



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-23-004

☎ 0228
14-5721
oder 14-0

Bonn
6. Februar
2024

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

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 Klaus Müller, am 6. Februar 2024 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 („Core DA CCM“) 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 CCM“) gegenüber den Antragstellerinnen gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-VO (Az.: 02/2019)⁴. Die Methode wurde im Jahr 2021 durch koordinierte Entscheidungen der Regulierungsbehörden der CCR Core geändert, so mit Rechtswirkung gegenüber den deutschen ÜNB der CCR Core per Bescheid der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002).⁵ 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. November 2022 bis 25. Dezember 2022 konsultierten die ÜNB der CCR Core die von ihnen erwogenen Änderungen an dieser Methode öffentlich und in englischer Sprache. Daraufhin sind von zwei Interessenträgern Stellungnahmen eingegangen.

Am 4. April 2023 übermittelte der niederländische ÜNB TenneT TSO B.V. namens und im Auftrag aller ÜNB der CCR Core, einschließlich der Antragstellerinnen, den zwischen den ÜNB der CCR Core abgestimmten und auf den 31. März 2023 datierenden Antrag zu Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day Ahead-Zeitbereich allen nationalen

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://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>.

Annex I der Entscheidung enthält die Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region, abrufbar unter

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/Annex%2520I%2520-%2520ACER%2520Decision%2520on%2520Core%2520CCM_0.pdf.

⁵ Abrufbar unter

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/start.html>.

Regulierungsbehörden der CCR Core, einschließlich der Bundesnetzagentur. Die Stellungnahmen aus der europäischen Konsultation und ihre Bewertung durch die Antragstellerinnen (sog. „Public Consultation Report“ vom 31. März 2023) wurden der Bundesnetzagentur zusammen mit einer schriftlichen Begründung des Antrags (sog. „Explanatory Document“ vom 31. März 2023) mit vorgelegt.

Mit E-Mail vom 4. Mai 2023 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. Entsprechend wurde in den anderen EU-Mitgliedstaaten der CCR Core verfahren. Der letzte dieser Anträge wurde am 4. Mai 2023 bei der letzten nationalen Regulierungsbehörde der CCR Core (der Bundesnetzagentur) seitens des ihrer Regulierungszuständigkeit unterliegenden ÜNB (den Antragstellerinnen) eingereicht.

Die beantragten Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode betreffen die Implementierung des sog. Advanced Hybrid Coupling (AHC) mittels derer die Menge der ungeplanten, allokierten Lastflüsse auf den kritischen Netzelementen unter Ausfallvarianten („CNECs“) der Core CCR infolge der Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs reduziert werden soll, indem die CNECs der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung auch die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs beschränken.

Der Antrag wurde am 16. August 2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und am 23. August 2023 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 6. September 2023 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Die Core-Regulierungsbehörden haben den Antrag auf Änderung der Methode auf der Grundlage des durch die o.g. Durchführungsverordnung geänderten Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO überarbeitet. Die Überarbeitungen sind teilweise redaktioneller und teilweise inhaltlicher Natur. So sah die vorgeschlagene Methodenänderung im Antrag der Core ÜNB eine Änderung im Wesentlichen in Art. 13 Core DA CCM vor. Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben dies redaktionell insoweit geändert, als dass die für die Implementierung des AHC notwendigen Ergänzungen und Änderungen der verschiedenen betroffenen Methodenteile in den jeweils einschlägigen Vorschriften der Methode vorgenommen wurden. Darüber hinaus haben sie einige Konkretisierungen vorgenommen.

Die überarbeiteten Änderungen an der Methode wurden den ÜNB der CCR Core am 27. Oktober 2023 mit Aufforderung zur Stellungnahme bis zum 15. November 2023 übersandt. Die ÜNB der CCR Core haben keine Stellungnahmen abgegeben. Allerdings hatten sie bereits zuvor gegenüber den Regulierungsbehörden der CCR Core mündlich im Rahmen von hierzu

anberaumten Terminen am 4. Oktober und am 9. Oktober 2023 eingehend zu den geplanten Änderungen der Regulierungsbehörden Stellung bezogen.

Vom 22. bis zum 28. November 2023 stimmten die Regulierungsbehörden der CCR Core im Wege des elektronischen Abstimmungsverfahrens über die Annahme der 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 28. November 2023⁶ an, aus dem die Begründung für ihre gemeinsame Entscheidung hervorgeht, die Änderungen mittels paralleler Genehmigungen vorzunehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte, insbesondere auf das sog. Explanatory Document der Core ÜNB vom 31. März 2023 sowie auf das Positionspapier der Regulierungsbehörden der CCR Core vom 28. November 2023, 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 der diesem Bescheid als Anlage I angehängten Methode 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. Mit dem Eingang der im Auftrag und im Namen der Antragstellerinnen bei der Bundesnetzagentur am 4. April 2023 eingereichten Unterlagen stellten die Antragstellerinnen einen entsprechenden Antrag.

Gemäß Art. 13 Abs. 3 lit. c Satz 1 der bisherigen Core DA CCM in der Fassung der ersten Änderung durch den Bescheid der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002) sind die Antragstellerinnen zudem zur Antragstellung verpflichtet. Danach haben die Core ÜNB spätestens sechs Monate nach Umsetzung der Core DA CCM gemäß Artikel 28 Absatz 3

⁶ Das Positionspapier trägt den Titel "Decision of the Core Regulatory Authorities on the Second Amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region of 28 November 2023".

gemeinsam einen Vorschlag für die Implementierung des sog. Advanced Hybrid Coupling („AHC“) auszuarbeiten und innerhalb derselben Frist allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM Verordnung vorzulegen. Die Core DA CCM wurde am 8. Juni 2022 mit der Einführung des Flow Based Market Coupling in der CCR Core umgesetzt. Die Einreichungsfrist für den Änderungsvorschlag war mithin am 8. Dezember 2022 abgelaufen. Dieser Fristablauf lässt die Befugnis und Verpflichtung der Antragstellerinnen zur Antragstellung indes unberührt.

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.“)⁷ 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. Diese Zuständigkeit ist auch nicht gemäß Art. 9 Abs. 11 CACM-VO an ACER übergegangen. Der Eingang der Übersetzung in die deutsche Sprache am 4. Mai 2023 bei der Bundesnetzagentur setzte gemäß § 23 Abs. 3 VwVfG den Lauf der sechsmonatigen Genehmigungsfrist aus Art. 9 Abs. 10 und Abs. 13 CACM-VO in Gang, da es sich bei der Bundesnetzagentur um die letzte betroffene Regulierungsbehörde handelte, bei der der Antrag einging. Diese ursprünglich auf Montag, den 6. November 2023 datierende Frist wurde durch die Entscheidung Nr. 15/2023 der ACER vom 20. Dezember 2023⁸ gemäß Art. 6 Abs. 10 Unterabs. 3 der Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER-VO“) um drei Monate, mithin bis zum 6. Februar 2024 verlängert. Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben sich am 28. November 2023, mithin vor dem Ablauf der verlängerten Frist, gemäß Art. 9 Abs. 10 und Abs. 13 CACM-VO auf die Genehmigung der Änderung der Methode mit einigen Abweichungen vom ursprünglichen Antrag der Core ÜNB geeinigt.

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 31. März 2023 gemäß Art. 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert und ausgewertet, sowie klar und fundiert die Gründe kenntlich gemacht, inwieweit die Eingaben Berücksichtigung im

⁷ 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.

⁸ Abrufbar unter

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_15-2023_Core_CCR_extension_request.pdf.

Methodenänderungsvorschlag finden konnten.

4. Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben die ÜNB der CCR Core durch die am 4. Oktober und am 9. Oktober 2023 anberaumten Termine sowie durch die Übersendung des Entwurfs der Methodenänderung nebst Aufforderung zur Stellungnahme vom 27. Oktober 2023 nach Maßgabe des Art. 9 Abs. 5 Satz 3 CACM-VO konsultiert.

5. Mit Abschluss der elektronischen Abstimmung am 28. November 2023 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 („CERRF“), zustande gekommen.

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 die Methode dem Zweck der CACM-VO entspricht. 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 28. November 2023 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 sowie ihrer Änderung mittels Bescheides der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002) sowie der seitens der ACER an der Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich vorgenommenen Änderungen⁹ 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. Diese Methodenteile behandeln zum einen die Implementierung des sog. Advanced Hybrid Coupling (AHC). Zum anderen werden mit dieser Genehmigung Methodenteile zwecks Gewährleistung einer korrekten Handhabung von HGÜ-Verbindungsleitungen geändert.

⁹ ACER, Entscheidung Nr. 06/2022 vom 19. April 2022 abrufbar unter <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions> sowie das laufende Genehmigungsverfahren ACER-ELE-2023-010. Siehe zu den gemäß Art. 9 Abs. 11 CACM-VO auf ACER übergegangenen Genehmigungsverfahren die Verfahren 622-21-013, 622-22-009 und 622-23-001, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/start.html>.

2. Gemäß Art. 13 Abs. 3 lit. c Satz 1 der bisherigen Core DA CCM in der Fassung der ersten Änderung durch den Bescheid der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002) hatten die Core ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für die Implementierung des sog. Advanced Hybrid Coupling („AHC“) auszuarbeiten und allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM Verordnung vorzulegen. Gemäß Art. 13 Abs. 3 lit. c Satz 2 Core DA CCM musste der Vorschlag für die Implementierung des AHC das Ziel haben, die Menge der ungeplanten, allokierten Lastflüsse über die CNECs der Core CCR infolge der Stromaustausche an Gebotszonengrenzen angrenzender CCRs zu reduzieren. Wie aus Art. 13 Abs. 3 lit. b Core DA CCM n.F. ersichtlich wird, sind insoweit die Stromaustausche gemeint, die *an den Gebotszonengrenzen der Core CCR zu angrenzenden CCRs entstehen*. Damit soll vermieden werden, dass nicht berücksichtigte Handelsflüsse aus anderen CCR, wie etwa der Hansa CCR, eine wohlfahrtsoptimierte Berechnung der Kapazitäten innerhalb der CCR Core behindern. Dies dient der Optimierung der Berechnung und damit auch der Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur der CCR Core i.S.d. Art. 3 lit. b und lit. d CACM-VO. Diesem Ziel wird die in Anlage I aufgenommene zweite Änderung der Core DA CCM gerecht.

Ein maßgeblicher Eingangsparameter für die Kapazitätsberechnung in der CCR Core sind gemäß Art. 5 Core DA CCM die CNEC. Die verbleibende verfügbare Marge („RAM“)¹⁰ dieser Netzelemente limitiert die seitens der Core ÜNB dem grenzüberschreitenden vortägigen Handel zur Verfügung zu stellenden Übertragungskapazitäten, vgl. Art. 20 Abs. 1 und Art. 2 Satz 2 Nr. 9 CACM-VO. Zu diesen Netzelementen gehören gemäß Art. 5 Abs. 1 Satz 1 Core DA CCM allerdings nur solche, die sich ganz oder teilweise in den Regelzonen der Core ÜNB befinden. Vor diesem Hintergrund wird mit Art. 13 Abs. 3 Core DA CCM die Berücksichtigung von solchen Lastflüssen im Rahmen der Kapazitätsberechnung geregelt, die aus anderen CCR der Europäischen Union in die CCR Core fließen. Nach Art. 13 Abs. 3 Satz 1 Core DA CCM müssen die ÜNB der CCR Core die Stromaustausche an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR mittels sog. Hybridkopplung („Hybrid Coupling“) berücksichtigen. Hybridkopplung ist die kombinierte Berücksichtigung jener Einschränkungen der Kapazitätsvergabe, die sich aus der sog. lastflussbasierten Kapazitätsberechnung („Flow-based capacity calculation“ (kurz: FB))¹¹ und jener, die sich aus der Kapazitätsberechnung nach verfügbarer Übertragungskapazität („Available Transmission Capacity“ (kurz: ATC)) ergeben. Die Hybridkopplung kann entweder als sog. Standard Hybrid Coupling (SHC) oder als sog. Advanced Hybrid Coupling (AHC) durchgeführt werden, Art. 13 Abs. 3 Satz 1 Core DA CCM. Beim Standard Hybrid Coupling haben die Core ÜNB gemäß dem von der vorliegend genehmigten Änderung unberührt gebliebenen Art. 13 Abs. 3 lit. a Core DA CCM die Stromaustausche - definiert als beste Prognosen für die Nettopositionen und Lastflüsse von HGÜ-Leitungen - an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR als festen

¹⁰ RAM: Remaining available margin. Siehe Art. 2 Abs. 1 Ziffer 56 Core DA CCM.

¹¹ Siehe näher die Legaldefinition in Art. 2 Satz 2 Nr. 9 CACM-VO.

Input für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen. Beim Advanced Hybrid Coupling müssen sie gemäß Art. 13 Abs. 3 lit. b Satz 1 Core DA CCM die Kapazitätsberechnung hingegen so durchführen, dass die CNEC der Core-Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsregion nicht nur die Nettopositionen der Gebotszonen der Core CCR aufgrund der Austausche an Gebotszonengrenzen der Core CCR, sondern auch der Austausche an Gebotszonengrenzen zwischen der Core CCR und benachbarten Gebotszonen begrenzen.

Zu diesem Zweck sieht die geänderte Methode nunmehr vor, dass die AHC anwendenden Core ÜNB mindestens einen externen virtuellen Hub („external virtual hub“ (EVH)) für jede AHC-Grenze einführen, sodass mehrere Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen („HGÜ-Leitungen“) an einer einzigen AHC-Grenze jeweils eigenen sog. externen virtuellen Hubs zugewiesen werden können.

Der Unterschied zwischen SHC und AHC besteht darin, wie der Stromaustausch über die Verbindungsleitungen zwischen Gebotszonen innerhalb des Core CCR und der Gebotszonen außerhalb des Core CCR, wo beide Gebotszonen Teil der Single Day Ahead Coupling ("SDAC") sind, auf den Core CNECs abgebildet wird. Mittels SHC wird den Netznutzern Zugang zu der knappen Kapazität gewährt, indem Kapazität auf den Core CNECs vor der Kapazitätsberechnung reserviert wird. Im Gegensatz dazu unterliegt bei AHC der Stromaustausch über die jeweiligen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen dem Wettbewerb um Kapazität mit allen anderen zonenübergreifenden Stromaustauschen innerhalb der Core CCR während der Marktkopplung, z.B. in SDAC. Zweck ist es durch die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs um die knappen CNEC-Kapazitäten sowohl die sozioökonomische Wohlfahrt als auch die Systemsicherheit zu verbessern.

Damit dient die in Anlage I aufgenommene zweite Änderung der Core DA CCM den Zielen der CACM-VO: Förderung eines wirksamen Wettbewerbs in den Bereichen Stromerzeugung, -handel und -versorgung, Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, Gewährleistung der Betriebssicherheit, Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität sowie der Bereitstellung eines nicht diskriminierenden Zugangs zu zonenübergreifender Kapazität im Sinne von Art. 3 lit. a, b, c und j CACM-VO.

Die seitens der Regulierungsbehörden im Wege der Änderung des Art. 28 Core DA CCM gewährte Frist für die Entwicklung des AHC bis zum 31. März 2025 und für seine Implementierung bis zum 30. Juni 2025 schaffen einen sachgerechten Ausgleich zwischen dem Bedürfnis einer hinreichend zeitnahen Erreichung der o.g. Ziele aus Art. 3 CACM-VO und den angesichts der vielen Projekte zur Umsetzung der CACM-VO knappen Ressourcen der ÜNB der Core CCR.

3. Die Änderungen des Art. 11 der Core DA CCM dienen der Gewährleistung einer korrekten Handhabung von HGÜ-Verbindungsleitungen. Sie betreffen vor allem neue Gleichungen, die notwendig sind, um eine mathematisch korrekte Beschreibung der Kapazitätsberechnung im

Zusammenhang mit solchen HGÜ-Verbindungen, die innerhalb der Core CCR (wie z.B. ALEGrO) liegen, sicherzustellen. Damit dienen sie mindestens den Zielen der CACM-VO der Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, der Gewährleistung der Betriebssicherheit und der Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität (Art. 3 lit. b, c und d CACM-VO).

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 dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, 6. Februar 2024

Im Auftrag

Anlage

Joachim Gewehr
(Referatsleiter)

Zweite 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

28. November 2023

Präambel

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

- (1) Hybridkopplung bezeichnet die kombinierte Anwendung von Beschränkungen der lastflussbasierten (FB) und der verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATC) in einem einheitlichen Kapazitätsvergabemechanismus. Es gibt zwei Formen von Hybridkopplung: Standardhybridkopplung (SHC) und erweiterte Hybridkopplung (AHC). Der Unterschied zwischen SHC und AHC liegt darin, wie bei Interkonnektoren die Lastflüsse zwischen der Core CCR und angrenzenden CCR auf den Core CNEC berücksichtigt werden. Mit der SHC wird Zugang zur knappen CNEC-Kapazität gewährt, indem unter Berücksichtigung der prognostizierten Lastflüsse in den Interkonnektoren Kapazität in den Core CNEC reserviert wird. Andererseits besteht beim AHC für die Lastflüsse in den Interkonnektoren zwischen der Core CCR und angrenzenden CCR mit allen anderen Lastflüssen in der Core CCR diskriminierungsfreien Wettbewerb um CNEC-Kapazität. Abgesehen von der Sicherstellung des diskriminierungsfreien Wettbewerbs um die knappe CNEC-Kapazität soll Core FB DA MC von der Umsetzung der AHC auch in Hinblick auf die sozioökonomische Wohlfahrt profitieren.
- (2) Sechs Monate nach dem Go-Live des Core FB DA MC muss der Core ÜNB den Core NRB einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode unterbreiten, in dem die Umsetzung der AHC eingehender beschrieben wird. Um sich näher mit diesem Änderungsvorschlag zu befassen und darüber zu diskutieren, wurde mit den Core NRB vereinbart, diese Frist bis Ende März 2023 zu verlängern.
- (3) Ziel der Core ÜNB bei dieser Änderung ist es, einerseits die AHC-Methode zu erläutern und andererseits einen Zeitrahmen für die technische Einsatzbereitschaft der Instrumente festzulegen, die in Core FB DA CC- und MC-Prozessen für die Einführung der AHC zum Einsatz kommen.
- (4) Die nachstehenden Änderungen erfüllen die in Artikel 3 CACM festgelegten Ziele. Insbesondere bedeutet es eine Verbesserung in Artikel 3 Buchstaben b, d und j in Bezug auf die Vergabe von Kapazität im Grenzbereich zu anderen CCR. Mit diesen Maßnahmen sollen gleiche Ausgangsbedingungen für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung („SDAC“) bei den Lastflüssen geschaffen werden, die aus dem Intra-CCR-Handel und aus Lastflüssen aus dem Handel mit Gebotszonen außerhalb der Core CCR resultieren.

Die in diesem Dokument verwendeten Begriffe haben für die Zwecke der zweiten Änderung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode der ÜNB in der Core CCR die in folgenden Verordnungen und Richtlinien festgelegten Bedeutungen: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung), Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-Verordnung), Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den

Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung) und Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, sowie die Begriffsbestimmungen 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.

Artikel 1

Funktionale Bestimmungen für die Umsetzung der erweiterten Hybridkopplung

1. Präambel

Diese Präambel wird durch Einfügung eines neuen Absatzes (25) geändert:

„(25) Für eine genauere und effektivere Darstellung der Verbindungen mit benachbarten CCR ist vorgesehen, dass die erweiterte Hybridkopplung (AHC) im Core DA CCM die Standardhybridkopplung ersetzt und Effizienzgewinne in der Kapazitätsberechnungs- und Zuweisungsphase an den Grenzen erreicht werden, wo die AHC angewandt wird. AHC-Grundsätze können ebenfalls recht effektiv auf eine gering vermaschte AC-Grenze (Wechselstrom) zwischen einer Core- und einer Nicht-Core-Gebotszone angewandt werden, wohingegen die Effizienz und Genauigkeit der Netzrepräsentation mit zunehmender Vermaschung der AC-Grenzen abnimmt. Die Umsetzung der AHC ist an allen Grenzen zwischen Core-Gebotszonen und Gebotszonen benachbarter CCR vorgesehen, die Teil des SDAC-Systems sind, mit Ausnahme der gemeinsamen Grenzen mit CCR Norditalien, die mit der Core CCR im Rahmen eines künftigen gemeinsamen lastflussbasierten Ansatzes zusammengeschlossen werden sollen, sowie für die gemeinsamen Grenzen mit SWE, wo im Vergleich zu den Herausforderungen durch die AHC nur ein geringer Effizienzgewinn erwartet wird.

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

1. Einfügung der neuen Ziffern 1a, 20a, 34a und 67a:

“1a. „AHC-Grenze“ bezeichnet eine Grenze zwischen einer Gebotszone innerhalb und außerhalb der Core CCR, wo beide Gebotszonen Teil des Systems der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung sind und die AHC anwenden.“

“20a. „externer virtueller Hub“ bezeichnet eine virtuelle Gebotszone ohne Kauf- und Verkaufsaufträge; damit werden die Importe und Exporte an einer AHC-Grenze gemäß Artikel 13 dieser Methode dargestellt;“

„34a. „interner virtueller Hub (IVH)“ bezeichnet eine virtuelle Gebotszone ohne Kauf- und Verkaufsaufträge; damit werden die kommerziellen Austausch über einen internen Core-HVDC-Interkonnektor dargestellt, wo der entwickelte lastflussbasierte Ansatz gemäß Artikel 12 dieser Methode angewandt wird;“

„67a. „virtueller Hub (VH)“ bezeichnet den externen oder internen virtuellen Hub“

2. Ersetzen der Begriffsbestimmungen 12, 21, 68 und 69 wie folgt:

„12. „Core-Nettoposition“ bezeichnet eine Nettoposition einer Gebotszone in der Core CCR oder eines VH aufgrund der Vergabe von

zonenübergreifenden Kapazitäten innerhalb der Core CCR **und an AHC-Grenzen**;

„21. „ $F_{0,Core}$ “ bezeichnet den Lastfluss für jedes CNEC, wenn keine kommerziellen Austausche innerhalb der Core CCR **und mit dem EVH** vorliegen;

„68. „Zone-to-Slack-PTDF“ bezeichnet den PTDF eines kommerziellen Austauschs zwischen einer Gebotszone und dem Slack Node **oder zwischen einem VH und dem Slack Node**;

„69. „Zone-to-Zone-PTDF“ bezeichnet den PTDF eines kommerziellen Austauschs **zwischen zwei Gebotszonen, zwischen zwei VH oder zwischen einem VH und einer Gebotszone**;

3. Artikel 4 - Der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess wird geändert, indem Absatz 4 Buchstabe b durch folgenden Wortlaut ersetzt wird:

„(b) die Anpassungswerte für langfristige Vergabekapazitäten für jede Core-Gebotszonengrenze **und für jede AHC-Grenze**, um zur Berechnung der vorgegebenen Lastflussparameter den vorgegebenen lastflussgestützten Bereich über die langfristige Vergabekapazitäten hinaus zu erweitern; und“

4. Artikel 5 - Die Definition kritischer Netzelemente und -ausfälle wird durch Einfügung eines neuen Absatzes 1a mit folgendem Wortlaut geändert:

“1a. Gemäß Absatz 1 umfassen CNE zusätzlich diese Elemente an AHC-Grenzen. Wurden Kapazitätsengpässe aufgrund zonenübergreifender Netzelemente an einer AHC-Grenze schon in einer anderen CCR berücksichtigt, kann eine Core ÜNB beschließen, solche Netzelemente nicht als CNE im Core festzulegen. Ein solches CNE an einer AHC-Grenze wird nur in einer einzigen CCR regelmäßig überwacht. Jede Abweichung von dieser Regel erfordert eine stichhaltige Begründung.

5. Artikel 7 - Die Methode für Vergabebeschränkungen wird abgeändert, indem Absatz 2 Buchstabe a durch folgenden Wortlaut ersetzt wird:

„(a) eine Beschränkung bei der Core-Nettoposition (die Summe der zonenüberschreitenden Austausche innerhalb der Core CCR **und an AHC-Grenzen** für eine bestimmte Gebotszone bei der SDAC), wodurch die Nettoposition der entsprechenden Gebotszone in Bezug auf ihre Import und/oder Exporte aus/nach anderen Gebotszonen in der Core CCR begrenzt wird. Diese Option gilt, solange Option (b) angewandt werden kann.“

6. Artikel 8 - Die Methode für die Zuverlässigkeitsmarge wird wie folgt abgeändert:

1. Absatz 1 Buchstabe (a) wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„(a) zonenübergreifende Austausche an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR **mit Ausnahme von AHC-Grenzen**;

2. Absatz 3 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„Die FRM werden in zwei Hauptschritten berechnet. Im ersten Schritt wird die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung realisierten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen berechnet. Zur Berechnung der erwarteten Lastflüsse (F_{exp}) für jede DA CC MTU des Beobachtungszeitraums werden die bei der Kapazitätsberechnung verwendeten CGM und GSK verwendet. Die historischen CGM werden mit den beabsichtigten Maßnahmen der Core ÜNB (mindestens einschließlich der bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigten Entlastungsmaßnahmen) aktualisiert, die in der relevanten DA CC MTU angewandt wurden. Die Lastflüsse solcher geänderter CGM werden neu berechnet (F_{ref}) und dann korrigiert, um die realisierten kommerziellen Austausche innerhalb des Core CCR **and an AHC-Grenzen** zu berücksichtigen. Diese Korrektur erfolgt durch die Berechnung der PTDF mit der in Artikel 11 beschriebenen Methode, allerdings unter Verwendung der geänderten CGM und der historischen GSK. Die erwarteten Lastflüsse zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung werden daher unter Zugrundelegung der abschließenden realisierten kommerziellen Austausche im Core CCR **und an AHC-Grenzen** berechnet, die sich in den realisierten Lastflüssen zeigen. Diese Berechnung erwarteter Leistungsflüsse (F_{exp}) wird mit Gleichung 2 beschrieben.“

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} (\overline{NP}_{real} - \overline{NP}_{ref})$$

Gleichung 2

Dabei gilt:

\vec{F}_{exp}	erwarteter Leistungsfluss eines jeden CNEC in der bestehenden kommerziellen Situation in der Core CCR
\vec{F}_{ref}	Leistungsfluss eines jeden CNEC im CGM, aktualisiert durch beabsichtigte Maßnahmen der ÜNB
PTDF	Matrix des Energieflussverteilungsfaktors, berechnet mit aktualisiertem CGM
\overline{NP}_{real}	Core-Nettopositionen in der bestehenden kommerziellen Situation
\overline{NP}_{ref}	Core-Nettopositionen im aktualisierten CGM“

7. Artikel 9 - Die Methode für die Erzeugungsverlagerungsschlüssel wird mit einem neuen Absatz 5a durch folgenden Wortlaut ergänzt:

„5a. Der CCC definiert GSK für die EVH gemäß Artikel 9 Absatz 1 wie folgt:

(a) Stellt ein EVA nur HVDC-Interkonnektoren dar, wird der GSK nur anhand aller Konverterstationen der HVDC-Interkonnektoren

definiert, gewichtet auf der Grundlage der jeweiligen Übertragungskapazität.

- (b) Stellt ein EVA nur AC-Interkonnektoren dar, nutzt der CCC den GSK der angrenzenden Gebotszone, der von den ÜNB der betreffenden Gebotszone übermittelt wird. Steht dieser GSK nicht zur Verfügung, legt der CCC einen GSK fest, der auf allen positiven Einspeisungen in das IGM der angrenzenden Gebotszone basiert.
- (c) Stellt ein EVH sowohl HVDC-Interkonnektoren, als auch AC-Interkonnektoren dar, legt der jeweilige Core ÜNB einen einzigen kombinierten GSK fest, der auf dem GSK für den HVDC und dem GSK für die AC-Interkonnektoren basiert.“

8. Artikel 11 - Die Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Referenzlastflüsse wird wie folgt abgeändert:

1. Absatz 2 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„2. Gemäß Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe (a) der CACM-Verordnung berechnet der CCC die Auswirkung einer Änderung in den **Nettopositionen** der Gebotszonen **und VH** auf den Leistungsfluss jedes CNEC (festgelegt nach den Regeln in Artikel 5). Dieser Einfluss wird als Zone-to-Slack *PTDF* bezeichnet. Diese Berechnungen werden auf der Grundlage des CGM und des GSK ausgeführt, die gemäß Artikel 9 festgelegt wurden.“

2. In Absatz 3 werden die Definitionen des Zone-to-Slack-PTDF und Node-to-Zone-GSK durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„**PTDF_{zone-to-slack}**: Matrix von Zone-to-Slack-PTDF (Spalten: Gebotszonen **und virtuelle Hubs**; Zeilen: CNEC)“

„**GSK_{node-to-zone}**: Matrix mit den GSK aller Gebotszonen (Spalten: Gebotszonen **und virtuelle Hubs**; Zeilen: Knoten; die Summe jeder Spalte ist gleich eins.“

3. Absatz 5 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„5. Die maximale Zone-to-Zone-PTDF eines CNEC ($PTDF_{z2zmax,l}$) ist der maximale Einfluss eines Core-Austauschs auf das jeweilige CNEC, einschließlich **der Austausche mit virtuellen Hubs, d. h. der-Austausche über HVDC-Interkonnektoren, die gemäß Artikel 12 integriert sind, und der Austausche an AHC-Grenzen, die gemäß Artikel 13 durch den EVH modelliert werden:**

$$PTDF_{z2zmax,l} = \max \left(\max_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l}) - \min_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l}), \max_{H_1, H_2 \in IVH} (|(PTDF_{A,l} - PTDF_{H_1,l}) - (PTDF_{B,l} - PTDF_{H_2,l})|, |PTDF_{H_1,l} - PTDF_{H_2,l}|) \right)$$

Gleichung 1

Dabei gilt:

$PTDF_{X,l}$	Zone-to-Slack-PTDF der Gebotszone oder des externen virtuellen Hubs X auf einem CNEC l
BZ	Menge aller Core-Gebotszonen
EVH	Menge aller externen virtuellen Hubs
$\max_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	maximaler Zone-to-Slack-PTDF von Core Gebotszonen oder EVH auf einem CNEC l
$\min_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	minimaler Zone-to-Slack-PTDF von Core Gebotszonen oder EVH auf einem CNEC l
H_1 ,	Zone-to-Slack-PTDF des internen virtuellen Hubs H_1 auf einem CNEC, wobei H_1 die Konverterstation am sendenden Ende des HVDC-Interkonnektors H darstellt, der sich in Gebotszone A befindet
H_2 ,	Zone-to-Slack-PTDF des internen virtuellen Hubs H_2 auf einem CNEC, wobei H_2 die Konverterstation am sendenden Ende des HVDC-Interkonnektors H darstellt, der sich in Gebotszone B befindet

4. Die Definitionen von NP_i und NP_{ref} in Absatz 7 werden durch folgenden Wortlaut ersetzt:

$\overrightarrow{NP_i}$	Core Nettopositionen in der kommerziellen Situation
$\overrightarrow{NP_{ref}}$	Core Nettoposition in der kommerziellen Referenzsituation“

9. Artikel 12 - Die Integration von HVDC-Interkonnektoren an Gebotszonengrenzen der Core CCR wird entsprechend abgeändert:

1. Absatz 1 wird entsprechend ergänzt:

„1. Die Core ÜNB wenden die entwickelte lastflussgestützte Methode (EFB-Methode) an, wenn sie HVDC-Interkonnektoren an den Gebotszonengrenzen der Core CCR einbeziehen⁵. Nach dieser Methode

⁵ EFB unterscheidet sich von AHC. Beim AHC werden die Kapazitätsengpässe einer CCR auf die zonenübergreifenden

wird ein zonenübergreifender Austausch über einen HVDC-Interkonnektor an den Gebotszonengrenzen der Core CCR bei der Kapazitätsvergabe ausdrücklich als bilateraler Austausch modelliert und optimiert und wird durch den physikalischen Effekt beschränkt, den dieser Austausch auf alle im endgültigen lastflussgestützten Bereich berücksichtigten CNEC hat, der bei der Kapazitätsvergabe **und bei Beschränkungen zur Modellierung des maximal möglichen Austauschs des HVDC-Interkonnektors** verwendet wurde.“

2. Die Absätze 2, 3 und 4 werden abgeändert, um die Einführung des AHC zu berücksichtigen und um entsprechend zwischen zwei Arten virtueller Hubs zu unterscheiden, d. h. einerseits die internen virtuellen Hubs, die für die Modellierung von HVDC-Interkonnektoren an Gebotszonengrenzen der Core CCR eingeführt wurden, und andererseits die externen virtuellen Hubs, die für die Modellierung von AHC-Grenzen eingeführt wurden; sie lauten:

„2. Um den Effekt des zonenübergreifenden Austauschs über einen HVDC-Interkonnektor auf die CNEC **gemäß Absatz 1** zu berechnen, werden die Konverterstationen des zonenübergreifenden HVDC als zwei **interne** virtuelle Hubs modelliert, die gleichwertig als Gebotszonen fungieren. Dann wird der Effekt eines Austauschs **zwischen A und B, die entweder eine Gebotszone oder ein externer virtueller Hub A oder B oder externe virtuelle Hubs** sind, über einen solchen HVDC-Interkonnektor ausgedrückt als ein Austausch von der Gebotszone **oder dem externen virtuellen Hub A** zum **internen** virtuellen Hub, der das sendende Ende des HVDC-Interkonnektors darstellt, außerdem ein Austausch vom **internen** virtuellen Hub, der das empfangende Ende des Interkonnektors zur Gebotszone **oder zu dem externen virtuellen Hub B** darstellt:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = (PTDF_{A,l} - PTDF_{IVH_1,l}) + (PTDF_{IVH_2,l} - PTDF_{B,l})$$

Gleichung 2

Dabei gilt:

$PTDF_{IVH_1,l}$	Zone-to-Slack-PTDF des internen virtuellen Hubs 1 auf einem CNEC l , wobei der interne virtuelle Hub 1 die Konverterstation am sendenden Ende des internen Core-HVDC-Interkonnektors darstellt
$PTDF_{IVH_2,l}$	Zone-to-Slack-PTDF des internen virtuellen Hubs 2 auf einem CNEC l , wobei der interne virtuelle Hub 2 die Konverterstation am empfangenden Ende des internen Core-HVDC-Interkonnektors darstellt

3. Die PTDF für die zwei **internen** virtuellen Hubs $PTDF_{IVH_1,l}$ und $PTDF_{IVH_2,l}$ werden für jedes CNEC berechnet, und sie werden als zwei

Austausche einer anderen CCR durch Berücksichtigung des Effekts des Austauschs zwischen zwei Kapazitätsberechnungsregionen übertragen. Zum Beispiel wird der Einfluss der Austausche einer Gebotszone, die Teil einer CCR ist und in der bei der Nettoübertragungskapazität einen koordinierten Ansatz verfolgt wird, in einer Gebotszone berücksichtigt, die Teil einer CCR ist, in der ein lastflussbasierter Ansatz verfolgt wird. Beim EFB werden kommerzielle Austausche über den grenzübergreifenden HVDC-Interkonnektor innerhalb einer einzelnen CCR berücksichtigt, in der die lastflussbasierte Methode der betreffenden CCR angewandt wird.

zusätzliche Spalten (stellen zwei zusätzliche **interne** virtuelle Gebotszonen dar) zur vorhandenen *PTDF* Matrix jeweils für jeden **internen** virtuellen Hub hinzugefügt.

4. Die mit dieser Methode eingefügten **internen** virtuellen Hubs werden nur zur Modellierung des Effekts eines Austauschs über einen HVDC-Interkonnektor verwendet, und im Kopplungsalgorithmus werden keine Aufträge mit diesen **internen** virtuellen Hubs verbunden. Die zwei **internen** virtuellen Hubs haben eine kombinierte Nettoposition von 0 MW, aber ihre individuelle Nettoposition gibt die Austausche über den Interkonnektor wieder. Die lastflussbasierten Nettopositionen dieser **internen** virtuellen Hubs haben denselben Wert, sie haben aber ein umgekehrtes Vorzeichen.

10. Artikel 13. Die Berücksichtigung von Nicht-Core-Gebotszonengrenzen wird wie folgt abgeändert:

1. Der erste Satz in Absatz 3 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„In anderen Fällen ziehen die Core ÜNB eine Standardhybridkopplung (SHC) **oder** eine erweiterte Hybridkopplung (AHC) in Betracht.“

2. In Absatz 3 wird der Buchstabe (b) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

“(b) Beim AHC begrenzen die CNEC der **Core-Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsregion** nicht nur die Nettopositionen der **Core-Gebotszonen** aufgrund der Austausche an Gebotszonengrenzen der Core CCR, **sondern auch** der Austausche an Gebotszonengrenzen **zwischen der Core CCR und jeweiligen benachbarten Gebotszonen**.

Core-ÜNB, die AHC anwenden,

i. führen mindestens einen externen virtuellen Hub **für jede AHC-Grenze ein; das bedeutet, dass mehrere HVDC an einer einzigen AHC-Grenze jeweils eigenen EVH zugewiesen werden können**.

3. Absatz 3 Buchstabe (c) Ziffer (viii) wird durch einen neuen Absatz 4 mit folgendem Wortlaut ersetzt:

„4. Die Core ÜNB können die Nettoposition der externen virtuellen Hubs begrenzen:

- a) **Bei HVDC-Interkonnektoren werden bei der Begrenzung** die physikalischen Beschränkungen der HVDC-Kabel an **der** Grenze und **den** Core-seitigen Konverterstationen berücksichtigt.
- b) Die Core ÜNB können eine Begrenzung in Form eines NTC-Werts als ein Ergebnis der Kapazitätsberechnung aus der benachbarten CCR in Betracht ziehen.

4. Absatz 3 Buchstabe (c) wird durch einen neuen Absatz 5 mit folgendem Wortlaut ersetzt:

„5. Core ÜNB überwachen die Genauigkeit der Nicht-Core-Austausche im

CGM, die **nicht durch AHC abgewickelt werden**. Die Core ÜNB berichten in einem Jahresbericht an alle Core-Regulierungsbehörden über die Genauigkeit dieser Prognosen.“

11. Artikel 16. - Die Optimierung von kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen wird wie folgt abgeändert:

Gleichung 9 und die Definition der Variablen „benachbarte Paare“ in Gleichung 9 in Absatz 3 Buchstabe (d) wird wie folgt abgeändert:

$$RAM_{rel} = \frac{RAM_{nrao}}{\sum_{(A,B) \in neighbour\ pairs} |PTDF_{A \rightarrow B, nrao}|} \text{ if } RAM_{nrao} \geq 0$$

$$RAM_{rel} = RAM_{nrao} \text{ if } RAM_{nrao} < 0^6$$

Gleichung 9

Dabei gilt:

benachbarte Paare

Reihe von zwei benachbarten Core-Gebotszonen oder Reihe einer Core-Gebotszone und eines benachbarten EVH

12. Artikel 17 - Die Anpassung zur Berücksichtigung des Mindest-RAM wird wie folgt abgeändert:

1. Absatz 2 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„2. Zur Bestimmung der Anpassung zur Berücksichtigung des Mindest-RAM für ein CNEC werden für die Berechnung des Lastflusses, wenn keine kommerziellen Austausche innerhalb der Core CCR **und an AHC-Grenzen** erfolgen, zunächst die Nettopositionen \vec{NP}_i in Gleichung 6 für alle Core-Gebotszonen **und für alle VH** auf null gesetzt, wodurch sich folgende Gleichung ergibt:

$$\vec{F}_{0,Core} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_f \vec{NP}_{ref,Core}$$

Gleichung 10

Dabei gilt:

$\vec{F}_{0,Core}$ Lastfluss eines jeden CNEC in der Situation ohne kommerzielle Austausche innerhalb der Core CCR **und ohne kommerzielle Austausche an AHC-Grenzen**

\vec{F}_{ref} Lastfluss eines jeden CNEC im CGM nach der NRAO

\mathbf{PTDF}_f Matrix der Verteilungsfaktoren der Stromübertragung für die CCR, **einschließlich VH**

⁶ RAM_{rel} lässt PTDF für überlastete CNEC unberücksichtigt, um als Erstes die größten absoluten Überlastungen zu lösen.

$\overrightarrow{NP}_{ref,Core}$ Im CGM enthaltene Core-Nettopositionen

2. In Absatz 4 wird die Definition der nichtfahrplanbezogenen zugewiesenen Lastflüsse F_{uaf} durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„

\vec{F}_{uaf} Lastfluss eines jeden CNEC, von dem angenommen wird, dass er das Ergebnis kommerzieller Austausche außerhalb der Core CCR ist; **ausgenommen sind Lastflüsse aus kommerziellen Austauschen an AHC-Grenzen**“

3. In Absatz 5 wird der zweite Satz durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„Das bedeutet, dass die Summe von RAM (innerhalb der Core CCC **und an den AHC-Grenzen** angebotene Kapazität) und F_{uaf} (außerhalb der Core CCR, **außer an den AHC-Grenzen**, angebotene Kapazität) an den Core CNEC gleich oder höher ist als der spezifische in Absatz 9 von F_{max} definierte Prozentsatz.“

4. In Absatz 8 werden die Definitionen von nichtfahrplanbezogenen zugewiesenen Lastflüssen F_{uaf} und von nullgestellten Core-Lastflüssen $F_{0,Core}$ durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„

F_{uaf} Lastfluss eines jeden CNEC aufgrund der angenommen kommerziellen Austausche außerhalb der Core CCR, aber **ohne Lastflüsse aufgrund von kommerziellen Austauschen an AHC-Grenzen**

$F_{0,Core}$ Lastfluss in Situationen ohne kommerzielle Austausche innerhalb der Core CCR **und ohne kommerzielle Austausche an AHC-Grenzen**“

13. Artikel 18 - Die Einbeziehung von langfristigen Vergabekapazitäten (LTA) wird wie folgt abgeändert:

1. Absatz 1 Buchstabe (b) wird entsprechend abgeändert:

„(b) zuvor vergebene Kapazitäten an allen Gebotszonengrenzen der Core CCR **und an den AHC-Grenzen** sind die langfristige Vergabekapazitäten (LTA), die gemäß der FCA-Verordnung berechnet und vergeben wurden“

2. Absatz 3 wird entsprechend abgeändert:

„3. Im ersten Schritt der Einbeziehung der LTA wird der Lastfluss für jedes CNEC (einschließlich externer Beschränkungen) in jeder Kombination von Nettopositionen aufgrund der vollständigen Nutzung zuvor vergebener Kapazitäten an allen Gebotszonengrenzen der Core CCR **und an AHC-Grenzen** auf der Grundlage von Gleichung 6 berechnet:

$$\vec{F}_{LTAi} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}_f (\vec{NP}_{LTAi} - \vec{NP}_{ref})$$

Gleichung 16

Dabei gilt:

\vec{F}_{LTAi}	Lastfluss eines jeden CNEC in der Kombination i der LTA-Kapazitätsnutzungen
\vec{F}_{ref}	Lastfluss eines jeden CNEC im CGM nach der NRAO
\mathbf{PTDF}_f	Matrix der Zone-to-Slack-Energieflussverteilungsfaktoren
\vec{NP}_{LTAi}	Core-Nettopositionen in der Kombination i der LTA-Kapazitätsnutzungen
\vec{NP}_{ref}	Core-Nettopositionen im CGM“

14. Artikel 19 - Die Berechnung der Lastflussparameter vor der Validierung wird wie folgt abgeändert:

Die Definition von nullgestellten Lastflüssen $F_{0,Core}$ wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„	$\vec{F}_{0,Core}$	Lastfluss ohne kommerzielle Austausche in der Core CCR und ohne kommerzielle Austausche an AHC-Grenzen laut Beschreibung in Gleichung 10. Bei externen Beschränkungen gemäß Artikel 18 Absatz 2 ist dieser Lastfluss gleich null.“
---	--------------------	---

15. Artikel 21 - Die Berechnung und Veröffentlichung der endgültigen Lastflussparameter werden wie folgt abgeändert:

Die Definition von NP_{LTN} in Absatz 2 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„	\vec{NP}_{LTN}	Core-Nettopositionen aufgrund von LTN“
---	------------------	--

16. Artikel 22 - Das Ausweichverfahren für die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität wird wie folgt abgeändert:

1. Der Absatz unter Buchstabe (a) wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„(a) wenn die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität keine lastflussbasierten Parameter für eindeutig weniger als drei aufeinanderfolgende Stunden ergibt, berechnet der CCC die fehlenden lastflussbasierten Parameter mit der Spanning-Methode. Die Spanning-Methode basiert auf der Verbindung der vorherigen und der darauffolgenden verfügbaren Lastflussparameter (woraus sich eine Schnittmenge der beiden lastflussbasierten Bereiche ergibt), die auf Core-Nettopositionen von null gesetzt werden (um den Effekt der Referenznettopositionen **der Core-Gebotszonen und VH** zu beseitigen). Alle lastflussbasierten Beschränkungen aus den vorherigen und

folgenden Datensätzen werden zunächst in auf null gesetzte Core-Nettopositionen konvertiert. Dann werden alle vorherigen und folgenden Beschränkungen kombiniert, die überzähligen Beschränkungen werden entfernt und die schon gelösten Beschränkungen werden für die langfristigen Nominierungen gemäß Artikel 21 angepasst. Sofern der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewandt wird, enthält der LTA-Bereich für fehlende Stunden für jede Core-Grenze **und AHC-Grenze** mindestens die Werte der langfristig vergebenen Kapazitäten der Stunden, für welche die vorhergehenden und nachfolgenden Lastflussparameter verfügbar sind.“

2. Der Absatz unter Buchstabe (b) wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„(b) wenn die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität keine lastflussbasierten Parameter für drei oder mehr aufeinanderfolgende Stunden ergibt, gewinnen die Core ÜNB die fehlenden lastflussbasierten Parameter durch die Berechnung der vorgegebenen Lastflussparameter. Diese Berechnung wird auch durchgeführt, wenn die Spanning-Methode bei fehlenden Parametern laut Buchstabe (a) oder in der in 1(e)(9) beschriebenen Situation nicht angewandt werden kann. Die Berechnung der vorgegebenen Lastflussparameter basieren auf den langfristigen Vergabekapazitäten, die die ÜNB gemäß Artikel 4 Absatz 4(a) angegeben wurden. Die Kapazitäten an den bilateralen Core **Gebotszonengrenzen und an AHC-Grenzen** werden auf der Grundlage der LTA-Kapazität für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze definiert:

- i. erhöht um das Minimum der beiden von dem/den ÜNB an jeder Seite der **Core Gebotszonengrenze** gemäß Artikel 4 Absatz 4(a) vorgenommen Anpassungen, **und**
- ii. **geändert durch die von der Core ÜNB an ihrer angrenzenden AHC-Grenze gemäß Artikel 4 Absatz 4(b) vorgenommen Anpassungen.**

Diese Kapazitäten werden dann für die langfristigen Nominierungen gemäß Artikel 21 angepasst, um die endgültigen Parameter zu gewinnen.“

17. Artikel 23 - Die Berechnung von ATC für das SDAC-Ausweichverfahren wird wie folgt abgeändert:

1. In Absatz 3 wird der Buchstabe (c) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„(c) sofern sie definiert sind, wird davon ausgegangen, dass die globalen Vergabebeschränkungen die Core-Nettopositionen gemäß Artikel 7 Absatz 5 beschränken und nach der Methode in Artikel 18 Absatz 2 beschrieben werden. Diese Beschränkungen werden für angebotene zonenübergreifende Kapazitäten an den **verbleibenden** Nicht-Core-Gebotszonengrenzen angepasst.“

2. Absatz 5 Buchstabe (a) wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„a) die Ausgangs-ATC werden für jede Core- **und AHC-orientierte** Gebotszonengrenze gleich den LTA gesetzt, d. h.:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = \overrightarrow{LTA}$$

Dabei gilt:

$\overrightarrow{ATC}_{k=0}$	die Ausgangs-ATC vor der ersten Iteration
\overrightarrow{LTA}	die LTA an Core- und AHC-orientierten Gebotszonengrenzen“

3. In Absatz 5 Buchstabe (b) werden die Ziffern (ii), (iii) und (iv) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„ii. für jedes CNEC der Anteil $RAM_{ATC}(k)$ mit gleichen Anteilen bei den Core- **und** AHC-orientierten Gebotszonengrenzen mit ausschließlich positiven Zone-to-Zone-Energieflussverteilungsfaktoren an diesem CNEC;

iii. anhand dieser Anteile von $RAM_{ATC}(k)$ werden die maximalen zusätzlichen bilateralorientierten Austausche berechnet, indem der Anteil jeder Core- **und** AHC-orientierten Gebotszonengrenze durch den jeweiligen Zone-to-Zone-PTDF dividiert wird;

iv. für jede Core- **und** AHC-orientierte Gebotszonengrenze wird \overrightarrow{ATC}_k berechnet, indem zu $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$ die Mindestzahl aller maximalen zusätzlichen bilateralorientierten Austausche für diese Grenze hinzuaddiert wird; diese wurden bei allen im vorherigen Schritt berechneten CNEC und externen Beschränkungen gewonnen;“

4. In Absatz 5 wird der Buchstabe (c) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„c) die positive Zone-to-ZonePTDF-Matrix (**pPTDF_{zone-to-zone}**) für jede Core- **und** AHC-orientierte Gebotszonengrenze anhand von **PTDF_f** wie folgt berechnet (für HVDC-Interkonnectoren, die gemäß Artikel 12 integriert sind, wird Gleichung 7 angewandt):

$$pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{zone-to-slack,A} - PTDF_{zone-to-slack,B})$$

Gleichung 24

Dabei gilt:

$pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B}$	positive Zone-to-Zone-PTDF für Core- und AHC-orientierte Gebotszonengrenze A nach B
$PTDF_{zone-to-slack,m}$	Zone-to-Slack-PTDF für Core- und AHC-orientierte Gebotszonengrenze m“

5. Absatz 5a wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„5a. Sofern der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewandt wird, werden die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren gleich den LTA für jede

Core- **und** AHC-orientierte Gebotszonengrenze gesetzt, abzüglich LTN, d. h.:

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

Dabei gilt:

\overrightarrow{ATC}	die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren
\overrightarrow{LTA}	die LTA an Core- und AHC-orientierten Gebotszonengrenzen
\overrightarrow{LTN}	die Nominierung für die langfristige Vergabekapazität an Core- und AHC-orientierten Gebotszonengrenzen“

18. Artikel 25 - Die Veröffentlichung von Daten wird wie folgt abgeändert:

In Absatz 2 Buchstabe (d) werden die Ziffern (i) und (ii) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„i. die maximal und minimal mögliche Nettoposition für jede Gebotszone und **jeden EVH**;

ii. maximal mögliche bilaterale Austausche zwischen allen Paaren von **zwei** Core-Gebotszonen, Paaren von **zwei EVH und Paaren von einer Core-Gebotszone und einem EVH**;“

19. Artikel 27 - Überwachung, Berichterstattung und Informationen an die Core Regulierungsbehörden wird wie folgt abgeändert:

In Absatz 4 wird der Buchstabe (b) durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„(b) gemäß Artikel 13 Absatz 5 überwachen die Core ÜNB die Genauigkeit der Nicht-Core-Austausche im CGM, **die nicht durch AHC abgewickelt werden. Die Core ÜNB berichten in einem Jahresbericht an alle Core-Regulierungsbehörden über die Genauigkeit dieser Prognosen.**“

Artikel 2

Zeitraumen für Umsetzung der erweiterten Hybridkopplung

Artikel 28 - Der Zeitrahmen für Umsetzung der erweiterten Hybridkopplung wird wie

folgt abgeändert:

1. Absatz 1 wird durch folgenden Wortlaut ersetzt:

„1. Die ÜNB der Core CCR veröffentlichen unverzüglich diese Methode, nachdem die **Core NRB oder die** Agentur gemäß Artikel 9 der CACM-Verordnung so entschieden haben.

2. Zwei neue Absätze, Absatz 6 und Absatz 7, mit folgendem Wortlaut werden eingefügt:

„6. Bis zum 31. März 2025 haben die Core ÜNB die AHC entwickelt. Mit derselben Frist aktualisieren sie die Erläuterungen (Explanatory Note) und veröffentlichen eine Analyse, damit Marktteilnehmer verstehen, wie sich die AHC auswirkt.

7. Bis zum 30. Juni 2025 setzen die Core ÜNB die AHC für Grenzen zu Gebotszonen außerhalb der Core CCR um, soweit diese Gebotszonen Teil des SDAC-Systems sind, mit Ausnahme von gemeinsamen Grenzen mit CCR Norditalien und CCR SWE. Die Umsetzung hängt von der Einsatzbereitschaft der SDAC ab. Vor der Umsetzung der AHC ziehen die ÜNB Core NEMO hinzu, um die Umsetzung der AHC im Rahmen der SCAC zu testen, und es soll Marktteilnehmern ermöglicht werden, sich über einen externen parallelen Durchlauf von mindestens einem (1) Monat Dauer auf die Auswirkungen der Anwendung der AHC einzustellen. Die Core ÜNB veröffentlichen die Ergebnisse dieses parallelen Durchlaufs, einschließlich der resultierenden, gemäß Absatz 4 festgelegten Überwachungs- und Leistungskriterien.“