

V ELBM 02/21/1

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

B E S C H E I D

Aufgrund des Antrags von Austrian Power Grid AG vom 22.10.2021, bei der Regulierungsbehörde eingegangen am 29.10.2021, ergeht gemäß Art. 16 Abs. 9 Verordnung (EU) Nr. 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019, S. 54 iVm § 2 Energie-Control Gesetz, BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 150/2021, nachstehender

I. Spruch

- I.1. Die Regulierungsbehörde genehmigt den von Austrian Power Grid AG gestellten Antrag auf Freistellung von den Vorgaben des Art. 16 Abs. 8 Verordnung (EU) 2019/943 für die Gebotszonengrenzen Österreich-Tschechische Republik (AT-CZ), Österreich-Ungarn (AT-HU), Österreich-Slovenia (AT-SI) und Deutschland/Luxemburg-Österreich (DE/LU-AT) gemäß Art. 16 Abs. 9 Verordnung (EU) 2019/943 für den Zeitraum vom 1.1.2022 bis zum Ablauf des 31.12.2022, sofern nicht die unter Spruchpunkt I.3 dargelegten Lösungen das Erreichen der Vorgaben des Art. 16 Abs. 8 Verordnung (EU) 2019/943 zu einem früheren Zeitpunkt ermöglichen.
- I.2. Austrian Power Grid AG ist verpflichtet Beilage./2 ihres Antrages (Derogation request of APG) ehestmöglich und während der gesamten Dauer der Freistellung gemäß Spruchpunkt I.1 auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

I.3. Austrian Power Grid AG ist verpflichtet eine Methode und Projekte für eine langfristige Lösung der Probleme, gegen die mit der gegenständlichen Freistellung vorgegangen wird, bis zum 1.3.2022 auf ihrer Homepage zu veröffentlichen und die Regulierungsbehörde über diese Veröffentlichung zu informieren. Weiters sind der Regulierungsbehörde jeweils bis zum 1.6.2022 und 1.11.2022 Fortschrittsberichte über die Umsetzung dieser Methoden und Projekte vorzulegen.

II. Begründung

II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 54 (**EIBM-V**) legt Vorschriften fest, mit denen das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sichergestellt werden sollen.

Unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für einen sicheren Netzbetrieb, einschließlich der Einhaltung der Sicherheitsnorm für Ausfallvarianten (N-1), ist es ein Ziel der EIBM-V die maximale Kapazität der für die Berechnung grenzüberschreitender Kapazität benötigten kritischen Netzelemente zur Verfügung zu stellen (vgl. Erwägungsgrund 27 EIBM-V sowie Art. 16 Abs. 4 ELBM-V).

Um dieses Ziel zu erreichen, verbietet Art 16 Abs. 8 EIBM-V den Übertragungsnetzbetreibern die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität zu beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind.

Zu diesem Zweck legen Art. 16 Abs. 8 lit. a und b EIBM-V eindeutige Mindestwerte für die verfügbare Kapazität für den zonenübergreifenden Handel fest (sog. „**70 %-Kriterium**“):

- **Art. 16 Abs. 8 lit. a EIBM-V:** *„Bei Grenzen, bei denen ein Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, beträgt der Mindestwert 70 % der Übertragungskapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und wegen der Ausfallvarianten einen Abzug vornimmt, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelt wurden.“*

Im Falle der Verwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität¹ ist die größtmögliche Übertragung von Wirkleistung zur Verfügung zu stellen, die die

¹ Der **Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (NTC)** bezeichnet gemäß Art. 2 Z 8 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**) die Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex-ante geprüft und festgelegt wird.

Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und mögliche Ausfälle von Netzelementen berücksichtigt. Die koordinierte Berechnung dieser Kapazität entspricht also nicht bloß der Summe der Kapazitäten der Verbindungsleitungen und trägt auch dem Umstand Rechnung, dass sich Stromflüsse ungleichmäßig zwischen Übertragungsnetzkomponenten verteilen.

- **Art. 16 Abs. 8 lit. b EIBM-V:** „Bei Grenzen, an denen ein lastflussgestützter Ansatz angewandt wird, ist die Mindestkapazität eine bei der Kapazitätsberechnung gesetzte Grenze, die für durch zonenübergreifenden Austausch ausgelöste Lastflüsse verfügbar ist. Die Grenze beträgt 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält, wobei Ausfallvarianten zu berücksichtigen sind, die gemäß der auf der Grundlage des Artikels 18 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement festgelegt wurden.“

Wird der lastflussgestützte Ansatz² angewandt, so soll die den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellte Mindestkapazität den Mindestanteil der die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhaltenden Kapazität eines zonenübergreifenden oder internen kritischen Netzelements festlegen, der unter Berücksichtigung von möglichen Ausfällen als Input für die koordinierte Kapazitätsberechnung gemäß CACM-V heranzuziehen ist.

Die gesamte restliche Kapazität iHv maximal 30 % kann für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.

Auf Antrag von Übertragungsnetzbetreibern einer Kapazitätsberechnungsregion können die maßgeblichen Regulierungsbehörden eine Freistellung von Absatz 8 leg.cit. bei Vorliegen der folgenden Voraussetzungen gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V gewähren:

- Der Umfang der Freistellung darf nicht über das für die Aufrechterhaltung der betrieblichen Sicherheit erforderliche Maß hinausgehen;
- die Gründe für die Freistellung müssen vorhersehbar gewesen sein;
- eine Freistellung darf nicht bereits zugewiesene Kapazitäten iSd Art. 16 Abs. 2 EIBM-V betreffen;
- eine Freistellung darf nicht zur Diskriminierung zwischen dem internen und dem zonenübergreifenden Austausch führen; und
- die Freistellung darf für nicht länger als ein Jahr auf einmal, oder, soweit der Umfang der Freistellung nach dem ersten Jahr bedeutend abnimmt, für höchstens zwei Jahre erteilt werden.

Vor der Gewährung einer Freistellung konsultiert die maßgebliche Regulierungsbehörde die Regulierungsbehörden der anderen Mitgliedstaaten, die zu der betroffenen

² **Lastfluss-basierter 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.

Kapazitätsberechnungsregion (**CCR**) gehören. Der gegenständliche Antrag betrifft die **CCR Core**³.

Ist eine dieser Regulierungsbehörden mit der vorgeschlagenen Freistellung nicht einverstanden, so geht die Kompetenz zur Entscheidung über einen solchen Freistellungsantrag gemäß Art. 6 Abs. 10 lit. a Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 22 (**ACER-V**) an die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) über.

Die Gründe für die Freistellung sind gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V zu veröffentlichen. Wird eine Freistellung gewährt, so erarbeiten und veröffentlichen die maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber eine Methode und Projekte für eine langfristige Lösung des Problems, gegen das mit der Freistellung vorgegangen werden soll. Die Freistellung endet mit Ablauf der Frist für die Freistellung oder sobald die Lösung angewendet wird, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist (Art 16 Abs. 8 EIBM-V).

II.2. Verfahrensverlauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

II.2.a. Verfahrensverlauf

Austrian Power Grid AG (**APG** oder Antragstellerin) beantragte mit Schreiben vom 22.10.2021, eingelangt am 29.10.2021, die Freistellung gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V von der Verpflichtung gemäß Art. 16 Abs. 8 EIBM-V hinsichtlich der von ihr bewirtschafteten Grenzen der CCR Core – österreichische Core-Grenzen⁴ – für den Zeitraum vom 1.1.2022 bis zum Ablauf des 31.12.2022. Gemeinsam mit dem Antrag übersandte die Antragstellerin drei Beilagen:

Beilage./1 – „ITO Bescheid vom 12.3.2012, V ZER 01/11“

Beilage./2 – “Derogation request of APG from the obligation under Article 16(8) pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity for the Capacity Calculation Region Core” (**RfD**)

Beilage./3 – “Methodological reasons for derogation (**Technical Report**)”

Am 22.11.2021 erklärten sich die in der „All Regulatory Authority Workgroup“ des „European Regulators Forum“ vertretenen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Core mit der

³ Die **CCR Core** ist mit ACER- Entscheidung Nr. 04/2021 vom 7.5.2021 festgelegt und besteht aus den in Annex 1, Art. 5 dieses Beschlusses genannten den Gebotszonengrenzen.

⁴ Dies sind im Einzelnen die folgenden vier Gebotszonengrenzen: Österreich-Tschechische Republik (AT-CZ), Österreich-Ungarn (AT-HU), Österreich-Slovenia (AT-SI) und Deutschland/Luxemburg-Österreich (DE/LU-AT) (**österreichische Core-Grenzen**).

Gewährung der vorgeschlagenen Freistellung für die Antragstellerin einverstanden bzw. keine der relevanten Regulierungsbehörden äußerte Einwände.

II.2.b.Sachverhalt

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

Die Antragstellerin ist mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 12.3.2012 zu GZ V ZER 01/11 gemäß §§ 28 ff EIWOG 2010 als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber zertifiziert und 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-Beobachter⁵ iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-VO des Leistungs-Frequenz-Regelblocks⁶ „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone⁷ „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet⁸ „APG“ besteht. Dies ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SO-VO – 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-VO auf unionaler Ebene – vergleichbar mit § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines RZF übertragen.

II.2.c.Zulässigkeit des Antrages

Die Zuständigkeit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) als Regulierungsbehörde ergibt sich aus Art. 2 Z 2 EIBM-V iVm Art. 57 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158, vom

⁵ LFR-Block-Beobachter bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-VO einen für die Erhebung der Daten für die Bewertungskriterien für die Frequenzqualität eines LFR-Blocks und für die Anwendung dieser Kriterien zuständigen ÜNB.

⁶ 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.

⁷ 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.

⁸ 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.

14.6.2019, S. 125 (**EIBM-R**) iVm Art. 16 Abs. 8 EIBM-V iVm § 2 E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

Keine Regulierungsbehörde der CCR Core hat dem Freistellungsantrag der Antragstellerin widersprochen, die Kompetenz zur Entscheidung über den gegenständlichen Antrag ist sohin nicht gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V auf die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) übergegangen.

APG ist als ÜNB, Regezonenführerin und gemäß Annex 1, Art. 5 der ACER-Entscheidung Nr. 04/2021 vom 7.5.2021 verantwortlicher ÜNB für die Bewirtschaftung der österreichischen Core-Grenzen berechtigt den Freistellungsantrag gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V zu stellen.

Der Freistellungsantrag von APG ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der EIBM-V, gewahrt worden.

III. Rechtliche Beurteilung

Im Folgenden erfolgt die Beurteilung der oben unter Punkt II.1 näher beschriebenen Voraussetzungen für die Gewährung einer Freistellung vom 70%-Kriterium für die österreichischen Core-Grenzen gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V:

III.1. Vorhersehbare Gründe für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit

Die Antragstellerin führt unter Punkt 3.3 ihres Antrages aus, dass in der CCR Core aufgrund der im Antragszeitpunkt nicht vollständigen Umsetzung aller Methoden der Leitlinien CACM und SO-VO, es ihr nicht möglich ist die gemäß Art. 16 Abs. 8 EIBM-V geforderte Mindestkapazität ohne Beeinträchtigung der Netzsicherheit zu berechnen bzw. zur Verfügung zu stellen. Die Antragstellerin bringt in Punkt 3.3 und 3.4 ihres Antrages, in Beilage./2 zum Antrag (**RfD**) und schließlich ergänzend um technische Details in Beilage./3 (**Technical Report**) hinsichtlich vorhersehbarer Gründe für die Notwendigkeit einer Freistellung aus Gründen zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit wie folgt vor:

III.1.a. Ringflüsse und PST-Flüsse nutzen derzeit mehr als 30 % der Kapazität von kritischen Netzelementen wegen überregionaler Koordinationsprozesse

Unter Artikel 3.1 RfD führt die Antragstellerin aus, dass Ringflüsse und Flüsse verursacht durch Phasenschiebertransformatoren (PST) mehr als 30 % der Kapazität von kritischen Netzelementen beanspruchen. Diese Flüsse entstehen aufgrund fehlender Koordinierung zwischen ÜNB bzgl. dem Betrieb von PSTs sowie insbesondere über Kapazitätsberechnungsregionen hinweg. Diese Tatsache ist insbesondere relevant solange die Koordination teilweise lediglich grenzweise erfolgt. Im Speziellen fehlt hier auch die in der Kapazitätsberechnungsmethode vorgesehene, aber noch nicht implementierte regionale Optimierung der kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen.

III.1.b. Unsicherheiten innerhalb des Prozesses der Kapazitätsberechnung auf Grund eines fehlenden einheitlichen koordinierten Prognoseprozesses zur Bestimmung der Nettopositionen

Artikel 3.1 RfD beschreibt die Mangelhaftigkeit des bestehenden Prognoseprozesses dahingehend, dass derzeit kein Prozess zur Verfügung steht, in dem alle relevanten ÜNB eine gemeinsame Vorschau der Nettopositionen für die koordinierte Kapazitätsberechnung erstellen. Derzeit finden nur bedingt Abstimmungen unter den ÜNB bzgl. Vorhersagen statt. Die Auswirkung dieser Situation ist insbes., dass die Unsicherheiten über die tatsächliche Netzbetriebssituation größer sind, was wiederum zu erhöhten Sicherheitsmargen führt, die es letztlich nicht erlauben die Mindestkapazität iHv 70 % bereitzustellen. Selbst bei der Abwesenheit von internen Flüssen und Ringflüssen übersteigt die Unsicherheit durch die mangelhafte Prognose der Nettopositionen teilweise die dafür vorgesehene Marge von 30%.

III.1.c. Lastflüsse von Drittstaaten werden innerhalb der Kapazitätsberechnung nicht berücksichtigt

Die mangelnde Berücksichtigung von Lastflüssen von Drittstaaten in der Kapazitätsberechnung führen nach den Ausführungen der Antragstellerin in Artikel 3.1 RfD dazu, dass Kapazitäten auf kritischen Netzelementen von Flüssen, die ihre Ursache in Transaktionen mit Drittstaaten haben, beansprucht werden. Diese Beanspruchung durch Drittstaaten führt zu einer Reduktion von Grenzkapazitäten an den österreichischen Core-Grenzen, welche die Erfüllung der Mindestkapazität iHv 70 % zumindest erschwert. Für das österreichische Übertragungsnetz ist in diesem Zusammenhang insbesondere die Schweiz relevant. Die Antragstellerin zeigt zudem, dass unilateral keine Möglichkeiten gefunden wurden, um Flüsse zu beeinflussen, welche durch den Austausch der Schweiz mit anderen Ländern auf ihren Netzelementen entstehen. Es werden zudem Diskussionen zwischen der Core Region, der Schweiz und Vertretern der Europäischen Kommission geführt, welche zum Ziel haben eine Lösung zu finden mit welcher auch „Drittstaatenflüsse“ bei der Bewertung des 70% Zieles Berücksichtigung finden können.

Die oben unter III.1 beschriebenen Gründe sind vorhersehbar, da diese im Antragszeitpunkt bestehen bzw. auf absehbare Zeit weiter bestehen werden.

Das Vorbringen der Antragstellerin legt glaubhaft und schlüssig dar, dass die von ihr unter Punkt 3.3 des Antrages vorgetragenen Gründe iSd Art. 16 Abs. 9 EIBM-V vorhersehbar und für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit notwendig sind.

III.2. Verhältnismäßigkeit

Unter Punkt 3.5 ihres Antrags führt die Antragstellerin zur Verhältnismäßigkeit der von ihr beantragten Freistellung aus, dass die oben unter Punkt III.1 dargestellten vorhersehbaren Gründe für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit es der Antragstellerin nicht durchgängig möglich macht die gemäß Art. 16 Abs. 8 EIBM-V geforderte Mindestkapazität bereitzustellen ohne dabei die Netzsicherheit zu gefährden.

Die Verhältnismäßigkeit ist aus Sicht der Regulierungsbehörde gewahrt, da sich die Antragstellerin auf systemische Freistellungsgründe bezieht, und diese durch Analysen in einem technischen Report nachvollziehbar belegt. Darüber hinaus wird ein methodischer Grenzwert an akzeptablen Ringflüssen für jedes kritische Netzelement separat festgelegt. Dadurch wird der Umfang der Freistellung auf das gerade notwendige Maß reduziert, welches für die Aufrechterhaltung der betrieblichen Sicherheit erforderlich ist.

III.3. Bereits zugewiesene Kapazität ist nicht von der Freistellung betroffen

In Punkt 3.8 des Antrags bringt die Antragstellerin glaubhaft und schlüssig vor, dass die gegenständliche Freistellung keine Einschränkung bereits zugeteilter Kapazität zur Folge hat. Der Antrag erfüllt sohin auch diese Genehmigungsvoraussetzung des Art. 16 Abs. 9 EIBM-V.

III.4. Keine Diskriminierung zwischen internem und zonenübergreifendem Austausch

Zur Darstellung, dass die beantragte Freistellung zu keiner Diskriminierung zwischen internem und zonenübergreifendem Austausch führt, bringt die Antragstellerin unter Artikel 7 RfD vor, dass sämtliche, im Hinblick auf die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität derzeit angewendeten Methoden, keine diskriminierenden Maßnahmen enthalten und dies auch für zukünftige Weiterentwicklungen beibehalten werden soll. Darüber hinaus verbessert der methodische Ansatz mittels der Grenzwerte für akzeptable Ringflüsse die Transparenz und verhindert so Diskriminierung zwischen internem und zonenübergreifendem Austausch.

III.5. Dauer der Freistellung

Die Antragstellerin beantragte gemäß Punkt 3.6. ihres Antrags die Freistellung für die Dauer eines Jahres, sohin für den Zeitraum vom 1.1.2022 bis zum Ablauf des 31.12.2022. Diese Genehmigungsdauer liegt innerhalb der Vorgaben des Art. 16 Abs. 9 EIBM-V und ist sohin zulässig.

Für den Fall, dass es die gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V (vgl. Spruchpunkt I.3) zu erarbeitende und zu veröffentlichende Methode samt Projekten für eine langfristige Lösung des Problems, gegen das mit dieser Freistellung vorgegangen wird, der Antragstellerin ermöglicht, die Vorgaben des Art. 16 Abs. 8 EIBM-V vor diesem Zeitpunkt zu einzuhalten, ist dieser Zeitpunkt maßgeblich.

III.6. Veröffentlichungen und Datenübermittlung

Art. 16 Abs. 9 EIBM-V sieht vor, dass sowohl die Gründe für die Freistellung zu veröffentlichen sind als auch eine von der Antragstellerin ausgearbeitete Methode und Projekte für eine langfristige Lösung des Problems, gegen das mit der Freistellung vorgegangen werden soll.

Zur Überwachung und etwaigen Durchsetzung dieser Vorgaben durch die Regulierungsbehörde ist die Auflage in Spruchpunkt I.2 (Veröffentlichung der Gründe) und I.3 (Veröffentlichung der Methode und Projekte) aufzunehmen.

Zusammenfassend ist aufgrund des schlüssigen und glaubhaften Vorbringens der Antragstellerin, welches sich auch in die Gesamtsituation der Übertragungsnetzbetreiber des Synchrongebietes Kontinentaleuropa einreicht, davon auszugehen, dass die Antragstellerin die Vorgaben zur Gewährung einer Freistellung gemäß Art. 16 Abs. 9 EIBM-V für die Dauer eines Jahres erfüllt.

Die Regulierungsbehörde wird alle Daten, die notwendig sind eine effiziente und ausführliche Überwachung der dem Handel zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten an den österreichischen Core-Grenzen zu ermöglichen, zumindest quartalsweise gemäß § 10 ElWOG 2010 von der Antragstellerin abfragen. Die zu übermittelnden Datensätze sollen stündliche Werte für alle kritischen Netzelemente enthalten und den Berechnungsvorgaben der ACER-Empfehlung Nr. 1/2019 entsprechen.

IV. 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. Es wird ersucht, die Gebühr unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV, 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.

V. Gebührenhinweis

Das Unternehmen wird ersucht, die nachfolgend angeführten Gebühren gemäß § 3 Abs. 2 Gebührengesetz 1957 (GebG), BGBl 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	14,30
Beilagenvergebührung (§ 14 TP 5 Abs. 1 GebG)	EUR	59,20
Insgesamt	EUR	73,50

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

Wien, am 16.12.2021

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt