V CACM 06/19 PA 1743/20

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 20.12.2019 geführten Verfahren ergeht gemäß Art. 9 Abs. 7 lit. a iVm Art. 20 Abs. 2 Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl 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 allen Übertragungsnetzbetreibern der Kapazitätsberechnungsregion Italien Nord ausgearbeitete

1.1. Kapazitätsberechnungsmethode für den Zeitbereich Day-Ahead gemäß Art. 21 Verordnung (EU) 2015/1222 („*Methodology for a common D-2 capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR, 24 July 2020*“, Beilage./1).

Die Beilage./1 bildet einen Bestandteil dieses Bescheids, und die

1.2. Kapazitätsberechnungsmethode für den Zeitbereich Intraday gemäß Art. 21 Verordnung (EU) 2015/1222 („*Methodology for an intraday common capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR, 24 July 2020*“, Beilage./2). Die Beilage./2 bildet einen Bestandteil dieses Bescheids.

II. Begründung

II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Die am 14.08.2015 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl L 197 vom 25.7.2015, S. 24 (**CACM-V**) zielt auf die Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten ab.

Um dieses Ziel zu erreichen sieht Art. 14 CACM-V vor, dass alle Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) die zonenübergreifende Kapazität mindestes für den Day-Ahead-Marktzeitbereich (**DA-MZB**) und Intraday-Marktzeitbereich (**ID-MZB**) berechnen. Dabei soll für den DA-MZB die zonenübergreifende Kapazität je Day-Ahead-Marktzeiteinheit einzeln berechnet werden und für den ID-MZB soll die zonenübergreifende Kapazität je verbleibender Intraday-Marktzeiteinheit einzeln berechnet werden.

Art. 20 Abs. 1 CACM-V gibt vor, dass für die gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethoden für den DA-MZB und für den ID-MZB ein lastflussgestützter Ansatz verwendet werden soll. Von diesem Grundsatz einen lastflussbasierten Ansatz[1] zu wählen, besteht jedoch gemäß Abs. 3 *leg. cit.* für die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion (**CCR**)[2] Italien Nord eine Ausnahme.[3] Diese dürfen unbeschadet der Verpflichtung gemäß Art. 20 Abs. 1 CACM-V die

---

[1] **Lastflussbasierter Ansatz** bezeichnet gemäß Art. 2 Z 9 CACM-V eine Methode der Kapazitätsberechnung, bei der die Energieaustausche zwischen Gebotszonen durch die Energieflussverteilungsfaktoren und die auf den kritischen Netzelementen verfügbaren Margen begrenzt werden.

[2] Die **CCR Italien Nord** wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 in der Fassung des ACER-Beschlusses 04/2019 vom 1.4.2019 festgelegt und besteht gemäß Art. 6 dieses Beschlusses aus den Gebotszonengrenzen Italien NORD – Frankreich (NORD – FR), bewirtschaftet durch TERNA Rete Electtrica Nationale S.p.A. und RTE – Réseau de transport d´électricité; Italien NORD – Österreich (NORD-AT), bewirtschaftet durch TERNA Rete Electtrica Nationale S.p.A. und Austrian Power Grid AG und Italien NORD – Slowenien (NORD-SL), bewirtschaftet durch TERNA Rete Electtrica Nationale S.p.A. und ELES d.o.o.

[3] Es sei an dieser Stelle iZm mit dem ACER-Beschluss 06/2016 daraufhin hingewiesen, dass das EuG mit Urteil vom 24.10.2019, Rs. T-332/17 – *E-Control vs ACER* festgestellt hat, dass dieser Beschluss von ACER mit einem Verfahrensmangel (fehlende Entscheidungskompetenz) erlassen wurde. Aus diesem Grund wird der ACER-Beschluss 06/2016 nach den Vorgaben des EuG durch den ACER Beschwerdeausschuss aufzuheben sein. Für den Fall, dass ein erneuter Beschluss über CCR getroffen wird, der keine materiellen Änderungen im Vergleich zum ACER-Beschluss 06-2016 idgF aufweist, sind die in diesem Bescheid vorkommenden Verweise auf den ACER-Beschluss 06/2016 als Verweise auf die an dessen Stelle tretenden Beschluss zu verstehen.

Frist zur Vorlage des Vorschlags für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung unter Verwendung des lastflussgestützten Ansatzes gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-V um bis zu sechs Monate nach dem Beitritt der Schweiz zur einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung verlängern. Der Beitritt der Schweiz zur einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung ist derzeit nicht absehbar. Als Alternative zu einem lastflussbasierten Ansatz sieht Art. 20 Abs. 2 bis 4 und 7 CACM-V den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (NTC)[4] vor.

Art. 21 Abs. 1 CACM-V sieht vor, dass die CCM DA und die CCM ID (a) Methoden für die Berechnung der Input-Daten für die Kapazitätsberechnung umfasst, (b) eine Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes enthält und (c) eine Methode für die Validierung der zonenübergreifenden Kapazität beinhaltet.

Gemäß Art. 21 Abs. 4 CACM-V ist für den ID-MZB in der Kapazitätsberechnungsmethode auch anzugeben, wie häufig die Kapazität gemäß Art. 14 Abs. 4 CACM-V neu berechnet wird, wobei die Gründe für die gewählte Häufigkeit anzuführen sind. Schließlich ist gemäß Art. 21 Abs. 5 CACMV ein Ausweichverfahren für den Fall aufzunehmen, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt.

Die Regulierungsbehörde hat mit Bescheid vom 22.11.2019 zu GZ V CACM 01/18 die gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethoden für den DA-MZB und den ID-MZB der CCR Italien Nord erstmalig genehmigt. Art. 12 Abs. 7 dieser Methode verpflichtet die ÜNB der CCR Italien Nord überarbeitete Methoden zur erneuten Genehmigung einzureichen, um diese Methoden insbesondere an die rechtlichen Neuerungen, welche mit dem Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 54 (**ElBM-V**) eingetreten sind, anzupassen.

II.2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

II.2.a. Verfahrensablauf

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft die Genehmigung der von den ÜNB der CCR Italien Nord überarbeiteten gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethoden für den DA-MZB und den ID-MZB gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-V (Beilage./1 (**CCM DA**) und Beilage./2 (**CCM ID**)).

Mit Antrag vom 13.12.2019, eingelangt am 20.12.2019, hat Austrian Power Grid AG (**APG**) als Antragstellerin die beiden Vorschläge bei E-Control zur Genehmigung eingereicht.

Die gemäß Art. 9 Abs. 10 CACM-VO erforderliche Einigung zwischen den zuständigen Regulierungsbehörden wurde im Rahmen des „*Italy North Energy Regional Regulators*‘

[4] **Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (NTC)** bezeichnet gemäß Art. 20 Z 9 CACM-V die Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex-ante geprüft und festgelegt wird.

Forum“ am 24.7.2020 erzielt und in einem diesem Bescheid als Beilage./3 beigefügten Positionspapier zusammengefasst („*Decision of the Italy North Regulatory Authorities on the D-2 and Intraday Common Capacity Calculation Methodology in accordance with Article 21 of Commission Regulation 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 24 July 2020*“).

Dieses Positionspapier bildet die Grundlage für die jeweiligen nationalen Genehmigungen der Regulierungsbehörden der CCR Italien Nord.

II.2.b. Sachverhalt

Die Antragstellerin ist Regelzonenführer iSd § 7 Abs. 1 Z 60 ElWOG 2010 und betreibt gemäß § 23 Abs. 1 ElWOG 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 ElWOG 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-Beobachter[5] iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V[6] des Leistungs-Frequenz-Regelblocks[7] „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone[8] „APG“

---

[5] **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.

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

[7] **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.

[8] **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.

besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet[9] „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 ElWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines RZF übertragen.

Die von allen ÜNB der CCR Italien Nord erstellten CCM DA und CCM ID wurden von diesen ÜNB vom 15.10.2019 bis 17.11.2019 veröffentlicht und konsultiert und bei den betroffenen Regulierungsbehörden zur Genehmigung eingebracht.

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. 7 lit. a iVm Art. 20 Abs. 2 CACM-V ergibt sich aus § 21 Abs. 1 Z 8 i E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

Aufgrund der durch § 23 Abs. 2 ElWOG 2010 getroffenen nationalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin, nimmt VUEN als ÜNB keine Funktion iSd Art. 1 Abs. 3 CACM-V wahr, die für die Verpflichtung gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-VO relevant ist. Vor diesem Hintergrund ist die Antragstellerin alleine antragslegitimiert.

Die Genehmigungsanträge von APG sind zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der CACM-V, gewahrt worden.

II.3. Rechtliche Beurteilung

Art. 21 Abs. 1 CACM-V sieht vor, dass die CCM DA und die CCM ID (a) Methoden für die Berechnung der Input-Daten für die Kapazitätsberechnung umfasst, (b) eine Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes enthält und (c) eine Methode für die Validierung der zonenübergreifenden Kapazität beinhaltet.

Gemäß Art. 21 Abs. 4 CACM-V ist für den ID-MZB in der Kapazitätsberechnungsmethode auch anzugeben, wie häufig die Kapazität gemäß Art. 14 Abs. 4 CACM-V neu berechnet wird, wobei die Gründe für die gewählte Häufigkeit anzuführen sind. Schließlich ist gemäß Art. 21 Abs. 5 CACMV ein Ausweichverfahren für den Fall aufzunehmen, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt.

---

[9] Monitoring-Gebiet bezeichnet gemäß 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.

Die von APG eingereichten CCM DA und ID erfüllen wie in Beilage./3 ausführlich beschrieben die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen des Art. 21 CACM-V.

Art. 9 Abs. 9 CCM DA und CCM ID legen jeweils die Verpflichtung des koordinierten Kapazitätsberechners fest, die minimale Kapazität von 70% gemäß Art. 16 Abs. 8 ElBM-V, unter Einsatz von Entlastungsmaßnahmen zur Verfügung zu stellen. Sollten die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen, unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzen, nicht ausreichen, kann der koordinierte Kapazitätsberechner, als letztes Mittel, die grenzüberschreitende Kapazität reduzieren.

Art. 9 Abs. 10 CCM DA und CCM ID beschreiben die mögliche Abweichung vom 70%-Ziel für den Fall eines genehmigten Aktionsplans gemäß Art. 15 ElBM-V und/oder einer Freistellung Art. 16 Abs. 8 ElBM-V. Die Berechnung der notwendigen Anpassung zur Erreichung der minimalen Kapazität wird in Annex III zur CCM DA im Detail beschrieben. Art. 9 Abs.11 der CCM-ID verweist zu diesem Zweck ebenfalls auf Annex III zur CCM-DA. Darin wird darüber hinaus auch die Umlegung der minimalen NTC-Kapazität auf die limitierenden kritischen Netzelemente beschrieben.

Diese Anpassungen der CCM-DA und der CCM-ID entsprechen der Vorgaben des Art. 16 ElBM-V.

Die ÜNB der CCR Italien Nord haben die CCM DA und ID gemäß Art. 12 Abs. 1 CACM-VO veröffentlicht und im Zeitraum vom 15.10.2019 bis 17.11.2019 konsultiert.

Die Vorschläge enthalten schließlich den gemäß Art. 9 Abs. 9 CACM-VO für ihre Umsetzung geforderten Zeitplan. Art. 14 der Vorschläge enthalten jeweils einen Implementierungsplan, die Vorgabe des Art. 9 Abs. 9 CACM-VO ist sohin erfüllt.

Die eingereichten Vorschläge berücksichtigen jeweils in Erwägungsgrund 3 die Auswirkungen auf die Zielsetzungen der CACM-V. Diese sind insbesondere gerichtet auf die Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, eines diskriminierungsfreien Zugangs zu gebotszonenübergreifender Kapazität und die Gewährleistung der Betriebssicherheit.

Vor dem Hintergrund der obigen Erwägungen sind die eingereichten Vorschläge 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 für sechs Beilagen von EUR 128,50 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 GebG, insgesamt sohin **EUR 142,80** 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 24.9.2020
Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. Vorstandsmitglied	DI Andreas Eigenbauer Vorstandsmitglied
elektronisch gefertigt	elektronisch gefertigt

<u>Beilagen:</u>

Beilage./1: Methodology for a common D-2 capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR, 24 July 2020

Beilage./2: Methodology for an intraday common capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR, 24 July 2020

Beilage./3: Decision of the Italy North Regulatory Authorities on the D-2 and Intraday Common Capacity Calculation Methodology in accordance with Article 21 of Commission Regulation 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 24 July 2020

Ergeht als Bescheid an:

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

per Acta Nova mit Zustellnachweis

E-CONTROL @Amtssignatur	**Unterzeichner**	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2020-09-25T07:35:30Z
	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.	