



– Beschlusskammer 6 –

Beschluss

Az. BK6-18-056

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung eines lastflussbasierten Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge gem. Art. 15 Abs. 2 der Verordnung (EG) 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003,

der Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

der TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 3 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

durch ihren Vorsitzenden Christian Mielke,
ihren Beisitzer Dr. Jochen Patt
und ihren Beisitzer Andreas Fixel

am 30.07.2018 beschlossen:

1. Der angehängte Antrag der Antragstellerinnen für die Änderung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der Region CWE in der Fassung vom 23.02.2018 wird genehmigt.
2. Die Beschreibung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der Region CWE ist auf Basis des Änderungsantrags vom 23.02.2018 anzupassen und in aktualisierter Form auf den Internetseiten der Antragstellerinnen zu veröffentlichen.
3. Die Genehmigung tritt mit Wirkung zum 28.09.2018 in Kraft, sofern die notwendigen nationalen Genehmigungen der Regulierungsbehörden der CWE Region und Österreichs zu diesem Zeitpunkt erteilt wurden. Sofern die vorstehenden Genehmigungen nicht mit Wirkung zum 28.09.2018 erteilt wurden, tritt diese Genehmigung mit Zeitpunkt der letzten durch eine nationale Regulierungsbehörde der Region CWE und Österreichs erteilten Genehmigung in Kraft.
4. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die Antragstellerinnen sind Betreiberinnen von Elektrizitätsübertragungsnetzen in Deutschland.

Am 01.12.2017 deklarierten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (im Weiteren „ÜNB“) Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH gemeinsam die Engpasseinführung an der Grenze Deutschland/Luxemburg – Österreich (DE/LU-AT) gemäß § 15 Abs. 4 StromNZV und veröffentlichten die Deklaration im Internet¹. Die Engpässe sollen demnach ab dem 01.10.2018 an den Kuppelstellen zwischen den Regelzonen der deutschen ÜNB einerseits und den österreichischen ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) andererseits bewirtschaftet werden. Hierfür muss sichergestellt werden, dass dem Strommarkt Handelskapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt wird.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines Änderungsantrags zum lastflussbasierten Modell der Antragstellerinnen für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge für den vor- und untertägigen Handel (im Weiteren „Änderungsantrag“) gemäß Art. 15 Abs. 2 der Verordnung (EG) 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003 (im Weiteren „StromhandelsVO“). Der Änderungsantrag der Antragstellerinnen bezieht sich auf das am 23.04.2015 von der Beschlusskammer genehmigte² und auf der Internetseite der Antragstellerinnen veröffentlichte³ lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodell in der Region Nordwesteuropa (Central Western Europe, im Weiteren „CWE“).

Mit E-Mail vom 23.02.2018 haben die Antragstellerinnen bei der Beschlusskammer den Änderungsantrag zur Genehmigung eingereicht. Der Änderungsantrag der Antragstellerinnen ergänzt das bestehende lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodell für die Berechnung der vor- und untertägigen Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge um entsprechende Regelungen zur Kapazitätsberechnung für die neu hinzukommende Gebotszonengrenze DE/LU-AT.

Die Antragstellerinnen halten die Erweiterung des bestehenden Modells zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in CWE auf die Gebotszonengrenze DE/LU-AT für geboten, um einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Sie tragen weiter vor, dass es

¹ U.a.: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Market/2017-11-28_Engpassdeklaration_f%C3%BCr_die_Grenze_Deutschland_final.pdf

² Aktenzeichen BK6-13-150, BK6-13-162 und BK6-13-163

³ U.a.: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Kapazitätsmodell/index-2.html>

notwendig sei, eine Genehmigung basierend auf der StromhandelsVO durchzuführen, obwohl parallel ein Antrag auf Basis der VO (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.07.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im Weiteren „CACM-VO“) für eine lastflussbasierte Methode in der Kapazitätsberechnungsregion (im Weiteren „CCR“) Core⁴ vorläge. Nur dieses Vorgehen ermögliche es, kurzfristig und zeitnah wirksam den Engpässen an der Gebotszonengrenze DE/LU-AT zu begegnen und so die Netzsicherheit zu gewährleisten. Aufgrund der aktuellen Verzögerungen im Genehmigungsprozess der lastflussbasierten Methode in der CCR Core sei nicht mit einer Implementierung vor dem 01.10.2018, also dem Inkrafttreten der Engpassbewirtschaftung an der Gebotszonengrenze DE/LU-AT, zu rechnen.

Die beantragten Anpassungen des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells beziehen sich auf die deutschen Import-/Exportbeschränkungen (Kapitel 4.1.9), den Berechnungsprozess für die Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen (Kapitel 4.2), die Beschreibung der maximal möglichen Austäusche (Kapitel 4.3), die Ableitung der Intraday-Kapazitäten (Kapitel 4.4), die aggregierten Informationen für die Marktteilnehmer zum d-2 Netzmodell (Kapitel 5.5) und das Monitoring (Kapitel 6).

Im ursprünglich genehmigten lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodell der Region CWE bestanden noch Gesamtexportbeschränkungen für die Gebotszone DE/AT/LU. Diese fallen im geänderten Antrag für die Gebotszone DE/LU gänzlich weg. Die Antragstellerinnen halten sich jedoch die Möglichkeit offen, in betrieblichen Ausnahmezuständen bei gefährdeter Systemsicherheit dennoch auf Import-/Exportbeschränkungen für die Gebotszone DE/LU zurückgreifen zu können. Darüber hinaus wird bei der Berechnung der Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen⁵ eine Minimalmarge⁶ von 20% eingeführt. Die Berechnung der Sensitivitäten⁷ für jeden kritischen Zweig soll nun zusätzlich über einen neuen bzw. separierten AT-Hub⁸ geschehen, um die neu geschaffene Gebotszone AT adäquat abzubilden. Die Ableitung der Intraday-Kapazitäten soll zukünftig unter Berücksichtigung entsprechender Reservierungsmeldungen aus dem Regelle Energiemarkt erfolgen. Abschließend wird sichergestellt, dass bei der Veröffentlichung von Informationen und dem Monitoring auch die neu entstandene Gebotszone AT Berücksichtigung findet.

⁴ Gemäß der ACER-Entscheidung 06-2016 vom 17.11.2016 zu den Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) ist die ab dem 01.10.2018 zu bewirtschaftende Gebotszonengrenze DE/LU-AT Bestandteil der CCR Core bestehend aus den Staaten Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Deutschland, Österreich, Polen, Tschechien, Slowakei, Slowenien, Kroatien, Rumänien und Ungarn.

⁵ Ein kritischer Zweig ist ein Netzelement, das spürbar durch den grenzüberschreitenden Stromhandel beeinflusst wird. Kritische Zweige werden durch jeden ÜNB für sein eigenes Netzgebiet nach abgestimmten Regeln festgelegt.

⁶ Für jeden kritischen Zweig wird mindestens 20% der Übertragungskapazität des Netzelements für den grenzüberschreitenden Stromhandel reserviert.

⁷ Für jeden kritischen Zweig werden Sensitivitäten berechnet, die darüber Auskunft geben, wie stark sich eine Änderung des Austausches zwischen zwei Gebotszonen auf den Lastfluss des Zweiges auswirkt.

⁸ Die einzelnen Gebotszonen werden als sog. „Hubs“ bezeichnet.

Der Änderungsantrag wurde am 14.03.2018 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist von vier Wochen bis zum 11.04.2018 eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat keine Stellungnahmen zum Änderungsantrag erhalten.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere den diesem Beschluss angehängten Änderungsvorschlag Bezug genommen.

II.

Der Änderungsantrag für das lastflussbasierte Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge wird genehmigt.

1. Zulässigkeit des Antrages

Der Änderungsantrag ist zulässig. Rechtliche Grundlage für die Zusammenarbeit der europäischen ÜNB und damit auch für den Umgang mit Kapazitätsengpässen an den Grenzkuppelleitungen ist die StromhandelsVO. Gemäß Art. 15 Abs. 2 StromhandelsVO sind die ÜNB verpflichtet, ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht, zu veröffentlichen. Dieses Modell ist von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Dem steht nicht entgegen, dass seit ihrem Inkrafttreten auch die CACM-VO, die auf Basis der StromhandelsVO erlassen worden ist, regional koordinierte Methoden für die Berechnung von vor- und untertägigen Kapazitäten vorsieht. Gemäß CACM-VO müssen die Kapazitätsberechnungsmethoden auf regionaler Ebene von den ÜNB der CCR Core erarbeitet und vorgelegt und von den Regulierungsbehörden der CCR Core genehmigt werden. Hierfür schreibt die CACM-VO Antrags-, Entscheidungs- und Umsetzungsfristen vor.

Entsprechende Anträge für die vor- und untertägige Kapazitätsberechnung auf Basis der lastflussbasierten Methode gemäß CACM-VO von den ÜNB der CCR Core liegen der Bundesnetzagentur vor und befinden sich aufgrund eines Änderungsverlangens der Core Regulierungsbehörden im Änderungsverfahren⁹. Mit einer etwaigen Genehmigung der Anträge ist dem CACM-Prozess zufolge frühestens Anfang August 2018 zu rechnen. Unabhängig von dem zu erwartenden Genehmigungsprozess sehen die vorliegenden geänderten Anträge eine Implementierung im ersten Halbjahr 2020¹⁰ vor. Für die Einführung der Bewirtschaftung der Gebotszonengrenze DE/LU-AT ab dem 01.10.2018 ist der Prozess nach CACM-VO daher zeitlich zu spät angesiedelt.

Für den Übergangszeitraum bis zur Implementierung einer CACM-konformen

⁹ Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben gemäß Art. 9 Abs. 12 CACM-VO innerhalb der Entscheidungsfrist von 6 Monaten nach Antragseingang eine Änderung der eingereichten Kapazitätsberechnungsmethoden im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich verlangt. Die ÜNB der CCR Core haben am 04.06.2018 einen geänderten Antrag vorgelegt, der innerhalb von zwei Monaten zu bescheiden ist.

¹⁰ Vgl. Art. 25 Nr. 2 des geänderten Antrags der von den ÜNB der CCR Core entwickelten regionalen Ausgestaltung der gemeinsamen „Day-Ahead“-Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 ff. CACM-VO vom 04.06.2018

Kapazitätsberechnungsmethodik an der Grenze DE/LU-AT ist es deshalb – u.a. zum Erhalt eines sicheren Netzbetriebes – geboten, eine Genehmigung auf Basis der StromhandelsVO zu erteilen.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 15 Abs. 2 StromhandelsVO ergibt sich aus § 56 Abs. 2 S. 1 EnWG, die der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 2 und 3.

Die Antragstellerinnen haben der Beschlusskammer den Änderungsantrag mit Eingang am 23.02.2018 ordnungsgemäß zur Genehmigung eingereicht.

2. Begründetheit des Antrages

Der Änderungsantrag ist auch begründet. Der Änderungsantrag der Antragstellerinnen erfüllt die Vorgaben der Regelungen des Art. 15 Abs. 2 und Anhang I der StromhandelsVO und steht im Einklang mit den Zielen der StromhandelsVO. Außerdem ermöglicht der Änderungsantrag die Umsetzung des Vorschlags gem. Art. 33 Abs. 1 der VO (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23.11.2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im Weiteren „EB-VO“).

Das genehmigte Modell für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung wird durch den Änderungsantrag der Antragstellerinnen auf die neue Gebotszonengrenze DE/LU-AT erweitert. Die Inhalte des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells der Antragstellerinnen bleiben weitgehend unberührt bzw. werden im Hinblick auf die neue Gebotszonengrenze DE/LU-AT angepasst. Die Regelungen stehen auch weiterhin mit den im Rahmen der Erstgenehmigung im Jahr 2015 dargelegten aus der StromhandelsVO abgeleiteten Anforderungen und Zielen einer europarechtskonformen Kapazitätsberechnung im Einklang. Insbesondere wird durch die Berechnung der Kapazitäten mittels etablierter lastflussbasierter Verfahren ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb durch die Einhaltung von Sicherheitsstandards und Regeln gewährleistet.

2.1 Der Änderungsantrag steht im Einklang mit den Zielen der StromhandelsVO

Gemäß Art. 1 StromhandelsVO sind die Ziele der Verordnung u.a. die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Handel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf den Elektrizitätsbinnenmärkten.

Der vorliegende Änderungsantrag ermöglicht den grenzüberschreitenden Handel und

Wettbewerb an der Gebotszonengrenze DE/LU-AT, wenn zum 01.10.2018 der Engpass eingeführt wird. Somit steht der Änderungsantrag im Einklang mit den Zielen der StromhandelsVO.

2.2 Der Änderungsantrag erfüllt die Anforderungen des Art. 15 Abs. 2 StromhandelsVO

Der Änderungsantrag erfüllt die für den Markt notwendigen Transparenzvorgaben. Die Notwendigkeit einer transparenten Ausgestaltung als zusätzliches Genehmigungserfordernis ergibt sich nicht unmittelbar aus Art. 15 Abs. 2 S. 2 StromhandelsVO, aber aus dem systematischen Zusammenhang mit Art. 15 Abs. 2 S. 1 der StromhandelsVO, der die Verpflichtung zur Bereitstellung von Informationen regelt, zu denen auch das von der Regulierungsbehörde zu genehmigende Berechnungsmodell gehört. Die Antragstellerinnen werden die für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung und –vergabe relevanten Informationen unter Einbeziehung der der Gebotszonengrenze DE/LU-AT veröffentlichen. Dies ergibt sich aus Ziffer 6 des Änderungsantrags, welcher sich auf Kapitel 5.5 der Beschreibung der lastflussbasierten Methode bezieht. Darüber hinaus wird die Gebotszonengrenze DE/LU-AT gem. Ziffer 7 des Änderungsantrags auch in den Monitoringbericht aufgenommen, der monatlich den Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt wird.

2.3 Der Änderungsantrag erfüllt die Vorgaben des Anhangs I StromhandelsVO und des Zielmodells der CACM-VO

Die Engpassmanagementleitlinien in Anhang I StromhandelsVO sehen eine Verpflichtung der ÜNB vor, die Kapazitätsvergabe derart zu koordinieren, dass das gemeinsame Übertragungsmodell physische Ringflüsse effizient berücksichtigt und das Auseinanderfallen von kommerziellen und physischen Flüssen beachtet wird. Dies soll insbesondere bei der Kapazitätsvergabe und der Nominierung gelten. Mit der Erweiterung der lastflussbasierten Methode auf die Gebotszonengrenze DE/LU-AT wird diesen Anforderungen Rechnung getragen.

Weiterhin fordern die Engpassmanagementleitlinien von den ÜNB, dass kommerzielle Transaktionen – also grenzüberschreitender Stromhandel –ermöglicht werden, solange diese den sicheren Netzbetrieb nicht negativ beeinträchtigen. Diesen Anforderungen kommen die Antragstellerinnen dergestalt nach, dass der Berechnungsprozess für die Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen um die Sicherstellung einer Minimalmarge an allen betroffenen Gebotszonengrenzen in Ziffer 3 des Änderungsantrags erweitert wird. Mit der Sicherstellung einer Minimalmarge von 20% auf jedem kritischen Zweig – außer in betrieblichen

Ausnahmезuständen – wird nach heutigem Kenntnisstand ein ausgewogener Mittelweg zwischen dem Erhalt eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes und den Anforderungen der Engpassmanagementleitlinien im Hinblick auf die Maximierung des grenzüberschreitenden Handels gefunden. Außerdem stimmt die Einführung einer Minimalmarge in Höhe von 20%¹¹ auch mit dem am 04.06.2018 vorgelegten geänderten Antrag der ÜNB der CCR Core zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode gem. Art. 20 ff CACM-VO überein. Damit stellt der vorliegende Änderungsantrag in diesem Punkt eine zielgerichtete Weiterentwicklung des bestehenden lastflussbasierten Modells in Richtung des europäischen Zielmodells auf Basis der CACM-VO dar.

2.4 Der Änderungsantrag gewährleistet einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gem. § 12 Abs. 1 EnWG

Als Betreiberin eines Übertragungsnetzes ist der sichere und zuverlässige Betrieb gem. § 12 Abs. 1 EnWG die zentrale Aufgabe der Antragstellerin. Dazu zählt insbesondere auch der Netzbetrieb im internationalen Verbund mit den Übertragungsnetzen der angrenzenden europäischen Nachbarstaaten.

Das Grundprinzip der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung besteht darin, bei Kenntnis des Gesamtnetzes und aller potenziellen Handelsgeschäfte die physikalischen Lastflüsse im Netz zu simulieren. Ausgehend von den geplanten Handelsaktivitäten werden die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel auf der Basis der sich im Netz einstellenden Lastflüsse ermittelt. Auf individuellen Netzelementen (z.B. regelzoneninternen oder regelzonenüberschreitenden Leitungen sowie Transformatoren) werden maximal mögliche Lastflüsse berücksichtigt, wie sie aus technischer Sicht für jedes Netzelement zulässig sind. Für die stabile und sichere Berechnung der lastflussbasierten Übertragungskapazität haben die ÜNB die unter Ziffer 4.1 des bereits genehmigten lastflussbasierten Modells dargestellten Eingangsparameter verbindlich bestimmt.

Mit dem Änderungsantrag werden die deutschen Import- und Exportbeschränkungen aufgehoben (Ziffer 4.1.9) und so dem Markt weitere Freiheiten eingeräumt. Der sichere und zuverlässige Netzbetrieb bleibt jedoch weiterhin gewährleistet, da die Antragstellerinnen sich das Recht vorbehalten, in betrieblichen Ausnahmезuständen, in denen aufgrund fehlenden Redispatchpotentials die Systemsicherheit gefährdet ist, dennoch solche Beschränkungen einzusetzen.

¹¹ Vgl. Art. 13 Nr. 2 des geänderten Antrags der von den ÜNB der CCR Core entwickelten regionalen Ausgestaltung der gemeinsamen „Day-Ahead“-Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 ff. CACM-VO vom 04.06.2018

2.5 Der Änderungsantrag ermöglicht die Umsetzung des Vorschlags gem. Art. 33 Abs. 1 EB-VO

Die deutschen ÜNB haben der Bundesnetzagentur gemäß Art. 33 Abs. 1 EB-VO einen Vorschlag für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Sekundärregelleistung zur Genehmigung gemäß Art. 5 Abs. 3 lit. b EB-VO vorgelegt.

Der gemeinsame Vorschlag der ÜNB aus Deutschland und Österreich umfasst harmonisierte Regelungen u. a. hinsichtlich der Produktgestaltung und -dauer, des Ausschreibungszyklus und der Bezuschlagung von Geboten.

Auf Basis des gemeinsamen Vorschlags kann es dazu kommen, dass die grenzüberschreitende Kapazität in Teilen dem grenzüberschreitenden Regelleistungs- und Regelenergiemarkt zugewiesen wird.

Durch die im Änderungsantrag formulierte Ergänzung bei der Ableitung der Intraday-Kapazitäten wird sichergestellt, dass im Falle einer Genehmigung des Antrags gem. Art. 33 Abs. 1 EB-VO durch die betroffenen Regulierungsbehörden eine Zuordnung von Teilkapazitäten zum Regelleistungs- und Regelenergiemarkt durch die lastflussbasierte Methode abgebildet werden kann.

2.6 Keine weiteren Umstände sprechen gegen eine Genehmigung

Der Bundesnetzagentur sind im Rahmen der Konsultation des Antrages keine Stellungnahmen zugegangen. Seitens der von dem Vorschlag betroffenen Marktteilnehmer scheint also nichts gegen die Genehmigung des Vorschlags zu sprechen. Darüber hinaus sind der Behörde auch keine Umstände bekannt, die Zweifel an der Genehmigungsfähigkeit des Antrages begründen würden.

3. Veröffentlichung des Modells (Tenorziffer 2)

Den Antragstellerinnen wird entsprechend Art. 15 Abs. 2 S. 2 StromhandelsVO aufgegeben, das allgemeine Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge zu veröffentlichen. Umfang und Detaillierungsgrad der zu veröffentlichenden Modellbeschreibung müssen dabei dem aktuell veröffentlichten lastflussbasierten

Kapazitätsberechnungsmodell in der Region CWE mit Datumsangabe 23.04.2015 unter Berücksichtigung der im Änderungsantrag vom 23.02.2018 dokumentierten Änderungen entsprechen. Die Veröffentlichung hat entsprechend den Veröffentlichungspflichten des § 17 StromNZV über die Internetseiten der Antragstellerinnen zu erfolgen.

3. Inkrafttreten (Tenorziffer 3)

Die Bewirtschaftung des Engpasses an der Gebotszonengrenze zwischen DE/LU-AT soll ab dem 01.10.2018 erfolgen. Hierfür soll das vorliegende lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodell angewendet werden. Da die Kapazitätsberechnung am Vortag durchgeführt wird, muss die Genehmigung auch am Vortag des 01.10.2018, also dem 30.09.2018 in Kraft treten. Da es sich bei dem 30.09.2018 jedoch um einen Sonntag handelt, muss die Genehmigung am letzten Werktag vor dem 01.10.2018, also am Freitag, den 28.09.2018, in Kraft treten, um rechtzeitig Wirkung zu entfalten.

Darüber hinaus ist das Inkrafttreten der Genehmigung auch an die notwendigen nationalen Genehmigungen der Regulierungsbehörden der Region CWE und Österreichs gebunden. Nur wenn alle nationalen Regulierungsbehörden die notwendigen Genehmigungen ausgesprochen haben, kann das lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodell auch an der Gebotszonengrenze zwischen DE/LU-AT angewendet werden. Ansonsten ergäbe sich der Fall, dass in verschiedenen Mitgliedstaaten unterschiedliche lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodelle genehmigt sind. Da die ÜNB jedoch das Modell gemeinsam anwenden, käme es bei der gemeinsamen Anwendung unterschiedlicher Modelle unweigerlich zu Fehlern, die es zu vermeiden gilt. Aus diesem Grunde kann nur ein lastflussbasiertes Kapazitätsberechnungsmodell in der Region CWE und Österreich angewendet werden. Für den Fall, dass eine nationale Regulierungsbehörde die Genehmigung des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells verweigert, darf auch die Genehmigung der Bundesnetzagentur nicht in Kraft treten, um die einheitliche Anwendung desselben Modells in der Region CWE nicht zu gefährden.

Verspätet sich jedoch eine nationale Regulierungsbehörde mit ihrer Genehmigung, so tritt aus denselben zuvor genannten Erwägungsgründen die Genehmigung und somit die Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells an der Gebotszonengrenze zwischen DE/LU-AT erst mit der Genehmigung durch die letzte nationale Regulierungsbehörde in Kraft.

5. Widerrufsvorbehalt (Tenorziffer 4)

Der Widerrufsvorbehalt der Tenorziffer 5 dieser Genehmigung ist insbesondere notwendig, da die Genehmigung auf Grundlage der zum Genehmigungszeitpunkt vorliegenden tatsächlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen erfolgt. Da die CACM-VO jedoch weitere Genehmigungen vorsieht, die auch den hier zu genehmigenden Vorschlag der Antragstellerinnen betreffen können, können Anpassungen dieser Genehmigung in Zukunft aufgrund sich ändernder tatsächlicher und auch rechtlicher Rahmenbedingungen erforderlich werden.

Insbesondere angesichts der sich abzeichnenden Implementierung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode gem. Art. 20 ff. CACM-VO in der CCR Core erfolgt die Genehmigung der beantragten Änderungen der Antragstellerinnen auf Widerruf. Die Implementierung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der CCR Core umfasst vom geografischen Rahmen u.a. die mit dieser Entscheidung betroffenen Mitgliedstaaten der Region CWE und Österreich. Sie löst die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung in der Region CWE und Österreich ab.

Auch für den Fall, dass nach Veröffentlichung des geänderten allgemeinen Modells Beschwerden oder Einwände Dritter an die Bundesnetzagentur herangetragen werden, behält sich die Beschlusskammer den Widerruf der Genehmigung vor.

Weiterhin kann ein Widerruf auch notwendig werden, da auch nach dem Inkrafttreten der Entscheidung und somit der Genehmigung aller nationalen Regulierungsbehörden der Region CWE und Österreichs die Gefahr besteht, dass die Entscheidung entweder von ebendiesen wieder widerrufen/aufgehoben wird oder die Entscheidung durch ein nationales Gericht vollständig oder in Teilen aufgehoben wird. Träte einer der beiden Fälle ein, so ergäbe sich wieder der bereits in der Begründung der Tenorziffer 3 genannte Fall, dass in verschiedenen Mitgliedstaaten unterschiedliche lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodelle genehmigt sind. Da die ÜNB jedoch das Modell gemeinsam anwenden, käme es bei der gemeinsamen Anwendung unterschiedlicher Modelle unweigerlich zu Fehlern, die es zu vermeiden gilt. Aus diesem Grunde kann nur ein lastflussbasiertes Kapazitätsberechnungsmodell in der Region CWE und Österreich angewendet werden.

6. Kosten (Tenorziffer 5)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Andreas Faxel
Beisitzer

Änderungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region auf Basis der am 23.4.2015 genehmigten Version (Antragsversion vom 20.10.2014)

23. Februar 2018

Inhaltsverzeichnis des Änderungsantrags

1	Einführung	3
2	Änderung Deutsche Import- /Exportbegrenzungen (Absatz 4.1.9)	3
3	Änderung Berechnungsprozess für die Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen (Absatz 4.2).....	3
4	Änderung Beschreibung der maximal möglichen Austäusche zwischen BE, DE/LU, FR, NL und AT (Absatz 4.3)	4
5	Änderung Ableitung der Intraday Kapazitäten (Absatz 4.4)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
6	Änderung Aggregierte Informationen für die Marktteilnehmer zum D-2 Netzmodell (Absatz 5.5)	5
7	Änderung Monitoring (Absatz 6)	5

1 Einführung

Die zum 01.10.2018 vorgesehene Gebotszonentrennung zwischen Deutschland/Luxemburg und Österreich erfordert die Genehmigung der nachfolgend aufgeführten Änderungen durch die Bundesnetzagentur.

Basis dieses Änderungsantrags ist der Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2 EU-VO 714/2009 in der am 20.10.2014 vorgelegten und am 23.04.2015 genehmigten Version.

2 Änderung Deutsche Import- /Exportbegrenzungen (Kapitel 4.1.9)

In Kapitel 4.1.9 werden die Absätze nach der Zwischenüberschrift „Deutsche Import /Exportbegrenzungen“ (von „Amprion, TNG und TTG haben entschieden, Begrenzungen für das Handelssaldo mit dem CWE-Gebiet einzuführen (Begrenzung von Export und Import)“ bis „ $exp_{min}=5.600MW$; $exp_{max}=7.000MW$ “, einschließlich der darin enthaltenen Abbildung) ersetzt durch:

„Mit Integration der Gebotszonengrenze DE-AT in die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung werden Begrenzungen für das Handelssaldo der deutsch/ luxemburgischen Gebotszone mit dem übrigen CWE-Gebiet (d.h. Begrenzung von Export und Import) nur in betrieblichen Ausnahmezuständen, in denen aufgrund fehlenden Redispatchpotenzials die Systemsicherheit gefährdet ist, angewendet.“

3 Änderung Berechnungsprozess für die Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen (Kapitel 4.2)

In Kapitel 4.2 wird unter der Zwischenüberschrift „RAM“ hinter „Die Sicherheitsmargen (FRM) sind in Kapitel 4.1.8 beschrieben und der Final Adjustment Value (FAV) ist wie in 4.1.4 beschrieben eine Marge, die von den ÜNBs verwendet werden kann, um impliziten Remedial Actions Rechnung zu tragen (Erhöhung der RAM) oder die Ergebnisse der Verifikation zu berücksichtigen“ eingefügt:

„Der Berechnungsprozess für die Ermittlung und Festlegung der Übertragungsmarge auf kritischen Zweigen (RAM) wird wie folgt ergänzt zur Sicherstellung einer Minimalmarge:

Falls $RAM < 0,2 \cdot F_{max}$, dann $RAM = 0,2 \cdot F_{max}$

Hiermit wird eine Minimalmarge von 20% des maximal möglichen Wirkleistungsflusses auf jedem kritischen Zweig sichergestellt.

Nur in betrieblichen Ausnahmezuständen, in denen aufgrund fehlenden Redispatchpotenzials oder technischer Probleme bei den Prüfprozessen und daraus resultierend die Systemsicherheit gefährdet ist es zulässig, die Minimalmarge zu unterschreiten.“

4 Änderung Beschreibung der maximal möglichen Austäusche zwischen BE, DE/LU, FR, NL und AT (Kapitel 4.3)

In Kapitel 4.3 „Ausgangsdaten / Ergebnisse“ wird hinter „Ein derartiger Austausch wäre nicht möglich, da der kritische Zweig CB10 um 114 MW überlastet würde“ nach Zeilenumbruch eingefügt:

„Die Berechnung der Sensitivitäten (PTDF / Wirkleistungsübertragungsfaktoren) für jeden kritischen Zweig sowie die die Beschreibung der maximal möglichen Austäusche zwischen BE, DE/LU, FR, NL und AT erfolgt zusätzlich für den neuen bzw. separierten AT-Hub.“

Dahinter wird die nachfolgende Tabelle eingefügt:

ID	BE-hub	DE-hub	FR-hub	NL-hub	AT-Hub	RAM (MW)
11238080000	-1	0	0	0	0	4500
11554350000	0,14202	-0,0012	0,08408	-0,15643	0,0171175	1219
11591390000	0,26548	-0,00186	0,08244	-0,03159	0,0786175	1072
11653430000	0,02473	0,00394	-0,14091	0,11564	0,00085	968
11695520000	-0,26548	0,00186	-0,08244	0,03159	-0,0786175	1354
11789230000	0,30116	-0,00196	0,05655	0,00556	0,0903275	961
11922070000	-0,18159	0,00123	-0,08931	0,17028	-0,0248475	1072
11963590000	0,14863	0,00396	-0,1409	0,11474	0,0316075	819
13433370000	0	0	0	-1	0	4225
13501270000	0,01674	0,00157	0,00945	0,24404	0,06795	818
14648370000	-0,08604	-0,00889	-0,04903	-0,24668	-0,09766	1082
14697440000	-0,28085	0,0098	-0,08117	-0,25876	-0,152745	1311
14979180000	0,08604	0,00889	0,04903	0,24668	0,09766	667
15805370000	-0,18471	0,00665	-0,07229	-0,21846	-0,0122025	1099
16773690000	0,10306	-0,03633	0,20633	0,01261	0,0714175	984
18070400000	-0,25309	-0,00507	0,17635	-0,13853	-0,055085	1704
18376720000	0,25017	0,00491	-0,17314	0,13688	0,054705	1194
18921090000	0,10198	-0,00051	-0,009	0,02663	0,029775	293

5 Ergänzung Ableitung der Intraday Kapazitäten (Kapitel 4.4)

In Kapitel 4.4 „Ableitung der Intraday Kapazitäten“ wird hinter „Die Schritte 1-4 werden solange wiederholt, bis das Stoppkriterium erfüllt ist (Vergrößerung des ID ATCs kleiner als 0,001 MW)“ nach Zeilenumbruch eingefügt:

„Bezüglich der Grenze DE/AT wird die Kapazitätsdomäne im morgendlichen D-1 Prozess entsprechend der Reservierungsmeldungen für die Langfristkapazitäten und hinsichtlich dem Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse von für den Regenergiemarkt zugewiesener Langfristkapazitäten angepasst.“

In Abhängigkeit davon, auf welchem Teilmarkt ein größerer Nutzen zu erwarten ist, wird diese zugewiesene Kapazität dem grenzüberschreitenden Regelleistungs- und Regenergiemarkt oder als grenzüberschreitende Kapazität dem Energiemarkt wieder zur Verfügung gestellt.“

6 Änderung Aggregierte Informationen für die Marktteilnehmer zum D-2 Netzmodell (Kapitel 5.5)

Im Kapitel 5.5 „Aggregierte Informationen zum D-2 Netzmodell“ wird hinter der im Kapitel enthaltenen Tabelle eingefügt:

„Die aggregierten Größen vertikale Netzlast (inkl. der Solar- und Winderzeugung), Erzeugung und Nettoposition werden zusätzlich für den AT-Hub veröffentlicht.“

7 Änderung Monitoring (Kapitel 6)

In Kapitel 6 „Monitoring“ wird hinter Punkt 9 („*Maximal mögliche bilaterale Austäusche für die Niederlande*“) folgender Ordnungspunkt ergänzt:

„9a. Maximal mögliche bilaterale Austäusche für Österreich“