

V CACM 01/20

PA 1783/20

Austrian Power Grid AG
Vorstand
IZD-Tower
Wagramer Straße 19
1220 Wien

per Acta Nova mit Zustellnachweis

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 27.7.2020, eingelangt am 29.7.2020, geführten Verfahren ergeht gemäß Art. 9 Abs. 8 lit. e iVm Art. 76 Abs. 2 Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. Nr. L 197 vom 25.7.2015, S. 24 iVm § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr. 110/2010 idF 108/2017, nachstehender

I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt die von Austrian Power Grid AG mit Zustimmung der in Österreich nominierten Strommarktbetreibern ausgearbeitete Methode für einen Kostenbeitrag des Übertragungsnetzbetreibers an den Kosten für die Einrichtung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Marktkopplung gemäß Art. 76 Abs. 2 Verordnung (EU) 2015/1222 („*Proposal for a contribution to the costs of single day ahead and intraday coupling in accordance with Art. 76 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 01.07.2020*“, Beilage./1). Die Beilage./1 bildet einen Bestandteil dieses Bescheids.

II. Begründung

II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Art. 7 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 54 (**EIBM-V**) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) und nominierten Strommarktbetreiber (**NEMO**)¹ gemeinsam die Verwaltung der integrierten Day-Ahead- und Intraday-Märkte gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. L 197 vom 25.7.2015, Seite 24 (**CACM-V**) organisieren.

Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Stromhandel unterliegen die NEMO der Regulierungsaufsicht durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 125 (**EIBM-R**) und durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) gemäß den Art. 4 und 8 der Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 22 (**ACER-V**).

In Österreich sind zum Entscheidungszeitpunkt drei NEMOs zur Erbringung von Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen zugelassen. Die folgenden Rechtsträger wurden von der Regulierungsbehörde gemäß Art. 4 Abs. 3 iVm Art. 9 Abs. 8 lit. a CACM-V bis auf Widerruf als NEMO in Österreich zugelassen:

- EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA): Zulassung mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 22.11.2019 zu GZ V CACM 04/19
- European Market Coupling Operator AS (EMCO): Zulassung mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 22.11.2019 zu GZ V CACM 04/19

Der im Folgenden angeführte NEMO übt die Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen in Österreich im Rahmen der Benennung als NEMO in Frankreich gemäß Art. 4 Abs. 5 CACM-V auf Basis der Benennungsentscheidung der französischen Regulierungsbehörde, Commission de Régulation de L'Énergie vom 21.11.2019 zu Délibération N°2019-249 aus („*passporting*“):

- EPEX Spot SE (EPEX): Anzeige bei der Regulierungsbehörde über die fortgesetzte Ausübung der Tätigkeit als NEMO in Österreich gemäß Art. 4 Abs. 5 CACM-V vom 8.10.2019.

¹ Gemäß Art. 2 Z 8 EIBM-V ist ein nominierter Strommarktbetreiber oder NEMO ein Marktbetreiber, der von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt wurde.

Die Kosten für die Einrichtung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Marktkopplung sind gemäß Art. 76 CACM-V von den NEMOs zu übernehmen. Diese Kosten setzen sich aus den folgenden gemeinsamen, regionalen und nationalen Kostenbestandteilen² zusammen (vgl. Art. 76 Abs. 1 lit. a bis c CACM-V):

- a) Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Preiskopplungsalgorithmus und der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung;
- b) Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Abgleichalgorithmus für den kontinuierlichen Handel und für die einheitliche Intraday-Marktkopplung;
- c) Kosten des Betriebs der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung.
(gemeinsam im Folgenden: **NEMO-Kosten**)

Gemäß Art. 76 Abs. 2 CACM-V können ÜNB mit Zustimmung der betreffenden NEMOs und vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden einen Beitrag zu den NEMO-Kosten leisten.

In solchen Fällen ist jeder ÜNB berechtigt, der zuständigen Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten nach Erhalt einer Vorausschätzung der betreffenden NEMOs einen Kostenbeitrag zur Genehmigung vorzuschlagen.

Die Methode für ein Verfahren, um einen Kostenbeitrag zu leisten iSd Art. 76 Abs. 2 CACM-V des ÜNB an die NEMOs ist Gegenstand dieses Verwaltungsverfahrens.

II.2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

II.2.a. Verfahrensablauf

Mit Antrag vom 27.7.2020, eingelangt am 29.7.2020 hat Austrian Power Grid AG (**APG**) mit Zustimmung der in Österreich benannten NEMOs einen Vorschlag für eine Methode für einen Kostenbeitrag des Übertragungsnetzbetreibers an den Kosten für die Einrichtung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Sachverhalt (**Vorschlag Kostenbeitrag**).

II.2.b. Sachverhalt

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

² Vgl. hierzu Art. 80 Abs. 1 und Abs. 2 CACM-V.

Antragstellerin die in § 23 Abs. 2 Z 1 bis 25 EIWOG 2010 festgelegten Pflichten für Regelzonenführer.

Diese Pflichten umfassen unter anderem,

- die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen, weiters die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.
- für Zwecke der Kapazitätsvergabe und der Überprüfung der Netzsicherheit auf regionaler Ebene über ein oder mehrere integrierte Systeme zu verfügen, die sich auf einen oder mehrere Mitgliedstaaten erstrecken;
- regional und überregional die Berechnungen von grenzüberschreitenden Kapazitäten und deren Vergabe gemäß den Vorgaben der Verordnung 2009/714/EG zu koordinieren;
- die Vorlage der Regeln für das Engpassmanagement einschließlich der Kapazitätszuweisung an den grenzüberschreitenden Leitungen sowie jede Änderung dieser Regeln zur Genehmigung an die Regulierungsbehörde;

APG ist weiters LFR-Block-Beobachter³ iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V⁴ des Leistungs-Frequenz-Regelblocks⁵ „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone⁶ „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet⁷ „APG“ besteht. Dies ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SO-V – genehmigt durch Bescheid der Regulierungsbehörde vom 31.8.2018 zu GZ V LFCD 01/18 – festgelegt. Als LFR-Block-Beobachter werden APG gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V auf unionaler Ebene – vergleichbar mit § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines RZF übertragen.

Der von APG zur Genehmigung eingereichte Vorschlag Kostenbeitrag wurden von allen in Österreich benannten NEMOs akzeptiert (siehe Beilage „*Email-Korrespondenz mit österreichischen NEMOs bzgl. des o.g. Proposals*“ zum Antrag).

³ **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.

⁴ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI L 220 vom 25.8.2017 Seite 1 (**SO-V**).

⁵ **Leistungs-Frequenz-Regelblock** oder kurz LFR-Block bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 18 SO-VO 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.

⁶ **Leistungs-Frequenz-Regelzone** oder kurz LFR-Zone bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 12 SO-VO 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.

⁷ Monitoring-Gebiet bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 145 SO-VO 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.

II.2.c. Zulässigkeit des Antrags

Die Zuständigkeit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) als Regulierungsbehörde für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft für die Genehmigung gemäß Art. 9 Abs. 8 lit. e CACM-V iVm Art. 76 Abs. 2 CACM-V ergibt sich aus § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

APG ist als ÜNB und Regelzonenführer in Österreich antragslegitimiert.

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

II.3. Rechtliche Begründung

Wie oben unter Punkt II.1 beschrieben, sind die Kosten für die Einrichtung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Marktkopplung gemäß Art. 76 CACM-V grundsätzlich zur Gänze von den NEMOs zu tragen. Diese Kosten setzen sich gemäß Art. 76 Abs. 1 lit. a bis c CACM-V aus den folgenden Kostenbestandteilen⁸ zusammen:

- d) Gemeinsame, regionale und nationale Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Preiskopplungsalgorithmus und der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung;
- e) Gemeinsame, regionale und nationale Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Abgleichsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel und für die einheitliche Intraday-Marktkopplung;
- f) Gemeinsame, regionale und nationale Kosten des Betriebs der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung.

Gemäß Art. 76 Abs. 2 CACM-V können ÜNB mit Zustimmung der betreffenden NEMOs und vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden einen Beitrag zu den NEMO-Kosten leisten.

APG hat sich dafür entschieden, von der in Art. 76 Abs. 2 erster Satz beschriebenen Möglichkeit Gebrauch zu machen und hat mit Zustimmung der in Österreich benannten NEMOs den gegenständlichen Vorschlag Kostenbeitrag gestellt.

Art. 3 Abs. 1 des Vorschlags Kostenbeitrag gewährleistet die diskriminierungsfreie Behandlung aller in Österreich benannter NEMOs im Rahmen der Umsetzung des Vorschlags Kostenbeitrag. Art. 3 Abs. 2 stellt klar, dass nur für den ÜNB transparente, nachprüfbare und belegbare Kosten für einen Kostenersatz in Frage kommen. Zu diesem Zweck verweist Art. 4

⁸ Vgl. hierzu auch Art. 80 Abs. 2 CACM-V.

des Vorschlags Kostenersatz auf das in Art. 80 CACM-V beschriebene europäische Kostenteilungsverfahren. Dabei werden den NEMOs nur Kosten ersetzt, die nach dem *cost sharing key* eindeutig Österreich zu zuordnen sind. Wobei gemäß Art. 5 des Vorschlags Kostenersatz nur gemeinsame und regionale Kosten gemäß Art. 80 Abs. 2 lit. a und b iVm Art. 76 Abs. 1 lit. a bis c CACM-V, sohin keine rein nationalen Kosten, von APG ersetzt werden.

Art. 76 Abs. 2 zweiter Satz CACM-V sieht vor, dass der ÜNB die von den NEMOs an ihn übersandten Kostenvorausschätzungen der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten nach Erhalt zur Genehmigung vorzulegen hat. Diese Vorgabe wird dadurch erfüllt, dass Art. 7 Abs. 3 des Vorschlages Kostenersatz eine Rückzahlungsverpflichtung der NEMOs für bereits in Rechnung gestellte Kosten für den Fall vorsieht, dass die Regulierungsbehörde im Verfahren gemäß § 48 iVm §§ 59 ff. EIWOG 2010 die von APG beantragten Kosten nicht anerkennt. Die Regulierungsbehörde erachtet die vorgeschlagene Ausgestaltung für zulässig, da die NEMOs dieser Ausgestaltung zugestimmt haben.

Der Vorschlag Kostenersatz enthält schließlich in dessen Art. 7 Abs. 2 den gemäß Art. 9 Abs. 9 CACM-V geforderten Zeitplan für seine Umsetzung.

Vor dem Hintergrund der obigen Erwägungen ist der Vorschlag Kostenersatz zu genehmigen.

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 Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten.

Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabegebühr von EUR 30,- 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, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebührenhinweis

Es wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 14,30 gemäß § 12 Abs. 1 iVm § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF, und die Beilagengebühr von EUR 15,60 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 GebG, insgesamt somit **EUR 29,90** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu überweisen (§ 3 Abs. 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

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

Wien, am 15.10.2020

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

elektronisch gefertigt

Beilagen:

Beilage./1: Proposal for a contribution to the costs of single day ahead and intraday coupling in accordance with Art. 76 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 01.07.2020

Ergeht als Bescheid an:


Austrian Power Grid AG
Vorstand
IZD-Tower
Wagramer Straße 19
1220 Wien

per Acta Nova mit Zustellnachweis

Anlagen:

2020-10-15-D-000172 - Beilage 1 - NEMO Cost recovery proposal_AT.pdf



	Unterzeichner	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2020-10-19T08:52:43Z
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.e-control.at/de/econtrol/links/amtssignatur
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	