägungen ausschließlich auf die Anpassungen der MRRA in der vorliegenden Version 1.5. hinsichtlich der Einführung der elastischen Nachfrage für Sekundärregelenergieabrufe.

Mit Entscheidung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) vom 5.7.2024 (Entscheidung Nr. 08/2024¹⁰) wurde der Umsetzungsrahmen für die europäische Plattform für den Austausch von Sekundärregelenergie gemäß Art. 21 EBGL (**aFRR IF**) angepasst. Insbesondere wurde die Möglichkeit geschaffen, dass ÜNB die an die Plattform übermittelte Nachfrage nach Sekundärregelenergie preiselastisch gestalten können. Preiselastische Nachfrage bedeutet idZ, dass die (teilweise) Befriedigung der Nachfrage nach Sekundärregelenergie von den Preisen der Gebote abhängig gemacht wird.

Art. 3 Abs. 4 lit. a aFRR IF bestimmt, dass im Ausmaß der gemäß Art. 157 SOGL dimensionierten Sekundärregelleistung die Aktivierung unabhängig von den Preisen der dafür nötigen Gebote zu erfolgen hat. Nur für einen allenfalls darüberhinausgehenden Teil der Nachfrage kann vorgesehen werden, dass die Aktivierung unter der Bedingung erfolgt, dass ein vom ÜNB vorgegebener Preis dadurch nicht überschritten wird.

Art. 3 Abs. 4 aFRR IF sieht weiters vor, dass eine elastische Nachfrage nicht als Preisgrenze für alle LFC-Gebiete und Gebotszonen wirken soll (vgl. lit. b *leg. cit.*) und abgesehen von einem Wechsel des Systemzustandes im Sinne des Art. 18 SOGL, die Berechnungsvorschriften für die konkreten Werte über die Ausgleichsenergiepreisperiode gleichbleiben sollen.

Schließlich sieht Art. 3 Abs. 4 aFRR IF die Veröffentlichung der relevanten Werte iZm der preiselastischen Nachfrage vor.

Mit diesen durch die o.g. Entscheidung eingeführte Regelungen kann die Aktivierung besonders teurer Gebote vermieden werden, wenn diese für eine angemessene Gewährleistung der Systemsicherheit nicht notwendig sind. Dies entspricht dem Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle Beteiligten, wie er sich etwa in Art. 3 Abs. 2 lit. c EBGL oder Art. 4 Abs. 2 lit. c SOGL findet und trägt somit zur Erreichung des in Art. 3 Abs. 1 lit. b EBGL dargelegten Ziels bei, die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte zu erhöhen (vgl. Rz 50-52 aFRR IF).

APG beabsichtigt mit der verfahrensgegenständlichen Abänderung der MRRA in Österreich die Möglichkeit elastische Nachfrage im Sinne des Art. 3 Abs. 4 aFRR IF einzuführen, wozu in Punkt 10.4.1.6 der MRRA entsprechende Bestimmungen eingefügt werden.

¹⁰ Abrufbar unter:

https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_08-2024_Automatic_frequency_restoration_reserve.pdf.

Diese elastische Nachfrage gilt ausschließlich für jene Sekundärregelenergieabrufe, welche über die von APG ausgeschriebenen Mengen für die Sekundärregelung hinausgehen. Da im Vorschlag die ausgeschriebene Menge von der dimensionierten Mengen iSd Art. 157 SOGL abgeleitet wird, ist die Voraussetzung des Art. 3 Abs. 4 lit. a aFRR IF erfüllt.

Die Elastizität richtet sich nach einer konstanten Schwelle von 1.000 EUR/MWh (bzw. -1.000 Euro/MWh für Abrufe negativer Sekundärregelreserve) für den markträumenden bzw. zu verrechnenden Preis (*price of the elastic aFRR demand*), ab dem APG keine weiteren über die ausgeschriebene Menge hinausgehenden Sekundärregelenergieabrufe ausführt; vorausgesetzt der zum gegebenen Zeitpunkt vorliegende Systemzustand lässt dies zu.

APG bringt dazu nachvollziehbar vor, dass Preise über 1.000 EUR/MWh für positive Sekundärregelung bzw. Preise unter -1.000 EUR/MWh für negative Sekundärregelung bei Abrufen über der jeweiligen Dimensionierung bisher nur selten auftraten (0,39% aller Optimierungsintervalle (4-sekündlich) zw. 01.01.2023 - 30.06.2024 in denen die Nachfrage über der dimensionierten Leistung lag). Dadurch ist sichergestellt, dass nur selten Auswirkungen auftreten werden, in diesen seltenen Fällen aber extreme Preisspitzen vermieden werden können. Es sind daher einerseits keine erheblichen Auswirkungen auf den Markt zu erwarten, andererseits sind auch keine Beeinflussung der Regel- bzw. Frequenzqualität zu erwarten.

Somit ist eine angemessene Abwägung der Ziele der Gewährleistung der Systemsicherheit einerseits und der Kostenoptimierung im Sinne Art. 3 Abs. 2 lit. c EBGL und Art. 4 Abs. 2 lit. c SOGL andererseits gegeben. Die Festlegung der Preise der elastischen Nachfrage entspricht ebenfalls den Vorgaben der Art. 3 Abs. 4 lit. b und c aFRR IF.

Den Veröffentlichungsanforderungen des Art. 3 Abs. 4 lit. d aFRR IF entspricht APG durch die in Punkt 10.4.1.6.4 der MRRA vorgesehene Veröffentlichung der relevanten Daten in den Sprachen Deutsch und Englisch auf ihrer Homepage.

Die MRRA sehen vor, dass die Anwendung der Elastischen Nachfrage erst nach einer zweiwöchigen Vorlaufzeit mit Information der Marktteilnehmer umgesetzt.

Die verfahrensgegenständlichen beantragten Änderungen der MRRA stehen in Einklang mit den Vorgaben des aFRR IF und Art. 18 EBGL.

Vor dem Hintergrund der obigen Ausführungen ist dem Genehmigungsantrag der APG hinsichtlich der abgeänderten MRAA in der Version 1.5. stattzugeben.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde, die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt sowie das Begehren zu enthalten.

Mit Einbringung der Beschwerde ist die Eingabegebühr von **EUR 30,00** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. 267/1957 idgF iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II 387/2014 idgF, fällig. Die Gebühr ist zumindest unter Angabe der Geschäftszahl des Bescheids als Verwendungszweck durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamts Österreich – Dienststelle Sonderzuständigkeiten, IBAN: AT83 0100 0000 0550 4109, BIC: BUNDATWW, zu entrichten. Die Entrichtung der Gebühr ist durch einen Zahlungsbeleg oder einen Ausdruck über die erfolgte Erteilung einer Zahlungsanweisung nachzuweisen; dieser Beleg ist der Eingabe anzuschließen. Notare, Rechtsanwälte, Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer können die Entrichtung der Gebühr auch durch einen schriftlichen Beleg des spätestens zugleich mit der Eingabe weiterzuleitenden Überweisungsauftrages nachweisen, wenn sie darauf mit Datum und Unterschrift bestätigen, dass der Überweisungsauftrag unter einem unwiderruflich erteilt wird.

IV. Gebührenhinweis

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

Wien, am 08.04.2025

Der Vorstand

Beilage:

Beilage./ 1 Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich, Version 1.5.

Anlagen:

2025-04-03-D-000331 - Beilage_APG_Modalitäten für Regelreserveanbieter.pdf

