



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-23-007

☎ 0228

Bonn
26.11.2024

oder 14-0

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, Heilbronner Str. 51-55, 70191 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 26. November 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.
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-Zeitbereich erarbeiten und den jeweiligen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorlegen,

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.

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 und im Februar 2024 durch koordinierte Entscheidungen der Regulierungsbehörden der CCR Core geändert, so mit Rechtswirkung gegenüber den Antragstellerinnen per Bescheid der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002) und vom 6. Februar 2024 (622-23-004).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. September 2023 bis 25. Oktober 2023 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 18. Dezember 2023 hat die Antragstellerin zu 2 im eigenen Namen und im Namen der anderen drei Antragstellerinnen den zwischen den ÜNB der CCR Core abgestimmten und auf den 8. Dezember 2023 datierenden Antrag zu Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode im Day Ahead-Zeitbereich in englischer Sprache der Bundesnetzagentur übermittelt. Diesen Antrag haben die ÜNB der CCR Core jeweils parallel

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 Beide Genehmigungen sind abrufbar unter

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

gegenüber ihren nationalen Regulierungsbehörden der CCR Core gestellt. Die Stellungnahmen aus der europäischen Konsultation und ihre Bewertung durch die Antragstellerinnen (sog. „Public Consultation Report“ vom 8. Dezember 2023) übermittelten die Antragstellerinnen dabei der Bundesnetzagentur zusammen mit einer schriftlichen Begründung des Antrags (sog. „Explanatory Document“ vom 8. Dezember 2023).

Mit E-Mail vom 18. Januar 2024 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 6. Februar 2024 bei der letzten nationalen Regulierungsbehörde der CCR Core, der slowakischen Regulierungsbehörde URSO, seitens des ihrer Regulierungszuständigkeit unterliegenden ÜNB eingereicht.

Mit den beantragten Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode werden (1.) die technischen Details der koordinierten Validierung determiniert, mittels derer die Vergabe von Übertragungskapazitäten gekürzt werden können, sofern und soweit dies zur Wahrung der Systemsicherheit erforderlich ist. Die beantragte Änderung enthält (2.) für die Einführung dieser koordinierten Validierung einen Zeitplan. Der Zeitplan ist auf die Herstellung der technischen Bereitschaft der Instrumente, die im Day-Ahead Flow-based Kapazitätsberechnungsprozess für die Einführung der koordinierten Validierungsmethodik benötigt werden, ausgerichtet. Insoweit beantragen die Antragstellerinnen die Fristen für diverse Analyse-Pflichten der ÜNB der CCR Core zu verlängern. So beantragen sie die Frist zur Erbringung der Studie zur Zuverlässigkeitsmarge (FRM⁶) auf den handelssensitiven Netzelementen (CNEC⁷) zu verlängern und für die Übergangszeit bis zur Erbringung dieser Studie einen temporären Wert in Höhe von 10 % der Höhe des maximal zulässigen Leistungsflusses (Fmax) festzulegen. Zudem beantragen sie die Fristen zur Einreichung der Studie zur CNEC-Auswahl/zur Berücksichtigung interner CNEC sowie zur Studie zur Harmonisierung des Erzeugungsverlagerungsschlüssels (GSK⁸) zu verlängern. Darüber hinaus soll die Gestattung der polnischen Kapazitätsvergabebeschränkung (sog. „Allocation Constraint“) zu Gunsten des polnischen ÜNB PSE⁹ um weitere zwei Jahre verlängert werden. Des Weiteren enthält der beantragte Entwurf zur Änderung der Kapazitätsberechnungsmethode (3.) eine technische Optimierung im Zusammenhang mit HGÜ-Verbindungsleitungen, indem die Möglichkeit der Filterung sehr kleiner Hubs eingeführt wird, um unerwünschte operative Effekte zu vermeiden. Schließlich werden (4.) eine Reihe redaktioneller Anpassungen vorgenommen.

⁶ FRM: Flow Reliability Margin.

⁷ CNECs: Critical Network Elements and Contingencies (Kritische Netzelemente unter Berücksichtigung von Ausfallvarianten).

⁸ GSK: Generation Shift Key.

⁹ PSE: Polskie Sieci Elektroenergetyczne.

Der Antrag wurde am 22. Januar 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 5. Februar 2024 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Vom 21. Juni bis zum 1. Juli 2024 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 1. Juli 2024¹⁰ 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 8. Dezember 2023 sowie auf das Positionspapier der Regulierungsbehörden der CCR Core vom 1. Juli 2024, 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 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 bei der Bundesnetzagentur am 18. Dezember 2023 eingereichten Unterlagen stellten die Antragstellerinnen einen entsprechenden Antrag.

2. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung des Änderungsantrags ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 61 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ElitVO). i.V.m. Art. 9 Abs. 13 Satz 2 i.V.m. Art. 9 Abs. 7

¹⁰ Das Positionspapier trägt den Titel "Agreement of the Core CCR Regulatory Authorities on the Third Amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region - 1 July 2024".

Buchst. a i.V.m. Art. 20 Abs. 2 CACM-VO. Eine obligatorische Beschlusskammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 Satz 2 Nr. 14 EnWG. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ist auch nicht gemäß Art. 9 Abs. 11 CACM-VO an ACER übergegangen. Der Eingang des letzten Antrages auf Seiten der Core ÜNB bei der slowakischen Regulierungsbehörde URSO am 6. Februar 2024 setzte den Lauf der sechsmonatigen Genehmigungsfrist aus Art. 9 Abs. 10 und Abs. 13 CACM-VO in Gang, da es sich bei URSO um die letzte betroffene Regulierungsbehörde handelte, bei der der Antrag einging. Die Regulierungsbehörden der CCR Core haben sich am 1. Juli 2024, mithin vor dem Ablauf der am 6. August 2024 endenden Frist, gemäß Art. 9 Abs. 10 und Abs. 13 CACM-VO auf die Genehmigung der Änderung der Methode geeinigt.

3. Die seitens der ÜNB der CCR Core zur Antragstellung vorgesehenen Änderungen an der Kapazitätsberechnungsmethode sind gemäß Art. 20 Abs. 2 S. 2 und Art. 9 Abs. 13 Satz 3 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 8. Dezember 2023 gemäß Art. 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert und ausgewertet, sowie klar und fundiert die Gründe kenntlich gemacht, inwieweit die Eingaben Berücksichtigung im Methodenänderungsvorschlag finden konnten. Aus den Ausführungen im Public Consultation Report vom 8. Dezember 2023 wird deutlich, dass die Antragstellerinnen den Stellungnahmen der Interessenträger vor der Antragstellung gebührend Rechnung getragen haben. Aus dem Explanatory Document und aus der beantragten Methodenänderung ist ersichtlich, welche aus der Konsultation hervorgegangenen Stellungnahmen berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden.

4. 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“), ist zustande gekommen. Mit Abschluss der elektronischen Abstimmung am 1. Juli 2024 bekundeten die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Core, die 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.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die zur Genehmigung beantragten Änderungen der Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich erfüllen 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.

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 1. Juli 2024 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 Änderungen mittels der Bescheide der Bundesnetzagentur vom 8. Juni 2021 (Az.: 622-21-002) und vom 6. Februar 2024 (Az.: 622-23-004) sowie der seitens der ACER an der Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich vorgenommenen Änderungen¹¹ 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.

1. Mit den in Art. 1 der beantragten Methodenänderung vorgenommenen Änderungen an den Art. 2, 4, 6, 10, 14, 17, 18, 20, 22, 25 und 27 Core DA CCM werden die Prozessschritte für die **koordinierte Validierung** determiniert. Die Methode ermöglicht es, Netzelemente, die keine CNEC im Sinne des Art. 15 Absatz 1 sind, in die koordinierte Validierung einzubeziehen. Dies soll eine konsistente Nutzung des gesamten verfügbaren Potenzials an Entlastungsmaßnahmen ermöglichen, um die Betriebssicherheit auf koordinierte Weise zu gewährleisten. Zugleich wird sichergestellt, dass die Auswirkungen solcher Netzelemente auf grenzüberschreitende Kapazitäten gemäß Art. 20 Absatz 15 Core DA CCM überwacht werden.

Jede koordinierte Validierungsanpassung (CVA¹²) wird gedeckelt, um eine Mindestkapazitätsuntergrenze in Form des Prozentsatzes des RAM vor der Validierung (RAM_{bv}) gemäß Art. 19 lit. d Core DA CCM im Verhältnis zur maximal zulässigen Wirkleistung pro CNEC (F_{max}) gemäß Art. 6 Absatz 2 Buchstabe d Core DA CCM zu gewährleisten. Die CVA werden begrenzt, um diese Untergrenze einzuhalten, so dass jegliche noch verbleibenden drohenden operativen Sicherheitsverstöße der Bewältigung durch die individuelle Validierung überlassen werden.

2. Mit der Änderung des Art. 28 Absatz 3 Core DA CCM wird die dort genannte ursprüngliche **Frist zur Umsetzung** der Kapazitätsberechnungsmethode, d.h. der Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (sog. „Flow Based Day-Ahead Market Coupling“), dem 28. Februar 2022, nachträglich durch das Datum der tatsächlichen Implementierung, dem 8. Juni 2022, ersetzt. Dies dient dazu, die mit der vorliegenden Änderung der Methode einhergehenden Fristverlängerungen mit diesem Datum rechtlich eindeutig beginnen lassen zu können. Diese Fristverlängerungen sind Folgende:

Die Durchführung der vollständigen koordinierten Validierung hat gemäß Art. 20 Abs. 4 Core DA CCM 42 Monate nach der Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung, d. h. am 31. Dezember 2025, zu erfolgen. Allerdings wird dabei die koordinierte Validierung schrittweise

¹¹ ACER, Entscheidung Nr. 06/2022 vom 19. April 2022 und ACER, Entscheidung Nr. 03/2024 vom 14. März 2024, abrufbar unter <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>. 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>.

¹² CVA: Coordinated Validation Adjustment.

eingeführt: In den ersten 42 Monaten kann sich die koordinierte Validierung auf den Austausch von Informationen über die verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) Entlastungsmaßnahmen im Core CCR und die Beratung der einzelnen ÜNB durch einen koordinierten Kapazitätsberechner im Sinne des Art. 2 Satz 2 Nr. 11 CACM-VO auf der Grundlage ihrer Betriebserfahrung beschränken. Nach Ablauf der 42 Monate wird das vereinfachte Verfahren durch eine vollständige Analyse ersetzt. Die Antragstellerinnen haben zur Rechtfertigung dieses relativ langen und ausdifferenzierten Implementierungszeitraums plausibel dargelegt, dass die komplexen technischen und administrativen Anpassungen entsprechend Zeit benötigen.

Aus denselben Gründen wird mit der Änderung des Art. 9 Abs. 6 Core DA CCM die Frist für die Harmonisierung der Methodik für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel (sog. „Generation Shift Key“ (GSK)) ebenfalls auf den 31. Dezember 2025 verschoben.

Mit der Änderung des Art. 5 Abs. 5 und des Art. 8 Abs. 7 Core DA CCM werden die Frist zur Vorlage des Antrags zur Genehmigung eines Vorschlags für eine Liste interner Netzelemente, die als CNEC zu determinieren sind, sowie die Bestimmung der Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge (sog. „Flow Reliability Margin“, kurz: FRM) auf 60 Monate nach der Inbetriebnahme der Core DA CCM, d.h. auf den Juni 2027, verschoben. Hinsichtlich des FRM wird der bis dahin provisorisch anzuwendende Wert auf 10 % von F_{max} festgelegt.

Bislang war es nach Art. 7 Abs. 3 Core DA CCM drei ÜNB der CCR Core, nämlich ELIA, TenneT B.V. und PSE, gestattet, für eine Übergangszeit von 2 Jahren nach der Implementierung der Core DA CCM externe Vergabebeschränkungen vorzunehmen. Gegenwärtig wird diese Möglichkeit nur noch von PSE genutzt. Mit der Änderung des Art. 7 und des Anhangs 1 wird die Erlaubnis für PSE, Kapazitätsvergabebeschränkungen (sog. "Allocation Constraints") vorzunehmen, auf vier Jahre nach der (realen) Implementierung d.h. bis zum Juni 2026, verlängert. Zudem werden die Antragsvoraussetzungen determiniert, unter denen ein Übertragungsnetzbetreiber der CCR Core die Möglichkeit von Kapazitätsvergabebeschränkungen beantragen kann. Schließlich wird eine detaillierte Methode zur Berechnung der Vergabebeschränkungswerte kodifiziert. PSE hat den Core Regulierungsbehörden transparent und plausibel dargelegt, inwieweit Kapazitätsvergabebeschränkungen bis zur Umsetzung der Reform des polnischen Regelenenergiemarktes notwendig sind. Mit der Reform werden in Polen Regelenenergieserven geschaffen, die Allocation Constraints dort überflüssig machen werden.

3. In der Nähe von **HGÜ-Verbindungsleitungen**, wie die Belgien und Deutschland verbindende ALEGrO¹³-Verbindungsleitung, können zirkuläre Flüsse („Kreisläufe“) auftreten. Diese führen zu einer hohen Belastung der in der Nähe befindlichen Netzelemente des Wechselstromnetzes. Um bei solch bestehenden und künftigen HGÜ-Verbindungsleitungen derartige Belastungen des umliegenden Netzes zu verhindern, wird mit der Änderung des Art. 12 Abs. 4 Core DA CCM ein

¹³ ALEGrO: Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay.

Zone-zu-Zone-PTDF-Schwellenwert für virtuelle Knotenpunkte im Zusammenhang mit der Evolved Flow-Based-Methode eingeführt.

4. Mit den Änderungen in den Art. 11, 12, 13 und 17 zur fortgeschrittenen Hybridkupplung (sog. „Advanced Hybrid Coupling“) werden einige **redaktionell bedingte Unstimmigkeiten der Methode behoben.**

5. Mit der Einführung der koordinierten Validierung geht eine Verbesserung im Hinblick auf die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel einher. Im Vergleich zur derzeitigen individuellen, d.h. nicht koordinierten, Validierung durch die einzelnen ÜNB der Core CCR können künftige Validierungen effizienter erfolgen und so letztlich dem grenzüberschreitenden Handel mehr Übertragungskapazitäten zur Verfügung gestellt werden. Der nach Beendigung der ausdifferenzierten Übergangszeit vollständig durch die ÜNB der CCR Core koordinierte Prozess dient damit der Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs um die knappen Übertragungskapazitäten, wobei er sowohl die sozioökonomische Wohlfahrt als auch die Systemsicherheit verbessert. Damit dient die in Anlage I aufgenommene dritte 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, d und j 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, 26. November 2024

Im Auftrag

Anlage

Joachim Gewehr
(Referatsleiter)

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

gemäß den Artikeln 20ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission
vom 24. Juli 2015 über Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das
Engpassmanagement

8. Dezember 2023

Präambel

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

- (1) Aufgrund der Komplexität der Materie wurde die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode der Core CCR (DA CCM) zunächst so formuliert, dass bestimmte Aspekte für eine spätere Verfeinerung belassen wurden, während gleichzeitig ein frühes Go-Live der Core FB DA MC mit entsprechenden Zwischenlösungen ermöglicht wurde. Diese Änderung betrifft alle Aspekte, für die eine solche Verfeinerung achtzehn Monate nach dem Go-Live fällig ist.
- (2) Achtzehn Monate nach dem Go-Live der Core FB DA MC müssen die ÜNB der Core CCR einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode vorlegen, in dem die Methode für die koordinierte Validierung, eine Liste der internen Netzelemente (in Kombination mit den relevanten Ausfällen), die als CNEC definiert werden sollen, eine weitere Harmonisierung der Methode für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel (GSK), ein Ansatz und eine Begründung für die Auswahl des FRM und ein Ansatz für die Verwendung von Vergabebeschränkungen aufgeführt sind.
- (3) Mit der vorliegenden Änderung wollen die ÜNB der Core CCR die koordinierte Validierungsmethode im Einzelnen erläutern und einen zeitlichen Rahmen für die technische Einsatzbereitschaft der in der Core FB DA CC verwendeten Tools zur Einführung der koordinierten Validierungsmethode festlegen. Die vorgeschlagene Methode ermöglicht die Einbeziehung von Netzelementen, die keine CNEC gemäß Artikel 15 Absatz 1 sind, in die koordinierte Validierungsmethode. Dies soll eine konsistente Nutzung aller verfügbaren RA-Potenziale ermöglichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Gleichzeitig wird anerkannt, dass die Auswirkungen solcher Netzelemente auf die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten gemäß Artikel 20 Absatz 15 überwacht werden müssen. Jede CVA wird so begrenzt, dass eine Mindestkapazitätsuntergrenze in Form des Prozentsatzes der RAM_{div} gemäß Artikel 20 Absatz 4g im Verhältnis zur maximal zulässigen Wirkleistung pro CNEC ($F_{max.}$) gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe d gewährleistet ist. Die CVA ist so zu begrenzen, dass diese Untergrenze eingehalten wird, so dass alle verbleibenden Verletzungen der Betriebssicherheit der individuellen Validierung überlassen werden. Die Durchführung der koordinierten Validierung wird frühestens zweiundvierzig Monate nach dem Go-Live der Core FB DA MC erwartet.
- (4) Die Bereitstellung einer Liste interner Netzelemente wird auf sechzig Monate nach dem Go-Live der Core FB DA MC verschoben. In Bezug auf die Liste der internen Netzelemente legte die deutsche NRB BNetzA erneut Beschwerde gegen eine Entscheidung des BoA zu Artikel 5 ein. Daher muss ein neues Gerichtsurteil abgewartet werden, bevor die Liste der internen Netzelemente zur Verfügung gestellt werden kann.
- (5) Die Harmonisierung der Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode (GSK-Methode) wird auf zweiundvierzig Monate nach dem Go-Live der Core FB DA MC verschoben.
- (6) Der Ansatz und die Begründung für die Auswahl des FRM wird auf sechzig Monate nach dem Go-Live der Core FB DA MC verschoben. Die bis dahin anzuwendenden FRM-Werte werden jedoch auf 10 % von F_{max} festgelegt.

- (7) Mit dieser Änderung will PSE den Zeitraum für die Nutzung von AC um weitere zwei Jahre verlängern. Die Betriebserfahrungen der letzten zwei Jahre haben gezeigt, dass Vergabebeschränkungen eine wirksame Maßnahme sind, um das Übertragungssystem innerhalb der Grenzen der Betriebssicherheit zu halten, und nicht effizient in maximale Stromflüsse auf kritischen Netzelementen umgewandelt werden können, wie in den Bestimmungen des CACM Artikel 23 Absatz 3 vorgeschrieben. In Ermangelung einer expliziten Beschaffung von Reservekapazitäten konnten durch die Vergabebeschränkungen Fälle von unsicherem Betrieb in Polen vermieden werden, die nicht mit operativen Mitteln hätten gelöst werden können. Darüber hinaus wurden keine Alternativen als plausibel identifiziert, die bis zu zwei Jahre nach der Einführung von einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in Core umgesetzt werden könnten und die sowohl niedrigere Gesamtkosten als auch ein ähnliches Maß an Betriebssicherheit aufweisen würden und die keine größere Überarbeitung des Marktdesigns erfordern würden. In Anbetracht des derzeitigen Rechtsrahmens in Polen, insbesondere der Verantwortung des Netzbetreibers PSE für den Dispatch der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung ihrer technischen Merkmale, sind Vergabebeschränkungen das einzige Mittel, um die Verfügbarkeit ausreichender Reserven an Regelleistung in Polen zu gewährleisten. Derzeit wird der Regelreservemarkt in Polen erheblich umgestaltet, um die Preissignale für Ausgleichsenergie zu verstärken und stärkere Anreize für ausgeglichene Positionen der für den Systemausgleich verantwortlichen Parteien zu schaffen. In Kombination mit dem geplanten marktorientierten Verfahren zur Beschaffung von Regelleistungsreserven dürfte dies die Fähigkeit von PSE verbessern, den sicheren Betrieb des polnischen Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten und möglicherweise sogar die Notwendigkeit von Vergabebeschränkungen im Rahmen des grenzüberschreitenden Marktkopplungsverfahrens verringern. Es wird erwartet, dass die Neugestaltung des Regelreservemarktes Mitte 2024 umgesetzt wird. Dies ist eine sehr bedeutende Veränderung für den gesamten polnischen Markt und eine solche Reform muss gut vorbereitet und anhand der Sicherheitsanforderungen getestet werden. Aus den oben genannten Gründen ist eine Verlängerung der Nutzung von Kapazitätsvergabebeschränkungen um zwei Jahre erforderlich, um nach dem erfolgreichen Abschluss der laufenden Marktumgestaltung reale Betriebserfahrungen sammeln zu können.
- (8) Die nachfolgenden Änderungen erfüllen die in Artikel 3 CACM festgelegten Ziele. Insbesondere wird die koordinierte Validierung zu Verbesserungen in Bezug auf Artikel 3 Buchstaben b, c, d und g CACM führen. Die koordinierte Validierung trägt dazu bei, das Mindestmaß an verfügbaren Kapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Handel gemäß Artikel 16 Absatz 8 Verordnung (EU) 2019/943 zu erreichen. Das Ziel der koordinierten Validierung ist es, die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten zu maximieren und dabei die Grenzen der Betriebssicherheit zu respektieren und so zu einer höheren sozialen Wohlfahrt in der Single-Day-Ahead-Marktkopplung und einem sicheren Systembetrieb beizutragen.

- (9) Die in Artikel 12 beschriebene Evolved-Flow-Based-Methode wurde mit der Inbetriebnahme der HGÜ-Verbindung ALEGrO zwischen Belgien und Deutschland eingeführt. Die Betriebserfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass diese Methode den unerwünschten Effekt hat, dass durch den ALEGrO-Fahrplan nach DA MC sehr häufig Ringflüsse im nahen Wechselstromnetz entstehen. Das unerwünschte Verhalten wird auf sehr weit entfernte Netzelemente zurückgeführt, die im Rahmen der sozialen Wohlfahrtsmaximierung in der Marktkopplung wenig empfindlich auf einen ALEGrO-Austausch reagieren. Eine geringfügige Entlastung eines sehr weit entfernten begrenzenden CNEC wird durch die Planung von ALEGrO gegen die Marktrichtung auf Kosten von Ringflüssen und der vollen Auslastung von nahegelegenen CNEC erreicht, was zu n-1 Verletzungen und der Anwendung kostenintensiver Entlastungsmaßnahmen im Echtzeitsystembetrieb führt. Die Ringflüsse wurden hauptsächlich zwischen den Hubs BE, DE, NL und FR beobachtet. Sie wirken der Betriebsicherheit entgegen und verringern die Intraday-Kapazitäten, während sie nur zu einem vernachlässigbaren Anstieg der sozialen Wohlfahrt durch die Day-Ahead-Marktkopplung führen. Um ein solches Verhalten bestehender und zukünftiger HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Core Gebotszonen zu verhindern, beabsichtigen ÜNB der Core CCR, einen Zone-zu-Zone-PTDF-Schwellenwert für interne virtuelle Hubs im Rahmen des „Evolved-Flow-Based-Verfahrens“ einzuführen. Durch die Einführung eines Schwellenwerts kann diese unerwünschte Auswirkung verhindert werden. Das Auftreten von kreisförmigen Flüssen und die daraus resultierende hohe Auslastung von nahegelegenen AC-Netzelementen kann durch den PTDF-Schwellenwert erheblich reduziert werden. Das bedeutet, dass weniger Engpässe im Wechselstromnetz, weniger Redispatch, weniger Sollwertvolatilität und weniger Echtzeitkoordination und -eingriffe erforderlich wären, was der Betriebsicherheit zugutekommt. Gleichzeitig werden höhere Kapazitäten für die ID-Kapazitätsberechnung zur Verfügung gestellt, da die AC-Netzelemente um die HGÜ-Verbindung und die HGÜ-Verbindung selbst nicht vollständig von DA MC für einen sehr begrenzten Wohlfahrtsgewinn in DA genutzt werden. Auf diese Weise wird die gesamte Übertragungskapazität über alle Zeiträume hinweg maximiert, was mit einem Anstieg der allgemeinen sozialen Wohlfahrt einhergehen sollte.
- (10) Für die Zwecke der vorliegenden dritten Änderung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode der ÜNB der Core CCR haben die im vorliegenden Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der in der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, der 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), der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung), der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-Verordnung), der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung) und der 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 enthaltenen Definitionen sowie der Definitionen gemäß Artikel 2 Anhang I des

Beschlusses Nr. 02/2019 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 21. Februar 2019 über den Vorschlag der ÜNB der Core CCR für die regionale Ausgestaltung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethoden für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich.

Artikel 1 **Implementierung von koordinierter Validierung**

1. Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Auslegung soll durch Ergänzung einer neuen Ziffer 77 wie folgt geändert werden:

„77. ‚Umstand‘ bedeutet eine Kombination von Nettopositionen, die nach der für die jeweilige Validierungsphase verwendeten CZC machbar ist. Ein Umstand umfasst mindestens die Core Gebotszonen und, wenn AHC angewendet wird, die jeweiligen externen virtuellen Hubs. Es kann zusätzlich Gebotszonen von technischen Gegenparteien enthalten.“

2. Artikel 4. Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess ist durch eine Aktualisierung von Absatz 8 Schritt 8 abzuändern:

„Die ÜNB der Core CCR und der CCC validieren gemäß Artikel 20 die RAM_{bv} in der koordinierten Validierung, berechnen die RAM vor der individuellen Validierung (RAM_{biv}), validieren die RAM_{biv} in der individuellen Validierung und verringern die RAM , wenn die Betriebssicherheit gefährdet ist, was zu der RAM vor langfristigen Nominierungen (RAM_{bn}) führt;“

3. Artikel 6. Methoden für Betriebssicherheitsgrenzen werden entsprechend geändert:

Fußnote 1 soll ersetzt werden und wie folgt lauten:

„¹ Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung sind für jeden CNEC gemäß Artikel 8 durch die Flow Reliability Margin (FRM) und gemäß Artikel 20 durch den Anpassungswert in Bezug auf die Validierung abgedeckt.“

Absatz 2 Buchstabe f soll ersetzt werden und wie folgt lauten:

„f. setzt der CCC den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ standardmäßig auf 1, wobei davon ausgegangen wird, dass die CNE nur durch Wirkleistung belastet werden und der Anteil der Blindleistung vernachlässigbar ist (d. h. $\varphi = 0$). Wenn der Anteil der Blindleistung nicht vernachlässigbar ist, kann ein ÜNB diesen Aspekt während der individuellen Validierungsphase gemäß Artikel 20 berücksichtigen.“

4. Artikel 10. Methode für Entlastungsmaßnahmen in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung wird durch eine entsprechende Aktualisierung von Absatz 4 geändert:

„4. Für die Zwecke der NRAO stellen alle ÜNB der Core CCR dem CCC alle voraussichtlich verfügbaren nicht kostenintensiven RA zur Verfügung und für die Zwecke der koordinierten Kapazitätsvalidierung stellen alle ÜNB der Core CCR dem CCC alle voraussichtlich verfügbaren kostenintensiven und nicht kostenintensiven Entlastungsmaßnahmen zur Verfügung.“

5. Artikel 14. Die initiale lastflussbasierte Berechnung wird durch eine entsprechende Aktualisierung von Absatz 3a geändert:

„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 2 – der Netzelemente mit Ausfall durch die technische Gegenpartei in die endgültige Liste von CNEC während der koordinierten und individuellen Validierung zu ermöglichen. Bis dahin sind die Netzelemente technischer Gegenparteien mit Ausfällen weder als Beschränkung der Flow-Based Domain noch für die NRAO zu berücksichtigen.“

6. Artikel 17. Anpassung für eine minimale RAM ist durch eine Aktualisierung von Absatz 1 abzuändern:

„1. Um die Anforderung von Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer ii der CACM-Verordnung zu erfüllen, stellen die ÜNB der Core CCR sicher, dass die RAM für jedes CNEC, das die gebotszonenübergreifende Kapazität bestimmt, niemals unter einem Mindestwert liegt, außer in Fällen von Validierungskürzungen gemäß Artikel 20.“

7. Artikel 18. Langfristige Vergabekapazitäten (LTA) sind durch eine Aktualisierung von Absatz 5a wie folgt abzuändern:

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

8. Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter wie folgt abgeändert:

Absatz 3 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„3. Im Zuge der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität haben die ÜNB der Core CCR Informationen über alle erwarteten verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) Entlastungsmaßnahmen in der Core CCR gemäß der Definition in Artikel 22 der SO-Verordnung auszutauschen. Falls die gebotszonenübergreifende Kapazität zu einer Betriebssicherheitsverletzung führen könnte, prüfen alle ÜNB der Core CCR in

Abstimmung mit dem CCC, ob ein solcher Verstoß durch die Anwendung von RA vermieden werden kann. In diesem Prozess koordiniert der CCC mit benachbarten CCCs und optional mit technischen Gegenparteien die Verwendung von RA, die Auswirkungen auf benachbarte CCRs und optional auf technische Gegenparteien haben. Für diejenigen CNEC, bei denen alle verfügbaren RA nicht ausreichen, um eine Verletzung der Betriebssicherheit zu vermeiden, können die ÜNB der Core CCR in Abstimmung mit dem CCC die $RAM_{bv,LTAMarge}$ bzw. die $RAM_{bv,keineLTAMarge}$ bis zum Höchstwert, der eine Verletzung der Betriebssicherheit vermeidet, verringern. Diese Verringerung wird als ‚koordinierte Validierungsanpassung‘ (CVA) bezeichnet und die angepasste RAM wird als ‚RAM vor der individuellen Validierung‘ bezeichnet (RAM_{biv}).“

Absatz 4 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„4. Die koordinierte Validierung gemäß Absatz 3 wird schrittweise eingeführt. In den ersten zweiundvierzig Monaten nach der Einführung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 kann sich die koordinierte Validierung auf den Austausch von Informationen über die verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) RA im Core CCR und die Beratung der einzelnen ÜNB durch einen CCC auf der Grundlage ihrer Betriebserfahrung beschränken. Nach Ablauf der zweiundvierzig Monate wird das vereinfachte Verfahren durch eine vollständige Analyse gemäß den Absätzen 4a bis 4h ersetzt.

4a. Der koordinierte Validierungsprozess im Core CCR gemäß Absatz 4 Satz 3 wird vom CCC und den ÜNB der Core CCR und optional von den technischen Gegenparteien gemäß Artikel 13 Absatz 2 nach dem folgenden Verfahren durchgeführt:

Schritt 1: Der CCC verwendet die Eingaben gemäß Absatz 4b;

Schritt 2: Der CCC wählt gemäß Absatz 4c die Umstände aus, bei denen es sich um mögliche Marktergebnisse handelt, die bewertet werden sollen, um festzustellen, ob das Elektrizitätsversorgungssystem sie unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Betriebssicherheit erfüllen kann;

Schritt 3: Der CCC analysiert die ausgewählten Umstände unter Berücksichtigung der Kriterien gemäß Absatz 4d und unter Anwendung der Methode zur Optimierung der Entlastungsmaßnahme gemäß Absatz 4e;

Schritt 4: Der CCC legt in Abstimmung mit den ÜNB der Core CCR und optionalen technischen Gegenparteien gemäß Artikel 13 Absatz 2 die CVA gemäß Absatz 4f fest;

Schritt 5: Der CCC berechnet die RAM_{biv} gemäß Absatz 4g;

Schritt 6: Der CCC verbreitet die Ergebnisse der Schritte 2, 3, 4 und 5 gemäß Absatz 4h, damit die ÜNB der Core CCR und die technischen Gegenparteien gemäß Artikel 13 Absatz 2 sie bei den einzelnen Schritten des Validierungsprozesses berücksichtigen können;

4b. Der CCC stützt sich bei der vollständigen koordinierten Validierung auf die folgenden Angaben:

„a. den CZC-Bereich auf der Grundlage der Lastflussparameter vor der Validierung gemäß Artikel 19 und, falls der erweiterte LTA-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 1a Buchstabe b angewandt wird, den LTA-Bereich;

b. CGM

c. alle erwarteten verfügbaren (nicht kostenintensiven und kostenintensiven) RA in der Core CCR und optional in Regelzonen von technischen Gegenparteien gemäß Artikel 13 Absatz 2, definiert in Übereinstimmung mit Artikel 22 der SO-Verordnung. Diese können vorbehaltlich der Abstimmung mit den jeweiligen Anschluss-ÜNB auch RA aus Gebotszonen außerhalb der Core CCR umfassen. Die Wahrscheinlichkeit, dass RA unter den Modellierungsannahmen verfügbar sind, kann bei der Bereitstellung von RA in Betracht gezogen werden;

d. eine Liste von Netzelementen und Ausfallvarianten, die bei der Bewertung der Betriebssicherheit zu berücksichtigen sind. Jeder ÜNB der Core CCR und optional jede technische Gegenpartei gemäß Artikel 13 Absatz 2 stellt dem CCC eine solche Liste zur Verfügung. Jedes Netzelement aus dem CGM mit einer Spannungsebene größer oder gleich 220 kV kann berücksichtigt werden. Die Standardeigenschaften dieser Netzelemente sind, dass sie nach einer koordinierten Validierung im Hinblick auf ihre Betriebssicherheitsgrenzen nicht überlastet werden dürfen. Jeder ÜNB der Core CCR und optional jede technische Gegenpartei gemäß Artikel 13 Absatz 2 kann zwei Parameter festlegen, um die Eigenschaften der einzelnen Netzelemente zu ändern. Erstens kann der maximale Lastfluss eines Netzelements erhöht werden. Zweitens kann ein Netzelement als gescanntes Netzelement angegeben werden. Die gescannten Netzelemente dürfen nicht überlastet werden bzw. keine zusätzliche Überlastung erhalten, wie in Absatz 4d beschrieben.

ÜNB der Core CCR können beschließen, dass der CCC die vollständige koordinierte Validierung auf weitere Eingaben stützt, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Absätze b, c und d CACM liegt. ÜNB der Core CCR können die Parameter und Schwellenwerte der Eingaben ändern, wenn eine Eingabe erhebliche Auswirkungen auf die resultierende CZC haben würde, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Absätze b, c und d CACM liegt. Der CCC berichtet vierteljährlich über die initiale Einrichtung und jede Änderung des Inputs oder seiner Parameter und Schwellenwerte, zusammen mit ihren Auswirkungen und einer angemessenen Begründung. Der CCC gibt eine solche Änderung mindestens zwei Arbeitstage vor ihrem Inkrafttreten öffentlich bekannt.

4c. Der CCC wählt separat für jede DA CC MTU mindestens einen Umstand aus, der in der koordinierten Validierung gemäß Absatz 4 Satz 3 analysiert werden soll. Die Anzahl der Umstände muss unter Berücksichtigung der für die Durchführung der koordinierten Validierung verfügbaren Zeit und der Komplexität der Analyse pro Umstand gemäß Absatz 4e ausreichend groß sein. Während der Durchführung der koordinierten Validierung gemäß Absatz 4 Satz 3 müssen die ÜNB der Core CCR und optional die technischen Gegenparteien gemäß Artikel 13 Absatz 2:

a. eine gerechtfertigte Abwägung zwischen der Komplexität der Analyse und der Anzahl der Umstände vornehmen;

b. Kriterien für die Auswahl der Umstände festlegen. ÜNB der Core CCR können die Kriterien nach der Umsetzung ändern, um der Entwicklung der technischen Bedingungen oder der Marktbedingungen Rechnung zu tragen, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Absätze b, c und d CACM liegt. Der CCC berichtet vierteljährlich über jede Änderung der Kriterien, zusammen mit ihren Auswirkungen und einer angemessenen Begründung.

Austausche an Grenzen zu Nicht-Core Gebotszonen über AHC werden bei der Definition und Auswahl der Umstände genauso behandelt wie Austausche an Core Grenzen. Der grenzüberschreitende Handel mit technischen Gegenparteien kann bei der Auswahl der Umstände optional berücksichtigt werden.

4d. Bei der Analyse eines Umstands verwendet der CCC das CGM und wendet die Lastflussberechnung und die Ausfallvarianten-Rechnung an. Die Nettopositionen der Gebotszonen im CGM werden in Richtung der Nettopositionen des Umstands verschoben. Diese Verschiebung erfolgt grundsätzlich unter Verwendung des GSK gemäß Artikel 9. Eine Abweichung vom GSK ist erlaubt, sofern die Einspeisung von Erzeugungsanlagen verändert wird, um eine Verletzung der technischen Grenzen der Erzeugungsanlagen zu verhindern. Das RA-Potenzial im Zusammenhang mit dem Redispatch wird angepasst, um die Dispatch-Änderungen zwischen dem CGM und dem Umstand zu berücksichtigen.

Für jeden Umstand in jeder DA CC MTU wird der maximal zulässige Lastfluss auf jedem gescannten Netzelement falls erforderlich so erhöht, dass die Differenz zwischen dem maximal zulässigen Lastfluss und dem Lastfluss nach dem Ausfall in dem Umstand vor der Optimierung der Entlastungsmaßnahme gemäß Absatz 4e mindestens so groß ist wie ein Schwellenwert, der nach dem in Absatz 4b beschriebenen Verfahren festgelegt wird.

4e. Der CCC führt eine RA-Optimierung durch, um für jeden Umstand in jeder DA CC MTU zu bestimmen, inwieweit dieser Umstand im Hinblick auf die Betriebssicherheit realisiert werden könnte. Der Umstand kann vollständig verwirklicht werden, wenn alle Verletzungen der Betriebssicherheit, die nach der Verlagerung des CGM in den Umstand gemäß Ab-

satz 4c und unter Berücksichtigung der Netzelemente, Ausfälle und Eigenschaften gemäß Absatz 4b Buchstabe d auftreten könnten, durch die Anwendung von RA vollständig beseitigt werden können. Falls der Umstand nicht realisiert werden kann, ohne Einschränkungen der Betriebssicherheit zu verletzen, muss die RA-Optimierung das Ausmaß dieser Verletzung bestimmen. Die RA-Optimierung soll außerdem einen alternativen Umstand bestimmen, der dem ursprünglichen so ähnlich wie möglich ist, aber ohne Verletzung der Einschränkungen der Betriebssicherheit umgesetzt werden kann.

Bei der RA-Optimierung werden dieselben Arten von RA berücksichtigt, die im ROSC-Prozess der Core CCR verwendet werden, der die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzt, oder andere Engpassmanagement-Planungsprozesse der ÜNB der Core CCR oder optional technischer Gegenparteien. Um die Komplexität der RA-Optimierung zu begrenzen und in Übereinstimmung mit den in Absatz 4b dargelegten Anforderungen und Verpflichtungen können die ÜNB der Core CCR und optional die technischen Gegenparteien die Eingaben der koordinierten Validierung anpassen, um die geschätzte Auswirkung der Engpassmanagement-Planungsverfahren widerzuspiegeln, während sie gleichzeitig die Einschränkungen der Betriebssicherheit einhalten. Solche Anpassungen können unter anderem das Ignorieren von Netzelementen oder das Zulassen einer bestimmten Überlast umfassen. Bei der RA-Optimierung werden präventive und kurative RA berücksichtigt, wobei der Nutzen der kurativen RA ganz oder teilweise geteilt wird.

Die RA-Optimierung ist so zu spezifizieren, dass der Einsatz von RA einer Reduzierung auf das notwendige Maß vorausgeht, damit der Umstand realisiert werden kann. Die RA-Optimierung wird in Übereinstimmung mit dem Ansatz zur Bestimmung der Grenzen der CZC gemäß Absatz 4f konzipiert.

ÜNB der Core CCR können die folgenden Mittel anwenden, um die RA-Optimierung zu lockern oder einzuschränken:

- a. Um unnötig strenge Einschränkungen zu vermeiden, können die ÜNB der Core CCR Optimierungsparameter festlegen. Diese können unter anderem darin bestehen, dass niedrige Sensitivitäten der Auslastung auf Netzelementen in Bezug auf RA und/oder gebotszonenübergreifende Austausche ignoriert werden;
- b. Zur Berücksichtigung von Einschränkungen des ROSC-Prozesses der Core CCR, der die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzt, oder anderer Engpassmanagement-Planungsprozesse der ÜNB der Core CCR oder der optionalen technischen Gegenparteien können die ÜNB der Core CCR und die optionalen technischen Gegenparteien Grenzen für die Anzahl der RA und/oder für die Gesamtmenge des Redispatch festlegen, die gleichzeitig angewendet werden können. Diese Grenzen können für Untergruppen von RA festgelegt werden.

c. Die ÜNB der Core CCR können die Zielfunktion so definieren, dass das Ausmaß der Verstöße gegen die Betriebssicherheit minimiert und/oder das Ausmaß, in dem der gebotszonenübergreifende Austausch dem Umstand entspricht, maximiert wird.

4f. Wenn ein oder mehrere Umstände für eine DA CC MTU nicht in vollem Umfang realisiert werden können, begrenzt der CCC die gebotszonenübergreifende Kapazität so, dass die maximale Auslastung der Netzelemente, die in jedem Fall zu Verletzungen der Betriebssicherheit führen würde, reduziert wird, um die Grenzen der Betriebssicherheit einzuhalten. CNEC mit angewandter CVA müssen hinreichend wirksam sein, um die Auslastung der Netzelemente zu reduzieren, bei denen unter den Umständen ohne CVA die Grenzen der Betriebssicherheit verletzt würden.

Wenn mehrere Umstände zur CVA in einer bestimmten DA CC MTU führen, ist der endgültige CVA pro CNEC das Maximum über alle Umstände.

Die ÜNB der Core CCR erwägen eine Mindestkapazitätsuntergrenze in Form des Prozentsatzes der RAM_{biv} im Verhältnis zur maximal zulässigen Wirkleistung pro CNEC ($F_{max.}$) gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe d. Die CVA ist so zu begrenzen, dass diese Untergrenze eingehalten wird, so dass alle verbleibenden Verletzungen der Betriebssicherheit der individuellen Validierung überlassen werden.

Vorbehaltlich eines vorherigen Abgleichs mit den anderen ÜNB der Core CCR, dem CCC und gegebenenfalls den technischen Gegenparteien, bei dem versucht wurde, die Gründe für die Ablehnung zu klären, kann ein ÜNB der Core CCR alle CVA, die sich aus einem oder mehreren Umständen in einer oder mehreren DA CC MTU ergeben, mit Begründung ablehnen. Im Falle einer solchen Ablehnung wird die endgültige CVA neu berechnet, als ob sich aus den abgelehnten Umständen keine CVA ergeben hätte.

4g. Der CCC berechnet für jede CNEC:

(a) die RAM vor der individuellen Validierung wie folgt;

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,LTAMarge} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAMarge} - \overrightarrow{CVA}$$

Gleichung 19c

(b) bei Anwendung des erweiterten LTA-Ansatzes gemäß Artikel 18 Absatz 1a Buchstabe b die RAM vor der individuellen Validierung wie folgt:

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,keineLTAMarge} = \overrightarrow{RAM}_{bv,keineLTAMarge} - \overrightarrow{CVA}$$

Gleichung 19d

4h. Der CCC teilt mit jedem ÜNB der Core CCR und jeder technischen Gegenpartei gemäß Artikel 13 Absatz 2 alle Informationen, die erforderlich sind, um die Kohärenz der nachfolgenden individuellen Validierung mit der koordinierten Validierung zu unterstützen. Diese Informationen

müssen mindestens die analysierten Umstände, die angewandten RA und gegebenenfalls die nach der koordinierten Validierung verbleibenden Betriebssicherheitsverletzungen umfassen.“

Absatz 5 Buchstabe b wird ersetzt und lautet wie folgt:

„b. wenn alle verfügbaren kostenintensiven und nicht kostenintensiven RA nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, unter Berücksichtigung der Analyse des CCC gemäß Absatz 4 und in Abstimmung mit dem CCC, falls erforderlich;“

Absatz 14 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„14. Der vierteljährliche Bericht muss darüber hinaus mindestens die folgenden aggregierten Informationen beinhalten:

- a. Statistiken zur Anzahl der von den unterschiedlichen ÜNBs vorgenommenen Verringerungen sowie deren Ursachen, Volumen und der geschätzte Verlust in der ökonomischen Rente; sowie
- b. allgemeine Maßnahmen zur Vermeidung von gebotszonenübergreifenden Kapazitätsverringerungen in der Zukunft.
- c. Änderungen der Eingaben, Parameter oder Schwellenwerte der koordinierten Validierung gemäß Absatz 4b.“

Absatz 15 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„15. Wenn die Kapazität eines bestimmten ÜNB der Core CCR in mehr als 1 % der DA CC MTU des analysierten Quartals für Grenzen der Betriebssicherheit reduziert wird, legt der betreffende ÜNB dem CCC einen detaillierten Bericht und einen Aktionsplan vor, in dem beschrieben wird, wie solche Abweichungen in Zukunft voraussichtlich gemildert und gelöst werden. Dieser Bericht und Aktionsplan wird dem Quartalsbericht als Anhang beigelegt.“

9. Artikel 22. Das Fallback-Verfahren für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung wird durch eine entsprechende Aktualisierung von Absatz b geändert:

„b. Wenn die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung die Lastflussparameter für drei oder mehr aufeinanderfolgende Stunden nicht liefert, definieren die ÜNB der Core CCR die fehlenden Parameter, indem sie die standardmäßigen Lastflussparameter berechnen. Eine solche Berechnung erfolgt auch, wenn es nicht möglich ist, die fehlenden Parameter gemäß Punkt a zu überbrücken, oder in der in Artikel 20 Absatz 9 beschriebenen Situation. Die Berechnung der Lastflussparameter basiert auf den langfristig zugewiesenen Kapazitäten, die von den ÜNB gemäß Artikel 4 Absatz 4 Buchstabe a bereitgestellt werden. Die Kapazitäten an den bilateralen Core Gebotszongrenzen und an den AHC-Grenzen werden auf der Grundlage der LTA-Kapazität für jede orientierte Gebotszongrenze festgelegt.“

10. Artikel 25. Die Veröffentlichung der Daten wird geändert und Absatz 8 entsprechend hinzugefügt:

„8. Änderungen des Schwellenwerts gemäß Artikel 12 Absatz 4 werden mindestens zwei Wochen vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht. Die Mitteilung enthält mindestens folgende Angaben:

- a. den aktuell angewandten Schwellenwert;
- b. der Tag des Inkrafttretens des neuen Schwellenwerts;
- c. Die Werte des neuen Schwellenwerts; und
- d. eine angemessene Begründung für die Änderung.“

11. Artikel 27. Überwachung, Berichterstattung und Information an die zentralen Regulierungsbehörden in Absatz 5 entsprechend geändert:

„5. Der CCC erstellt und veröffentlicht, gegebenenfalls mit Unterstützung der ÜNB der Core CCR, einen vierteljährlichen Bericht, der den Berichtspflichten gemäß den Artikeln 7, 12, 20, 25 und 28 dieser Methode entspricht:

- (a) Gemäß Artikel 7 Absatz 3 Buchstabe b sammelt der CCC alle Berichte zur Analyse der Wirksamkeit der relevanten Vergabebeschränkungen, die er von den betroffenen ÜNB während des Berichtszeitraums erhalten hat, und fügt sie dem Quartalsbericht bei.
- (b) Gemäß Artikel 20 Absatz 13 Buchstabe f liefert der CCC sämtliche Informationen über die Reduktionen der gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten, gegebenenfalls mit Hilfe einer detaillierten Analyse von den betroffenen ÜNB.
- (c) Gemäß Artikel 28 Absatz 3 berichten die ÜNB der Core CCR während der Umsetzung dieser Methode über ihre kontinuierliche Überwachung der Auswirkungen und Leistung der Anwendung der vorliegenden Methode.

- (d) Gemäß Artikel 25 Absatz 2 Buchstabe g haben die ÜNB der Core CCR Lastflüsse aus Nettopositionen, die sich aus der SDAC ergeben, für jedes CNEC und jede externe Einschränkung der finalen Lastflussparameter zu melden.
- (e) Gemäß Artikel 12 Absatz 4 berichten die ÜNB der Core CCR über die Abweichung der wirtschaftlichen und sozialen Wohlfahrt, die durch die Einführung einer PTDF-Schwelle ungleich Null verursacht wurde.“

Artikel 2

Änderungen der Harmonisierung des FRM-Ansatzes

1. Artikel 8. Die Methode für die Zuverlässigkeitsmarge wird wie folgt geändert:

Absatz 7 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„7. Spätestens sechzig Monate nach der Einführung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 führen die ÜNB der Core CCR gemeinsam die erste FRM-Berechnung gemäß der oben beschriebenen Methode und auf der Grundlage der Daten durch, die mindestens das erste Jahr der Anwendung dieser Methode abdecken. Innerhalb derselben Frist legen alle ÜNB der Core CCR allen Core Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung sowie das in Absatz 9 genannte Begleitdokument vor. 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 so weit wie möglich zu nähern.“

Absatz 10 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„10. „Bis der Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Absatz 7 von allen Core-Regulierungsbehörden genehmigt worden ist, verwenden die ÜNB der Core CCR FRM-Werte gleich 10 % von F_{max} . gemäß Artikel 6 Absatz 2.“

Artikel 3

Methode für Vergabebeschränkungen

1. Artikel 7. Methode für Vergabebeschränkungen wird entsprechend geändert:

Absatz 3 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„3. Externe Beschränkungen können von einem in Anhang 1 aufgeführten ÜNB der Core CCR während eines Übergangszeitraums von vier Jahren nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 und in Übereinstimmung mit den Gründen und der Methode für die Berechnung externer Beschränkungen, wie in Anhang 1 dieser Methode angegeben, verwendet werden. Während dieses Übergangszeitraums werden die betroffenen ÜNB der Core CCR:

- a. den Wert der externen Beschränkungen gemäß Anhang 1 und in jedem Fall mindestens vierteljährlich berechnen und die Ergebnisse der zugrunde liegenden Analyse veröffentlichen;
- b. für den Fall, dass die externe Beschränkung in mehr als 0,1 % der Stunden in einem Quartal einen von Null abweichenden Schattenpreis aufwies, dem CCC einen Bericht vorlegen, in dem Folgendes analysiert wird: (i) für jede DA CC MTU, in der die externe Beschränkung einen von Null abweichenden Schattenpreis aufwies, den Verlust an wirtschaftlichem Überschuss aufgrund der externen Beschränkung und die Wirksamkeit der Vergabebeschränkung bei der Verhinderung der Verletzung der zugrundeliegenden Betriebssicherheitsgrenzen und (ii) alternative Lösungen zur Behebung der zugrundeliegenden Betriebssicherheitsgrenzen. Der CCC nimmt diesen Bericht als Anhang in den vierteljährlichen Bericht gemäß Artikel 27 Absatz 5 auf;
- c. falls zutreffend und wenn es effizienter ist, alternative Lösungen gemäß Punkt b umsetzen.“

Absatz 4 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„4. Sofern die betroffenen ÜNB der Core CCR keine alternativen Lösungen gemäß dem vorstehenden Absatz finden und implementieren konnten, können sie binnen zweiundvierzig Monaten nach der Implementierung der vorliegenden Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 – zusammen mit allen anderen ÜNB der Core CCR – allen Regulierungsbehörden einen Vorschlag für eine Änderung der vorliegenden Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vorlegen. Ein derartiger Vorschlag muss mindestens Folgendes umfassen:“

Absatz 9 wird eingeführt und lautet wie folgt:

„9. Wenn ein oder mehrere ÜNB der Core CCR beabsichtigen, die in Artikel 7 Absatz 1 genannten externen Beschränkungen anzuwenden, legen die betreffenden ÜNB der Core CCR zusammen mit allen anderen ÜNB

der Core CCR allen Core Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vor. Ein derartiger Vorschlag muss mindestens Folgendes umfassen:

- a. die technische und rechtliche Begründung für die Notwendigkeit der Anwendung der externen Beschränkungen unter Angabe der zugrundeliegenden Betriebssicherheitsgrenzwerte und eine Erläuterung, warum diese nicht effizient in I_{max} und F_{max} umgewandelt werden können;
- b. die Methode zur Berechnung des Wertes externer Beschränkungen, einschließlich der Häufigkeit der Neuberechnung.“

2. Artikel 23. Berechnung von ATC für das SDAC-Ausweichverfahren ist in Absatz 3 Buchstabe c wie folgt abzuändern:

„c. Falls definiert, wird davon ausgegangen, dass die globalen Vergabebeschränkungen die Core-Nettopositionen gemäß Artikel 7 Absatz 6 einschränken, und sie werden nach der in Artikel 18 Absatz 2 beschriebenen Methode beschrieben. Diese Beschränkungen werden für angebotene gebotszonenübergreifende Kapazitäten an den verbleibenden Grenzen der Nicht-Core-Gebotszonen angepasst.“

3. Anhang 1: Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung externer Beschränkungen soll wie folgt abgeändert werden

Der Titel von Anhang 1 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„Anhang 1: Liste der ÜNB der Core CCR und ihre Begründungen der Anwendung und Methode zur Berechnung externer Beschränkungen“

Der Text von Anhang 1 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„Externe Beschränkungen dürfen von folgenden ÜNB der Core CCR angewendet werden:

1: Polen – PSE

Der folgende Abschnitt legt die Begründung für die Anwendung und derzeit von jedem ÜNB der Core CCR verwendeten Methode zur Gestaltung und Implementierung externer Beschränkungen im Detail dar. Die rechtliche Interpretation der Berechtigung zur Anwendung externer Beschränkungen und die Beschreibung ihres Beitrages zu den Zielen der CACM-Verordnung sind Teil der Erläuterungsnotiz.

1. Polen:

PSE kann eine externe Beschränkung zur Begrenzung des Imports und Exports der polnischen Gebotszone anwenden.

Technische und rechtliche Begründung

Die Implementierung externer Beschränkungen, wie von PSE angewandt,

steht in einem Zusammenhang mit dem in Polen angewandten integrierten Fahrplanerstellungungsverfahren IPS (auch als zentrales Dispatch-Modell bezeichnet) und der Art und Weise, wie Reservekapazität von PSE sichergestellt wird. Innerhalb des aktuellen Rechtsrahmens in Polen gibt es keinen expliziten Beschaffungsprozess für Regelleistungsreserven – was einen erheblichen Unterschied zwischen Polen und anderen Ländern der Core CCR in Bezug auf den Ansatz zur Sicherstellung der Verfügbarkeit von Erzeugungsreserven darstellt. Daher besteht für Polen die einzige Möglichkeit, ausreichende Erzeugungsreserven zu gewährleisten, darin, Vergabebeschränkungen zu verwenden und damit eine Grenze für die Stromimporte oder -exporte im SDAC festzulegen. Kapazitätsvergabebeschränkungen sind ein gesetzlich vorgeschriebenes Mittel, das in der CACM-Verordnung definiert ist (Artikel 23 Absatz 3 und Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii CACM).

In einem zentralen Dispatch-Modell setzen die ÜNB Erzeugungseinheiten ein, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage zu wahren und eine sichere Energielieferung zu gewährleisten. Dabei werden betriebliche Einschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reservekapazitätsanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungungsverfahren als einzelnes Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird.

Das integrierte Fahrplanerstellungungsverfahren beginnt nach der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung und der SDAC und läuft bis zur Echtzeit. Das bedeutet, dass Reservekapazität seitens des ÜNB nicht vor der SDAC blockiert wird und tatsächlich nicht aus dem Großhandelsmarkt und der SDAC herausgenommen wird. Sofern Regelreserveanbieter (Erzeugungseinheiten) gleichwohl aufgrund hoher Exporte bereits zu viel Energie am Day-Ahead-Markt verkauft hätten, wären sie gegebenenfalls nicht in der Lage, im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungungsverfahrens ausreichend Aufwärts- oder Abwärts-Reservekapazität bereitzustellen.[1]

Im Rahmen des oben erwähnten integrierten Fahrplanerstellungungsverfahrens werden die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten vom Netzbetreiber PSE mit dem Ziel disponiert, die zwischen den Marktteilnehmern auf dem Großhandelsmarkt geschlossenen Stromabnahmeverträge einzuhalten und gleichzeitig die Gesamtkosten der Energieversorgung zu minimieren. Dabei ist PSE verpflichtet, die Bedingungen für den Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems sowie die technischen Merkmale der Erzeugungseinheiten sowohl auf der Ebene der einzelnen Erzeugungseinheiten als auch auf der Ebene der Kraftwerke zu berücksichtigen.

Vergabebeschränkungen dienen somit als Mittel, um die Regelreserveanbieter daran zu hindern, zu viel Energie auf dem Day-Ahead-Markt zu verkaufen, so dass sichergestellt und durchgesetzt werden kann, dass sie in der Lage sind, ausreichende Reservekapazitäten im integrierten Fahrplanerstellungungsverfahren, der nach dem Day-Ahead-Markt durchgeführt wird, bereitzustellen. Diese Einschränkung lässt sich nicht effizient in Übertragungskapazitäten von kritischen Netzelementen ausdrücken, die

dem Markt angeboten werden. Sollte sich die Grenze in Form einer entsprechenden Anpassung in durch PSE angebotenen gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten niederschlagen, würde dies implizieren, dass PSE die wahrscheinlichste Marktrichtung (Importe bzw. Exporte an bestimmten Interkonnektoren) erraten müsste und die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten in diesen Richtungen entsprechend verringern müsste. Beim lastflussbasierten Ansatz müsste dies bei jedem CNEC in Form von Kürzungen der RAM erfolgen. Aus Sicht der Marktteilnehmer ist ein solcher Ansatz aufgrund inhärenter Unsicherheiten in den Marktergebnissen jedoch durch das Risiko eines suboptimalen Splits von Vergabebeschränkungen an einzelnen Interconnections – überschätzt an einer Interconnection und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt – belastet. Außerdem würde eine solche Reduzierung der RAM den gebotszonenübergreifenden Handel für alle Grenzen der Gebotszone einschränken, die Auswirkungen auf die polnischen CNEC haben (d.h. Transitströme), während sich die Vergabebeschränkung nur auf den Import oder Export der polnischen Gebotszone auswirkt, während der Handel der anderen Gebotszonen davon unberührt bleibt.

Vergabebeschränkungen werden im DA-Vergabeprozess angewandt, wobei die Werte in D-1 für jede Stunde individuell auf der Grundlage der Analyse der Leistungsbilanz der Erzeugung für diese Stunde bestimmt werden. Sie werden für das gesamte polnische Elektrizitätsversorgungssystem bestimmt, d. h. dass sie gleichzeitig für alle CCR angewandt werden können, in denen PSE mindestens eine Gebotszonengrenze hat (d. h. Core, Baltic und Hansa). Diese Lösung ist die effizienteste Anwendung externe Beschränkungen. Die separate Berücksichtigung von Vergabebeschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale externe Beschränkungen in CCR-bezogene Unterwerte zu splitten, was weniger effizient wäre, als den globalen Wert beizubehalten. Darüber hinaus ist in den Stunden, in denen Polen aufgrund eines Verstoßes gegen die Mindestanforderungen für Abwärts-Reservekapazität nicht in der Lage ist, weiteren Strom aufzunehmen oder Polen aufgrund unzureichender Aufwärts-Reservekapazität nicht in der Lage ist, weiteren Strom zu exportieren, die polnische Übertragungsinfrastruktur weiterhin für den grenzüberschreitenden Handel zwischen anderen Gebotszonen sowie zwischen unterschiedlichen CCR verfügbar.

^[1] Diese Schlussfolgerung gilt gleichermaßen für den Fall fehlender Abwärts-Regelleistung, die gefährdet wäre, wenn Regelreserveanbieter (Erzeugungseinheiten) aufgrund zu hoher Importe zu wenig Energie am Day-Ahead-Markt verkaufen.

Methode zur Berechnung des Wertes externer Beschränkungen

Bei der Bestimmung von externen Beschränkungen berücksichtigt PSE die aktuellsten Informationen zu den technischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, der prognostizierten Elektrizitätsversorgungssystemlast sowie den im gesamten polnischen Elektrizitätsversorgungssystem benötigten Mindestreservemargen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und Import-/Exportverträge abzudecken, die aus früheren Kapazitätsvergabe-Zeitbereichen einzuhalten sind.

Externe Beschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten

für jede DA CC MTU und gelten separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach den folgenden Gleichungen berechnet:

$$EXPORT_{Beschränkung} = P_{SKN} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$IMPORT_{Beschränkung} = P_L - P_{DOWNres} - P_{SKN_{min}} - P_{NCD} \quad (2)$$

Wobei gilt:

P_{SKN}	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugungsanlagen angegeben ¹
$P_{SKN_{min}}$	Summe der technischen Minima der verfügbaren zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten
P_{NCD}	Summe der Pläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugungsanlagen eingesetzt werden (für wetterabhängige variable Erzeugung: prognostiziert von PSE)
P_{NA}	Erzeugung aufgrund von Netzeinschränkungen nicht verfügbar (sowohl Abschaltplanung und/oder voraussichtliche Engpässe)
P_{ER}	Berichtigung der Erzeugungs-Nichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugungsanlagen angegeben wurden, prognostiziert von PSE aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z. B. Kühlzuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)
P_L	Von PSE prognostizierter Bedarf
P_{UPres}	Mindestreserve für Aufwärtsregulierung
$P_{DOWNres}$	Mindestreserve für Abwärtsregulierung

Zur Veranschaulichung ist der Prozess der praktischen Festlegung der externen Beschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung in Abbildungen 1 und 2 dargestellt. Die Abbildungen veranschaulichen, wie PSE am Morgen von D-1 eine Prognose der polnischen Strombilanz für jede Stunde des Liefertages erstellt, um die Reserven an Erzeugungskapazitäten zu ermitteln, die für potenzielle Exporte bzw. Importe für den Day-Ahead-Markt zur Verfügung stehen.

¹ Es ist zu beachten, dass Erzeugungseinheiten, die auf der Grundlage strategischer Reserveverträge mit dem ÜNB aus dem Markt herausgehalten werden, in dieser Berechnung nicht berücksichtigt werden.

Eine externe Beschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der DExport geringer ist als die Summe der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine externe Beschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der DImport geringer ist als die Summe der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten an allen polnischen Interconnections in Importrichtung.

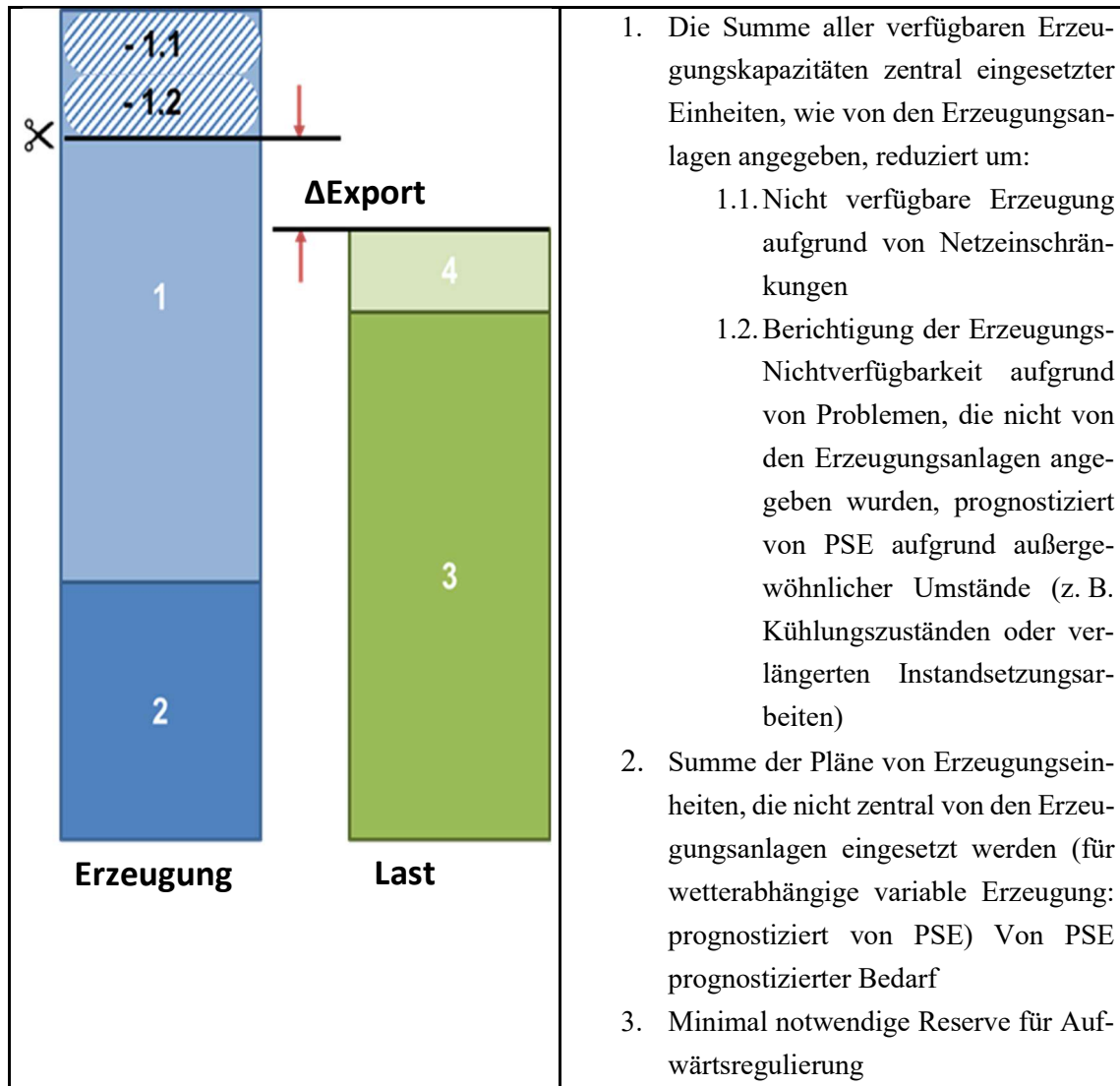


Abbildung 1: Bestimmung der externen Beschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.

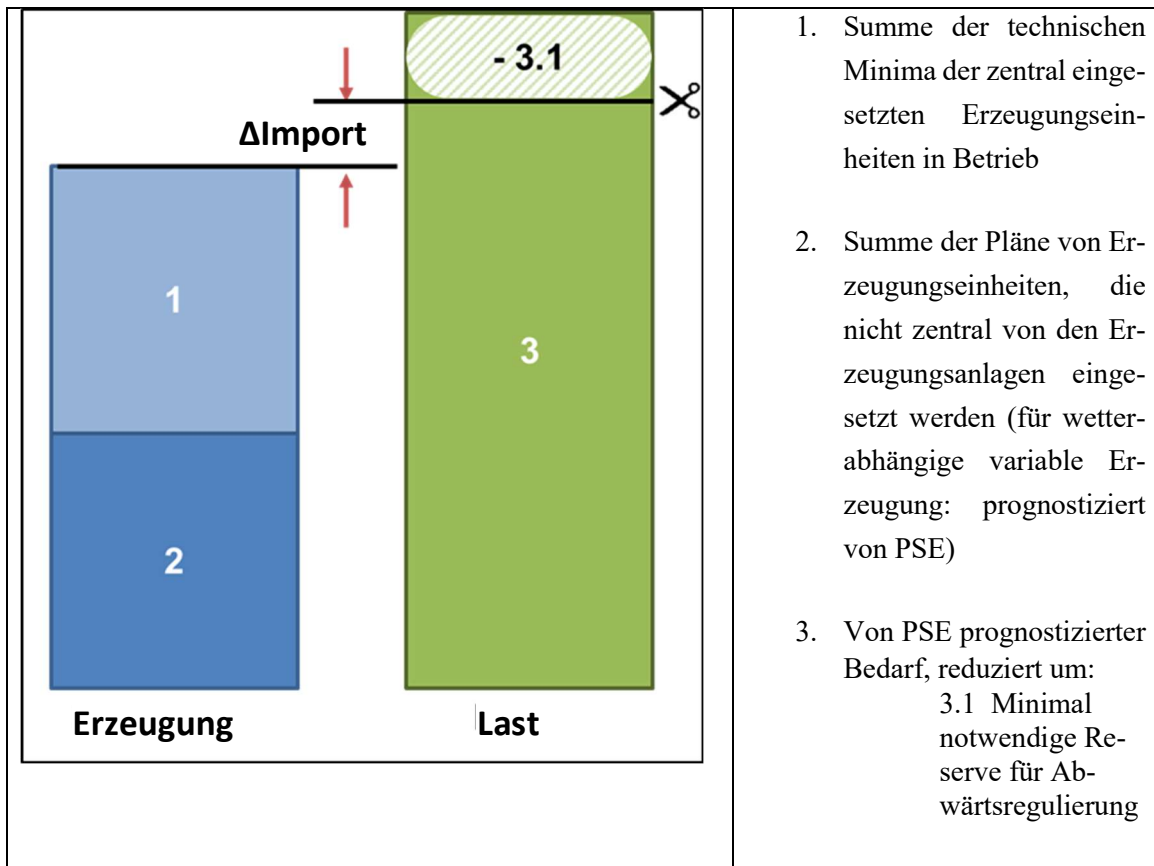


Abbildung 2: Bestimmung der externen Beschränkungen in Importrichtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.

Häufigkeit der Neubewertung

Externe Beschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeitrahmen der Kapazitätsvergabe – von Forward bis Day-Ahead und Intraday – bestimmt. Im Fall des Day-Ahead-Prozesses werden diese am Morgen von D-1 berechnet, was zu unabhängigen Werten für jede DA CC MTU, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

Zeiträume, in denen externe Beschränkungen gelten

Wie vorstehend beschrieben, werden externe Beschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabe-Zeitbereich bestimmt, sodass sie für alle DA CC MTU des jeweiligen Vergabetages anwendbar sind.

Artikel 4

Änderungen zur Verschiebung von Studien nach dem Go-Live

1. Artikel 5. Die Definition der kritischen Netzelemente und der Ausfälle wird wie folgt geändert:

Absatz 5 soll ersetzt werden und wie folgt lauten:

„5. Spätestens sechzig Monate nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 erstellen alle ÜNB der Core CCR gemeinsam eine Liste der internen Netzelemente (kombiniert mit den relevanten Ausfällen), die als CNEC zu definieren sind, und legen sie innerhalb derselben Frist allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vor. Nach ihrer Genehmigung gemäß Artikel 9 der CACM-Verordnung bildet die Liste der internen CNEC einen Anhang zu dieser Methode.“

2. Artikel 9. Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode wird wie folgt geändert:

Absatz 6 wird ersetzt und lautet wie folgt:

„6. Innerhalb von zweiundvierzig Monaten nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 28 Absatz 3 erarbeiten alle ÜNB der Core CCR einen Vorschlag für die weitere Harmonisierung der Methode für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel und legen ihn innerhalb derselben Frist allen Core Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vor. Der Vorschlag muss mindestens Folgendes umfassen:

- a. die Kriterien und Maßstäbe zur Ermittlung des Wirkungsgrads und der Leistung von GSKs und darüber hinaus die Möglichkeit eines quantitativen Vergleichs unterschiedlicher GSKs; und
- b. eine harmonisierte Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode, erforderlichenfalls kombiniert mit Regelungen und Kriterien für die ÜNB im Hinblick auf eine Abweichung von der harmonisierten Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode.“

Artikel 5

Änderungsantrag zu Advanced Hybrid Coupling

1. Artikel 11. Die Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Referenzflüsse wird geändert, indem die Definition der Parameter $PTDF_{H_2,l}$ in Gleichung 5 entsprechend aktualisiert wird:

„ $PTDF_{H_2,l}$ Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$ des internen virtuellen Hubs H_2 an einem CNEC l , wobei H_2 die Konverterstation am aufnehmenden Ende der in der Gebotszone B befindlichen HGÜ-Interkonnektoren H darstellt“

2. Artikel 12. Die Integration von HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Gebotszonen des Core CCR wird mit einer Aktualisierung von Absatz 2 wie folgt geändert:

„2. Um die Auswirkungen des gebotszonenübergreifenden Austauschs über einen HGÜ-Interkonnektor gemäß Absatz 1 auf die CNEC zu berechnen, werden die Konverterstationen der gebotszonenübergreifenden HGÜ als zwei interne virtuelle Hubs modelliert, die gleichwertig als Gebotszonen funktionieren. Dann wird die Auswirkung eines Austauschs zwischen A und B, die jeweils entweder eine Gebotszone oder ein externes virtuelles Hub sind, über eine solche HGÜ-Verbindungsleitung ausgedrückt als ein Austausch von der Gebotszone oder dem externen virtuellen Hub A zu dem internen virtuellen Hub, der das sendende Ende des HGÜ-Interkonnektors darstellt, plus ein Austausch von dem internen virtuellen Hub, der das empfangende Ende des Interkonnektors darstellt, zu der Gebotszone oder dem externen virtuellen Hub B.“

3. Artikel 13. Berücksichtigung Core-fremder Gebotszonengrenzen soll anhand einer Aktualisierung von Absatz 3 Buchstabe b wie folgt geändert werden:

„b. Im AHC sollen die CNEC der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsregion der Core CCR die Nettopositionen der Core-Gebotszonen nicht nur aufgrund von Austauschen an Gebotszonengrenzen der Core CCR begrenzen, sondern auch aufgrund von Austauschen an Gebotszonengrenzen zwischen der Core CCR und jeweiligen angrenzenden Gebotszonen. ÜNB der Core CCR, die AHC anwenden, müssen mindestens ein externes virtuelles Hub für jede AHC-Grenze einführen, was bedeutet, dass mehrere Interkonnektoren (seien es HGÜ- oder Wechselstrom-Interkonnektoren) an einer einzigen AHC-Grenze separaten EVHs zugewiesen werden können.“

4. Artikel 17. Anpassung für minimale RAM ist durch eine Aktualisierung von Gleichung 10 abzuändern:

„ $\vec{F}_{0,Core}$ Lastfluss je CNEC in der Situation ohne kommerzielle Austausche innerhalb der Core CCR und ohne kommerzielle Austausche an AHC-Grenzen.“

Artikel 6

Änderung bezüglich der Herausforderung von Kreisläufen um HGÜ-Interkonnektoren

1. Artikel 12. Die Integration von HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Gebotszonen des Core CCR wird mit einer Aktualisierung von Absatz 4 wie folgt geändert:

„4. Die durch diese Methode eingeführten internen virtuellen Hubs werden nur für die Modellierung der Auswirkungen eines Austauschs über einen HGÜ-Interkonnektor verwendet, und im Kopplungsalgorithmus werden

diesen internen virtuellen Hubs keine Aufträge zugewiesen. Die beiden internen virtuellen Hubs werden eine kombinierte Nettoposition von 0 MW haben, aber ihre individuelle Nettoposition wird den Austausch über den Interkonnektor widerspiegeln. Die lastflussbasierten Nettopositionen dieser internen virtuellen Hubs haben die gleiche Größenordnung, aber ein entgegengesetztes Vorzeichen. $PTDF_{VH_{1,l}}$ und $PTDF_{VH_{2,l}}$ aller oder nur einer Untergruppe von CNEC können vor der DA-Marktkopplung auf Null gesetzt werden, wenn $|PTDF_{VH_{1,l}} - PTDF_{VH_{2,l}}|$ unter einem bestimmten Schwellenwert liegt. Die Anpassung muss nach der in Artikel 16 beschriebenen NRAO-Optimierung und vor den in Artikel 20 beschriebenen Validierungsschritten erfolgen. Dieser PTDF-Schwellenwert darf 1 % nicht überschreiten und kann während des Übergangszeitraums vor dem Go-Live des Core CCR ROSC-Prozesses, der die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzt, angewendet werden. Die ÜNB der Core CCR berichten vierteljährlich über die anfängliche Einrichtung und jede Änderung dieses Schwellenwerts zusammen mit den Auswirkungen, die sich aus einem Schwellenwert ungleich Null ergeben, und einer entsprechenden Begründung.“

Artikel 7

Änderungen bezüglich des Go-Live-Termins für die DA FB MC

1. Artikel 28. Der Zeitplan für die Umsetzung wird durch eine entsprechende Aktualisierung von Absatz 3 geändert:

„3. Die ÜNB der Core CCR setzen diese Methode bis spätestens 8. Juni 2022 um. Der Umsetzungsprozess, der mit dem Inkrafttreten dieser Methode beginnt und bis zum 8. Juni 2022 abgeschlossen sein soll, besteht aus folgenden Schritten:“