

V AUK 01/19

PA 18945/19

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

per RSb

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 15.4.2019 auf Genehmigung der Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht geführten Verfahren ergeht gemäß § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl. I 110/2010 idF BGBl. I 108/2017 iVm Art. 15 Abs. 2 Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. L 211, vom 14.8.2009, Seite 15 nachstehender

I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt die Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht gemäß Art. 15 Abs. 2 Verordnung (EG) 714/2009. Das angepasste Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der Region Central-West-Europe bildet als Beilage .1 und .2 einen Bestandteil dieses Bescheides.

II. Begründung

II.1. Verfahrensablauf und Sachverhalt

Folgender Sachverhalt und Verfahrensablauf steht auf Grund des schriftlichen Vorbringens der Austrian Power Grid AG (im Folgenden: **APG** oder **Antragstellerin**) sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

APG und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (**VÜN**) betreiben Übertragungsnetze iSd § 7 Abs. 1 Z 70 EWOOG 2010, BGBl I 110/2010 idF 108/2017 in Österreich und sind sohin Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) iSv § 7 Abs. 1 Z 70 EWOOG 2010. APG betreibt auf Basis eines Kooperationsabkommens auch die Regelzone der VÜN und ist als Regelzonenführer und folglich Betriebsverantwortlicher ÜNB gemäß Art. 15 Abs. 2 Verordnung (EG) 714/2009 antragslegitimiert.

APG beantragte mit Schreiben vom 15.4.2018 die Genehmigung der Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht (im Folgenden kurz: **CWE**) (im Folgenden kurz: **CWE Genehmigungsdokumente**).

In der Region CWE wird von den CWE ÜNB¹ für die Berechnung der täglichen Übertragungskapazitäten und der Sicherheitsmargen ein sogenanntes lastflussbasiertes Verfahren (*flow based*) angewandt. Diese Methodik ist in den CWE-Genehmigungsdokumenten beschrieben, welche von E-Control mit Bescheid vom 30.9.2016 zu GZ V AUK 04/16 zum Zwecke der vollständigen Integration der Regelzone von APG in das CWE „Flow Based Market Coupling“ (lastflussbasierte Marktkopplung) genehmigt wurden.

Mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 31.8.2018 zu GZ V AUK 01/18 wurden Anpassungen der CWE Genehmigungsdokumente genehmigt, die im Zuge der Einführung der Engpassbewirtschaftung an der Grenze Österreich-Deutschland nötig wurden.

Gegenständlich wird die Genehmigung der Anpassung folgender Teile der CWE-Genehmigungsdokumente beantragt.

- "Documentation of the CWE FB MC solution: April 2019 – version 4.1" (Beilage./1) (im Folgenden kurz: Day Ahead Approval Documents)
- "Methodology for capacity calculation for ID timeframe NRA approval package – version 2.1" (Beilage./2) (im Folgenden kurz: Methodology for Capacity Calculation for Intraday Timeframe)

¹ Dies sind: Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Deutschland), Creos Luxembourg S.A. (Luxemburg), RTE (Frankreich), Elia (Belgien) und TenneT TSO B.V. (Niederlande) und Austrian Power Grid AG (Österreich)

Die beantragten Änderungen des „Day Ahead Approval Documents“ betreffen Anpassungen der Beschreibungen der gemeinsamen ÜNB-NEMO² (nominierter Strommarktbetreiber gemäß Art. 2 Z 23 CACM-VO³) Prozesse, die aufgrund der laufenden Umsetzung des „Multiple NEMO Arrangements“ (Vereinbarung bei mehr als einem NEMO in einer Gebotszone) gemäß Art. 57 CACM-VO in der Region CWE erforderlich sind. Diese Anpassungen betreffen die Streichung von Bestimmungen für das regionale (CWE) Market Coupling bzw. von „Full-Decoupling“ (vollständiger Markttrennung) als Fallback Lösung, da diese Verfahren nicht mehr Anwendung finden können, wenn alle regionalen NEMOs in die einheitliche Day Ahead und Intraday Marktkopplung – via einer Vergabe gebotszonenüberschreitender Kapazität und sonstiger Regelungen (wie zB Multiple NEMO Arrangements) - eingebunden sind und innerhalb einer betroffenen Region am Market Coupling teilnehmen. In diesem Sinne wird im Dokument anstelle des bisher verwendeten spezifischen Begriffs eine allgemeine Bezeichnung angewandt. Der Prozess der Kapazitätsberechnung bleibt von diesen Anpassungen unberührt.

Die Anpassungen der „Methodology for Capacity Calculation for Intraday Timeframe“ umfassen die Aufnahme der Grenze Österreich-Deutschland in den Increase/Decrease (Erhöhungs-/Verringerungs-) Prozess. Diese Anpassung wurde in dem, dem Bescheid der Regulierungsbehörde vom 31.8.2018 zu GZ V AUK 01/18, zugrunde liegenden „Common position paper of CWE NRAs on the update of Flow-based market coupling methodology“ der Regulierungsbehörden der CWE Region (im Folgenden kurz: **CWE NRA**)⁴ eingefordert und wird seitens der CWE ÜNB mit gegenständlichem Antrag umgesetzt.

Der vorliegende Antrag zur Genehmigung der Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente wurde zwischen den CWE ÜNB und den CWE NRA im Vorfeld koordiniert. Die CWE NRA haben sich in den entsprechenden Arbeitsgremien ausgetauscht und eng abgestimmt. Die Vertreter der CWE NRA haben sich schließlich am 30.4.2019 darauf geeinigt und bekundet, den Antrag zur Genehmigung der Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente zu genehmigen. Diese Einigung ist im *“Common position paper of CWE NRAs on the update of the day-ahead Flow-Based Market Coupling methodology and on the update of the methodology for intraday capacity calculation submitted in April 2019”* (**CWE NRA Positionpaper**) dokumentiert und bildet als Beilage./3 Grundlage der gegenständlichen Genehmigung.

II.2. Rechtliche Beurteilung

Die Vorgaben der Verordnung (EG) 714/2009 sowie die auf deren Grundlage erlassene CACM-VO zielen auf die Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes ab.

³ Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. L 197, vom 25.7.2015, Seite 24 (CACM-VO).

⁴ Commission de régulation de l'énergie (CRE, Frankreich), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Deutschland), Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR, Luxemburg), Autoriteit Consument & Markt (ACM, Niederlande), Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG, Belgien) und Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control, Österreich)

Die CACM-VO sieht einen stufenweisen Prozess für die Implementierung der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe in der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion vor. Derzeit ist die Erstellung und die Implementierung der Vorschläge und Methoden für das Engpassmanagement und die Kapazitätsvergabe nach den Regelungen der CACM-VO noch nicht abgeschlossen. Folglich ist die gegenständliche Genehmigung der Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente auf Grundlage der Verordnung (EG) 714/2009 zu erteilen

Gemäß Art 15 Abs. 2 Verordnung (EG) 714/2009 sind die von den ÜNB verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandards öffentlich bekannt zu machen. Zu den veröffentlichten Informationen gehört ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht. Derartige Modelle sind durch die Regulierungsbehörden zu genehmigen.

Die gegenständliche Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente wurde zwischen den CWE ÜNB und den CWE NRAs abgestimmt und von den CWE NRAs in einem gemeinsamen Positionspapier (Beilage./3) festgehalten.

Die gegenständlich vorgelegten angepassten CWE Genehmigungsdokumente erfüllen die unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs:

- die unmittelbare Aufnahme der Grenze in die Methode selbst (increase/decrease Prozess) der lastflussbasierten Methode für Kapazitätsberechnung führt – durch erweiterte Abstimmung und intensivierte Zusammenarbeit zwischen den ÜNB der CWE Region - zu einer verbesserten regionalen Berechnung- und Vergabeabwicklung.
- die formelle Gleichstellung aller auf dem CWE MC Markt aktiver designierter NEMOs und prozedurale Anpassungen sichert die koordinierte Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten durch nichtdiskriminierende marktorientierte Lösungen ab.
- Die europäischen Vorgaben werden im nationalen Recht entsprechend berücksichtigt. APG ist als Regelzonenführerin gemäß § 23 Abs 2 Z 17 EIWOG 2010 verpflichtet, ein integriertes System zur Kapazitätsvergabe und Überprüfung der Netzsicherheit überregional einzurichten. Die Berechnungen von grenzüberschreitenden Kapazitäten und deren Vergabe ist regional und überregional gemäß den Vorgaben der VO 714/2009 zu koordinieren (§ 23 Abs 2 Z 18 EIWOG 2010). Das vorliegende angepasste lastflussbasierte Marktkopplungsmodell erfüllt diese Zwecke.

Vor diesem Hintergrund tragen die von der Antragstellerin zur Genehmigung eingereichten Dokumente auch der Erfüllung der in Art 1 Verordnung 714/2009 festgelegten Ziele bei. Dies sind:

- Die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Dies umfasst die Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und für die Vergabe der auf den

Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten;

- Das Entstehen eines reibungslos funktionierenden und transparenten Großhandelsmarkts mit einem hohen Maß an Stromversorgungssicherheit zu erleichtern. Die Verordnung enthält Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Auf Basis des oben Ausgeführten sind die vorgelegten CWE Genehmigungsdokumente 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, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird ersucht, die Eingabegebühr von **EUR 14,30** gem. § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF, und die Beilagengebühr von **EUR 21,80** gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 Gebührengesetz, insgesamt **EUR 36,10** gemäß § 3 Abs. 2 GebG auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

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

Wien, am 8.5.2019

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

- Beilage./1: Documentation of the CWE FB MC solution: April 2019 – version 4.1
Beilage./2: Methodology for capacity calculation for ID timeframe NRA approval package – version 2.1
Beilage./3: Common position paper of CWE NRAs on the update of the day-ahead Flow-Based Market Coupling methodology and on the update of the methodology for intraday capacity calculation submitted in April 2019

Ergeht als Bescheid an:

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