

V CACM 03/25/1

Austrian Power Grid AG  
Vorstand  
Wagramerstraße 19, IZD Tower  
1220 Wien  
ÖSTERREICH

## B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 02.04.2025, eingelangt am 05.05.2025, 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, ABI. Nr. L 197 vom 25.07.2015, S. 24 in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280, ABI. Nr. L 62 vom 23.02.2021, S. 24 iVm § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr. 110/2010 idF 108/2017, nachstehender

### I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt die von Austrian Power Grid AG gemeinsam mit allen Übertragungsnetzbetreibern der Kapazitätsberechnungsregion Italy North gemäß Art. 9 Abs. 1 iVm Abs. 7 lit. a der Verordnung (EU) 2015/1222 ausgearbeitete und von den zuständigen Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion Italy North gemäß Art. 9 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2015/1222 iVm Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2019/942 abgeänderte
  - a. Methode für eine gemeinsame Kapazitätsberechnung für den Marktzeitbereich Day-Ahead (*"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 February 2025"*, Beilage./1), und

- b. Methode für eine gemeinsame Kapazitätsberechnung für den Marktzeitbereich Intraday (“*Methodology for an intraday common capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishinga guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR, 24 February 2025*”, Beilage./2)
2. Die Beilage./1 und Beilage./2 bilden einen Bestandteil dieses Bescheids.

## II. Begründung

### 1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

- (1) Die am 14.08.2015 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2015/1222 (**CACM-V**)<sup>1</sup> zielt auf die Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten ab.
- (2) Um dieses Ziel zu erreichen sieht Art. 14 CACM-V vor, dass alle Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) einer Kapazitätsberechnungsregion (**CCR**) die zonenübergreifende Kapazität mindestes für den Day-Ahead-Marktzeitbereich (**DA-MZB**) und Intraday-Marktzeitbereich (**ID-MZB**) berechnen. Gemäß Art. 20 Abs. 1 CACM-V hat die zonenübergreifende Kapazitätsberechnung auf Basis eines lastflussbasierten (*flow based (FB)*) Ansatzes zu erfolgen und ist von allen ÜNB einer CCR gemäß Art. 9 Abs. 1 CACM-V gemeinsam zu entwickeln und ist bei den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß Art. 9 Abs. 7 lit. a CACM-V zur Genehmigung einzureichen (Kapazitätsberechnungsmethoden (**CCM**)).
- (3) Der gegenständliche Genehmigungsantrag betrifft die CCMs für den DA-MZB (Beilage./1) und den ID-MZB (Beilage./2) der Italy North (**IN**) CCR<sup>2</sup>.
- (4) Die erste Fassung der CCMs der IN CCR wurde mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 22.11.2019 zu GZ. V CACM 01/18 genehmigt. Eine zweite Fassung der CCMs der IN CCR wurde mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 24.09.2020 zu GZ. V CACM 06/19 genehmigt.

<sup>1</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. Nr. L 197 vom 25.07.2015, S. 24, in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 2021/280, ABl. Nr. L 62 vom 23.02.2021.

<sup>2</sup> Die **CCR Italy North** besteht nach der ACER-Entscheidung Nr. 04-2021 aus den in Annex 1, Art. 5 dieser Entscheidung genannten Gebotszonengrenzen. Darunter fällt die folgende von der Antragstellerin bewirtschafteten Gebotszonengrenze: Italy NORD-Austria (NORD-AT).

- (5) Die ÜNB der IN CCR haben eine dritte Version sowohl der CCM DA- als auch der CCM ID veröffentlicht, um die IN CCMs an die aktuellen betrieblichen Prozesse im Day-Ahead- und Intraday-Zeitraum sowie an die geplanten Entwicklungen und Prozessverbesserungen anzupassen. Dabei wurde auch die ACER-Entscheidung Nr. 04/2024 berücksichtigt, die die Central Europe CCR (CE CCR) festlegt<sup>3</sup> und die Entwicklung einer neuen einheitlichen Kapazitätsberechnungsmethodologie für die Grenzkuppelstellen der CCRs Core<sup>4</sup> und Italy North für den DA-MZB unter Anwendung des Flow-Based-Ansatzes vorschreibt.

## 2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

### 2.1. Verfahrensablauf

- (6) Mit Antrag vom 02.04.2025, eingelangt am 05.05.2025, hat Austrian Power Grid AG (**APG**) den gemeinsam von allen ÜNB der IN CCR erarbeiteten Vorschlag für abgeänderte Methoden für die gemeinsame zonenübergreifende Kapazitätsberechnung der IN CCR für den DA-MZB (**Vorschlag CCM DA**) und ID-MZB (**Vorschlag CCM ID**) bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung eingebracht.
- (7) Die zuständigen Regulierungsbehörden der IN CCR haben die Vorschläge CCM DA und CCM ID auf Basis des Art. 9 Abs. 5 CACM-V und des Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABI. L 158 vom 14.06.2019, Seite 22 (**ACER-V**) einvernehmlich abgeändert. Die genehmigungsgegenständlichen Versionen der CCM DA und CCM ID liegen diesem Bescheid als Beilage./1 bei („*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 February 2025*“) und 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 February 2025*) bei.

<sup>3</sup> Die **CCR Central Europe** wurde durch ACER-Entscheidung Nr. 04-2024 vom 19.03.2024 festgelegt und besteht aus den in Annex 1, Art. 5 und 6 dieser Entscheidung genannten CCRs Core und Italien Nord. Darunter fallen die folgenden von der Antragstellerin bewirtschafteten Gebotszonengrenzen: Österreich-Tschechische Republik (AT-CZ), Österreich-Ungarn (AT-HU), Österreich-Slowenische Republik (AT-SI) und Deutschland/Luxemburg-Österreich (DE/LU-AT) und Italy North-Österreich (NORD-AT).

<sup>4</sup> Die **CCR Core** besteht nach der ACER-Entscheidung Nr. 04-2021 aus den in Annex 1, Art. 5 dieser Entscheidung genannten Gebotszonengrenzen. Darunter fallen die folgenden von der Antragstellerin bewirtschafteten Gebotszonengrenzen: Österreich-Tschechische Republik (AT-CZ), Österreich-Ungarn (AT-HU), Austria-Slovenia (AT-SI) und Deutschland/Luxemburg-Österreich (DE/LU-AT).

- (8) Die gemäß Art. 9 Abs. 10 CACM-V erforderliche Einigung zwischen den zuständigen Regulierungsbehörden der IN CCR wurde am 21.10.2025 im Rahmen des „Italy North Energy Regulators' Regional Forum“ erzielt und ist in einem diesem Bescheid als Beilage./3 beigefügten Positionspapier zusammengefasst (*„Decision of the Italy North Regulatory Authorites on the D-2 and Intraday common capacity calculation methodologies in accordance with article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 21 October 2025“*).
- (9) Dieses Positionspapier enthält die inhaltliche Würdigung der gegenständlichen Genehmigungsanträge und ist somit Grundlage für die jeweiligen nationalen Genehmigungen der Regulierungsbehörden der IN CCR.

## 2.2. Sachverhalt

- (10) Die Antragstellerin ist Regelzonenführer iSd § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 und betreibt gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 auf Basis von Kooperationsabkommens auch die Regelzonen der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (**VUEN**) und der Tiroler Übertragungsnetz GmbH (**TUEN**). Vor diesem Hintergrund treffen die Antragstellerin die in § 23 Abs. 2 Z 1 bis 25 EIWOG 2010 festgelegten Pflichten für Regelzonenführer.
- (11) APG ist weiters LFR-Block-Beobachter iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SOGL des Leistungs-Frequenz-Regelblocks „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet „APG“ besteht. Dies ist in Art. 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SOGL – genehmigt durch Bescheid der Regulierungsbehörde vom 3.7.2025 zu GZ. V SOGL 01/25 – 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.
- (12) Der von allen ÜNB der IN CCR erstellten Vorschläge CCM DA und CCM ID wurde von diesen ÜNB vom 22.11.2024 bis 20.12.2024 veröffentlicht und konsultiert und bei den betroffenen Regulierungsbehörden zur Genehmigung eingebbracht.

## 2.3. Zulässigkeit des Antrags

- (13) 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 E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

- (14) Aufgrund der durch § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 getroffenen nationalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin, nehmen weder VUEN noch TUEN als ÜNB Funktionen 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 allein antragslegitimiert.
- (15) Die Genehmigungsanträge von APG sind zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der CACM-V, gewahrt worden.

### **3. Rechtliche Beurteilung**

- (16) Art. 21 Abs. 1 CACM-V sieht vor, dass die gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-V entwickelte, gemeinsame CCM für den DA-MZB mindestens Folgendes zu enthalten hat:
- a) Methoden für die Berechnung der Input-Daten für die Kapazitätsberechnung, die die folgenden Parameter umfassen:
- i. Eine Methode zur Festlegung der Zuverlässigmarge gemäß Art. 22 CACM-V;
  - ii. die Methoden zur Festlegung der Betriebssicherheitsgrenzwerte, der für die Kapazitätsberechnung relevanten Ausfälle und der Vergabebeschränkungen, die gemäß Art. 23 CACM-V angewandt werden können;
  - iii. die Methode zur Festlegung der Erzeugungsverlagerungsschlüssel gemäß Art. 24 CACM-V;
  - iv. die Methode zur Festlegung der bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen gemäß Art. 25 CACM-V.
- b) Eine ausführliche Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes, die Folgendes enthält:
- i. eine mathematische Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes mit verschiedenen Input-Daten für die Kapazitätsberechnung;
  - ii. Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen, damit die Einhaltung von Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sichergestellt ist;
  - iii. Vorschriften zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität;
  - iv. Regeln für die Anpassung der Lastflüsse auf kritischen Netzelementen oder der zonenübergreifenden Kapazität aufgrund von Entlastungsmaßnahmen gemäß Art. 25 CACM-V;

- v. für den lastflussgestützten Ansatz eine mathematische Beschreibung der Berechnung der Energieflossverteilungsfaktoren und der Berechnung der auf kritischen Netzelementen verfügbaren Margen;
  - vi. für den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität die Regeln für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität, einschließlich der Regeln für die effiziente Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Gebotszonengrenzen;
  - vii. in Fällen, in denen die Lastflüsse auf kritischen Netzelementen durch zonenübergreifende Strom austausche in verschiedenen Kapazitätsberechnungsregionen beeinflusst werden, die Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Kapazitätsberechnungsregionen, um diese Lastflüsse berücksichtigen zu können.
- c) Eine Methode für die Validierung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Art. 26 CACM-V.
- (17) Die zuständigen Regulierungsbehörden der IN CCR haben das Vorliegen dieser Voraussetzungen geprüft und befunden, dass insbesondere hinsichtlich der Präambeln der Vorschläge CCM DA und CCM ID Ergänzungen vorzunehmen waren. Für diesen Fall sieht Art. 9 Abs. 5 CACM-V iVm Art. 5 Abs. 6 ACER-V vor, dass die zuständigen Regulierungsbehörden die Vorschläge nach Konsultation der jeweiligen ÜNB überarbeiten können. Solche Überarbeitungen haben sicherzustellen, dass die von den ÜNB entwickelten Modalitäten oder Methoden der Zielsetzung der CACM-V entsprechen.
- (18) Die zuständigen Regulierungsbehörden haben einerseits das Vorliegen der Voraussetzungen des Art. 21 Abs. 1 CACM-V und die notwendigen Anpassungen, um diesen Voraussetzungen zu entsprechen, in Beilage./3 zu diesem Bescheid im Detail ausgeführt.
- (19) Die ÜNB der IN CCR haben die Vorschläge CCM DA und CCM ID gemäß Art. 12 Abs. 1 CACM-V veröffentlicht und im Zeitraum vom 22.11.2024 bis 20.12.2024 konsultiert.
- (20) Die Vorschläge CCM DA und CCM ID enthalten auch den gemäß Art. 9 Abs. 9 CACM-V für ihre Umsetzung geforderten Zeitplan (vgl. jeweils Art. 14 des Vorschlags CCM DA und CCM ID). Die Vorgabe des Art. 9 Abs. 9 CACM-V ist sohin erfüllt.
- (21) Schließlich sind in den Vorschlägen CCM DA und CCM ID in jeweils in den Erwägungsgründen 3 ff. auch die Auswirkungen auf die Zielsetzungen der CACM-V berücksichtigt.
- (22) Vor diesem Hintergrund ist den Genehmigungsanträgen der APG zu entsprechen.

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwG VG 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 **50,00 Euro** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBI. 267/1957 idgF iVm § 2 VwG-Eingabengebührverordnung (VwG-EGebV), BGBI. II 387/2014 idgF, fällig. Die Gebühr ist zumindest unter **Angabe der Geschäftszahl** des Bescheids 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

Das Unternehmen wird ersucht, die nachfolgend angeführten Gebühren gemäß § 3 Abs. 2 Gebührengesetz 1957 (GebG), BGBI 267/1957 idgF, auf das Gebührenkonto der E-Control bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201**, unter Angabe der Verfahrenskennzahl zu überweisen.

Eingabenvergebührung (§ 14 TP 6 Abs. 1 GebG)	EUR	21,00
Beilagenvergebührung (§ 14 TP 5 Abs. 1 GebG)	EUR	54,00
<b>Insgesamt</b>	EUR	<b>75,00</b>

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

Wien, am 18. November 2025

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Beilagen:

- 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 February 2025
- 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 February 2025
- Beilage./3 Decision of the Italy North Regulatory Authorities on the D-2 and Intraday common capacity calculation methodologies in accordance with article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 21 October 2025

Anlagen:

2025-11-14-D-000232 - Beilage 1 - Italy North\_2025 D-2 CCM Proposal\_CLEAN Final\_with IN NRAs amendments.cleaned.pdf

2025-11-14-D-000233 - Beilage 2 - Italy North\_2025 ID CCM Proposal\_CLEAN\_Final\_with IN NRAs amendments.cleaned.pdf

2025-11-14-D-000234 - Beilage 3 - Italy North D-2 and ID CCM NRAs approval.pdf