



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-21-006

☎ 0228
14-
oder 14-0

Bonn
29.09.2021

**Genehmigung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige
Zeitbereiche der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa
gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. FCA-VO**

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

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

– Antragstellerin zu 1 –

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

– Antragstellerin zu 2 –

wegen

Änderung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige Zeitbereiche der
Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 4 Abs.12 i.V.m.
Artt 10 ff. der Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe

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

langfristiger Kapazität

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 29. September 2021 entschieden

1. In Abänderung des Beschlusses der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2020 (Az. BK6-19-183) wird die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige Zeitbereiche der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. der Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität 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 („CCR“)¹ Hansa² für die Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige Zeitbereiche derselben ÜNB gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. der Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 („FCA-VO“).

Das Ziel der FCA-VO besteht in der Koordination und Harmonisierung der Berechnung und Vergabe von langfristiger zonenübergreifender Kapazität in den Märkten für Kapazität im Jahres- und Monats-Marktzeitbereich.

Am 1. Juli 2020 beantragten die zuständigen dänischen und deutschen Behörden bei der Europäischen Kommission eine Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak („KF CGS“) gemäß Art. 64 der VO (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt („EVO“). Die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak bezeichnet ein Projekt des dänischen ÜNB Energinet.dk und der Antragstellerin zu 1. Es umfasst Anschlussleitungen von deutschen und dänischen Offshore-Windparks zum jeweiligen Festland,

¹ CCR: Capacity Calculation Region (Kapazitätsberechnungsregion).

² Die CCR Hansa wurde durch ACER-Entscheidung 06-2016 vom 17.11.2016 determiniert und durch ACER-Entscheidung 04-2019 vom 1. April 2019 erweitert. Sie umfasst die Gebotszonengrenzen Dänemark 1 – Deutschland/Luxemburg (DK1 – DE/LU), bewirtschaftet durch Energinet.dk und Tennet TSO GmbH, die Gebotszonengrenze Dänemark 2 – Deutschland/Luxemburg (DK2 – DE/LU), bewirtschaftet durch Energinet.dk und 50Hertz Transmission GmbH und die Gebotszonengrenze Schweden 4 – Polen (SE4 – PL), bewirtschaftet durch Svenska Kraftnät und PSE S.A. sowie die Gebotszonengrenze Dänemark 1 - Niederlande (DK1-NL), bewirtschaftet durch Energinet.dk und Tennet TSO B.V.

die über einen Interkonnektor an der Gebotszonengrenze Dänemark 2-Deutschland/Luxemburg („DK2-DE/LU“), die der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet ist, verbunden sind. Die Verbindung dient sowohl dem Abtransport von Offshore-Windenergie als auch dem gebotszonenübergreifenden Stromhandel. Mit Beschluss (EU) 2020/2123 hat die Europäische Kommission am 11. November 2020 entschieden, dass der Bundesrepublik Deutschland und dem Königreich Dänemark hinsichtlich der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak eine Freistellung von Art. 16 Abs. 8 EVO gewährt wird³.

Am 14. Dezember 2020 hat die Bundesnetzagentur die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige Zeitbereiche der ÜNB der CCR Hansa gegenüber den Antragstellerinnen gemäß Art. 4 Abs. 7 Buchst. a i.V.m. Artt 10 ff. FCA-VO genehmigt (Az.: BK6-19-183)⁴. Parallel erfolgte die Genehmigung der Methode auch durch die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa⁵. Die genehmigte Methode beruht auf dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität („CNTC“)⁶ mit einer starken Anbindung an die angrenzenden CCRs Nordic⁷ und Core⁸. Den ÜNB der CCR Hansa wurde auferlegt, binnen zwei Monaten nach Veröffentlichung der Ausnahmegenehmigung der Europäischen Kommission zur KF CGS, erneut einen geänderten Vorschlag einzureichen, mit dem die Berechnungsmethode bzgl. der KF CGS wieder integriert wird (vgl. Art. 19 der am 14. Dezember 2020 genehmigten Kapazitätsberechnungsmethode).

Im Zeitraum vom 19. Januar 2021 bis 19. Februar 2021 konsultierten die ÜNB der CCR Hansa die von ihnen erwogenen Änderungen an dieser Methode öffentlich und in englischer Sprache. Daraufhin ist eine Stellungnahme des französischen Energieversorgers Électricité de France („EDF“) eingegangen. EDF steht auf dem Standpunkt, dass sich die Ausnahmegenehmigung der Europäischen Kommission zur KF CGS lediglich auf den Day-Ahead-Zeitbereich, nicht aber auch den hier in Rede stehenden Langfristzeitbereich erstrecke. Darüber hinaus gewähre der Beschluss der Kommission lediglich eine Ausnahme von Art. 16 Abs. 8 EVO hinsichtlich der

³ Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (Kriegers Flak combined grid solution) gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2123&from=DE>.

⁴ Beschluss BK6-19-183 vom 14. Dezember 2020 der Bundesnetzagentur (Beschlusskammer 6): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-183/BK6-19-183_beschluss_vom_14.12.2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁵ Die Hansa-Regulierungsbehörden waren zu diesem Zeitpunkt neben der deutschen Regulierungsbehörde BNetzA, die dänische Regulierungsbehörde DUR, die niederländische Regulierungsbehörde ACM, die polnische Regulierungsbehörde URE und die schwedische Regulierungsbehörde Ei. Beratend eingebunden war die norwegische Regulierungsbehörde NVE.

⁶ CNTC: Coordinated Net Transfer Capacity: Koordinierte Netzübertragungskapazität.

⁷ Die CCR Nordic wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 festgelegt und besteht aus den Gebotszonengrenzen DK1-SE3, DK2-SE4, DK1-DK2, SE4-SE3, SE3-SE2, SE2-SE1, SE3-FI, SE1-FI; Verwendet werden die zweibuchstabigen Länderkürzel nach ISO 3166 ALPHA-2.

⁸ Die CCR Core wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 festgelegt und besteht aus den 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.

Kapazität, die nach Abzug der prognostizierten Windeinspeisung verbleibe („Residualkapazität“), nicht aber hinsichtlich der installierten Leistung der angeschlossenen Windenergieanlagen. Die Berechnung der Kapazität unter Abzug der installierten Leistung stelle eine Verletzung eines der Hauptprinzipien der FCA-VO dar, dem Markt die optimale Langfrist-Kapazität zur Verfügung zu stellen. In diesem Zusammenhang sieht EDF keinen Grund für die unterschiedliche Behandlung von Netzelementen auf See und an Land. Schließlich kritisiert EDF den fehlenden Einsatz von Redispatch- und Countertrading- Maßnahmen zur Maximierung der Langfrist-Kapazität.

Am 22. März 2021 übermittelte die Antragstellerin zu 1 namens und im Auftrag aller ÜNB der CCR Hansa, einschließlich der Antragstellerinnen zu 1 und 2, den zwischen den ÜNB der CCR Hansa abgestimmten Antrag zu Änderungen an der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für den langfristigen Zeitbereich allen Regulierungsbehörden der CCR Hansa, einschließlich der Bundesnetzagentur.

Mit Schreiben und E-Mail vom 12. April 2021 reichte die Antragstellerin zu 1 im eigenen Namen und im Namen Antragstellerin zu 2 denselben Antrag in deutscher Sprache, einschließlich einer Übersetzung des Entwurfs der Änderungen an der Methode, bei der Bundesnetzagentur ein. Die Stellungnahmen aus der europäischen Konsultation und ihre Bewertung durch die Antragstellerinnen (sog. „Public Consultation Report“ vom 16. März 2021⁹) wurden der Bundesnetzagentur zusammen mit einer schriftlichen Begründung des Antrags (sog. „Explanatory Document“ vom 16. März 2021¹⁰) mit vorgelegt. Entsprechend wurde in den anderen EU-Mitgliedstaaten der CCR Hansa verfahren. Der letzte dieser Anträge wurde am 12. April 2021 bei der letzten nationalen Regulierungsbehörde der CCR Hansa seitens des ihrer Regulierungszuständigkeit unterliegenden ÜNB eingereicht. Gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Abs. 8 FCA-VO war der Antrag der Antragstellerinnen daher spätestens bis zum 12. Oktober 2021 zu bescheiden.

Inhaltlich betrifft der Antrag die Anpassung der Kapazitätsberechnungsmethode an die Entscheidung der Europäischen Kommission zur kombinierten Netzlösung Kriegers Flak.

Der Antrag wurde am 28. April 2021 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist bis zum 12. Mai 2021 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Die Hansa-Regulierungsbehörden haben den Methodenentwurf überarbeitet. Neben

⁹ Der Bericht über die Konsultation vom 16. März 2021 ist auf der Internetseite von ENTSO-E in englischer Sprache veröffentlicht: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/HANSA%20-%2010.1.%20LT%20CCM%20Consultation%20report.pdf>.

¹⁰ Die schriftliche Begründung des Antrags vom 16. März 2021 ist auf der Internetseite von ENTSO-E in englischer Sprache veröffentlicht: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/Hansa%20-%2010.1.%20-%20FCA%20LTR%20CCM%20Explanatory%20document_Clean%20Version%20-%20For%20NRA%20approval.pdf.

geringfügigen sprachlichen Klarstellungen haben die Regulierungsbehörden Klarstellungen in Bezug auf die Berechnungsformel für die Kapazität auf dem Interkonnektor, der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak, in Art. 9 der Methode vorgenommen.

Die Formel lautete: "Sofern KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist, ($P_{\max \text{ thermal, DK}}$, $P_{\max \text{ thermal, DE}}$ oder $P_{\max \text{ thermal, XB}}$ ist gleich Null):

$ATC_{\text{KF CGS, DE} \rightarrow \text{DK}} = 0$ ".

Die Regulierungsbehörden haben hinzugefügt: " $ATC_{\text{KF CGS, DK} \rightarrow \text{DE}} = 0$ ". In der ins Deutsche übersetzten Fassung wurde zudem ein Übersetzungsfehler korrigiert und hinter der Klammer und vor dem Doppelpunkt das Wörtchen „gilt“ eingefügt.

Die insoweit überarbeitete Methode wurde am 2. Juli 2021 ENTSO-E¹¹, den regionalen Sicherheitskoordinatoren, den Hansa-ÜNB sowie der Beigeladenen mit Frist zur Stellungnahme bis zum 15. August 2021 übersandt. Von ENTSO-E und den regionalen Sicherheitskoordinatoren haben die Hansa-Regulierungsbehörden keine Stellungnahmen erhalten. Die Hansa-ÜNB haben mit Schreiben vom 14. Juli 2021 geäußert, keine Bedenken bezüglich der vorgenommenen Überarbeitung zu haben.

Am 22. September 2021 haben die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Hansa bekundet, den überarbeiteten Methodenentwurf für die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige Zeitbereiche der ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. FCA-VO genehmigen zu wollen.

Mit Entscheidung der ACER vom 10. Mai 2021 wurde die von der Baltic Cable AB bewirtschaftete Gebotszonengrenze zwischen den Gebotszonen Deutschland/Luxemburg und Schweden 4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet (Az. 04/2021). Die Baltic Cable AB, die durch Beschluss der Bundesnetzagentur vom 19. November 2019 als unabhängiger Transportnetzbetreiber gemäß §§ 10 ff. EnWG zertifiziert wurde (Az. BK6-17-087), hat in dem vorliegenden Verfahren keinen Antrag bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Mit Schreiben vom 27. August 2021 hat die Bundesnetzagentur die Baltic Cable AB dazu aufgefordert, bis zum 28. Februar 2022 einen entsprechenden Antrag zu stellen. Über diesen Antrag wird die Bundesnetzagentur sodann entscheiden.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte sowie auf die vorangegangene Entscheidung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2020 (Az.: BK6-19-183) Bezug genommen.

B.

Die diesem Bescheid als Anlage I angehängte Kapazitätsberechnungsmethode für langfristige

¹¹ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber (Strom)) gemäß Art. 28 ff. EltVO.

Zeitbereiche der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. FCA-VO wird genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet.

I. Zulässigkeit

Der Antrag ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der FCA-VO, gewahrt.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung nach Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Abs. 7 Buchst. a und Art. 10 Abs. 1 S. 1 FCA-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 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 Stromhandel¹² bzw. aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 61 und 70 EVO. Eine obligatorische Beschlusskammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 20 EnWG

Es handelt sich um die nachträgliche Änderung einer bereits genehmigten Methode gemäß § 29 Abs. 2 S. 1 i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 2 und § 29 Abs. 1 EnWG.

Die „verspätete“ Einreichung des Antrags auf Genehmigung von Änderungen der Methode am 12. April 2021 bei der Bundesnetzagentur führt nicht zur Unzulässigkeit des Antrags. In ihrem Beschluss vom 14. Dezember 2020 hatte die Bundesnetzagentur die Antragstellerinnen aufgefordert, innerhalb von zwei Monaten nach Veröffentlichung der Ausnahmegenehmigung der Europäischen Kommission zur KF CGS, einen geänderten Vorschlag einzureichen, mit dem die Berechnungsmethode bzgl. der KF CGS integriert wird (vgl. Art. 19 der am 14. Dezember 2020 genehmigten Kapazitätsberechnungsmethode). Die Ausnahmegenehmigung wurde am 11. November 2020 veröffentlicht. Die von den Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gesetzte Frist zur Einreichung des Änderungsantrags lief demnach am 11. Januar 2021 aus. Wenn man unterstellen wollte, dass die zweimonatige Frist erst mit Zustellung des Beschlusses der Bundesnetzagentur am 14. Dezember 2020 zu laufen begann, lief sie am 14. Februar 2021 aus. Art. 4 Abs. 12 S. 1 FCA-VO a.F., der bis 14. März 2021 in Kraft war, sah für Anträge von ÜNB zur Änderung bereits genehmigter Methoden keine Frist vor. Gemäß Art. 4 Abs. 12 UAbs. 2 FCA-VO n.F., die seit 15. März 2021 in Kraft ist, kommt das in Art. 4 Abs. 4 FCA-VO vorgesehene Verfahren zur Anwendung, wenn die ÜNB den Antrag für geänderte Methoden nicht fristgerecht vorlegen. Gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 2 FCA-VO ergreifen die Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion geeignete Schritte. Dies war indes nicht mehr nötig, da unmittelbar nach Inkrafttreten der die entsprechenden Artikel abändernden Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021, nämlich am 22. März 2021, der Antrag in Englischer Sprache einging und nur mehr die Übersetzung zu besorgen war. Mit der Regelung des Art. 4 Abs. 4 FCA-VO soll sichergestellt werden, dass das Verfahren nicht

¹² 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.

unabgeschlossen endet oder erheblich verzögert wird. Beides stand im vorliegenden Verfahren nicht zu befürchten.

Die geänderte Kapazitätsberechnungsmethode ist durch die Hansa-ÜNB in nicht zu beanstandender Weise mit den Interessenträgern gemäß Art. 10 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Art. 6 FCA-VO konsultiert worden. Die Antragstellerinnen haben die eingegangenen Stellungnahmen ausreichend in ihrem Bericht über die Konsultation vom 16. März 2021 gemäß Artikel 6 Abs. 3 FCA-VO dokumentiert und ausgewertet, sowie klar und fundiert kenntlich gemacht, warum sie keine Berücksichtigung im Vorschlag finden konnten.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die zur Genehmigung beantragte Änderung der Kapazitätsberechnungsmethode erfüllt die Vorgaben von Art. 4 Abs. 12 i.V.m. Artt 10 ff. FCA-VO und steht im Einklang mit den Zielen der FCA-VO.

Die mit Beschluss der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2020 (Az. BK6-19-183) genehmigte Kapazitätsberechnungsmethode hat sich durch die vorliegend genehmigten Änderungen nur unwesentlich verändert. Diese Änderungen wahren die rechtlichen Anforderungen der Artt. 10 ff. FCA-VO, sind mit den Zielen der FCA-VO im Übrigen vereinbar. Sie setzen das in dem Beschluss der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2020 (Az. BK6-19-183) festgehaltene Änderungsverlangen der Regulierungsbehörden hinreichend um.

Die Anpassungen des Antrags durch die Antragstellerinnen in Bezug zu dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak gemäß Art. 64 EVO für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark tragen dem Änderungsverlangen der Hansa-Regulierungsbehörden Rechnung. Der Beschluss der Europäischen Kommission wird in den Erwägungsgründen 2 und 25 sowie in Art. 2 Abs. 1 und Art. 9 Abs. 5 der Methode adressiert. Der neue Erwägungsgrund 18 der Kapazitätsberechnungsmethode stellt richtig dar, dass die gemäß Art. 9 Abs. 5 dieser Methode durchzuführende Kapazitätsberechnung für den Interkonnektor Kriegers Flak dem Beschluss der Europäischen Kommission entspricht. Gemäß Art. 1 Abs. 1 des Beschlusses ist bei der Berechnung zur Ermittlung, ob das Mindestniveau der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht ist, als Kapazitätsgrundlage für die Berechnung der Mindestkapazität die Residualkapazität (und nicht die Gesamtübertragungskapazität) heranzuziehen. Bei der Residualkapazität handelt es sich um die Kapazität, die nach Abzug der Kapazität von der Gesamtübertragungskapazität übrigbleibt, die erforderlich ist, um die prognostizierte Stromerzeugung der Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak angeschlossen sind, in der Day-Ahead-Phase zu den jeweiligen nationalen Onshore-Systemen zu transportieren. Die Freistellung gemäß Art. 1 Abs. 1 des Beschlusses bezieht sich auf den Day-Ahead-Zeitbereich. Die hier in Rede stehende

Reservierung von Kapazität auf dem langfristigen Markt auf der Grundlage der nach Abzug der installierten Windkraftkapazität verbleibenden Kapazität versteht die Kommission ausweislich des Erwägungsgrundes 17 des Beschlusses als Folge dieser Freistellung im Day-Ahead-Zeitbereich.

Der Beschluss bezieht sich also – anders als von EDF im Rahmen der Konsultation vertreten – nicht nur auf den Day-Ahead-Zeitbereich, sondern auch auf den Langfristzeitbereich. In Erwägungsgrund 76 des Beschlusses schreibt die Kommission vor, dass eine Bezugnahme auf die Mindestschwelle gemäß Artikel 16 Absatz 8 der EVO immer als Bezugnahme auf die durch diesen Beschluss eingeschränkte Mindestschwelle zu verstehen sei. Dies gelte auch für Methoden, die auf dem FCA beruhen, also auch für das hiesige Verfahren.

Auch der Vortrag von EDF, die Kommission gewähre in ihrem Beschluss lediglich eine Ausnahme von Art. 16 Abs. 8 EVO hinsichtlich der Kapazität, die nach Abzug der prognostizierten Windeinspeisung verbleibe („Residualkapazität“), nicht aber hinsichtlich der installierten Windkapazität vermag mit Blick auf Erwägungsgrund 17 des Beschlusses nicht zu überzeugen. Vielmehr macht sich die Kommission in Erwägungsgrund 17 des Beschlusses die Argumentation der Bundesrepublik Deutschland und des Königreichs Dänemark zu eigen, für den Langfristzeitbereich sei aufgrund der fehlenden Vorhersehbarkeit der Windeinspeisung nicht die Residualkapazität, sondern die installierte Windkapazität ausschlaggebend. Die Berechnung der Kapazität unter Abzug der installierten Leistung stellt auch keine Verletzung eines der Hauptprinzipien der FCA-VO dar, dem Markt die optimale Langfrist-Kapazität zur Verfügung zu stellen, wie EDF behauptet. Vielmehr gewährt die Europäische Kommission ja gerade eine Freistellung von dem Maximierungsprinzip des Art. 16 Abs. 8 EVO und in dessen Folge auch von dem Maximierungsprinzip der FCA-VO, siehe Erwägungsgrund 17 des Beschlusses.

Damit läuft auch die Forderung von EDF ins Leere zur Maximierung der Langfrist-Kapazität Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen einzusetzen, soweit sie eine Maximierung der Langfrist-Kapazität über die Kapazität unter Abzug der installierten Windkapazität hinaus voraussetzt.

Die gemäß Art. 4 Abs. 5 S. 3 FCA-VO und Art. 5 Abs. 6 ACER-VO von den Regulierungsbehörden vorgenommene **Ergänzung der Berechnungsformel in Art. 9 Abs. 5 der Kapazitätsberechnungsmethode** dient der Klarstellung und entspricht Art. 15 FCA-VO i.V.m. Art. 26 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsberechnung und das Engpassmanagement in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 („CACM-VO“), sowie der Berücksichtigung des Diskriminierungsverbotes des Art. 8 Abs. 2 EVO. Nach dem ursprünglichen Wortlaut der Berechnungsformel in Art. 9 Abs. 5 der Methode hat die Außerbetriebnahme aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung des Interkonnektors Kriegers Flak zur Folge, dass die verfügbare Langfrist-Übertragungskapazität des Interkonnektors Kriegers Flak in Richtung DE/LU→DK2 gleich Null ist. Eine Aussage zur Gegenrichtung DK2→DE/LU war dem

Wortlaut der Formel nicht zu entnehmen. Die Regelung nur für eine Flussrichtung musste durch Auslegung auch auf die andere Flussrichtung erweitert werden. Diese Auslegung war geboten, um Art. 15 FCA-VO i.V.m. Art. 26 Abs. 3 CACM-VO Rechnung zu tragen. Art. 15 i.V.m. Art. 26 Abs. 3 CACM-VO berechtigt jeden ÜNB dazu, die zonenübergreifende Kapazität im Rahmen der Validierung aus Gründen der Betriebssicherheit zu verringern. Aufgrund der Netztopologie der CCR Hansa kann der Ausfall eines Interkonnektors nicht kompensiert werden, da die Flüsse nicht auf andere Netzelemente ausweichen können. Die Betriebssicherheit ist also beim Ausfall eines Interkonnektors regelmäßig gefährdet, so dass eine Reduzierung der Kapazität (in beide Richtungen) auf null die einzig rechtskonforme Folge ist. Auch das Diskriminierungsverbot des Art. 8 Abs. 2 EVO, nachdem Terminmärkte so organisiert sein müssen, dass es zu keiner Diskriminierung kommt, macht die analoge Anwendung auf die Gegenflussrichtung erforderlich. Denn ein sachlicher Grund für die Beschränkung der Kapazitätsreduzierung auf die Handelsrichtung DE/LU→DK2 ist nicht ersichtlich.

Die korrigierten Verweise schließlich dienen der Anpassung an geltendes Recht, insbesondere an die EVO. Die sprachlichen Änderungen ermöglichen eine Klarstellung und Konkretisierung des Inhalts der Methode.

III. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

Bonn, 29. September 2021

Im Auftrag

Anlage

Joachim Gewehr
(Referatsleiter)

**Gemeinsame koordinierte
Kapazitätsberechnungsmethode für die
Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß
Artikel 10 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1719
der Kommission vom 26. September 2016 zur
Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger
Kapazität**

22.September 2021

Inhaltsverzeichnis

Präambel	4
TITEL I Allgemeines	8
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich	8
Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Auslegung	8
TITEL 2 Berechnung der Inputs für die Kapazitätsberechnung für den langfristigen Zeitbereich	9
Artikel 3 Methode zur Ermittlung der Übertragungszuverlässigkeitsmarge	9
Artikel 4 Methode zur Festlegung der Betriebssicherheitsgrenzwerte	10
Artikel 5 Methode zur Vergabebeschränkung	10
Artikel 6 Methode zur Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung maßgeblichen Ausfälle	11
Artikel 7 Methode zur Ermittlung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln (EVS)	11
Artikel 8 Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen (RA)	12
TITEL 3 Ausführliche Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes für den langfristigen Zeitbereich	12
Artikel 9 Mathematische Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes mit verschiedenen Input-Daten für die Kapazitätsberechnung	12
Artikel 10 Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität	17
Artikel 11 Regeln für die Anpassung von Lastflüssen aus gebotszonenübergreifender Kapazität aufgrund von Entlastungsmaßnahmen	17
Artikel 12 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität, einschließlich der Regeln zur effizienten Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf unterschiedliche Gebotszonengrenzen	17
Artikel 13 Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene CCR	17
Artikel 14 In einer Sicherheitsanalyse anzuwendende Szenarios	17
TITEL 4 Methode zur Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität für den langfristigen Zeitbereich	18
Artikel 15 Methode zur Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität	18
TITEL 5 Sonstige Bestimmungen	18
Artikel 16 Ausweichverfahren für den Fall, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt	18
Artikel 17 Überwachungsdaten für die nationalen Regulierungsbehörden	19
Artikel 18 Veröffentlichung von Daten	19
TITEL 6 Schlussbestimmungen	20

Artikel 19 Veröffentlichung und Implementierung	20
Artikel 20 Sprache	21

Alle ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa unter Erwägung nachstehender Gründe:

Präambel

1. Dieses Dokument beschreibt eine von allen Übertragungsnetzbetreibern (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (im weiteren Verlauf als „CCR Hansa“ bezeichnet) entwickelte gemeinsame Methode gemäß Artikel 15 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet) hinsichtlich einer Methode für die Kapazitätsberechnung (im weiteren Verlauf als „CCM“ bezeichnet) gemäß Artikel 10 der Verordnung (EU) 2016/1719 (im weiteren Verlauf als „FCA-Verordnung“ bezeichnet).
2. Die vorliegende CCM berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze, Ziele und sonstigen Methoden der FCA-Verordnung, der CACM-Verordnung, der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Stromübertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (im weiteren Verlauf als „Verordnung (EU) 2019/943“ bezeichnet), sowie des Beschlusses (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak („im weiteren Verlauf als „KF CGS“ bezeichnet) gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943.
3. Das Ziel der FCA-Verordnung besteht in der Koordination und Harmonisierung der Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität und Kapazitätsvergabe in den Forward-Märkten. Des Weiteren legt die Verordnung Anforderungen an die ÜNB zur Zusammenarbeit in den Kapazitätsberechnungsregionen (im weiteren Verlauf als „CCR“ bezeichnet) auf europaweiter Ebene und über Gebotszonen hinweg fest. Die FCA-Verordnung legt darüber hinaus Regeln für die Entwicklung von Kapazitätsberechnungsmethoden auf der Grundlage des koordinierten Nettoübertragungskapazitätsansatzes (im weiteren Verlauf als „Koordinierter NTC-Ansatz“ bezeichnet) fest.
4. Die vorliegende CCM stellt die konkrete Methode für die Berechnung von Kapazität bis zu einem Jahr im Voraus dar, die sogenannte Berechnung langfristiger Kapazität (LT CC). Die Bereitstellung von langfristiger Kapazität dient zwei Zielen. Zunächst dient die Berechnung langfristiger Kapazität als Input für die Vergabe langfristiger Übertragungsrechte (LTTR) an Gebotszonengrenzen, an denen LTTR implementiert werden. Damit liefert die Berechnung von langfristiger Kapazität auch Kapazitäten für Absicherungszwecke. Zweitens streben die Marktteilnehmer im Strommarkt die Prognose einer zukünftigen DA-Preisbildung der verschiedenen Gebotszonen an, die als Input für Betriebsstrategien und Investmententscheidungen dient. Ziel der LT CC ist es, den Marktteilnehmern Informationen über die voraussichtliche Kapazität zwischen Gebotszonen zu liefern, da diese Informationen Auswirkungen auf die Nachfrage und das Angebot von Elektrizität und damit die DA-Preisbildung haben.
5. Die auf der Grundlage der Ergebnisse der vorliegenden CCM vergebenen und über die gemäß Artikel 49 der FCA-Verordnung eingerichtete zentrale Vergabepattform zugeteilten LTTR sind in der nach Artikel 21 der CACM-Verordnung genehmigten Kapazitätsberechnungsmethode zu berücksichtigen.
6. Die vorliegende CCM berücksichtigt die gemäß Artikel 18 der FCA-Verordnung entwickelte Methode für das gemeinsame Netzmodell (im weiteren Verlauf als „CGM“ bezeichnet) und geht

von einer Verfügbarkeit der entsprechend entwickelten CGM für die Durchführung einer langfristig orientierten Kapazitätsberechnung aus. Gegebenenfalls setzt die Verfügbarkeit des in die CGM einzubeziehenden IGM die Berücksichtigung von Anforderungen in den nationalen Rechtsvorschriften zur Informationssicherheit voraus. Daher ist die Häufigkeit der Neubewertung langfristiger Kapazität abhängig von der langfristigen Verfügbarkeit des CGM. Innerhalb des CGM sind für die Year-Ahead-Kapazitätsberechnung acht und für die Month-Ahead-Kapazitätsberechnung zwei Szenarios zu entwickeln.

7. Die vorliegende CCM folgt den Begriffsbestimmungen für den koordinierten NTC-Ansatz gemäß Artikel 2 Absatz 8 der CACM-Verordnung.
8. Die vorliegende CCM berücksichtigt, dass nicht alle Gebotszonengrenzen der CCR Hansa LTTR anwenden und impliziert daher, dass ein separates rechtliches Dokument, das die Methode der Aufteilung langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität in koordinierter Weise zwischen unterschiedlichen langfristigen zeitlichen Rahmen umfasst, von den betroffenen ÜNB zu entwickeln ist. Der Rechtsstatus der separaten Methode zur Aufteilung langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität ist vom Rechtsstatus der vorliegenden Methode zu unterscheiden. Die Methode zur Aufteilung langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität ist nur auf die Gebotszonengrenzen anzuwenden, für die LTTR eingeführt wurden.
9. Die CCM für die CCR Hansa basiert auf einem koordinierten NTC-Ansatz mit einer starken Verbindung zu angrenzenden CCR, d. h. der CCR Nordic und der CCR Core.
10. Die CCM für die CCR Hansa gewährleistet die optimale Nutzung von Übertragungskapazität, da sie die Vorteile der gleichzeitig in der CCR Nordic und CCR Core entwickelten Kapazitätsberechnungsmethoden nutzt, um die Beschränkungen im Wechselstromnetz darzustellen. Die Nutzung der Internektorkapazität und Wechselstromnetzkapazität der CCR Hansa wird auf diese Weise vollständig integriert und bietet einen fairen Wettbewerb für die knappen Kapazitäten im System, sowie eine optimale Systemnutzung.
11. Die CCM für die CCR Hansa behandelt alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa und angrenzenden CCR gleich und ermöglicht einen diskriminierungsfreien Zugang zu gebotszonenübergreifender Kapazität. Sie schafft die Grundlage für einen fairen und geordneten Markt sowie eine faire und geordnete Preisbildung durch Implementierung einer pragmatischen CCM-Lösung, die in die Methoden der angrenzenden CCR zu integrieren ist.
12. Die CCM für die CCR Hansa wird vollständig in einer Situation implementiert, in der die CCR Nordic und die CCR Core die Einflüsse der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa (insbesondere Wechselstromnetzbeschränkungen) vollumfänglich während der Kapazitätsberechnung, entsprechend der jeweiligen CCM dieser beiden Regionen, berücksichtigen.
13. Die CCM für die CCR Hansa sieht eine schrittweise Implementierung dahingehend vor, dass sowohl die CCR Nordic als auch die CCR Core die Einflüsse der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa (insbesondere Wechselstromnetzbeschränkungen) berücksichtigen. Bis dahin werden die derzeitigen Kapazitätsberechnungsverfahren für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt. Dies impliziert, dass die derzeitigen Kapazitätsberechnungsverfahren auch dann an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt werden, wenn die CCR Core eine temporäre Methode implementiert, bei welcher eine feste Einflussgröße der CCR Hansa im Berechnungsverfahren der CCR Core berücksichtigt wird. Solche Festwerte können den nach der Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 18 der FCA-Verordnung entwickelten Szenarios entnommen oder ausschließlich durch die CCR Core geschätzt werden, finden jedoch weiterhin keine Berücksichtigung in den Berechnungen der CCR Hansa. Bei einem solchen Ansatz werden die voraussichtlichen Lastflüsse an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa in den verfügbaren Margen kritischer Netzelemente in der Methode der CCR Core berücksichtigt,

was weniger effizient ist als eine vollständige Berücksichtigung der Einflüsse der CCR Hansa während des Kapazitätsberechnungsverfahrens.

14. Mit der CCM für die CCR Hansa machen die ÜNB der CCR Hansa die vollständige Berücksichtigung des Einflusses der CCR Hansa in den CCM der benachbarten CCR Nordic und Core zur Bedingung und beseitigen mit der Implementierung jede unbillige Diskriminierung zwischen gebotszonenübergreifenden Lastflüssen innerhalb der CCR Hansa und angrenzenden CCR. Sie gewährleistet darüber hinaus, dass keine unbillige Diskriminierung zwischen Gebotszonengrenzen innerhalb der CCR Hansa erfolgt.
15. Die CCM für die CCR Hansa hat keine negativen Auswirkungen auf die Entwicklung von CCM in angrenzenden CCR. Die CCM für die CCR Hansa stellt daher keine Behinderung eines effizienten langfristigen Betriebs in der CCR Hansa und/oder den angrenzenden CCR und der Entwicklung des Übertragungssystems in der Europäischen Union dar.
16. Indem die CCM für die CCR Hansa an den CCM der angrenzenden CCR ausgerichtet wird, werden Auswahl, Einbindung und Rechtfertigung relevanter kritischer Netzelemente und Ausfälle, die Anpassung von Stromflüssen in kritischen Netzelementen aufgrund von Entlastungsmaßnahmen, sowie die mathematische Beschreibung für die Berechnung von Verteilungsfaktoren der Stromübertragung und die Berechnung verfügbarer Margen in kritischen Netzelementen für die angrenzenden Wechselstromnetze in den CCM angrenzender CCR behandelt.
17. Die zu erwartenden Auswirkungen der CCM auf die Zielsetzungen der FCA-Verordnung sind gemäß Artikel 4 Absatz 8 der FCA-Verordnung zu beschreiben. Die Auswirkung wird nachstehend beschrieben (Ziffern (19) bis (23) dieser Präambel).
18. Die CCM unterstützt die Erreichung der Zielsetzungen gemäß Artikel 3 der FCA-Verordnung, ohne diese zu behindern. Insbesondere dient die CCM dem Ziel der Optimierung der Berechnung und der Vergabe langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität (Artikel 3 Buchstabe b der FCA-Verordnung), der Bereitstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu langfristiger zonenübergreifender Kapazität (Artikel 3 Buchstabe c der FCA-Verordnung), der Berücksichtigung der Notwendigkeit einer fairen und geordneten Vergabe langfristiger Kapazität sowie einer fairen und geordneten Preisbildung (Artikel 3 Buchstabe e der FCA-Verordnung), der Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen zur Vergabe langfristiger Kapazität (Artikel 3 Buchstabe f der FCA-Verordnung) und des Beitrages zum effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und Elektrizitätssektors in der Union (Artikel 3 Buchstabe g der FCA-Verordnung).
19. Die CCM dient dem Ziel der Optimierung der Berechnung und der Vergabe langfristiger zonenübergreifender Kapazität gemäß Artikel 3 Buchstabe b der FCA-Verordnung, indem sie den koordinierten NTC-Ansatz nutzt, um Marktteilnehmern gebotszonenübergreifende Kapazitäten bereitzustellen, die in einer koordinierteren Weise berechnet wurden. Darüber hinaus wird die Optimierung der Kapazitätsberechnung auf der Grundlage der Koordination zwischen den ÜNB der CCR Hansa und angrenzenden CCR unter Anwendung des CGM und eines koordinierten Kapazitätsberechners (CCC) gesichert.
20. Die CCM dient dem Ziel der Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen (Artikel 3 Buchstabe f der FCA-Verordnung), indem sie die wesentlichen Grundsätze und Verfahren für den langfristigen Zeitbereich festlegt. Die CCM ermöglicht es den ÜNB, Marktteilnehmern dieselben zuverlässigen Informationen zu gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für die langfristige Vergabe und für die Prognose sowie zonenübergreifende Risikoabsicherungszwecke in transparenter Weise bereitzustellen. Zur Förderung der Transparenz sollten die ÜNB regelmäßig Daten veröffentlichen, um die Marktteilnehmer bei der Bewertung des Kapazitätsvergabeprozesses und der Prognosen langfristiger Kapazität zu unterstützen. Die

ÜNB sollten Stakeholder in den Dialog einbinden, um diesbezüglich notwendige und nützliche Daten zu spezifizieren. Die Veröffentlichungsanforderungen gelten ohne Präjudiz für Geheimhaltungsanforderungen nach den nationalen Rechtsvorschriften.

21. Die CCM stellt keine Behinderung eines effizienten langfristigen Betriebs in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa und angrenzenden Kapazitätsberechnungsregionen und der Entwicklung des Übertragungssystems in der Europäischen Union dar (Artikel 3 Buchstabe g der FCA-Verordnung). Indem die CCM die wichtigsten Netzbeschränkungen berücksichtigt, unterstützt sie eine effiziente Preisbildung in den Forward-Märkten und Prognosen langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität und sendet so vom Standpunkt der Langfristigkeit aus betrachtet die richtigen Signale aus.
22. Die CCM unterstützt zudem das Ziel der Berücksichtigung der Notwendigkeit einer fairen und geordneten Vergabe langfristiger Kapazität sowie einer fairen und geordneten Preisbildung (Artikel 3 Buchstabe e der FCA-Verordnung), indem die gebotszonenübergreifende Kapazität bei Bedarf rechtzeitig für die langfristige Freigabe und die Forward-Märkte zur Verfügung gestellt wird.
23. Die CCM trägt zu einem diskriminierungsfreien Zugang zu langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität bei (Artikel 3 Buchstabe c der FCA-Verordnung), indem sie den Zugang zur Auktion von LTTR nicht behindert und daher die harmonisierten Vergabevorschriften für langfristige Übertragungsrechte (im weiteren Verlauf als „Harmonisierte Vergabevorschriften“ bezeichnet) vollständig einhält.
24. Vorschriften zur Vermeidung einer unzulässigen Diskriminierung sind nur dann maßgeblich, wenn eine Vergabe langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität erfolgt, daher entfalten diese nur für ÜNB, die LTTR vergeben, eine Relevanz.
25. In Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 wird festgelegt, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken dürfen, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Diese Bestimmungen gelten als erfüllt, wenn unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte und nach Vornahme der Abzüge wegen Ausfallvarianten nach den Vorgaben der CACM-Verordnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität für den gebotszonenübergreifenden Handel zur Verfügung stehen. Mit dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 über eine Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 wird festgelegt, dass dieser Mindestprozentsatz nicht für die gesamte Übertragungskapazität der KF GCS gelten sollte, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte nach Abzug wegen Ausfallvarianten einhält. Vielmehr sollte dieser nur für die verbleibende Kapazität gelten, nachdem die gesamte für die Übertragung der Produktion von den an die KF CGS angeschlossenen Windparks an Land erwartete Kapazität abgezogen wurde (im weiteren Verlauf als „Restkapazität“ bezeichnet). Die Ausnahme für die KF CGS wird in der vorliegenden CCM berücksichtigt.

LEGEN DIE FOLGENDE CCM ALLEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN DER CCR HANSA VOR:

TITEL I Allgemeines

Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Die CCM ist die gemeinsame Methode von ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 10 Absatz 1 der FCA-Verordnung.
2. Die vorliegende CCM gilt ausschließlich für die CCR Hansa gemäß der Definition nach Artikel 15 der CACM-Verordnung.
3. Die vorliegende CCM umfasst die Kapazitätsberechnungsmethoden für den langfristigen Zeitbereich, soweit gebotszonenübergreifende Kapazität für jeden langfristigen Zeitbereich der Kapazitätsvergabe und mindestens für jährliche und monatliche Zeitbereiche zu berechnen ist.

Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Auslegung

1. Für die Zwecke des Vorschlages haben die verwendeten Begriffe die ihnen in Artikel 2 der Verordnung (EU) 2019/943, Artikel 2 der FCA-Verordnung, Artikel 2 der CACM-Verordnung, Artikel 3 der SO-Verordnung, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im weiteren Verlauf als „Systemausgleichsverordnung“ bezeichnet), Artikel 2 der Verordnung (EU) 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) 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (im weiteren Verlauf als „Transparenz-Verordnung“ bezeichnet) sowie Artikel 2 der in der CCR Hansa gemäß Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung entwickelten Kapazitätsberechnungsmethode und in dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Freistellung der KF CGS gemäß Art. 64 der Verordnung (EU) 2019/943 zugewiesene Bedeutung.

Zusätzlich gelten in der vorliegenden CCM die folgenden Begriffsbestimmungen:

- a) Die Nettoübertragungskapazität (NTC) ist der die Sicherheitsstandards einhaltende maximale Gesamtaustausch zwischen zwei benachbarten Gebotszonen unter Berücksichtigung der technischen Unsicherheiten zukünftiger Netzbedingungen: $NTC = TTC - TRM$. Sofern die Übertragungs-Zuverlässigkeitsmarge (TRM) gleich Null ist, entspricht die Nettoübertragungskapazität der Gesamtübertragungskapazität (TTC).
 - b) Die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) ist eine Messgröße der im physikalischen Übertragungsnetz nach bereits festgelegten Nutzungen für weitere wirtschaftliche Aktivität verbleibenden Übertragungskapazität: $ATC = NTC - AAC$. Für den Fall, dass die bereits vergebene Kapazität (AAC) gleich Null ist, entspricht die Verfügbare Übertragungskapazität (ATC) der Nettoübertragungskapazität (NTC).
 - c) Bei einem Interkonnektor der CCR Hansa handelt es sich entweder um (eine) strahlenförmige Gleichstromleitung(en) oder die Kombination aus strahlenförmigen Wechselstromleitungen zwischen den maschigen Wechselstromnetzen an jeder Seite der Gebotszonengrenze.
 - d) Ein kritisches Netzelement (CNE) ist ein Netzelement, das signifikant durch den gebotszonenübergreifenden Handel beeinflusst wird. Bei solchen Elementen kann es sich um eine Freileitung, ein Erdkabel oder einen Transformator handeln.
2. In der vorliegenden CCM gilt folgendes, sofern nicht anders durch den Kontext gefordert:
 - a) Der Singular schließt den Plural mit ein und umgekehrt;

- b) Überschriften dienen lediglich der Orientierung und haben keine Auswirkung auf die Interpretation der vorliegenden CCM; und
 - c) Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel in der vorliegenden CCM.
 - d) Jeder Verweis auf Gesetze, Vorschriften, Richtlinien, Verordnungen, Instrumente, Kodizes oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.
3. Aus Gründen der Klarstellung sei erwähnt, dass die vorliegende CCM das Recht der ÜNB zur Aufgabenübertragung gemäß Artikel 62 der FCA-Verordnung nicht berührt. In der vorliegenden CCM bezeichnet „ÜNB“ den Übertragungsnetzbetreiber oder eine dritte Partei, an welche der ÜNB die Aufgabe(n) gemäß der FCA-Verordnung gegebenenfalls übertragen hat. Gleichwohl bleibt der übertragende ÜNB weiterhin für die Erfüllung der Verpflichtungen nach der FCA-Verordnung verantwortlich.

TITEL 2

Berechnung der Inputs für die Kapazitätsberechnung für den langfristigen Zeitbereich

Artikel 3

Methode zur Ermittlung der Übertragungszuverlässigkeitsmarge

1. Die Methode zur Ermittlung der Übertragungszuverlässigkeitsmarge (TRM) ist ausschließlich auf eine durch Wechselstromleitungen angeschlossene Grenze in der CCR Hansa anzuwenden.
2. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 11 der FCA-Verordnung beruht auf den Grundsätzen der Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen und spezifiziert nachträglich die in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Unsicherheiten.
3. Gemäß Artikel 11 der FCA-Verordnung berücksichtigt die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge unbeabsichtigte Abweichungen physikalischer Lastflüsse innerhalb einer Marktzeiteinheit, die durch die Anpassung der Lastflüsse innerhalb der Regelzonen und zwischen diesen entstehen, sowie unbeabsichtigte Abweichungen von Lastflüssen, die zwischen dem Kapazitätsberechnungszeitbereich und der Echtzeit eintreten können. Die Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen wird nicht als Unsicherheitsquelle betrachtet, die bei der Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge zu berücksichtigen ist.
4. Die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge besteht aus den folgenden Schritten:
 - a) Identifizierung der Unsicherheitsquellen für jede TTC-Berechnung. Die TTC-Berechnung beruht auf dem CGM, das Annahmen grenzüberschreitender Austausch zwischen Dritten und Prognosen für Wind- und Solarenergieeinspeisung beinhaltet, welche die Erzeugung und Lastmuster sowie die Netztopologie beeinflussen;
 - b) Ableitung unabhängiger Zeitreihen für jede Unsicherheit und Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen (PD) jeder Zeitreihe. Allgemeine Zeitreihen aus einer bereits vorhandenen Datenbank werden als Startpunkt verwendet. Die Zeitreihen umfassen eine angemessene Zeitspanne aus der Vergangenheit, um eine signifikante und repräsentative Datenmenge zu erhalten.
 - c) Faltung einzelner Wahrscheinlichkeitsverteilungen und Ableitung des TRM-Wertes aus der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung. Von der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung wird das 90. Perzentil genommen.

5. Die Inputs für die TRM-Berechnung sind von den beteiligten ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren und gemeinsam zu vereinbaren, um einen harmonisierten Ansatz zur Ableitung der Zuverlässigkeitsmarge aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung sicherzustellen.
6. Die TRM ist regelmäßig, mindestens jedoch einmal jährlich durch die maßgeblichen ÜNB der CCR Hansa zu aktualisieren.

Artikel 4

Methode zur Festlegung der Betriebssicherheitsgrenzwerte

1. Gemäß Artikel 12 der FCA-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die Betriebssicherheitsgrenzwerte aus der Betriebssicherheitsanalyse einzuhalten. Diese Grenzwerte sind gemäß Artikel 25 der SO-Verordnung festzulegen. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat dem CCC die maßgeblichen Betriebssicherheitsgrenzwerte für die Verwendung in der Kapazitätsberechnung zu übermitteln.
2. Thermische Grenzwerte der CNE der CCR Hansa sind gemäß der Beschreibung des Berechnungsverfahrens in Artikel 9 in der TTC berücksichtigt.
3. Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle in den an die CNE der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzelementen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, sind in den lastflussgestützten Parametern der CCR Nordic und der CCR Core zu berücksichtigen.
4. Die ÜNB der CCR Hansa können die Betriebssicherheitsgrenzen, welche nicht in den lastflussgestützten Parametern benachbarter Kapazitätsberechnungsregionen abgebildet werden können – unter anderem Spannungshaltungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität – individuell beurteilen.

Artikel 5

Methode zur Vergabebeschränkung

1. Die ÜNB der CCR Hansa können – neben den Wirkleistungsflussgrenzwerten an den Interkonnektoren der CCR Hansa – während des Kapazitätsvergabeverfahrens Vergabebeschränkungen anwenden, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb von Betriebssicherheitsgrenzen zu halten, die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder Beschränkungen zur Erhöhung des wirtschaftlichen Überschusses anwenden, wobei Folgendes zu berücksichtigen ist:
 - a. Die Produktion in einer Gebotszone muss oberhalb eines festgelegten Mindestproduktionsniveaus liegen;
 - b. Der kombinierte Import bzw. Export aus einer Gebotszone in andere benachbarte Gebotszonen muss begrenzt werden, um ein adäquates Niveau der für einen sicheren Systembetrieb erforderlichen Erzeugungsreserven zu gewährleisten.
 - c. Maximale Lastflussänderung je Gebotszonengrenze, angeschlossen mit Gleichstromleitungen, zwischen MTU (Ramping-Beschränkungen);
 - d. implizite Verlustfaktoren auf den DC-Leitungen
2. Gemäß Artikel 5 Absatz 1 Buchstabe a ist gegebenenfalls ein Mindestproduktionsniveau in einer Gebotszone sicherzustellen, um eine Mindestanzahl der im System betriebenen Erzeugungsanlagen zu garantieren, die in der Lage sind, die zur Spannungsstützung benötigte

Blindleistung zu liefern bzw. um eine ausreichende Trägheit zur Gewährleistung dynamischer Stabilität sicherzustellen.

3. Gemäß Artikel 5 Absatz 1 Buchstabe b kann ein ÜNB der CCR Hansa Vergabebeschränkungen im Falle eines zentralen Dispatch-Modells nutzen, um ein Mindestmaß an Betriebsreserven für den Bilanzausgleich sicherzustellen. Die eingeführten Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für Import- und Exportrichtungen, abhängig von der vorhergesehenen Bilanzausgleichssituation. Die Details, die Begründung für die Anwendung und die Methode für die Berechnung derartiger Vergabebeschränkungen werden im Anhang 1 fortgeführt.
4. Gemäß Artikel 5 Absatz 1 Buchstabe c ist eine Ramping-Beschränkung ein Instrument des Systembetriebes zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit für Frequenzmanagementzwecke. Hierdurch wird die maximale Änderung in den Lastflüssen zwischen MTU (max. MW/MTU je Gebotszonengrenze der CCR Hansa) festgelegt.
5. Gemäß Artikel 5 Absatz 1 Buchstabe d stellt ein implizierter Verlustfaktor an Gleichstromleitungen während der Kapazitätsvergabe im Fall einer Bewältigung eines implizierten Verlustes sicher, dass die Gleichstromleitung keinen Lastfluss führt, soweit nicht der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste überwiegt.
6. Jeder ÜNB der CCR Hansa, der eine oder mehrere Vergabebeschränkung(en) nach Artikel 5 Absatz 1 anwendet, muss die Vergabebeschränkung(en) mit den geltenden Grenzen beschreiben und diese gegenüber den Marktteilnehmern zusammen mit einer Begründung in transparenter Weise kommunizieren
7. Bericht der ÜNB der CCR Hansa zu statistischen Indikatoren für die gebotszonenübergreifende Kapazität, gegebenenfalls auch für die Vergabebeschränkungen für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich im Rahmen eines Zweijahresberichtes über die Kapazitätsberechnung und -vergabe gemäß Artikel 31 der CACM-Verordnung: Auf Anfrage der Nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa (im weiteren Verlauf als „NRB der CCR Hansa“ bezeichnet) haben die ÜNB der CCR Hansa zusätzliche Informationen über Vergabebeschränkungen zu übermitteln.
8. Die Schattenpreise der angewandten Vergabebeschränkungen in der Kapazitätsvergabe sind zu dokumentieren und von den NEMO an die ÜNB der CCR Hansa und die NRB der CCR Hansa zu übermitteln.

Artikel 6

Methode zur Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung maßgeblichen Ausfälle

1. Gemäß Artikel 12 der FCA-Verordnung und Artikel 72 der SO-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die Ausfälle der Betriebssicherheitsanalyse einzuhalten. Diese Ausfälle sind in den von angrenzenden CCR entwickelten CCM jeweils zu berücksichtigen.

Artikel 7

Methode zur Ermittlung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln (EVS)

1. Für die Berechnung der TTC der strahlenförmigen Wechselstromleitungen – wie in Artikel 9 beschrieben – sind die EVS der maßgeblichen Gebotszonen in den CCM angrenzender CCR sowie gemäß Artikel 13 der FCA-Verordnung festzulegen. Diese EVS werden angewandt, um die Verteilung des Leistungsflusses an den Interkonnektoren der CCR Hansa darzustellen.

2. Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den angrenzenden Wechselstromnetzen sind in den entsprechenden LT CCM- Parametern angrenzender CCR wiedergegeben.

Artikel 8

Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen (RA)

1. Kostenträchtige RA sind in der Kapazitätsberechnung nicht zu berücksichtigen.
2. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat festzulegen, ob nicht-kostenträchtige RA für die Anwendung in der Kapazitätsberechnung nach Artikel 25 Absatz 1 der FCA-Verordnung zur Verfügung stehen.
3. Sofern nicht-kostenträchtige RA verfügbar sind, sind diese von jedem ÜNB der CCR Hansa bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen, um eine Erhöhung der gebotszonenübergreifenden Kapazität mittels der Gleichung in Artikel 9 zu ermöglichen
4. Verfügbare RA sind zwischen den ÜNB der CCR Hansa in derselben Weise zu koordinieren, wie dies in der gemäß Artikel 35 der CACM-Verordnung für das koordinierte Redispatching und Countertrading festgelegten Methode vorgeschrieben ist, eindeutig zu beschreiben und gegenüber den übrigen ÜNB und dem CCC zu kommunizieren.
5. Sofern RA in der Kapazitätsberechnung verwendet werden, hat ihre Anwendung regelmäßig zu erfolgen und ist mindestens einmal jährlich von den ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 27 Absatz 4 Buchstabe c der CACM-Verordnung zu überprüfen.

TITEL 3

Ausführliche Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes für den langfristigen Zeitbereich

Artikel 9

Mathematische Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes mit verschiedenen Input-Daten für die Kapazitätsberechnung

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität ATC an den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen.

Die $ATC_{DC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch Gleichstromleitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ verbunden ist, wird berechnet aus:

$$ATC_{DC,A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B}$$

2. Sofern die CCM der angrenzenden CCR auf dem CNTC-Ansatz basiert, ist die Kapazität in drei Schritten für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$ zu berechnen.

Schritt 1: Die $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ in einer Gleichstromleitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B}$$

Schritt 2: Darüber hinaus werden ATC-Werte von der CCR Core und der CCR Nordic als ATC-Werte für die Verbindung zwischen den Wechselstromnetzen und den maßgeblichen Knoten für den Interkonnektor eingeholt:

$$ATC_{i,A \rightarrow B}^{Core} = \text{Definiert durch die CCM der CCR Core}$$

$$ATC_{i,A \rightarrow B}^{Nordic} = \text{Definiert durch die CCM der CCR Nordic}$$

Schritt 3: Die Kapazität an der Gebotszonengrenze wird sodann durch Auswahl der niedrigsten der drei Werte aus den vorherigen Schritten berechnet:

$$ATC_{A \rightarrow B} = \text{Min} \{ATC_{Hansa}, ATC_{Core}, ATC_{Nordic}\}$$

Sofern ein Interkonnektor für einen bestimmten Zeitraum außer Betrieb ist, wird die verfügbare Kapazität dieser Verbindungsleitung für diesen Zeitraum auf Null gesetzt, d. h. $ATC=0$.

Wobei gilt

A	$:=$	Gebotszone A.
B	$:=$	Gebotszone B.
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$	$:=$	Verfügbare Übertragungskapazität in einer Gleichstromleitung i in Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den langfristigen Markt.
$TTC_{i,A \rightarrow B}$	$:=$	Gesamtübertragungskapazität (TTC) einer Gleichstromleitung i in Richtung $A \rightarrow B$. Die TTC entspricht nur dann der vollen Kapazität

der DC-Leitung, wenn kein Ausfall des Interkonnektors der CCR Hansa, einschließlich der Konverterstationen, vorliegt.

Die TTC für eine Gleichstromleitung i wird wie folgt festgelegt:

$$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max. thermisch} \cdot (1 - \beta_{i,Verlust,A \rightarrow B})$$

$AAC_{i,A \rightarrow B}$	$:=$	Bereits vergeben und ebenfalls einschließlich benannter Kapazität für eine Gleichstromleitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 10.
α_i	$:=$	Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.
$P_{i,max. thermisch}$	$:=$	Thermische Kapazität für eine Gleichstromleitung i.
$\beta_{i,Verlust,A \rightarrow B}$	$:=$	Verlustfaktor im Fall der Bewältigung eines expliziten Netzausfalls für eine Gleichstromleitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer implizierten Ausfallbewältigung wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Import-/Exportgrenzwert gemäß Artikel 5 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC an den Wechselstromleitungen (AC-Leitungen) zwischen Gebotszonen.

Die $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch Wechselstromleitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ angeschlossen ist, wird berechnet aus:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B}$$

- Sofern die CCM der angrenzenden CCR auf dem CNTC-Ansatz basiert, ist die Kapazität in drei Schritten für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$ zu berechnen.

Schritt 1: Die $ATC_{i,AC,A \rightarrow B}$ in einer Wechselstromleitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

$$ATC_{i,AC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - TRM_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B}$$

Schritt 2: Darüber hinaus werden ATC-Werte von der CCR Core und der CCR Nordic eingeholt, die den Wert für den für den Interkonnektor maßgeblichen Knoten darstellen:

$$ATC_{i,A \rightarrow B}^{Core} = \text{Definiert durch die CCM der CCR Core}$$

$$ATC_{i,A \rightarrow B}^{Nordic} = \text{Definiert durch die CCM der CCR Nordic}$$

Schritt 3: Die Kapazität an der Gebotszonengrenze wird sodann durch Auswahl der niedrigsten der drei Werte aus den vorherigen Schritten berechnet:

$$ATC_{i,A \rightarrow B} = \text{Min} \{ATC^{\text{Hansa}}, ATC^{\text{Core}}, ATC^{\text{Nordic}}\}$$

Sofern ein Interkonnektor für einen bestimmten Zeitraum außer Betrieb ist, wird die verfügbare Kapazität der Verbindungsleitung für diesen Zeitraum auf Null gesetzt, d. h. $ATC=0$.

Wobei gilt

- A := Gebotszone A.
 B := Gebotszone B.
 $ATC_{AC,A \rightarrow B}$:= Verfügbare Übertragungskapazität in einer Wechselstromleitung einer Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den langfristigen Markt.
 $TTC_{A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$.

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

1. Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des CGM und der EVS gemäß Artikel 7.
2. Bei der Bewertung der Belastung der einzelnen Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa und zwecks Berücksichtigung des N-1-Sicherheitskriteriums werden die Prozesse aus den Punkten 3 und 4 mit der Abschaltung der einzelnen Stromkreise an dem Interkonnektor der CCR Hansa wiederholt, soweit die Mindest-TTC für jeden Interkonnektor der CCR Hansa und in jede Richtung als TTC in die jeweilige Richtung festgelegt ist.
3. Verwendung des GSK zur Erhöhung der Nettoposition von Gebotszone A bei gleichzeitiger Verringerung der Nettoposition von Gebotszone B zu gleichen Mengen, bis ein Stromkreis bzw. mehrere Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa die permanent zulässige thermische Belastung erreichen. Die TTC entspricht sodann dem maximalen Austausch zwischen den Gebotszonen.
4. Der Prozess aus Punkt 3 wird in der Gegenrichtung wiederholt, um die TTC in die Richtung B nach A zu ermitteln.

- $TRM_{A \rightarrow B}$:= Übertragungs-Zuverlässigkeitsmarge für eine Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 3.
 $AAC_{A \rightarrow B}$:= Bereits vergebene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 10.

5. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung der ATC auf dem Interkonnektor KF CGS als hybrider Interkonnektor mit integrierter Netzanbindung von Offshore-Windparks (im weiteren Verlauf als „OWP“ bezeichnet) zwischen DK2-DE/LU und in Verbindung mit dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020:

Die $ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ auf der KF CGS in Richtung von DE/LU \rightarrow DK2 berechnet sich aus:

$$ATC_{KF\ CGS,\ DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\frac{P_{\max.\ thermisch,DE}}{1 + Verlust_{DE} + Verlust_{XB}}, \frac{P_{\max.\ thermisch,XB}}{1 + Verlust_{XB}}, P_{\max.\ thermisch,DK} - InstC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$$

Die $ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$ auf der KF CGS in Richtung von DK2 \rightarrow DE/LU berechnet sich aus:

$$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\frac{P_{\max.\ thermisch,DK}}{1 + Verlust_{DK}}, P_{\max.\ thermisch,XB}, \frac{P_{\max.\ thermisch,DE} - InstC_{DE}^{Wind}}{1 - Verlust_{XB}}, \frac{P_{\max.\ thermisch,DE} - InstC_{DE}^{Wind}(1 - Verlust_{DE})}{1 - Verlust_{XB} - Verlust_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$$

Sofern KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($P_{\max.\ thermisch,DK}$, $P_{\max.\ thermisch,DE}$ oder $P_{\max.\ thermisch,XB}$ ist gleich Null):

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = 0$$

$$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = 0$$

Wobei gilt:

DE	:= Gebotszone DE/LU.
DK	:= Gebotszone DK2.
$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$:= Für die Vergabe langfristiger Kapazität verfügbare Übertragungskapazität auf KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2.
$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$:= Für die Vergabe langfristiger Kapazität verfügbare Übertragungskapazität auf KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU.
$AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$:= Bereits für KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 vergebene Kapazität.
$AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$:= Bereits für KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU vergebene Kapazität.
$InstC_{DE}^{Wind}$:= Installierte Erzeugungskapazitäten an dem/den OWP, die Teil der Gebotszone DE/LU und an die KF CGS angeschlossen sind.
$InstC_{DK}^{Wind}$:= Installierte Erzeugungskapazitäten an dem/den OWP, die Teil der Gebotszone DK2 und an die KF CGS angeschlossen sind.
$Verlust_{DE}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{OWF, DE}$
$Verlust_{XB}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{OWF, DK}$ und $CP_{OWF, DE}$
$Verlust_{DK}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.

$P_{\text{max. thermisch,DE}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\text{max. thermisch,XB}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von $CP_{\text{OWF, DK}}$ nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\text{max. thermisch,DK}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{\text{OWF, DK}}$

Artikel 10

Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität

Gebotszonenübergreifende Kapazitäten sind bei Bedarf um die Menge zuvor vergebener Kapazitäten für bereits vergebene Übertragungsrechte zu reduzieren. Sofern zuvor vergebene Kapazitäten größer sind als gebotszonenübergreifende Kapazitäten an einer gemäß Artikel 9 definierten Gebotszonengrenze, darf der/dürfen die maßgebliche(n) ÜNB der CCR Hansa keine gebotszonenübergreifende Kapazität für die Kapazitätsvergabe bereitstellen und hat/haben RA zur Gewährleistung der Betriebssicherheit anzuwenden.

Artikel 11

Regeln für die Anpassung von Lastflüssen aus gebotszonenübergreifender Kapazität aufgrund von Entlastungsmaßnahmen

Die ÜNB der CCR Hansa haben die Kapazitätsberechnungsentlastungsmaßnahmen gemäß der Definition in Artikel 8 zu berücksichtigen, um die gebotszonenübergreifende Kapazität für den langfristigen Zeitbereich zu erhöhen.

Artikel 12

Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität, einschließlich der Regeln zur effizienten Aufteilung der Lastflussskapazitäten kritischer Netzelemente auf unterschiedliche Gebotszonengrenzen

Die Interkonnektoren der CCR Hansa sind die einzigen CNE, die in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. Keines dieser Elemente oder deren Lastflussskapazitäten werden gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vi) der CACM-Verordnung auf Gebotszonengrenzen der CCR Hansa aufgeteilt.

Artikel 13

Regeln für die Aufteilung der Lastflussskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene CCR

Indem die CCM für die CCR Hansa an den CCM der angrenzenden CCR ausgerichtet wird, werden Auswahl der CNE und die Berechnung verfügbarer Margen in den CCM angrenzender CCR behandelt. Alle ausgewählten CNE, einschließlich der CNE, die gemeinsam für unterschiedliche CCR maßgeblich sind, werden im Berechnungsprozess gleich behandelt, wodurch eine ordnungsgemäße Verteilung der Lastflussskapazitäten der CNE auf verschiedene CCR gewährleistet wird.

Artikel 14

In einer Sicherheitsanalyse anzuwendende Szenarios

1. Die in einer Sicherheitsanalyse für die mit dem Wechselstromnetz angrenzender CCR verbundene Berechnung langfristiger Kapazität anzuwendenden Szenarien sind durch Anwendung von Szenarios in den CCM der benachbarten CCR Core und Nordic gemäß Artikel 3 der nach Artikel

18 der FCA-Verordnung entwickelten Methode für das gemeinsame Netzmodell zu berücksichtigen.

2. Maßgebliche Instandhaltungspläne sind bei der Anwendung der Sicherheitsanalyse für die mit den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa verbundene Berechnung langfristiger Kapazität zu berücksichtigen.
3. Die sich aus der Kapazitätsberechnung für jedes Szenario ergebenden Kapazitätswerte sind zu veröffentlichen.

TITEL 4

Methode zur Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität für den langfristigen Zeitbereich

Artikel 15

Methode zur Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität

1. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat die Validierung gebotszonenübergreifender Kapazitäten an seiner/seinen Gebotszonengrenze(n) durchzuführen, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse der regionalen Berechnung zonenübergreifender Kapazität die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhalten. Bei der Durchführung der Validierung haben die ÜNB der CCR Hansa die Betriebssicherheit unter Einbeziehung neuer und maßgeblicher Informationen, die während bzw. nach der aktuellsten Kapazitätsberechnung eingegangen sind, zu berücksichtigen.
2. Sofern die ÜNB der CCR Hansa Fehler in der zur Validierung übermittelten gebotszonenübergreifenden Kapazität feststellen, haben die maßgeblichen ÜNB der CCR Hansa dem koordinierten Kapazitätsberechner neue Informationen für eine Neuberechnung zu übermitteln. Der koordinierte Kapazitätsberechner hat die Berechnung zu wiederholen und die neuberechneten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für eine erneute Validierung zu übermitteln. Neuberechnungen werden so lange durchgeführt, bis keine Fehler mehr festgestellt werden.
3. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner hat allen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa jegliche während der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität vorgenommenen Reduzierungen zu melden. In diesem Bericht ist auch anzugeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazität gab.
4. Der koordinierte Kapazitätsberechner hat sich mit den benachbarten koordinierten Kapazitätsrechnern während der Kapazitätsberechnung und -validierung abzustimmen.

TITEL 5

Sonstige Bestimmungen

Artikel 16

Ausweichverfahren für den Fall, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt

1. Sofern die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt, hat der koordinierte Kapazitätsberechner zu versuchen, eine Lösung des Problems herbeizuführen und die Berechnung der langfristigen Kapazität erneut durchzuführen, sofern die Zeit eine solche Berechnung erlaubt.
2. Sofern der koordinierte Kapazitätsberechner nicht in der Lage ist, die Berechnung der langfristigen Kapazität gemäß Artikel 16 Absatz 1 durchzuführen, haben die ÜNB der CCR

Hansa die zentrale Vergabepattform (SAP) zu kontaktieren und um eine mögliche Verschiebung der Auktion zu ersuchen.

3. Sofern der koordinierte Kapazitätsberechner nicht in der Lage ist, die Berechnung langfristiger Kapazität gemäß Artikel 16 Absatz 1 durchzuführen und eine Verschiebung des Vergabeprozesses gemäß Artikel 16 Absatz 2 nicht möglich ist, hat jeder ÜNB der CCR Hansa individuell die gebotszonenübergreifende Kapazität für die maßgeblichen langfristigen Zeitbereiche seiner Gebotszonengrenzen zu berechnen und es ist der niedrigste, für jede Gebotszonengrenze durch benachbarte ÜNB der CCR Hansa ermittelte Wert anzuwenden.

Artikel 17

Überwachungsdaten für die nationalen Regulierungsbehörden

1. Alle technischen und statistischen Informationen im Zusammenhang mit der vorliegenden CCM sind den nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa auf Verlangen zur Verfügung zu stellen.
2. Überwachungsdaten sind den nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa als Grundlage für die Beaufsichtigung einer diskriminierungsfreien und effizienten Kapazitätsberechnung in der CCR Hansa zu übermitteln.
3. Alle vorstehenden Anforderungen bezüglich der Daten sind auf die jeweiligen Geheimhaltungsvorschriften der nationalen Rechtsvorschriften abzustimmen.

Artikel 18

Veröffentlichung von Daten

1. Die ÜNB der CCR Hansa haben – unter Einhaltung nationaler Rechtsvorschriften und gemäß Artikel 3 Buchstabe f der FCA-Verordnung sowie über die Datenelemente und Definitionen der Transparenzverordnung hinaus – die folgenden Daten regelmäßig und schnellstmöglich zu veröffentlichen:

Informationen zu jeder Berechnung langfristiger Kapazität und gemäß Artikel 9 der FCA-Verordnung mindestens für Jahres- und Monatszeitbereiche, die unter anderem folgendes beinhalten:

- a) gebotszonenübergreifende Kapazität für jede Gebotszonengrenze;
 - b) alle Komponenten der gebotszonenübergreifenden Kapazität, d. h. TTC, AAC und RM für jede Gebotszonengrenze.
2. Die Daten sind für die jährliche Kapazitätsberechnung eine Woche vor dem jährlichen Vergabeprozess, jedoch spätestens bis zum 15. Dezember für alle Monate des Folgejahres zu veröffentlichen.
 3. Die Daten sind für die monatliche Kapazitätsberechnung zwei Werktage vor dem monatlichen Vergabeprozess für alle Tage des Folgemonats zu veröffentlichen.
 4. Die aus der Kapazitätsberechnung für andere als in den Artikeln 18 Absatz 2 und 18 Absatz 3 genannten Zeitbereiche erhaltenen Daten sind rechtzeitig zu veröffentlichen.
 5. Die vorstehenden Veröffentlichungsanforderungen gelten ohne Präjudiz für Geheimhaltungsanforderungen nach den nationalen Rechtsvorschriften.

TITEL 6 **Schlussbestimmungen**

Artikel 19 **Veröffentlichung und Implementierung**

1. Die Implementierung dieser CCM ist ein schrittweiser Prozess mit den folgenden Meilensteinen:
 - a) Die zentrale Vergabepattform (SAP) gemäß Artikel 48 der FCA-Verordnung wird eingerichtet und in Betrieb genommen.
 - b) Der koordinierte Kapazitätsberechner der CCR Hansa wird gemäß Artikel 21 Absatz 2 der FCA-Verordnung bestellt und in Betrieb genommen.
 - c) Die Methode für das gemeinsame Netzmodell wird gemäß Artikel 18 der FCA-Verordnung implementiert.
 - d) Die LT CCM der CCR Core und der CCR Nordic werden implementiert und berücksichtigen vollumfänglich die Einflüsse der Interkonnektoren der CCR Hansa während der Kapazitätsberechnung entsprechend den jeweiligen CCM dieser beiden Regionen.
2. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe b berechnet der koordinierte Kapazitätsberechner der CCR Hansa mit seiner Ernennung und seiner Inbetriebnahme die gebotszonenübergreifende Kapazität, während die ÜNB der CCR Hansa die Ergebnisse ihrer Kapazitätsberechnungen für das Wechselstromnetz an den koordinierten Kapazitätsberechner der CCR Hansa auf der Grundlage aktueller Methoden übermitteln. Die berechnete Mindestkapazität gilt vorrangig und wird durch den CCC der CCR Hansa angewandt. Die resultierenden gebotszonenübergreifenden Kapazitäten sind von jedem ÜNB der CCR Hansa für seine Gebotszonengrenzen zu validieren. Der CCC der CCR Hansa stellt die validierten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für den Vergabemechanismus bereit.
3. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe c werden die ÜNB der CCR Hansa mit der Implementierung der langfristigen CGM denselben CGM-Input in ihren die CCR Hansa betreffenden Kapazitätsberechnungsprozessen verwenden. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Prognose von Bedarf, Erzeugung und Leitungsverfügbarkeit dieselbe ist, wodurch die Koordination der Kapazitätsberechnung erhöht wird.
4. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe d wird bei vollständiger Berücksichtigung der Einflüsse der Interkonnektoren der CCR Hansa durch die LT CCM der CCR Core und der CCR Nordic der Einfluss der Interkonnektoren der CCR Hansa auf das Wechselstromnetz marktgetrieben sein und so eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa mit den Gebotszonengrenzen in den angrenzenden CCR gewährleisten. Bis dahin werden die ÜNB der CCR Hansa die in Artikel 19 Absatz 2 beschriebene Kapazitätsberechnung gegenüber diesen angrenzenden CCR anwenden. Dies impliziert, dass der Kapazitätsberechnungsprozess auch dann an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt werden wird, wenn die CCR Core den Einfluss der CCR Hansa als festgelegte Größe berücksichtigt, wie sie in den entwickelten Szenarien nach der Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 18 der FCA-Verordnung enthalten ist.

Artikel 20

Sprache

Die Referenzsprache für die vorliegende CCM ist Englisch. Sofern die ÜNB der CCR Hansa die vorliegende CCM in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind die ÜNB der CCR Hansa zum Ausschluss von Zweifeln verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 4 Absatz 13 der FCA-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung der vorliegenden CCM vorzulegen.

Anhang 1: Begründung der Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen (Artikel 5) und deren Anwendung

Der folgende Abschnitt legt die Begründung für die Anwendung und derzeit von PSE verwendeten Methode zur Konzipierung und Implementierung von Vergabebeschränkungen im Detail dar. Die rechtliche Interpretation der Berechtigung zur Anwendung von Vergabebeschränkungen und die Beschreibung ihres Beitrages zu den Zielen der FCA-Verordnung sind Teil des Erläuterungsdokumentes.

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

Technische und rechtliche Begründung

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen, wie von PSE angewandt, steht in einem Zusammenhang mit dem in Polen angewandten integrierten Fahrplanerstellungs-Prozess (auch als zentrales Dispatch-Modell bezeichnet) und der Art und Weise, wie Reservekapazität von PSE beschafft wird. 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 Beschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reservekapazitätsanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungs-Prozess als einzelnes Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird.

Der integrierte Fahrplanerstellungs-Prozess 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 Fahrplanerstellungs-Prozesses ausreichend Aufwärts-Reservekapazität bereitzustellen¹. Daher ist die Begrenzung der Strommenge für den Import bzw. Export in der SDAC ein Weg, um ausreichend Reservekapazität für den integrierten Fahrplanerstellungs-Prozess zu gewährleisten.

Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Stromsystem 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). Dies ist die effizienteste Lösung. Die separate Berücksichtigung solcher Beschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale 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

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.

den grenzüberschreitenden Handel zwischen anderen Gebotszonen sowie zwischen unterschiedlichen CCR verfügbar.

Methode zur Berechnung des Wertes von Vergabebeschränkungen

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

Die Beschränkungen werden nach den folgenden Gleichungen berechnet:

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

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

Wobei gilt:

P_{SKN}	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugern angegeben
P_{SKNmin}	Summe der technischen Minima der verfügbaren zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten
P_{NCD}	Summe der Pläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugern eingesetzt werden (für Windparks: prognostiziert von PSE)
P_{NA}	Erzeugung aufgrund von Netzbeschränkungen nicht verfügbar (sowohl geplante Abschaltung und/oder voraussichtliche Engpässe)
P_{ER}	Berichtigung der Erzeugungs-Nichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugern angegeben wurden, prognostiziert von PSE aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z.B. Kühlungszuständen 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 Vergabebeschränkungen in Exportrichtung im Rahmen der langfristigen Kapazitätsberechnung in Abbildung 1 dargestellt. Die Abbildung zeigt, wie von PSE eine Prognose der polnischen Strombalance für die Lieferzeit entwickelt wird, um Reserven bei den verfügbaren Erzeugungskapazitäten für potentielle Exporte für den langfristigen Markt zu bestimmen.

Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Export geringer ist als die Summe der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten an allen polnischen Interkonnektoren in Exportrichtung.

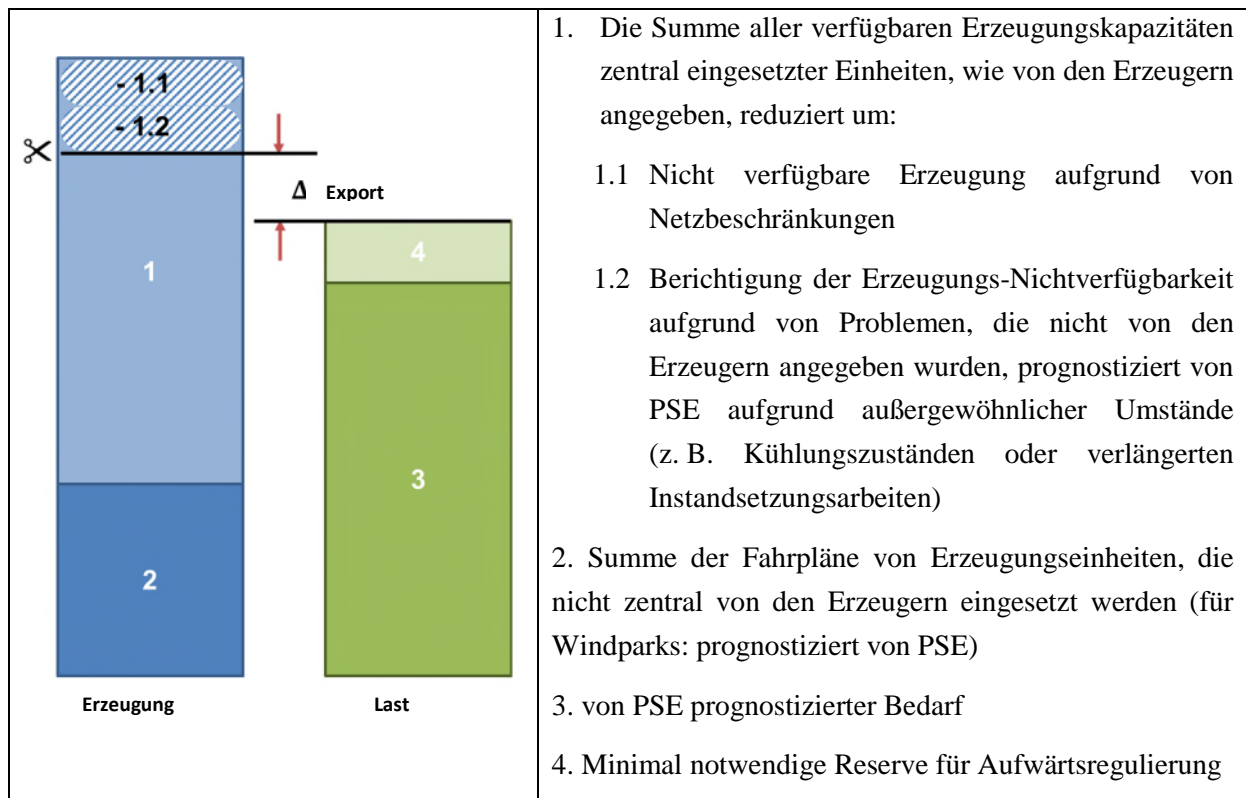


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkung in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der langfristigen Kapazitätsberechnung.

Überprüfungsintervalle

Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeitbereich der Kapazitätsvergabe bestimmt.