



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-21-002, vormals BK6-
20-334

☎ 0228
14-5721
oder 14-0

Bonn
8. Juni 2021

**Genehmigung von Änderungen der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im
Day-Ahead-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion
Core gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO**

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, gesetzlich vertreten durch die
Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die
Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

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

– Antragstellerin zu 3 –

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

Datenschutzhinweis:

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

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

– Antragstellerin zu 4 –

wegen

Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Core gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 8. Juni 2021 entschieden

1. Die Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Core gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement werden wie in Anlage I dieses Bescheides dargelegt genehmigt. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines Änderungsantrags aller Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) der Kapazitätsberechnungsregion („CCR¹“) Core² für die Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead-Zeitbereich derselben ÜNB gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 („CACM-VO“).

Das Ziel der CACM-VO besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten. Um dieses Ziel zu erreichen, regelt die CACM-VO u.a., dass alle ÜNB der betreffenden CCR einen Antrag für eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-

¹ CCR: Capacity Calculation Region (Kapazitätsberechnungsregion).

² Die CCR Core wurde durch die Entscheidung 06/2016 der ACER vom 17.11.2016 festgelegt und umfasst die Gebotszonengrenzen FR-BE, BE-NL, FR-DE/LU, NL-DE/LU, BE-DE/LU, DE/LU-PL, DE/LU-CZ, AT-CZ, AT-HU, AT-SI, CZ-SK, CZ-PL, HU-SK, PL-SK, HR-SI, HR-HU, RO-HU, HU-SI, DE/LU-AT.

Zeitbereich erarbeiten und den jeweiligen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorlegen, siehe Art. 20 Abs. 2 CACM-VO. Die gemeinsame Kapazitätsberechnung soll sicherstellen, dass dem Markt ein Optimum an Kapazität zur Verfügung gestellt wird, siehe Erwägungsgrund 6 CACM-VO.

Am 21. Februar 2019 genehmigte die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER“)³ die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Core („Core DA CCM“) gegenüber den Antragstellerinnen gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-VO (Az.: 02/2019)⁴. Die genehmigte Methode beruht auf der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (siehe Erwägungsgrund 4 CACM-VO). Gemäß Erwägungsgrund 7 CACM-VO soll diese Berechnungsmethode genutzt werden, wenn bei der zonenübergreifenden Kapazität zwischen Gebotszonen eine hohe gegenseitige Abhängigkeit besteht. Dabei werden die Kapazitäten, die für den zonenübergreifenden Handel angeboten werden, anhand eines Netzmodells berechnet, um die Wechselwirkungen von aus gebotszonenübergreifendem Handel resultierenden Flüssen zu ermitteln. Die so berechneten Daten über die Abhängigkeiten können sodann vom Marktkopplungsalgorithmus verarbeitet werden, damit dieser die begrenzte Übertragungskapazität dem Handel wohlfahrtsoptimal zur Verfügung stellen kann. Auf diese Weise soll insbesondere sichergestellt werden, dass die Übertragungskapazität für Gebotszonengrenzen mit hoher Preisdifferenz soweit technisch möglich genutzt werden kann.

Im Zeitraum vom 25. Juni 2020 bis 31. Juli 2020 konsultierten die ÜNB der CCR Core die von ihnen erwogenen Änderungen an dieser Methode öffentlich und in englischer Sprache. Daraufhin sind von sechs Interessenträgern Stellungnahmen eingegangen.

Am 17. November 2020 übermittelte der belgische ÜNB Elia namens und im Auftrag aller ÜNB der CCR Core, einschließlich der Antragstellerinnen, den zwischen den ÜNB der CCR Core abgestimmten Antrag zu Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day Ahead-Zeitbereich allen Core Regulierungsbehörden, einschließlich der Bundesnetzagentur.

Mit Schreiben und E-Mail vom 27. November 2020 reichte die Antragstellerin zu 2 im eigenen Namen und im Namen der anderen drei Antragstellerinnen denselben Antrag in deutscher Sprache, einschließlich einer Übersetzung des Entwurfs der Änderungen an der Methode, bei der Bundesnetzagentur ein. Die Stellungnahmen aus der europäischen Konsultation und ihre Bewertung durch die Antragstellerinnen (sog. „Public Consultation Report“ vom 16. November

³ ACER: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden).

⁴ ACER-Entscheidung 02/2019 vom 21. Februar 2019, abrufbar unter https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf.

Annex I der Entscheidung: Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region: [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXESTODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/A](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXESTODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/A%20n%20I%20-%20ACER%20Decision%20on%20Core%20CCM.pdf)

2020) wurden der Bundesnetzagentur zusammen mit einer schriftlichen Begründung des Antrags (sog. „Explanatory Document“ vom 16. November 2020) mit vorgelegt. Entsprechend wurde in den anderen EU-Mitgliedstaaten der CCR Core verfahren. Der letzte dieser Anträge wurde am 8. Dezember 2020 bei der letzten nationalen Regulierungsbehörde der CCR Core seitens des ihrer Regulierungszuständigkeit unterliegenden ÜNB eingereicht. Gemäß Art. 9 Abs. 10 CACM-VO war der Antrag der Antragstellerinnen daher spätestens bis zum 8. Juni 2021 zu bescheiden.

Die beantragten Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode betreffen acht Bereiche:

- die Einführung einer Pflicht zur Beurteilung und zur Implementationsdokumentation im Hinblick auf die Anwendung der sog. Common Grid Model Exchange Specification („CGMES“) in der Kapazitätsberechnung (Art. 1 der Anlage I),
- eine Ergänzung der Methode für die Zuverlässigkeitsmarge (sog. „FRM5-Bewertung“) (Art. 2 der Anlage I),
- die Einführung einer erweiterten Berücksichtigung der langfristig vergebenen Kapazitäten im Rahmen der Day-Ahead Kapazitätsberechnung (sog. „erweiterte LTA-Einbeziehung“) (Art. 3 der Anlage I),
- die Einführung eines Einigungsmechanismus, mit dem eine verstärkte Zusammenarbeit im Bereich der Kapazitätsberechnung zwischen den ÜNB der CCR Core mit ÜNB aus Drittstaaten einer Beurteilung durch die Regulierungsbehörden der CCR Core zugeführt werden kann (Art. 4 der Anlage I),
- Änderungen an der Methode zur Validierung der Lastflussparameter (Art. 5 der Anlage I),
- Änderungen an der Methode zu den Ausweichverfahren (Art. 6 der Anlage I),
- Änderungen an den Datenveröffentlichungspflichten (Art. 7 der Anlage I) und
- eine Verschiebung der Umsetzungsfrist um 15 Monate (Art. 8 der Anlage I).

Der Antrag wurde am 7. Dezember 2020 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und am 9. Dezember 2020 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 13. Januar 2021 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Die Core-Regulierungsbehörden haben den Antrag auf Änderung der Methode auf der Grundlage des Art. 5 Abs. 6 Satz 1 ACER-VO und mit Wirkung vom 15. März 2021 auf der Grundlage des durch die o.g. Durchführungsverordnung geänderten Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO überarbeitet. Die Überarbeitungen sind in der Anlage I durch die Darstellung im Änderungsmodus ersichtlich. Sie betreffen

- die Definition der sog. Common Grid Model Exchange Specification („CGMES“) (Art. 1 der Anlage I),
- die Priorisierung der erweiterten Berücksichtigung der langfristig vergebenen Kapazitäten im Rahmen der Day-Ahead Kapazitätsberechnung (sog. „erweiterte LTA-Einbeziehung“) und die

⁵ FRM: Flow Reliability Margin (Zuverlässigkeitsmarge).

Aufstellung der formellen und materiellen Voraussetzungen für ein ausnahmsweises Ausweichen auf den sog. LTA-Margin Ansatz (Art. 3 der Anlage I),

- redaktionelle und inhaltliche Überarbeitungen an der Vorschrift zur Drittstaatenintegration, einschließlich der Verkürzung der beantragten Frist für die Einreichung des Antrags auf Einführung des sog. Advanced Hybrid Coupling (AHC) von 18 Monaten auf 6 Monate (Art. 4 der Anlage I) sowie
- die Ablehnung der beantragten Aufhebung der Pflicht des sog. koordinierten Kapazitätsberechners („CCC6“) im Sinne des Art. 2 Abs. 1 Satz 2 Nr. 11 CACM-VO im Rahmen des Quartalsberichts über Reduzierungen grenzüberschreitender Kapazitäten auch Vorschläge für Maßnahmen zur Meidung künftiger Kapazitätsreduzierungen aufzunehmen (Art. 5 der Anlage I).

Die insoweit überarbeiteten Änderungen an der Methode wurden am 22. März 2021 den ÜNB der CCR Core mit Aufforderung zur Stellungnahme bis zum 9. April und am 30. März 2021 zudem ENTSO-E⁷ mit Aufforderung zur Stellungnahme bis zum 15. April 2021 übersandt. Während ENTSO-E keine Stellungnahme abgab, nahmen die ÜNB der CCR Core am 15. April 2021 gegenüber den Regulierungsbehörden der CCR Core Stellung. Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben die ÜNB der CCR Core damit nach Maßgabe des Art. 9 Abs. 5 CACM-VO konsultiert, indem sie diesen die ihrerseits überarbeiteten Änderungen an der Methode am 22. März 2021 mit Aufforderung zur Stellungnahme übersandten.

Die überarbeiteten Änderungen wurden am 20. April 2021 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur mit dem Hinweis veröffentlicht, dass Stellungnahmen bis zum 4. Mai 2021 möglich sind. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Vom 3. bis zum 10. Mai 2021 stimmten die Regulierungsbehörden der CCR Core im Wege des elektronischen Abstimmungsverfahrens über die Annahme der aus der Anlage I ersichtlichen Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich ab. Die Regulierungsbehörden stimmten einstimmig für die Annahme der Änderungen. Zugleich nahmen sie das in enger Kooperation zwischen ihnen abgestimmte Positionspapier vom 10. Mai 2021 an, aus dem die Begründung für ihre gemeinsame Entscheidung hervorgeht, die aus der Anlage I ersichtlichen Änderungen mittels paralleler Genehmigungen vorzunehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

B.

Die beantragten Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead-Zeitbereich der ÜNB der CCR Core gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO werden nach Maßgabe

⁶ CCC: Coordinated Capacity Calculator (Koordinierter Kapazitätsberechner).

⁷ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom)) gemäß Art. 28 ff. EltVO.

der diesem Bescheid als Anlage I angehängten und im Änderungsmodus ersichtlichen weiteren Überarbeitungen genehmigt. Der Antrag ist zulässig und teilweise begründet.

I. Zulässigkeit

Der Antrag ist zulässig. Die bundes- und unionsrechtlichen Vorschriften über das Verfahren sind gewahrt.

1. Die Antragstellerinnen sind antragsbefugt. Gemäß Art. 9 Abs. 13 Satz 2 CACM-VO können die für die Ausarbeitung eines Vorschlags für Methoden zuständigen ÜNB den Regulierungsbehörden Änderungen dieser Methoden vorschlagen. Dass es sich bei dem Vorschlag um einen verwaltungsrechtlichen Antrag handelt, wird bereits aus dem Umstand ersichtlich, dass dieser laut Art. 9 CACM-VO von den jeweils zuständigen Behörden zu genehmigen ist. Spätestens mit dem Eingang der am 27. November der Bundesnetzagentur übermittelten Unterlagen stellten die Antragstellerinnen einen entsprechenden Antrag.

2. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung des Änderungsantrags nach Art. 9 Abs. 13 Satz 2 i.V.m. Art. 9 Abs. 7 Buchst. a i.V.m. Art. 20 Abs. 2 CACM-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG i. V. m. Art. 18 Abs. 3 Buchst. b und Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („EltVO a.F.“)⁸ bzw. aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. EnWG i.V.m. Art. 61 und 70 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EltVO). Eine obligatorische Beschlusskammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 Satz 2 Nr. 14 EnWG.

3. Die seitens der ÜNB der CCR Core zur Antragstellung vorgesehenen Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode sind gemäß Art. 20 Abs. 2 S. 2 i.V.m. Art. 12 CACM-VO vor der Antragstellung mit den Interessenträgern konsultiert worden. Die Antragstellerinnen haben die eingegangenen Stellungnahmen ausreichend in ihrem Bericht über die Konsultation vom 16. November 2020 gemäß Art. 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert und ausgewertet, sowie klar und fundiert die Gründe kenntlich gemacht, sofern die Eingaben keine Berücksichtigung im Methodenänderungsvorschlag finden konnten.

4. Am 10. Mai 2021 bekundeten die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Core, die überarbeiteten Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead-Zeitbereich der ÜNB der CCR Core gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO genehmigen zu wollen. Damit ist die nach Art. 9 Abs. 13 Satz 3 i.V.m. Abs. 10 Satz 1 CACM-VO erforderliche Einigung im Rahmen des hierfür von den Regulierungsbehörden eingerichteten Entscheidungsgremiums, dem sog. Core Energy Regulators' Regional Forum („CERFF“), zustande gekommen.

⁸ Die Verordnung (EG) 714/2009 wurde durch Art. 70 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt aufgehoben.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch weitestgehend begründet. Sofern die vorliegende Genehmigung vom Antrag abweicht, sind diese Abweichungen nach Maßgabe des Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO erforderlich, um sicherzustellen, dass sie dem Zweck der CACM-VO entsprechen. Die zur Genehmigung beantragten Änderungen der Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich erfüllen im Übrigen die Vorgaben aus Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO und stehen im Einklang mit den Zielen der CACM-VO.

1. Der Antrag wird nach Maßgabe der zwischen den Regulierungsbehörden der CCR Core gemäß Art. 9 Abs. 13 Satz 3 i.V.m. Abs. 10 Satz 1 CACM-VO getroffenen Einigung vom 10. Mai 2021 genehmigt. Antragsgemäß werden mit dem vorliegenden Bescheid lediglich Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich genehmigt. Dagegen bleibt der sonstige Gegenstand der Entscheidung 02/2019 der ACER unberührt. Die Änderung beschränkt sich insoweit auf die von den ÜNB der CCR Core im Antrag adressierten und von den Regulierungsbehörden der CCR Core aufgegriffenen Methodenteile.

2. Die Methode für das gemeinsame Netzmodell („CGM⁹ Methode“) wurde auf der Grundlage des Art. 17 CACM-VO entwickelt und von der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur mit Wirkung für die Antragstellerinnen mit Beschluss vom 11.05.2017 genehmigt (AZ: BK6-16-052). Mit den in Art. 1 der Anlage I vorgesehenen Änderungen wird den ÜNB der CCR Core auferlegt, spätestens drei Monate nach der Umsetzung der CGM Methode, den Regulierungsbehörden der CCR Core eine Beurteilung vorzulegen. Die Umsetzung der CGM Methode richtet sich zum einen nach den Vorschriften der CGM Methode selbst und zum anderen nach den Vorgaben des Artikel 28 CACM-VO. Die Antragstellerinnen werden insoweit durch Art. 1 der Anlage I verpflichtet, die Auswirkungen eines bestimmten Aspekts dieser Vorgaben auf die Day-Ahead Kapazitätsberechnung der CCR Core zu beurteilen, nämlich bezüglich der Anwendung der von allen ÜNB der Europäischen Union durch ENTSO-E auf der Grundlage der CGM Methode entwickelten sog. Common Grid Model Exchange Specification („CGMES“). Die Beurteilung soll einen Planungsvorschlag mit eindeutigen Meilensteinen für jeden Implementierungsschritt enthalten.

Diese Ergänzung der Kapazitätsberechnungsmethode dient dazu, den Pflichten der ÜNB der CCR Core nach der CGM Methode und nach Art. 28 CACM-VO an der Umsetzung des gemeinsamen Netzmodells gemeinschaftlich mitzuwirken, eine der regulatorischen Überprüfung zugängliche Informationsgrundlage zur Verfügung zu stellen. Damit dient diese Ergänzung der Methode der Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen im Sinne des Art. 3 lit f) der CACM-VO. Angesichts des Umstandes, dass der Kapazitätsberechnungsprozess in der CCR Core auf der Netzmodellierung nach Maßgabe der

⁹ CGM: Common Grid Modell (Gemeinsames Netzmodell).

CGM Methode basiert (siehe Überschrift des Abschnitts 4 des Titels II der CACM-VO), kann diese Ergänzung der Kapazitätsberechnungsmethode auf Art. 20 i.V.m. Art. 28 CACM-VO gestützt werden. Sie dient insoweit der Sicherstellung der in Art. 3 CACM-VO niedergelegten Ziele und Zwecke der CACM-VO (vgl. Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO), insbesondere der Optimierung der Berechnung zonenübergreifender Kapazität im Sinne des Art. 3 lit. d CACM-VO und damit der Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur im Sinne des Art. 3 lit. b CACM-VO. Angesichts der diesbezüglich bis heute anhaltenden Umsetzungsdefizite ist eine solche Pflicht zur Vorlage konkreter Meilensteine, welche die engmaschigere Aufsicht über die Umsetzung ermöglicht, erforderlich und angemessen. Ihre Aufstellung dient dem Ziel des Vollzugs der sich aus der CACM-VO insoweit ergebenden Pflichten der ÜNB der CCR Core, einschließlich jener der Antragstellerinnen.

Die Vorschrift ordnet nicht etwa einen Teil der sich aus Artikel 28 CACM-VO ergebenden Pflicht aller ÜNB der Europäischen Union zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells dem Verband ENTSO-E zu. Vielmehr wird damit lediglich die Praxis kodifiziert, wonach die CGM Methode von allen ÜNB der EU unter dem Koordinierungsschirm des ENTSO-E entwickelt, zur Genehmigung vorgelegt und umgesetzt wird. Dies ist aus regulatorischer Sicht sachgerecht, da es die Koordination der ÜNB der EU erleichtert. Es ist aus rechtlicher Sicht nicht zu beanstanden, denn das vom europäischen Gesetzgeber geschaffene Netzwerk ENTSO-E darf zumindest auch dazu genutzt werden, um ein Koordinierungsforum eben dieser ÜNB zwecks Klärung von Fragen der Implementierung unionsrechtlicher Vorgaben zu etablieren. Die ÜNB der CCR Core begrüßten die entsprechende Ergänzung durch die Regulierungsbehörden der CCR Core dementsprechend auch in ihrer Stellungnahme vom 15.04.20221.

3. Mit Artikel 2 der Anlage I wird die Methode für die Zuverlässigkeitsmarge (sog. „FRM¹⁰-Bewertung“) ergänzt. Die „Zuverlässigkeitsmarge“ bezeichnet die Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität auf einem kritischen Element der CCR Core, um Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung abzudecken, Art. 2 Satz 2 Nr. 14 CACM-VO i.V.m. Art. 2 Abs. 1 Satz 2 Nr. 25 der Core DA CCM. Art. 8 Abs. 3 bis 5 der Core DA CCM determiniert Berechnungsschritte zur Ermittlung dieser Zuverlässigkeitsmarge. Die hiermit genehmigte Änderung sieht eine Ergänzung dieser Berechnungsschritte vor. Die Ergänzung bewirkt, dass die Antragstellerinnen die Zuverlässigkeitsmarge zweifach berechnen, einmal um einen oberen Schätzwert und einmal um einen unteren Schätzwert zu ermitteln. Bei Ersterem wird insbesondere der Redispatch-Einsatz nicht berücksichtigt, während bei Letzterem lediglich ein Teil des gesamten Erzeugungs-Dispatch berücksichtigt wird. Nach Art. 8 Abs. 7 der Core DA CCM sind die Antragstellerinnen gehalten, spätestens 18 Monate nach der Umsetzung der Methode einen Änderungsantrag bei den Regulierungsbehörden einzureichen. Die vorliegend genehmigte Änderung sieht ergänzend vor, dass in jenem Antrag ein Ansatz und eine Begründung für die

¹⁰ FRM: Flow Reliability Margin (Zuverlässigkeitsmarge).

Auswahl der Zuverlässigkeitsmarge aus dem Bereich zwischen den unteren und den oberen Schätzwerten sowie etwaige nächste Schritte zwecks Annäherung an die tatsächlich gebotene Zuverlässigkeitsmarge enthalten sein muss. Diese Änderungen tragen potenziell dazu bei, die tatsächlich für die Betriebssicherheit notwendige Zuverlässigkeitsmarge realistischer berechnen zu können. Insbesondere dienen sie dazu, zu verhindern, dass Entlastungsmaßnahmen, wie Redispatch, die erst nach der Kapazitätsberechnung erfolgen, fälschlich als Unsicherheitsmoment betrachtet werden und so wiederum zur Erhöhung der Zuverlässigkeitsmarge führen. Die Änderungen erfolgen somit im Interesse der Optimierung der Kapazitätsberechnung und damit der Optimierung der Nutzung der Übertragungsinfrastruktur der CCR Core im Sinne von Art. 3 lit. b und lit. d CACM-VO.

4. Mit Artikel 3 der Anlage I wird eine sog. erweiterte LTA-Einbeziehung eingeführt. Die Anwendung dieser Vorschrift durch die ÜNB der Core CCR wird sicherstellen, dass die finanziellen Langfristübertragungsrechte im Day-Ahead Handel physikalisch abgebildet werden können. Die Kapazität, die im Day-Ahead Bereich vergeben wird, muss immer mindestens so hoch sein, wie die bereits langfristig vergebene Kapazität. Dieser Mechanismus ist insoweit zwar bereits in der Core DA CCM enthalten. Die vorliegende Änderung beinhaltet aber eine weitergehende technische Möglichkeit diese Langfristkapazitäten zu berücksichtigen: Bei der Entscheidung über die Berücksichtigung bereits allozierter Langfristkapazitäten im Rahmen der Day-Ahead Kapazitätsberechnung werden zwei Lösungsräume (Domains) an den Marktkopplungsalgorithmus weitergegeben. Der Algorithmus vergleicht diese beiden Domains nach Wohlfahrtsgesichtspunkten, betrachtet mithin mit welcher Domain mehr Handel ermöglicht werden kann. Diese Verbesserung wird im Vergleich zu dem bisherigen Ansatz dazu führen, dass nicht mehr Übertragungskapazität angeboten wird als für die Abbildung der Langfristübertragungsrechte notwendig ist. Dies wird potenziell den Bedarf für Entlastungsmaßnahmen, wie Redispatch, in der CCR Core und damit auch in den Regelzonen der Antragstellerinnen reduzieren. Die Änderung dient damit der optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur im Sinne des Art. 3 lit. b CACM-VO.

Die Bundesnetzagentur hat gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden der CCR Core gegenüber dem Antrag der Antragstellerinnen eine Änderung vorgenommen: Anstelle der beantragten Möglichkeit der freien Wahl zwischen dem sog. LTA-Margen Ansatz und der erweiterten LTA-Einbeziehung sieht die seitens der Regulierungsbehörden nach Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO ergänzte Änderung vor, dass grundsätzlich der beschriebene Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung umzusetzen ist. Ausnahmsweise können die Antragstellerinnen stattdessen den LTA-Margen Ansatz zugrunde legen, sofern sie glaubhaft darlegen, dass die erweiterte LTA-Einbeziehung nicht bis zur neuen Umsetzungsfrist, dem 28. Februar 2022, möglich ist. In diesem Fall können die ÜNB bei den Regulierungsbehörden die Implementierung des LTA-Margen Ansatzes als Übergangslösung beantragen und sodann in begründeten Fällen auch nach Einführung der erweiterten LTA-Einbeziehung als Rollback-Lösung nutzen. Diese Änderung ist

angesichts der Vorteile der erweiterten LTA-Einbeziehung im Vergleich zu dem LTA-Margen Ansatz geboten. Mit ihr geht eine stabilere Kapazitätsberechnung seitens der ÜNB der CCR Core und damit eine Verringerung der Risiken für die Betriebssicherheit einher, Art. 3 lit. c und d CACM-VO.

5. Mit Art. 4 der Anlage I wird die Berücksichtigung von solchen Stromaustauschen im Rahmen der Kapazitätsberechnung regelt, die von außerhalb in die CCR Core fließen. Die aus Anlage I ersichtlichen Änderungen betreffen zum einen das Verhältnis zu Stromaustauschen aus Drittstaaten im weiteren Sinne. Damit sind all jene Staaten gemeint, die weder der Europäischen Union angehören noch den rechtlichen Rahmen des europäischen Energiebinnenmarkts anwenden und ebenso wenig ein zwischenstaatliches Abkommen über die Strommärkte mit der Europäischen Union geschlossen haben, siehe dazu nachstehend unter a). Darüber hinaus wird in Artikel 4 der Anlage I die Berücksichtigung von Lastflüssen und kritischen Netzelementen aus anderen CCR der Europäischen Union geregelt, siehe dazu nachstehend unten b).

a) Mit Art. 4 der Anlage I wird geregelt, dass am Ende der Kapazitätsberechnung, d.h. in der Validierungsphase, handelsbedingte Belastungen von Netzelementen im betreffenden Drittstaat im Rahmen der Core Kapazitätsberechnung handelsbeschränkend berücksichtigt werden dürfen. Dementsprechend können Betriebssicherheitsrisiken im betreffenden Drittstaat den Stromhandel innerhalb der CCR Core soweit begrenzen, wie es für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes notwendig ist. Diese Regelung bildet eine Forderung der Europäischen Kommission nach, die diese mit Schreiben vom 16.07.2019 an ACER und ENTSO-E zum Ausdruck gebracht hat. Danach sollen die Core NRA im Rahmen des hier vorliegenden Genehmigungsverfahrens einen Einigungsmechanismus zwischen den ÜNB der CCR Core und den ÜNB von benachbarten Drittstaaten etablieren, um eine koordinierte und der regulatorischen Aufsicht unterliegende Berücksichtigung von kritischen Netzelementen in Drittstaaten zu ermöglichen. Nach Auffassung der Europäischen Kommission sollen die internen Flüsse von angrenzenden Drittstaaten (wie der Schweiz) im Rahmen der Core Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden dürfen, ohne dass die Netznutzer dieses Drittstaates aufgrund bilateraler Vereinbarungen und einer vorab gewährten Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten einen privilegierten Zugang zum Übertragungsnetz der ÜNB der EU erhielten.

Gemäß Art. 16 Abs. 8 Unterabs. 1 i.V.m. Art. 15 Abs. 2 EltVO i.V.m. mit dem deutschen Aktionsplan¹¹ zur Verringerung struktureller Engpässe im Sinne des Art. 15 Abs. 1 EltVO sind die Antragstellerinnen verpflichtet, bis zum 31.12.2025 70 % der kritischen Netzelemente dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen (sog.

¹¹ Der Aktionsplan Gebotszone ist auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie abrufbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

Mindesthandelskapazitätspflichten). Im Rahmen dieses Volumens an Übertragungskapazität sind auch die Lastflüsse, die aus Drittstaaten in die CCR Core fließen, vollumfänglich zu berücksichtigen. Dies ergibt sich bereits daraus, dass sie nach Art. 16 Abs. 8 Unterabs. 2 EitVO nicht zu jenen Lastflusskategorien (Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse) gehören, für die die verbleibenden 30 % der Kapazität auf den kritischen Netzelementen verwendet werden dürfen. Die Berücksichtigung von Lastflüssen aus Drittstaaten im Rahmen der Mindesthandelskapazitätspflichten der Antragstellerinnen ist demensprechend nicht Gegenstand der vorliegenden Genehmigung. Gegenstand ist insoweit lediglich der beschriebene Einigungsmechanismus, mit dem die Berücksichtigung der kritischen Netzelemente von Drittstaaten im Rahmen der Kapazitätsberechnung der CCR Core im Falle einer entsprechenden Einigung erfolgen könnte.

Allerdings geht die Europäische Kommission offenbar davon aus, dass die Berücksichtigung der Lastflüsse aus Drittstaaten im Rahmen der Mindesthandelskapazitätspflichten davon abhängt, dass der beschriebene Einigungsmechanismus über die Berücksichtigung der Drittstaatenflüsse im Rahmen der Kapazitätsberechnungsmethode etabliert und eine solche Einigung der ÜNB der betreffenden CCR mit dem ÜNB des betreffenden Drittstaates auch zustande kommt und von den Regulierungsbehörden der CCR genehmigt werden muss. Obgleich die Bundesnetzagentur diese Ansicht der Europäischen Kommission nicht teilt, greift sie mit dieser Genehmigung – gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden der CCR Core – die Anregung der Europäischen Kommission weitgehend auf. Folgende Erwägungen in der Sache veranlassen die Bundesnetzagentur hierzu:

Zum einen ist davon auszugehen, dass die Berücksichtigung von Belastungen auf den kritischen Netzelementen von benachbarten Drittstaaten einen Beitrag zur Optimierung der Kapazitätsberechnung leistet und so hilft, Redispatch-Bedarf auslösende Engpässe auch in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu verringern. Damit wird ein Beitrag geleistet, um die Diskriminierung von Netznutzern der CCR Core zu vermeiden, die an Regelzonen angeschlossen sind, die aufgrund ihrer geographischen Nähe zur entsprechenden Grenze zum Drittstaat überproportional von den Lastflüssen betroffen sind. Auch dient es der Netzsicherheit in den Regelzonen der Antragstellerinnen, wenn die beschränkenden Faktoren aus Drittstaaten in die Validierung des Ergebnisses der Kapazitätsberechnung einfließen. Art. 4 der Anlage I dient damit der Sicherstellung der in Art. 3 CACM-VO niedergelegten Ziele und Zwecke der CACM-VO (vgl. Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO), insbesondere dem in Art. 3 lit. b CACM-VO niedergelegten Ziel der Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, dem in Art. 3 lit. c CACM-VO niedergelegten Ziel der Gewährleistung der Betriebssicherheit, dem in Art. 3 lit. d CACM-VO niedergelegten Ziel der Optimierung der Berechnung zonenübergreifender Kapazität und dem in Art. 3 lit. e CACM-VO niedergelegten Ziel der Gewährleistung einer fairen und nichtdiskriminierenden Behandlung der ÜNB und der in ihren Regelzonen angeschlossenen Marktteilnehmer.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die wechselseitige unionsrechtliche Treuepflicht zwischen den Behörden der EU und ihrer Mitgliedstaaten im Rahmen ihres Beurteilungsspielraums berücksichtigt. Dabei kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass das gewählte Vorgehen der Vermeidung von Kontroversen in der oben dargestellten strittigen Rechtsfrage dient. Die Berücksichtigung der Anregung zur Etablierung des besagten Einigungsmechanismus in Art. 4 der Anlage I beruht auch auf dieser Erwägung.

b) Im Übrigen lässt Artikel 4 der Anlage I den bisherigen Anwendungsbereich und den Inhalt des Art. 13 Core DA CCM hingegen unverändert, mit Ausnahme einer Veränderung der den ÜNB der CCR Core insoweit eingeräumten Frist. Die Vorschrift lässt den sachlichen und örtlichen Anwendungsbereich, nämlich die Berücksichtigung von Lastflüssen und kritischen Netzelementen aus anderen CCR der Europäischen Union, unberührt. Insoweit bleiben die ÜNB der CCR Core weiterhin gehalten, grundsätzlich die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR als festen Input für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen (sog. Standard Hybrid Coupling (SHC)). Sofern möglich sollen die kritischen Netzelemente unter Ausfallvarianten („CNECs“) der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung aber nicht nur die Nettopositionen der Core Gebotszonengrenzen beschränken, sondern auch die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs (sog. Advanced Hybrid Coupling (AHC)).

Während aber bislang die ÜNB der CCR Core spätestens achtzehn Monate nach Umsetzung der Kapazitätsberechnungsmethode gemeinsam einen Vorschlag für die Implementierung des AHC auszuarbeiten und innerhalb derselben Frist allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode vorzulegen hatten, sieht die von den Regulierungsbehörden vorgenommene Änderung der Methode eine Frist von nunmehr sechs Monaten vor. Das AHC dient dazu, die Menge der ungeplanten, allokierten Lastflüsse auf den CNECs der Core CCR infolge der Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs zu reduzieren. Es soll also vermieden werden, dass in der Kapazitätsberechnung nicht berücksichtigte Handelsflüsse aus anderen CCR die optimale Berechnung der Kapazitäten innerhalb der CCR Core behindern. Dieses Ziel sollte im Interesse der Optimierung der Berechnung und damit auch der Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur der CCR Core durch die Fristverkürzung zeitlich forciert werden. Dies ist angesichts des Umstandes, dass der Termin für die Implementierung der Kapazitätsberechnungsmethode auf Antrag der Antragstellerinnen nach Art. 8 der Anlage I insgesamt vom 1. Dezember 2020 auf den 28. Februar 2022 verschoben wird, gerechtfertigt. Die Verschiebung des Termins bewirkt eine Verlängerung der Umsetzungsfrist um 15 Monate. Es ist daher angemessen, die sich an die Umsetzung anschließende Frist um 12 Monate zu verkürzen.

6. Mit Artikel 5 der Anlage I werden Änderungen an der Methode zur Validierung der Lastflussparameter vorgenommen. Neben einer Ergänzung im Hinblick auf die Determinierung des PTDF Schwellwertes, beantragen die Antragstellerinnen, zwei Änderungen an dem Inhalt des

obligatorischen Quartalsberichts des sog. koordinierten Kapazitätsberechners („CCC“) über die Reduzierungen grenzüberschreitender Kapazitäten.

Die beantragte Aufhebung der Berichtspflicht über die prognostizierten Lastflüsse im gemeinsamen Netzmodell und im vortäglichen gemeinsamen Netzmodell sowie über die tatsächlich erfolgten Lastflüsse vor und ggf. nach dem Eintritt von Ausfallvarianten wird genehmigt. Die Antragstellerinnen führen in ihrer Begründung (sog. Explanatory Document) an, dass diese Berichtspflicht für sich genommen nichts zu der gemeinsamen oder individuellen Anpassung der Validierung und damit etwaig einhergehenden Anpassung der Kapazitätsreduzierung beitrage. Die Abweichung zwischen den in der Kapazitätsberechnung prognostizierten Lastflüssen und den tatsächlich erfolgenden Lastflüssen sei regelmäßig auf eine Vielzahl von Ursachen zurückzuführen. Die Abweichung lasse sich nicht alleine mit einer etwaigen Reduzierung der grenzüberschreitenden Kapazitäten während der Validierungsphase erklären. Dem Antrag ist stattzugeben, da jedenfalls die für die Beurteilung der Rechtfertigung etwaiger Kapazitätsreduzierungen erforderlichen Informationen aus den anderen Elementen der Berichtspflicht des CCC gemäß Art. 20 Abs. 13 Core DA CCM hervorgehen, insbesondere aus der Pflicht zur detaillierten Begründung der Reduzierungen gemäß Art. 20 Abs. 13 lit. d Core DA CCM.

Hingegen wird die beantragte Aufhebung der Pflicht des CCC im Rahmen des Quartalsberichts über Reduzierungen grenzüberschreitender Kapazitäten auch Vorschläge für Maßnahmen zur Meidung künftiger Kapazitätsreduzierungen aufzunehmen, abgelehnt. Die Begründung der Antragstellerinnen, wonach diese bereits in nationalen Aktionsplänen bzw. Freistellungen nach Artt. 15 f. EitVO dargelegt werden, überzeugt bereits deswegen nicht, weil der von den Artt. 15 f. EitVO vorgegebene Rechtsrahmen nicht vorsieht, dass Mitgliedstaaten zwingend Aktionspläne aufstellen und/oder ÜNB Freistellungen beantragen müssten. Die Aufrechterhaltung dieser Berichtspflicht dient somit der Gewährleistung von Transparenz im Sinne des Art. 3 lit. f CACM-VO und der Meidung von Kapazitätsreduzierungen durch individuelle Validierungen, mithin der Bereitstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu zonenübergreifender Kapazität.

7. Mit Artikel 6 der Anlage I wird das Ausweichverfahren ergänzt. Wie von Art. 21 Abs. 3 CACM-VO vorgesehen beinhaltet die Core DA CCM bereits ein Ausweichverfahren für den Fall, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt. Die Antragstellerinnen haben glaubhaft dargelegt, dass die Verwendung des Ergebnisses der ursprünglichen lastflussbasierten Kapazitätsberechnung sachgerechter sein kann als die vollständige Berechnung anhand eines Ausweichverfahrens. Dementsprechend wird der beantragte Mechanismus genehmigt, wonach zunächst eine solche Berechnung vorgenommen werden soll und nur sofern sodann weiterhin Berechnungsergebnisse fehlen, das Ausweichverfahren eingeleitet werden soll.

Die Antragstellerinnen haben ebenfalls in diesem Kontext glaubhaft dargelegt, dass die Charakteristika der CCR Core bei der Anwendung des Ausweichverfahrens zu einer allenfalls mit

ganz erheblichem Aufwand handhabbaren mathematischen Komplexität führt. Vor diesem Hintergrund ist die Anwendung der beantragten und an die sog. LTA-Einbeziehung angelehnten Methode gerechtfertigt.

8. Mit Artikel 7 der Anlage I werden, neben einer redaktionellen Korrektur der Core DA CCM, zwei inhaltliche Änderungen an den Datenveröffentlichungspflichten genehmigt.

Die bislang den ÜNB der CCR Core obliegende Pflicht zur täglichen Veröffentlichung der Lastflüsse aus den Nettopositionen, die sich aus der Marktkopplung für den Day-Ahead Zeitbereich und für jedes CNEC und jede externe Beschränkung der endgültigen Lastflussparameter ergeben, sind nunmehr dem koordinierten Kapazitätsberechner im Rahmen seiner quartalsweisen Veröffentlichungspflicht übertragen worden. Mit dieser Änderung geht soweit ersichtlich kein nennenswerter Verlust an Transparenz einher. Zugleich geht mit ihr eine Entlastung der Ressourcen der ÜNB der CCR Core einher.

Ein Gewinn an Transparenz im Sinne des Art. 3 lit. f CACM-VO geht mit der beantragten und genehmigten Pflicht der ÜNB einher, den Regulierungsbehörden der CCR Core monatlich die den Quartalsberichten zugrundeliegenden Daten aus der Kapazitätsberechnung und Marktkopplung zu übermitteln.

9. Mit Artikel 8 der Anlage I wird der Termin für die Implementierung der Kapazitätsberechnungsmethode antragsgemäß vom 1. Dezember 2020 auf den 28. Februar 2022 verschoben. Die Verschiebung des Termins bewirkt eine Verlängerung der Umsetzungsfrist um 15 Monate.

Die Notwendigkeit für die Verlängerung der Frist resultiert teilweise daraus, dass die bisher eingeräumte Zeit für die Umsetzung bis zum 1. Dezember 2020 nicht hingereicht hat. Teilweise ist die Notwendigkeit für eine Fristverlängerung auf die hohe Komplexität der von der Methode geforderten Kapazitätsberechnung und der Vielzahl der Projektparteien (ÜNB, NEMOs¹², RSCs¹³, Dienstleistern und Lieferanten) zurückzuführen. Die Antragstellerinnen haben im Rahmen des sog. Explanatory Documents vom 16. November 2020 glaubhaft dargelegt, dass die von ACER in ihrer Entscheidung angelegte Frist zum 1. Dezember 2020, wie von den ÜNB der CCR Core bereits im Vorfeld jener Entscheidung wiederholt vorgetragen, von Beginn an nicht ohne Einbußen an Qualität und damit einhergehenden Risiken für die Betriebssicherheit eingehalten werden konnte.

Teilweise ist die Notwendigkeit aber auch auf ein Schreiben der Europäischen Kommission vom 22. September 2020 zurückführen, welches auf ein Ersuchen der Regulierungsbehörden der CCR Core erfolgte. Darin äußerte die Europäische Kommission, dass ihres Erachtens das sog. Interim

¹² NEMO: Nominated Electricity Market Operator (Nominierter Strommarktbetreiber).

¹³ RSC: Regional Security Coordinator (Regionaler Sicherheitskoordinator).

Coupling Project (ICP) noch vor der Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in der CCR Core zu vollenden sei. Das ICP ist ein Projekt eines Teils der Core ÜNB und NEMOs mit dem Ziel die Gebotszonengrenzen DE/PL, DE/CZ, AT/HU, AT/CZ, CZ/PL, SK/PL, CZ/SK, HU/RO bereits vor dem Start der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in die Marktkopplung zu überführen. Aufgrund dieses Ratschlags der Europäischen Kommission sehen sich die Projektparteien nachvollziehbarerweise gehalten, personelle Ressourcen umzuverteilen. Die Gewährung der ersuchten Fristverlängerung im vorliegenden Bescheid, war auch einer weiteren Duldung der Fristverletzung vorzuziehen, denn Letztere hätte bezüglich des Endes der Duldung eine erhebliche Rechts- und Planungsunsicherheit sowohl für die ÜNB der CCR Core als auch für die Teilnehmer am Strommarkt mit sich gebracht.

III. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid 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 Bescheid 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).

Bonn, 8.Juni 2021

Im Auftrag

Anlage

Achim Zerres
(Abteilungsleiter Energie)

Erste Änderung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode für die Core Kapazitätsberechnungsregion

gemäß Artikel 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

16. November 2020

Zweck:	<input type="checkbox"/> Methodenentwurf <input checked="" type="checkbox"/> zur Genehmigung durch die nationale Regulierungsbehörde	<input type="checkbox"/> zur öffentlichen Konsultation <input type="checkbox"/> zur endgültigen Veröffentlichung
Status:	<input type="checkbox"/> Entwurf	<input checked="" type="checkbox"/> Endfassung
Genehmigung ÜNB:	<input type="checkbox"/> zur Genehmigung	<input checked="" type="checkbox"/> genehmigt
Genehmigung nationale Regulierungsbehörde:	<input checked="" type="checkbox"/> offen	<input type="checkbox"/> genehmigt

Präambel

Die ÜNB der Core CCR („Core ÜNB“), in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Aufgrund weiterer Entwicklungen und Abstimmungen mit den Core Regulierungsbehörden nach der Entscheidung der Agentur vom 21. Februar 2019 haben die Core ÜNB es für notwendig erachtet, die folgenden Änderungen vorzunehmen.
- (2) Die nachfolgenden Änderungen erfüllen ~~weiterhin~~ die in Artikel 3 CACM festgelegten Ziele.

Die in diesem Dokument verwendeten Begriffe haben für die Zwecke der ersten Änderung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode der ÜNB der Core CCR die in Artikel 2 der CACM-Verordnung, der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, der Richtlinie 2009/72/EG, der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission und der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission sowie die in Artikel 2 des Anhangs I der Entscheidung Nr. 02/2019 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 21. Februar 2019 zum Vorschlag der ÜNB der Core CCR für die regionale Ausgestaltung der gemeinsamen Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsberechnungsmethoden definierten Bedeutungen.

Artikel 1

CGMES im Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess

1. Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Auslegung ist wie folgt

abzuändern: Eine neue Ziffer 76. ist zu ergänzen, die wie folgt lautet:

„76. „CGMES“ bezeichnet die Common Grid Model Exchange Specification, die von ENTSO-E entsprechend der CGM Methode ausgearbeitet wird.“

2. Artikel 4. Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess ist wie folgt abzuändern:

Ein neuer Absatz 5a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„Spätestens drei Monate nach der Umsetzung der Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 17 der CACM-Verordnung und der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 haben die Core ÜNB eine Beurteilung hinsichtlich der Anwendung der CGMES in der Kapazitätsberechnung, einschließlich eines Planungsvorschlages mit eindeutigen Meilensteinen für jeden Implementierungsschritt vorzulegen.“

Artikel 2

FRM-Bewertung

- Artikel 8. Methode für die Zuverlässigkeitsmarge ist wie folgt abzuändern:

1. Ein neuer Absatz 5a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„5a. Die Core ÜNB haben die Schritte eins und zwei gemäß den Absätzen 3 bis 5 mit zwei unterschiedlichen Implementierungsansätzen für Absatz 3 Satz 4 zu wiederholen, wobei eine Implementierung zu einem oberen Schätzwert und die andere Implementierung zu einem unteren Schätzwert der tatsächlichen *FRM* führt.

(a) Für die Ermittlung des oberen Schätzwertes sind die historischen CGM so zu aktualisieren, dass nur die bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung berücksichtigten Entlastungsmaßnahmen als beabsichtigte Maßnahmen der Core ÜNB berücksichtigt werden. Dies führt zu einem oberen FRM-Schätzwert, da einige beabsichtigte Maßnahmen der Core ÜNB, insbesondere das Redispatching, nicht berücksichtigt und damit als FRM-Quelle behandelt werden.

(b) Für die Ermittlung des unteren Schätzwertes sind die historischen CGM zusätzlich so zu aktualisieren, dass auch das gesamte Erzeugungsmuster der Core CCR als beabsichtigte Maßnahmen der Core ÜNB einbezogen wird. Dies führt zu einem unteren FRM-Schätzwert, da lediglich ein Teil des gesamten Erzeugungs-Dispatch das Ergebnis beabsichtigter Maßnahmen der Core ÜNB in Form des Redispatching darstellt.“

2. In Artikel 8 Absatz 7 ist ein dritter Satz zu ergänzen:

„Der Änderungsvorschlag muss einen Ansatz und eine Begründung für die Auswahl der FRM aus dem Bereich zwischen den unteren und den oberen Schätzwerten sowie mögliche nächste Schritte zur Optimierung des Prozesses beinhalten, um sich der tatsächlichen FRM soweit wie möglich zu nähern.“

Artikel 3 **Erweiterte LTA-Einbeziehung**

1. Die Präambel ist wie folgt abzuändern: Eine neue Ziffer (24) ist zu ergänzen:

„(24) Im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ermittelte zonenübergreifende Kapazitäten müssen gewährleisten, dass alle Kombinationen von Nettopositionen, die gegebenenfalls aus einer zuvor vergebenen zonenübergreifenden Kapazität resultieren – langfristige Vergabekapazitäten (LTA) – berücksichtigt werden können. Zu diesem Zweck fahren die ÜNB mit der LTA-Einbeziehung fort, die einen einzigen lastflussgestützten Bereich, einschließlich LTA, für die einheitliche Day-Ahead-Kopplung vorsieht. Der neue Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung unterscheidet sich dadurch, dass der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung die LTAs und der lastflussgestützte Bereich ohne Einbeziehung von LTA separat bereitgestellt werden. Der Marktkopplungsalgorithmus bestimmt sodann, welche Vereinigung beider Bereiche den größten Nutzen erzeugt.“

2. Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Auslegung ist wie folgt abzuändern:

a) Eine neue Ziffer 73. ist zu ergänzen, die wie folgt lautet:

„73. „CZC“ bezeichnet die zonenübergreifende Kapazität, wobei diese Kapazität als Vereinigung von „Lastflussparameter“ (lastflussgestützter Bereich) und „LTA-Werten“ (LTA-Bereich) zu verstehen ist;“

b) Eine neue Ziffer 74. ist aufzunehmen, die wie folgt lautet:

„74. „LTA-Bereich“ bezeichnet eine Auswahl bilateraler Austauschbeschränkungen, welche die zuvor vergebenen zonenübergreifenden Kapazitäten umfassen;“

3. Artikel 18. Langfristige Vergabekapazitäten (LTA) ist wie folgt abzuändern:

a) In Artikel 18 Absatz 1(a) ist die Formulierung „...der RAM der einzelnen CNEC [...] nicht negativ bleibt“ zu ersetzen durch die Formulierung „zonenübergreifende Kapazitäten [...] berücksichtigen können“, sodass der Satz wie folgt lautet:

„(a) die Vorschriften stellen sicher, dass zonenübergreifende Kapazitäten alle Kombinationen von Nettopositionen, die sich aus zuvor verbogener zonenübergreifender Kapazität ergeben könnten, berücksichtigen können.“

b) Ein neuer Absatz 1a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„1a. Ab dem Go-live der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 haben alle Core ÜNB haben die in Absatz 1 dargelegten Vorschriften entweder durch den LTA-Margen-Ansatz oder durch die erweiterte LTA-Einbeziehung zu implementieren.
Sollten die Core ÜNB zu dem Schluss kommen, dass die Implementierung der erweiterten LTA-Einbeziehung ab dem Go-live der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28(3) nicht durchführbar ist, können die Core ÜNB den Core Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorschlagen, die in Absatz 1 dargelegten Regeln als Übergangslösung über einen begrenzten Zeitraum gemeinsam durch den LTA-Margen-Ansatz zu implementieren. Dies ist von den Core ÜNB gegenüber den Core Regulierungsbehörden hinreichend zu begründen.
Wenn die erweiterte LTA-Einbeziehung in Betrieb ist, können die Core ÜNB den LTA-Margen-Ansatz über einen begrenzten Zeitraum als Rollback-Lösung anwenden. Dies ist von den Core ÜNB gegenüber den Core Regulierungsbehörden hinreichend zu begründen.

(a) Der LTA-Margen-Ansatz gemäß den Absätzen 2 bis 5 gewährleistet, dass die RAM der einzelnen CNEC in allen Kombinationen von Nettopositionen, die sich aus zuvor verbogener zonenübergreifender Kapazität ergeben könnten, nicht negativ bleibt. Die zonenübergreifenden Kapazitäten bestehen aus einem lastflussgestützten Bereich.

(b) Bei der Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung bestehen die zonenübergreifenden Kapazitäten aus einem lastflussgestützten Bereich ohne LTA-Einbeziehung und einem LTA-Bereich.“

c) Ein neuer Absatz 5a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„5a. Sofern der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewandt wird, können die Core ÜNB zusätzlich die in den Absätzen 2 bis 5 beschriebenen Schritte mit dem alleinigen Zweck durchführen, einen lastflussgestützten Bereich mit LTA-Einbeziehung als Input für die in den Artikeln 19 und 20 beschriebene individuelle Validierung zur Verfügung zu stellen.“

4. Artikel 19. Berechnung der Lastflussparameter vor der Validierung ist wie folgt abzuändern:

a) Buchstabe (d) ist wie folgt abzuändern:

aa) In Gleichung 19 ist der Parameter “ $\overrightarrow{RAM}_{bv}$ ” umzubenennen in “ $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ ” sodass die Gleichung wie folgt lautet:

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overrightarrow{AMR} + \overrightarrow{LTA}_{margin}$$

bb) Die Beschreibung von Gleichung 19 ist zu erweitern um den Buchstaben „a“ und lautet daher wie folgt:

„Gleichung 19a“

cc) Die Definition von “ $\overrightarrow{RAM}_{bv}$ ” ist umzubenennen in “ $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ ” und um die Formulierung „bei Anwendung der Lastflussmarge für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18“ zu erweitern, sodass sie wie folgt lautet:

“ $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ ”	Verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung bei Anwendung der Lastflussmarge für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18“
--	---

b) Ein Buchstabe „(e)“ ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„(e) Bei Anwendung des erweiterten LTA-Ansatzes gemäß Artikel 18 Absatz 1a(b) stellt sich die Berechnung der RAM vor der Validierung wie folgt dar:

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTA\text{margin}} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overrightarrow{AMR}$$

Gleichung 19b

mit

$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin}$ Verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung ohne Anwendung der Lastflussmarge für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18“

5. Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter ist wie folgt abzuändern:

a) In Artikel 20 Absatz 2 ist „(d. h. die RAM_{bv})“ im zweiten Satz zu streichen, der entsprechend wie folgt lautet:

„Die Kapazitätsvalidierung besteht aus zwei Schritten. In einem ersten Schritt analysieren die Core ÜNB in koordinierter Weise, ob die zonenübergreifende Kapazität die Betriebssicherheitsgrenzwerte verletzen könnte und ob sie selbst genügend Entlastungsmaßnahmen haben, um solche Verstöße zu vermeiden. In einem zweiten Schritt muss jeder Core ÜNB einzeln prüfen, ob die zonenübergreifende Kapazität in seiner eigenen Regelzone die Betriebssicherheitsgrenzwerte verletzen könnte.“

b) Ein neuer Absatz 2a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„Sofern die Core ÜNB den LTA-Margen-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 1a(a) anwenden, ist die Kapazitätsvalidierung auf den lastflussgestützten Bereich mit $RAM_{bv,LTAmargin}$ zu stützen. Sofern die Core ÜNB den Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18 Absatz 1a(b) anwenden, ist die Kapazitätsvalidierung auf die konvexe Hülle des lastflussgestützten Bereichs mit $RAM_{bv,noLTAmargin}$ und den LTA-Bereich zu stützen, jedoch kann jeder Core ÜNB beschließen, seine individuelle Validierung gemäß Absatz 5 stattdessen auf $RAM_{bv,LTAmargin}$ zu stützen.“

c) Artikel 20 Absatz 3 ist abzuändern und lautet daher wie folgt:

aa) Der erste Satz ist durch den folgenden Satz zu ersetzen:

„Im Zuge der Validierung zonenübergreifender Kapazität haben die Core ÜNB Informationen über alle erwarteten verfügbaren (kostenneutralen und kostspieligen) Entlastungsmaßnahmen in der Core CCR gemäß der Definition in Artikel 22 der SO-Verordnung auszutauschen.“

bb) Im zweiten Satz ist die Formulierung RAM_{bv} zu einzelnen CNEC“ zu ersetzen durch den Begriff „zonenübergreifende Kapazität“ und lautet daher wie folgt:

„Falls die zonenübergreifende Kapazität zu einer Betriebssicherheitsverletzung führen könnte, prüfen alle Core ÜNB in Abstimmung mit dem CCC, ob ein solcher Verstoß durch die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen vermieden werden kann.“

- cc) Im vierten Satz ist der Parameter " RAM_{bv} " umzubenennen in " $RAM_{bv,LTA\text{margin}}$ " und die Formulierung "bzw. die $RAM_{bv,noLTA\text{margin}}$ " ist zu ergänzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Für diejenigen CNEC, in denen alle verfügbaren Entlastungsmaßnahmen nicht ausreichen, um eine Verletzung der Betriebssicherheit zu vermeiden, können die Core ÜNB in Abstimmung mit dem CCC die $RAM_{bv,LTA\text{margin}}$ bzw. die $RAM_{bv,noLTA\text{margin}}$ bis zum Höchstwert, der eine Verletzung der Betriebssicherheit vermeidet, verringern.“

- dd) Im fünften Satz ist die Formulierung „der RAM_{bv} “ zu streichen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Diese Verringerung wird als „koordinierte Validierungsanpassung“ (CVA) bezeichnet und die angepasste RAM wird als „ RAM nach der koordinierten Validierung“ bezeichnet.“

- d) Artikel 20 Absatz 10 ist wie folgt abzuändern:

- aa) Im ersten Satz ist der Verweis auf die „Gleichung 20“ durch einen Verweis auf die „Gleichung 20a“ zu ersetzen. Darüber hinaus ist der erste Satz um die Formulierung „bei Anwendung des LTA-Margen-Ansatzes und gemäß Gleichung 20b bei Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung:“ zu ergänzen und lautet daher wie folgt:

„Nach koordinierten und individuellen Validierungsanpassungen wird die RAM_{bn} vor der Anpassung für langfristige Nominierungen von dem CCC für jedes CNEC und jede externe Beschränkung gemäß Gleichung 20a bei Anwendung des LTA-Margen-Ansatzes und gemäß Gleichung 20b bei Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung berechnet.“

- bb) In Gleichung 20 ist der Parameter " $\overrightarrow{RAM}_{bv}$ " umzubenennen in " $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ ", sodass die Gleichung wie folgt lautet:

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

- cc) Die Beschreibung der Gleichung 20 ist zu erweitern um den Buchstaben „a“ und lautet wie folgt:

„Gleichung 20a“

- dd) Eine neue Gleichung 20b ist zu ergänzen, die wie folgt lautet:

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,noLTA\text{margin}} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

Gleichung 20b

- ee) Die Definition für " $\overrightarrow{RAM}_{bv}$ " ist umzubenennen in " $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ " und um die Formulierung „gemäß Artikel 19(d)“ zu ergänzen, sodass sie wie folgt lautet:

“ $\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA\text{margin}}$ verbleibende verfügbare
Marge vor der Validierung gemäß
Artikel 19(d)“

ff) Eine neue Definition für “ $\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTA\text{margin}}$ ” ist zu ergänzen, die wie folgt lautet:

“ $\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTA\text{margin}}$ verbleibende verfügbare
Marge vor der Validierung gemäß
Artikel 19(e)“

e) Artikel 20 Absatz 12 ist wie folgt abzuändern:

Im ersten Satz ist die Formulierung „Gemäß Artikel 18 Absatz 1(a)“ zu ersetzen durch „Nur wenn die Core ÜNB den LTA-Margen-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 1a(a) anwenden“ und zu ergänzen um „um die Anforderung gemäß Artikel 18 Absatz 1(a) zu erfüllen“, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Nur wenn die Core ÜNB den LTA-Margen-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz (1a)(a) anwenden, sollen Kapazitätsverringerungen durch CVA und IVA gewährleisten, dass die RAM_{bfl} in allen Kombinationen von Nominierungen, die aus den LTA resultieren, nicht negativ bleibt, um die Anforderung gemäß Artikel 18 Absatz 1(a) zu erfüllen.“

6. Artikel 21. Berechnung und Veröffentlichung der endgültigen Lastflussparameter ist wie folgt abzuändern:

a) In Artikel 21 Absatz 1 ist ein fünfter Satz zu ergänzen:

„Darüber hinaus hat der CCC den LTA-Bereich zu veröffentlichen.“

b) Ein neuer Absatz 3a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„3a. Nachdem der CCC alle Nominierungen von vergebenen langfristiger zonenübergreifender Kapazität (langfristige Nominierungen) erhalten hat, hat er auch den LTA-Bereich für langfristige Nominierungen anzupassen.“

c) In Artikel 21 Absatz 4 ist im zweiten Satz zwischen den Worten „Lastflussparameter“ und „erhalten“ die Formulierung „und den für langfristige Nominierungen angepasste LTA-Bereich“ zu ergänzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Gemäß Artikel 46 der CACM-Verordnung stellt der CCC sicher, dass die betreffenden NEMO für jede DA CC MTU die endgültigen Lastflussparameter und der für langfristige Nominierungen angepasste LTA-Bereich,

sobald diese vorliegen, jedoch spätestens um 10.30 Uhr Day-Ahead-Marktzeit erhalten.“

7. Artikel 22. Ausweichverfahren für die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität ist wie folgt abzuändern:

Unter Buchstabe (a) ist ein fünfter Satz zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„Sofern der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewandt wird, enthält der LTA-Bereich für fehlende Stunden für jede Core-Grenze das Minimum der Werte der langfristig vergebenen Kapazitäten der Stunden, für welche die vorhergehenden und nachfolgenden Lastflussparameter verfügbar sind.“

8. Artikel 23. Berechnung von ATC für das SDAC-Ausweichverfahren ist wie folgt abzuändern:

Ein neuer Absatz 5a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„5a. Bei Anwendung des Ansatzes der erweiterten LTA-Einbeziehung werden die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren mit den LTA für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze gleichgesetzt, reduziert um LTN, d. h.:

$$\overrightarrow{ATC} = \overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN}$$

mit

\overrightarrow{ATC} den ATC für das SDAC-Ausweichverfahren

\overrightarrow{LTA} den LTA an den Core-orientierten Gebotszonengrenzen

\overrightarrow{LTN} Nominierung der langfristig vergebenen Kapazität an den Core-orientierten Gebotszonengrenzen.“

9. Artikel 25. Veröffentlichung von Daten ist wie folgt abzuändern:

In Artikel 25 Absatz 2(d) vii. ist zwischen den Begriffen LTA_{margin} und „CVA“ die Formulierung „(gilt nicht für den Parameter LTAMarge bei Anwendung des Ansatzes der erweiterten LTA-Einbeziehung)“ zu ergänzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„detaillierte Aufschlüsselung der RA für jedes CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorab-Lösung: I_{max} , U , F_{max} , FRM , $F_{ref,init}$, F_{nrao} , F_{ref} , $F_{0,core}$, $F_{0,all}$, F_{uaf} , AMR , LTA_{margin} (gilt nicht für den Parameter LTAMarge bei Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung), CVA, IVA, F_{LTN} ;”

Artikel 4

Berücksichtigung von Nicht-Core Gebotszonengrenzen

1. Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Auslegung ist wie folgt

abzuändern: Eine neue Ziffer 75. ist zu ergänzen, die wie folgt lautet:

„75. „technische Gegenpartei“ bezeichnet einen ÜNB, der kein Core ÜNB ist und in einem Land tätig ist, das kein Mitgliedstaat der Europäischen Union ist~~die Voraussetzungen gemäß Artikel 13 Absatz 1a erfüllt;~~“

2. Artikel 4. Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess ist wie folgt abzuändern:

Ein neuer Absatz 8a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„8a. Die Schritte in Artikel 4 Absatz 7 sind zu ergänzen um die IGM technischer Gegenparteien, die Artikel 13 Absatz ~~1a~~2 unterliegen.“

3. Artikel 11. Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Referenzströme ist wie folgt abzuändern:

Ein neuer Absatz 7a. ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„7a. Für Netzelemente technischer Gegenparteien mit Ausfällen gemäß Artikel 20 Absatz 6a sind die in den vorstehenden Absätzen 3 bis 7 dargelegten Schritte durch den CCC vorbehaltlich Artikel 13 Absatz ~~1a~~2 mit zusätzlicher Einbeziehung der Gebotszonengrenze der technischen Gegenpartei in Gleichung 5 auszuführen. Zur Berechnung der PTDF und Lastflusskomponenten für solche Netzelemente mit Ausfällen hat der CCC den von der technischen Gegenpartei übermittelten GSK zugrunde zu legen.“

4. Artikel 13. Berücksichtigung von Nicht-Core Gebotszonengrenzen ist wie folgt abzuändern:

a) In ~~Ein neuer Absatz 1a~~ ist der Satzteil „mittels Standard Hybrid Coupling (SHC) und, wo möglich, auch mittels Advanced Hybrid Coupling (AHC)“ zu ergänzen~~streichen~~, der wie folgt lautet:

b) Die Absätze 2, 3, 4 und 5 sind in einem neuen Absatz 3 zusammenzufassen und als Buchstaben a), b), c) und d) zu benennen.

c) In der Einleitung des neuen Absatzes 3 ist der Satz „~~Andernfalls~~In anderen Fällen haben die Core ÜNB die Anwendung von Standard Hybrid Coupling (SHC) und, wo möglich, auch Advanced Hybrid Coupling (AHC) in Betracht zu ziehen.“ zu ergänzen.

d) Unter Buchstabe c) des neuen Absatzes 3 ist „achtzehn Monate“ durch „sechs Monate“ zu ersetzen.

e) Infolge vorstehender Punkte b), c) und d) lautet der neue Absatz 3 wie folgt:

„3. In anderen Fällen haben die Core ÜNB die Anwendung von Standard Hybrid Coupling (SHC) und, wo möglich, auch Advanced Hybrid Coupling (AHC) in Betracht zu ziehen.

(a) Beim Standard Hybrid Coupling haben die Core ÜNB die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR als festen Input für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen. Diese Stromaustausche, definiert als beste Prognosen für die Nettopositionen und Lastflüsse von HGÜ-Leitungen, werden gemäß Artikel 19 der Methode für das gemeinsame Netzmodell definiert und vereinbart und in jedes CGM integriert. Sie wirken sich auf den F_{ref} und $F_{(0,Core)}$ aller CNECs aus und erhöhen oder reduzieren dabei die RAM der Core CNECs, um für diese CNECs die aus den Austauschen resultierenden Lastflüsse zu berücksichtigen. Unsicherheiten bezüglich der Stromaustauschprognosen sind implizit in der FRM jedes CNEC berücksichtigt.

(b) Beim AHC sollen die CNECs der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung nicht nur die Nettopositionen der Core Gebotszonengrenzen beschränken, sondern auch die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs.

(c) Spätestens ~~achtzehn~~sechs Monate nach Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 haben die Core ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für die Implementierung des AHC auszuarbeiten und innerhalb derselben Frist allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM Verordnung vorzulegen. Der Vorschlag für die Implementierung des AHC muss das Ziel haben, die Menge der ungeplanten, allokierten Lastflüsse der CNECs der Core CCR infolge der Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs zu reduzieren. Wenn das AHC vor Umsetzung dieser Methode an einigen Gebotszonengrenzen im Rahmen bestehender Initiativen zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung implementiert wurde, kann es an diesen Gebotszonengrenzen auch weiterhin im Rahmen der entsprechend dieser Methode durchgeführten Day-Ahead-Kapazitätsberechnung angewendet werden, bis die Änderungen gemäß diesem Absatz implementiert wurden.

(d) Bis das AHC implementiert ist, haben die Core ÜNB die Genauigkeit von Non-Core Austauschen im CGM zu überwachen. Die Core ÜNB haben allen Core Regulierungsbehörden die Genauigkeit solcher Prognosen im Jahresbericht zu melden.“

~~„1a. Die Core ÜNB können eine Vereinbarung mit einer technischen Gegenpartei über eine verstärkte Koordination in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung schließen,~~

~~soweit dies zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich ist.~~

~~Die Core ÜNB haben Ergebnisse aus einer solchen verstärkten Koordinierung in der Day Ahead Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 20. Absatz 6a zu berücksichtigen. Die Core Regulierungsbehörden haben die Grundsätze und Konzepte in Bezug auf das Engpassmanagement der maßgeblichen Gebotszonengrenzen der technischen Gegenpartei vor dem Abschluss der vorgenannten Vereinbarung geschlossen zu validieren.“~~

f) Ein neuer Absatz 2 ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„2. Sofern die Core ÜNB es als wesentlich erachten, die Koordinierung in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung mit einer technischen Gegenpartei zu verstärken, ist eine solche verstärkte Koordinierung auf die Berücksichtigung der Netzelemente der technischen Gegenpartei und/oder der Netzelemente eines oder mehrerer Core ÜNB zu basieren, der bzw. die durch die Austausch mit von dieser technischen Gegenpartei verwalteten Gebotszonen bei der Kapazitätsberechnung erheblich beeinflusst wird/werden. Von allen Core ÜNB und der technischen Gegenpartei ist gemeinsam die Konzeptbeschreibung zu dokumentieren. Die Dokumentation muss mindestens Folgendes klar und deutlich beschreiben:

(a) die Schnittstellen zu dieser Methode, einschließlich der Listen und Werte von Netzelementen und allen zu berücksichtigenden Parametern,

(b) gemeinsame und individuelle Verfahren, die von den Core ÜNB, dem CCC und der technischen Gegenpartei angewendet werden,

(c) die diesbezüglichen Rechte und Pflichten der technischen Gegenpartei und der Core ÜNB,

(d) die Überwachung der Auswirkungen und der Leistung der Anwendung dieser verstärkten Koordinierung.

Wenn die technische Gegenpartei in einem Land tätig ist, das den rechtlichen Rahmen des europäischen Energiebinnenmarkts anwendet oder ein zwischenstaatliches Abkommen über die Strommärkte mit der Europäischen Union geschlossen hat, finden die folgenden Bestimmungen von Artikel 13 Absatz 2 keine Anwendung.

Die Dokumentation der Konzeptbeschreibung unterliegt der einstimmigen Validierung aller Core Regulierungsbehörden und muss zwischen den Core ÜNB und der technischen Gegenpartei vertraglich vereinbart werden. Sofern die Dokumentation der Konzeptbeschreibung oder Teile davon nicht von allen Core Regulierungsbehörden einstimmig validiert wurden, dürfen die Core ÜNB die Koordinierung in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung mit einer technischen Gegenpartei nicht verstärken.

Die Dokumentation der Konzeptbeschreibung ist regelmäßig von allen Core ÜNB zu überprüfen und von allen Core Regulierungsbehörden zu validieren. Der jeweilige Termin für die nächste Überprüfung und Validierung ist in der Dokumentation anzugeben.

Nach einstimmiger Validierung aller Core Regulierungsbehörden haben alle Core ÜNB eine solche verstärkte Koordinierung in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung entsprechend anzuwenden und deren Ergebnisse zu berücksichtigen.

5. Artikel 14. Ursprüngliche lastflussbasierte Berechnung ist wie folgt abzuändern:

Es ist ein neuer Absatz 3a. zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„3a. Für Netzelemente technischer Gegenparteien mit Ausfällen gemäß Artikel 20 Absatz 6a sind die in den Absätzen 1 bis 3 beschriebenen Schritte durch den CCC auszuführen, um eine potenzielle Eingabe – vorbehaltlich Artikel 13 Absatz ~~1a~~ 2 – der Netzelemente mit Ausfall durch die technische Gegenpartei in die endgültige Liste von CNEC während der individuellen Validierung zu ermöglichen. Bis dahin sind die Netzelemente technischer Gegenparteien mit Ausfällen weder als Beschränkungen für die Formulierung des lastflussgestützten Bereichs, noch für die NRAO zu berücksichtigen.“

6. Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter ist wie folgt abzuändern:

Es ist ein neuer Absatz 6a. zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„6a. Eine technische Gegenpartei kann, vorbehaltlich Artikel 13 Absatz ~~1a~~ 2, der endgültigen Liste der CNEC ein neues Netzelement mit einem spezifischen Ausfall hinzufügen, für welches der maximale Zone-zu-Zone-PTDF oberhalb des in Artikel 15 Absatz 1 in Verbindung mit Artikel 11 Absatz 7a angegebenen PTDF-Schwellenwertes liegt.“

Artikel 5

Validierung der Lastflussparameter

Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter ist wie folgt abzuändern:

a) Artikel 20 Absatz 6 ist wie folgt abzuändern:

In Absatz 6 sind ein dritter und ein vierter Satz zu ergänzen, die wie folgt lauten:

“PTDF_{init} gemäß Artikel 14 Absatz 3 ist für die Feststellung heranzuziehen, ob der PTDF des zusätzlichen CNEC oberhalb des PTDF-Schwellenwertes liegt. Bei der Anwendung des zusätzlichen CNEC in der Berechnung der endgültigen Lastflussparameter ist der PTDF_f-Wert aus der NRAO gemäß Artikel 16 zu berücksichtigen.“

b) Artikel 20 Absatz 13 lautet wie folgt:

aa) Buchstabe (e) entfällt.

bb) Der Verweis unter Buchstabe (f) auf Buchstabe (e) ist zu streichen und lautet wie folgt:

„(f) wenn während der Validierung ausnahmsweise ein internes Netzelement mit einem spezifischen Ausfall zu der endgültigen Liste der CNEC hinzugefügt wurde: eine Begründung, warum die Hinzufügung des Netzelements mit einem spezifischen Ausfall zu der Liste die einzige Möglichkeit war, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, den Namen oder die Kennung der internen Netzelemente mit einem spezifischen Ausfall, die DA CC MTU, für die die internen Netzelemente mit einem spezifischen Ausfall in die Liste aufgenommen wurden und die vorstehend unter den Buchstaben (b) und (c) genannten Informationen;“

~~cc) Unter Buchstabe (h) ist das Wort „und“ zu streichen, sodass der Satz wie folgt lautet:~~

~~„(h) bei einer Verringerung aufgrund einer individuellen Validierung den ÜNB, der die Verringerung veranlasst hat.“~~

~~dd) Buchstabe (i) ist zu streichen.~~

Artikel 6

Ausweichverfahren

Artikel 22. Ausweichverfahren für die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität ist wie folgt abzuändern:

a) Im ersten Absatz ist zwischen den Worten „anhand“ und „eines der“ der folgende Satz einzufügen: „...der Ergebnisse der ursprünglichen lastflussbasierten Berechnung zur direkten Ausführung der Berechnung der endgültigen Lastflussparameter gemäß Artikel 21 berechnen. Sofern dies ebenfalls nicht zu den endgültigen Lastflussparameter führt, berechnen die Core ÜNB und der CCC die verbleibenden fehlenden Ergebnisse anhand...“, sodass dieser wie folgt lautet:

„Gemäß Artikel 21 Absatz 3 der CACM-Verordnung gilt, dass, wenn die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität für spezifische DA CC MTU nicht zu den endgültigen Lastflussparameter führt, u. a. wegen einer technischen Störung der Instrumente, einem Fehler in der Kommunikationsinfrastruktur oder defekten oder fehlenden Input-Daten, die Core ÜNB und der CCC die fehlenden Ergebnisse anhand der Ergebnisse der ursprünglichen lastflussgestützten Berechnung zur direkten Ausführung der Berechnung der endgültigen lastflussgestützten Parameter gemäß Arti-

kel 21 berechnen. Sofern dies ebenfalls nicht zu den endgültigen Lastflussparameter führt, berechnen die Core ÜNB und der CCC die verbleibenden fehlenden Ergebnisse anhand eines der beiden folgenden Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung:“

b) Unter Buchstabe (b) ist der vierte Satz zu ersetzen durch den folgenden Satz:

„Die Kapazitäten an den bilateralen Core Gebotszongrenzen sind auf der Grundlage der LTA-Kapazität für jede Core-orientierte Gebotszongrenze zu definieren, erhöht um das Minimum der beiden von dem/den ÜNB an jeder Seite der Gebotszongrenze gemäß Artikel 4 Absatz 4(b) vorgenommen Anpassungen.“

c) Unter Buchstabe (b) ist der fünfte Satz zu streichen.

d) Unter Buchstabe (b) ist der sechste Satz zu ersetzen durch den folgenden Satz:
„Diese Kapazitäten werden sodann für die langfristigen Nominierungen gemäß Artikel 21 angepasst, um die endgültigen Parameter zu erhalten.“

Artikel 7

Veröffentlichung von Daten

1. Artikel 25. Veröffentlichung von Daten ist wie folgt abzuändern:

a) In Artikel 25 Absatz 2 ist der Punkt ii. unter dem Buchstaben (e) zu streichen.

b) In Artikel 25 Absatz 2 ist ein neuer Buchstabe (g) zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„(g) Der CCC hat in seinen vierteljährlichen Bericht gemäß der Definition in Artikel 27 Absatz 5 die Lastflüsse aus den Nettopositionen, die sich aus der SDAC ergeben, für jedes CNEC und jede externe Beschränkung der endgültigen Lastflussparameter einzubeziehen.“

c) In Artikel 25 Absatz 3 ist im ersten Satz „2(e)“ durch „2(f)“ zu ersetzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Einzelne Core ÜNB können die in den Absätzen 2(d)iv), 2(d)v) und 2(f) genannten Informationen zurückhalten, wenn sie als sensible Informationen zum Schutz kritischer Infrastrukturen in ihren Mitgliedstaaten eingestuft werden, wie dies in Artikel 2 Buchstabe d der Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern, vorgesehen ist.“

d) In Artikel 25 Absatz 4 ist im ersten Satz „2(e)“ durch „2(f)“ zu ersetzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Änderungen der in den Absätzen 2(d)iv), 2(d)v) und 2(f) verwendeten Kennungen werden mindestens einen Monat vor ihrem Inkrafttreten öffentlich notifiziert. Die Mitteilung enthält mindestens folgende Angaben:“

e) Ein neuer Absatz 7 ist zu ergänzen, der wie folgt lautet:

„Die Core ÜNB haben den Core Regulierungsbehörden monatlich die den vierteljährlichen Berichten zugrundeliegenden Daten aus der Kapazitätsberechnung und Marktkopplung zu übermitteln. Der Berichtsrahmen ist in Abstimmung mit den Core Regulierungsbehörden zu entwickeln und bei Bedarf zu aktualisieren und zu optimieren.“

2. Artikel 27. Überwachung, Berichterstattung und Informationen an die Core Regulierungsbehörden ist wie folgt abzuändern:

a) In Artikel 27 Absatz 5 ist im ersten Satz zwischen der Zahl „20“ und dem Wort „und“ die Zahl „25“ zu ergänzen, sodass der Satz wie folgt lautet:

„Der CCC erstellt und veröffentlicht, gegebenenfalls mit Unterstützung der Core ÜNB, einen vierteljährlichen Bericht, der den Berichtspflichten gemäß den Artikeln 7, 20, 25 und 28 dieser Methode entspricht.“

b) In Artikel 27 Absatz 5 ist ein neuer Buchstabe (d) zu ergänzen:

„(d) Gemäß Artikel 25 Absatz 2(g) haben die Core ÜNB Lastflüsse aus Nettopositionen, die sich aus der SDAC ergeben, für jedes CNEC und jede externe Beschränkung der endgültigen Lastflussparameter zu berichten.“

Artikel 8

Zeitplan für die Umsetzung

Artikel 28. Zeitplan für die Umsetzung ist wie folgt abzuändern:

In Artikel 28 Absatz 3 ist das Datum „1. Dezember 2020“ zu ersetzen durch das Datum „28. Februar 2022“, sodass der Satz wie folgt lautet:

„3. Die ÜNB der Core CCR setzen diese Methode bis spätestens 28. Februar 2022 um. Der Umsetzungsprozess, der mit dem Inkrafttreten dieser Methode beginnt und bis zum 28. Februar 2022 abgeschlossen sein soll, besteht aus folgenden Schritten:“