



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-22-002

☎ 0228

oder 14-0

Bonn

3. Mai 2022

Genehmigung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Artt. 20 ff. CACM-VO

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

Baltic Cable AB, Gustav Adolfs Torg 47, SE-2119 Malmö, Schweden, vertreten durch den Vorstand

– Antragstellerin –

wegen

Genehmigung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß 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 3. Mai

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.

2022 entschieden

1. Die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Artt. 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement wird wie in Anlage I dieses Bescheides dargelegt genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung der Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der Kapazitätsberechnungsregion („CCR¹“) Hansa² der Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) dieser Region gemäß 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“) gegenüber der Antragstellerin. Es handelt sich um die Erweiterung des subjektiven Anwendungsbereichs der Methode, die die Bundesnetzagentur bereits in Abänderung des Beschlusses der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 17. Dezember 2018 (Az. BK6-17-141) unter dem Aktenzeichen 622-21-004 am 19. Mai 2021 gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH genehmigt hat.

Die Antragstellerin betreibt seit 1994 eine Gleichstrom-Verbindungsleitung mit einer Kapazität von 600 MW zwischen den Gebotszonen Deutschland/Luxemburg und Schweden 4 („DE/LU-SE4“). Durch Beschluss der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 19. November 2019 ist die Antragstellerin als unabhängiger Transportnetzbetreiber gemäß §§ 10 ff. EnWG zertifiziert (BK6-17-087)³.

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, bewirtschaftet durch Energinet.dk und TenneT TSO GmbH, die Gebotszonengrenze Dänemark 2 - Deutschland/Luxemburg, bewirtschaftet durch Energinet.dk und 50Hertz Transmission GmbH und die Gebotszonengrenze Schweden 4 - Polen, bewirtschaftet durch Svenska kraftnät und PSE S.A. sowie die Gebotszonengrenze Dänemark 1 - Niederlande, bewirtschaftet durch Energinet.dk und TenneT TSO B.V. Mit ACER-Entscheidung 04/2021 vom 10. Mai 2021 wurde die Gebotszonengrenze Deutschland/Luxemburg – Schweden 4, bewirtschaftet von der Antragstellerin, der CCR Hansa zugeordnet.

³ Beschluss BK6-17-087 vom 19. November 2019 der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-087/BK6-17-087_Beschluss_2019_11_19.html.

Am 17. Dezember 2018 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 9 Abs. 7 lit. a i.V.m. Art. 20 Abs. 2 CACM-VO gegenüber der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH genehmigt (Az.: BK6-17-141)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 Verbindung zu den angrenzenden CCR, d.h. der CCR Nordic⁷ und der CCR Core⁸.

Mit Entscheidung der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER“) vom 10. Mai 2021 wurde die von der Antragstellerin bewirtschaftete Gebotszonengrenze DE/LU-SE4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet (Az. 04/2021).

Am 19. Mai 2021 hat die Bundesnetzagentur in Abänderung des Beschlusses ihrer Beschlusskammer 6 vom 17. Dezember 2018 die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und für den Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO gegenüber der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH genehmigt (Az.: 622-21-004)⁹. Parallel erfolgte die Genehmigung der Methode auch durch die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa¹⁰. Mit Bescheid vom 20. April 2021 hatte die Bundesnetzagentur die Antragstellerin auf ihren Antrag vom 9. April 2021 hin zum Verwaltungsverfahren 622-21-004 beigelegt.

Mit Schreiben vom 27. August 2021 hatte die Bundesnetzagentur die Antragstellerin aufgefordert, bis zum 28. Februar 2022 einen Antrag zur Genehmigung der bestehenden gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und für den Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 20 ff. CACM-VO mit Wirkung gegenüber der Antragstellerin bei der

⁴ Beschluss BK6-17-141 vom 17. Dezember 2018 der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-141/BK6-17-141_Beschluss_vom_17_12_2018.html.

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

⁶ CNTC: Coordinated Net Transmission Capacity: Koordinierte Nettoübertragungskapazität.

⁷ Die CCR Nordic wurde durch ACER-Entscheidung 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.

⁹ Genehmigung 622-22-004 vom 19. Mai 2021 der Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/EU-Genehmigungsverfahren>

¹⁰ Die Hansa-Regulierungsbehörden waren zu diesem Zeitpunkt neben der deutschen Regulierungsbehörde BNetzA, die niederländische Regulierungsbehörde ACM, die dänische Regulierungsbehörde DUR, die polnische Regulierungsbehörde URE und die schwedische Regulierungsbehörde Ei. Beratend eingebunden war die norwegische Regulierungsbehörde NVE.

Bundesnetzagentur zu stellen. Dieser Aufforderung kam die Antragstellerin mit Antragstellung im hiesigen Verfahren am 25. Februar 2022 nach. Die Bundesnetzagentur hat den Antrag nicht öffentlich konsultiert, da lediglich die Erweiterung des subjektiven Anwendungsbereichs der Methode in Rede stand und insofern von Vertretern der vom Verfahren berührten Wirtschaftskreise kein weiterer Beitrag zur Sachaufklärung zu erwarten war.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte sowie auf die vorangegangenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur vom 19. Mai 2021 (Az. 622-21-004) und der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 17. Dezember 2018 (Az.: BK6-17-141) Bezug genommen.

B.

Die diesem Bescheid als Anlage I angehängte Kapazitätsberechnungsmethode im Day-Ahead- und im Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Hansa nach Artt. 20 ff. CACM-VO wird gegenüber der Antragstellerin genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet.

I. Zulässigkeit

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

Die Antragstellerin ist gemäß Art. 9 Abs. 1 i.V.m. 20 Abs. 2 CACM als ÜNB der CCR Hansa antragsbefugt, nachdem die von der Antragstellerin bewirtschaftete Gebotszonengrenze DE/LU-SE4 mit Entscheidung der ACER vom 10. Mai 2021 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet wurde.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung nach Art. 9 Abs. 7 Buchst. a i.V.m. Art. 20 Abs. 2 CACM-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 Stromhandel¹¹ bzw. aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. EnWG i.V.m. Art. 61 und 70 EltVO. Eine obligatorische Kammerzuständigkeit besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 14 EnWG.

Da die vorliegende Kapazitätsberechnungsmethode wortgleich mit der bereits genehmigten gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und für den Intraday-Zeitbereich der ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 20 ff. CACM-VO ist, war eine (erneute) Konsultation mit den Interessenträgern gemäß Art. 20 Abs. 2 S. 2 i.V.m. Art. 12 CACM-VO nicht erforderlich.

¹¹ Die Verordnung (EG) 714/2009 wurde durch Art. 70 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt aufgehoben.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die zur Genehmigung beantragte Kapazitätsberechnungsmethode erfüllt die Vorgaben von Artt. 20 ff. CACM-VO und steht im Einklang mit den Zielen der CACM-VO.

Mit der Genehmigung wird lediglich der subjektive Anwendungsbereich der Kapazitätsberechnungsmethode um die Antragstellerin erweitert. Eine inhaltliche Änderung wird nicht beantragt.

Da die von der Antragstellerin bewirtschaftete Gebotszonengrenze DE/LU-SE4 mit Entscheidung der ACER vom 10. Mai 2021 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet wurde, oblag es gemäß Art. 9 Abs. 1 CACM-VO der Antragstellerin einen entsprechenden Antrag auf Genehmigung der Kapazitätsberechnungsmethode zu stellen.

Wegen der weiteren Begründung wird auf die vorangegangenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur vom 19. Mai 2021 (Az. 622-21-004) und der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 17. Dezember 2018 (Az.: BK6-17-141) Bezug genommen.

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, 3. Mai 2022

Anlage

Im Auftrag

Joachim Gewehr
(Referatsleiter)

Gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa entsprechend Artikel 20 (2) der Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 vom 24. Juli 2015 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

26. April 2021

Inhaltsverzeichnis

PRÄAMBEL.....	3
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich	6
Artikel 2 Begriffsbestimmungen	6
Artikel 3 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität	7
KAPITEL 1 Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich	8
Artikel 4 Mathematische Beschreibung	8
Artikel 5 Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen ..	10
Artikel 6 Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge	10
Artikel 7 Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle	11
Artikel 8 Methode zur Vergabebeschränkung	12
Artikel 9 Methode zur Ermittlung von Generation Shift Keys	13
Artikel 10 Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen.....	13
Artikel 11 Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich	14
KAPITEL 2 Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich	14
Artikel 12 Mathematische Beschreibung	14
Artikel 13 Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich.....	17
Artikel 14 Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Generation Shift Keys und Entlastungsmaßnahmen 17	
Artikel 15 Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich.....	18
KAPITEL 3 Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday- Zeitbereiche gelten	18
Artikel 16 Methode zur Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität.....	18
Artikel 17 Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente	19
Artikel 18 Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung	19
KAPITEL 4 Schlussbestimmungen	19
Artikel 19 Implementierung	19
Artikel 20 Sprache	20
Anhang 1 Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3	21

DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGION HANSA UNTER ERWÄGUNG NACHSTEHENDER GRÜNDE:

PRÄAMBEL

- (1) Dieses Dokument ist eine gemeinsame Methode der Übertragungsnetzbetreiber (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (engl. *Capacity Calculation Region*, im weiteren Verlauf als „CCR“ bezeichnet), wie in der Entscheidung der Regulierungsagentur ACER beschrieben¹.
- (2) Diese gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung (im weiteren Verlauf als „CCM“ bezeichnet) für die CCR Hansa berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) Nr. 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 des Europäischen Parlaments und des Rates².
- (3) Das Ziel der CACM-Verordnung besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen.
- (4) An die vorliegende CCM ergeben sich nach Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung folgende Anforderungen:
„Spätestens zehn Monate nach der Genehmigung des Vorschlags für eine Kapazitätsberechnungsregion gemäß Artikel 15 Absatz 1 übermitteln alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung innerhalb der jeweiligen Region.“

Die vorliegende CCM ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12 der CACM-Verordnung.
- (5) Die vorliegende CCM berücksichtigt alle Anforderungen nach Artikel 21 Absatz 1, 2 und 3 der CACM-Verordnung.
- (6) Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und 14 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifende Kapazität für mindestens den Day-Ahead- und den Intraday-Marktzeitbereich berechnen. Darüber hinaus verlangen Artikel 14 Absatz 1 und Artikel 14 Absatz 2, dass die gebotszonenübergreifende Kapazität für jede Marktzeiteinheit zu berechnen ist.
- (7) Die CCM für die CCR Hansa dient der Umsetzung der in Artikel 3 der CACM-Verordnung festgelegten Ziele und steht diesen in keiner Weise entgegen.
- (8) Die CCM für die CCR Hansa beruht auf der Methode einer Koordinierten Nettoübertragungskapazität³ (CNTC) mit einem starken Bezug zu angrenzenden CCR⁴. Da es sich bei den Gebotszongrenzen der CCR Hansa, einschließlich der deutsch-westdänischen Wechselstrom-Grenze (Wechselstrom im weiteren Verlauf als „AC“ bezeichnet) um strahlenförmige Interkonnektoren handelt, ist eine auf der last-

¹ Definition der ACER für die Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) vom 17. November 2016 (Anhang I zur CCR-Entscheidung) http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf

² Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak 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/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2123&qid=1608200554462>

³ CNTC wird als eine Methode der Nettoübertragungskapazität verstanden, bei welcher die Koordination durch die Nutzung des gemeinsamen Netzmodells und der vom koordinierten Kapazitätsberechner durchgeführten Berechnungen erfolgt.

⁴ Angrenzende CCR sind aus Sicht der CCR Hansa für die Zwecke dieser CCM die CCR Nordic und die CCR Core.

flussbasierten Methode basierende CCM, verglichen mit dem vorgeschlagenen CNTC-Ansatz bei Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der Hansa-Region nicht effizienter. Gemäß Artikel 20 Absatz 7 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa in einem separaten Antrag die Effizienz der Methode CNTC gegenüber dem lastflussbasierten Ansatz nachgewiesen. Der Antrag wird den Nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa (im weiteren Verlauf als „NRB der CCR Hansa“ bezeichnet) zusammen mit dieser CCM zur Genehmigung vorgelegt.

- (9) Die CCM für die CCR Hansa sichert eine optimale Nutzung der Übertragungskapazität, da sie den Vorteil der gleichzeitig in den CCR Nordic und Core entwickelten lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethoden nutzt, um die Beschränkungen im AC-Netz darzustellen. Die Nutzung der Interkonnektorkapazität und AC-Netzkapazität der CCR Hansa wird auf diese Weise vollständig integriert und bietet einen fairen Wettbewerb für die knappen Kapazitäten im System, sowie eine optimale Systemnutzung. Es existiert kein vordefinierter und statischer Split der Kapazitäten in kritischen Netzelementen und die Lastflüsse durch die Interkonnektoren der CCR Hansa werden auf der Grundlage wirtschaftlicher Effizienz während der Kapazitätsvergabephase optimiert.
- (10) 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, welche in die Methoden der angrenzenden CCR integriert ist.
- (11) Die CCM für die CCR Hansa wird voll umfänglich in einer Situation angewandt, in welcher die Erweiterte Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „AHC“ bezeichnet) in einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in den CCR Nordic und Core gemäß den lastflussgestützten CCM der beiden Regionen implementiert wird. Die Anwendung von AHC gewährleistet eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa mit den Gebotszonengrenzen in den lastflussbasierten CCM angrenzender CCR.
- (12) Die CCM für die CCR Hansa nutzt den Vorteil der lastflussbasierten CCM angrenzender CCR und gewährleistet gleichzeitig eine vollständige Transparenz der Berechnung der gebotszonenübergreifenden Kapazität. Dies führt wiederum zu einem besseren Verständnis für Marktteilnehmer und erhöht die Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen gegenüber dem, was heute an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa verfügbar ist.
- (13) Die CCM für die CCR Hansa sieht eine schrittweise Implementierung dahingehend vor, dass sowohl die CCR Nordic als auch die CCR Core AHC anwenden. Für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussbasierten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelementen (CNE) beinhalten, wird der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa - wie in Artikel 19 Absatz 4 erläutert - fortgeführt, bis AHC und die Auswahl der für die CCR Hansa relevanten CNE in beiden angrenzenden CCR implementiert sind. Dies impliziert, dass der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess auch an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt wird, wenn die CCR Core ihre Standard-Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „SHC“ bezeichnet) implementiert hat. Bei der Anwendung der SHC werden die voraussichtlichen Lastflüsse an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa in den verfügbaren Margen von kritischen Netzelementen (CNEs) in der lastflussbasierten Methode der CCR Core berücksichtigt, was weniger effizient ist, als eine Anwendung der AHC, wo diese Notwendigkeit nicht besteht.
- (14) Da die CCM für die CCR Hansa den Einsatz von AHC in den angrenzenden CCR Nordic und Core bedingt, besteht nach der Implementierung keine unangemessene Diskriminierung zwischen gebotszonenübergreifenden Lastflüssen innerhalb der CCR Hansa und angrenzenden CCR. Sie gewährleistet darüber hinaus, dass keine unangemessene 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 und kann sich mit dem Ausbau und dem Zusammenschluss von CCR in der Zukunft dynamisch weiterentwickeln. 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 vorgeschlagenen lastflussbasierten CCM in 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 AC-Netze in den CCM angrenzender CCR behandelt.
- (17) Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung sieht vor, dass die CCR Hansa spätestens vier Monate nach den Entscheidungen über die CCM gemäß den Artikeln 20 und 21 der CACM-Verordnung einen koordinierten Kapazitätsberechner (im weiteren Verlauf als „CCC“ bezeichnet) einrichtet. Der CCC der CCR Hansa ist verantwortlich für die Berechnung der in dieser CCM aufgeführten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten.
- (18) Die CCM für die CCR Hansa entspricht den Festlegungen von Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943, in dem festgelegt wird, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Grenzkuppelkapazität 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 KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 wird festgelegt, dass dieser Mindestprozentsatz nicht für die gesamte Übertragungskapazität der KF CGS 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 das KF-Netz 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.

ÜBERMITTELN HIERMIT DEN FOLGENDEN VORSCHLAG FÜR EINE GEMEINSAME KOORDINIERTE KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR DIE CCR HANSA:

Artikel 1

Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Gemäß Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB jeder CCR eine CCM innerhalb der jeweiligen Region übermitteln.
2. Dieses Dokument legt eine gemeinsam koordinierte CCM für alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa fest.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

1. Für die Zwecke der vorliegenden CCM haben die verwendeten Begriffe die in Artikel 2 der CACM-Verordnung, in der Verordnung (EU) 2019/943, in der Verordnung (EU) 543/2013 der Kommission über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und in dem Beschluss (EU) 11/2123 der Kommission vom 11. November 2020 über die Freistellung für die KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 definierten Bedeutungen.

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 Erweiterte Hybridkopplung (AHC) ist eine Verbesserung der lastflussbasierten CCM; sie stellt eine detailliertere Modellierung des Einflusses der Hochspannungsgleichstromleitung (HGÜ-Leitung) in den AC-Netzlastflüssen dar und erlaubt es den NTC-Gebotszonengrenzen, um die knappe Kapazität innerhalb des lastflussgestützten Bereichs zu konkurrieren und umgekehrt, wodurch eine wirtschaftliche Optimierung der Lastflüsse an NTC-Gebotszonengrenzen durch den Kapazitätsvergabealgorithmus zu gleichen Bedingungen wie für die Lastflüsse innerhalb des lastflussgestützten Bereichs erfolgen kann. Die Erweiterte Hybridkopplung wird auch dafür verwendet, die Austausche an den DK1-DE/LU-Gebotszonengrenzen – aufgrund ihrer strahlenförmigen Topologie – in lastflussbasierten Ansätzen darzustellen.
 - c. Die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) ist ein Maß für die 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.
 - d. Bei dem Interkonnektor der CCR Hansa handelt es sich entweder um (eine) strahlenförmige DC-Leitung(en) oder die Kombination aus strahlenförmigen AC-Leitungen zwischen den maschigen AC-Netzen an jeder Seite der Gebotszonengrenze.
 - e. 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 dieser 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 CCM.
 - c. Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel in dieser CCM.
 - d. jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder

Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

Artikel 3

Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität

1. Der Kapazitätsberechnungsansatz für die CCR Hansa muss dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (CNTC) folgen.
2. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC eine Liste von CNE gemäß Artikel 5 ausreichend im Voraus der Day-Ahead- und der Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkte zu übermitteln.
3. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung rechtzeitig vor den Day-Ahead- und Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkten für die einzelnen Marktzeiteinheiten (MTU) die folgenden Informationen zu übermitteln:
 - a. Input-Parameter, einschließlich eines Verfügbarkeitsfaktors der Anlage, der thermischen Kapazität der CNE und eines Verlustfaktors zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität (TTC) gemäß der mathematischen Beschreibung in den Artikeln 4 und 12
 - b. Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle gemäß Artikel 7
 - c. Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 8
 - d. TRM gemäß Artikel 6
 - e. Generation Shift Key (GSK) gemäß Artikel 9 und
 - f. Verfügbare Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 10
4. Die ÜNB der CCR Hansa – bzw. eine in deren Auftrag handelnde Einrichtung – haben für jede Marktzeiteinheit die bereits vergebenen und benannten Kapazitäten (AAC) unverzüglich an den CCC gemäß Artikel 11 und Artikel 15 zu übermitteln.
5. Auf der Grundlage der von den ÜNB der CCR Hansa übermittelten Inputs hat der CCC die Kapazitätsberechnung für jede Gebotszonengrenze in beide Richtungen gemäß den mathematischen Beschreibungen in Artikel 4 und Artikel 12 vorzunehmen.
6. Soweit eine Gebotszonengrenze der CCR Hansa über mehr als einen Interkonnektor verfügt, ist die gebotszonenübergreifende Kapazität dieser Interkonnektoren aufzusummieren, um die volle gebotszonenübergreifende Kapazität der Gebotszonengrenze der CCR Hansa zu ermitteln.
7. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, ist das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 18 anzuwenden.
8. Der CCC hat die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung gemäß den in Artikel 16 beschriebenen Grundsätzen den ÜNB der CCR Hansa zur Validierung vorzulegen.
9. Gemäß Artikel 46 und 58 der CACM-Verordnung hat der CCC sicherzustellen, dass die betreffenden NEMO die Angaben zu den validierten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen rechtzeitig vor den Day-Ahead- und Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkten erhalten.

KAPITEL 1

Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich

Artikel 4

Mathematische Beschreibung

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität ATC an den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

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

Für den Fall, dass die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

A	:= Gebotszone A
B	:= Gebotszone B
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität auf der DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität auf einer DC-Leitung 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 DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

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

$AAC_{i,A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 11
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B \rightarrow A$ gemäß Artikel 11
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{i,max thermal}$:= thermische Kapazität für eine DC-Leitung i
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$:= Verlustfaktor im Falle einer expliziten Berücksichtigung der Netzverluste auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Berücksichtigung der Netzverluste wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 8 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC an den Wechselstromleitungen (AC-Leitungen) zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ angeschlossen ist, wird folgendermaßen berechnet:

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

Für den Fall, dass der AC-Interkonnektor der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

In der Gleichung sind:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = 0$$

A := Gebotszone A

B := Gebotszone B

$ATC_{AC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung A→B, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt

$TTC_{A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung A→B

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

1. Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des gemeinsamen Netzmodells CGM und der GSK gemäß Artikel 9
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→B gemäß Artikel 6

$AAC_{A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung A→B gemäß Artikel 11

$AAC_{B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung B→A gemäß Artikel 11

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung der ATC für den Interkonnektor KF CGS als Hybrid-Interkonnektor mit integrierter Netzanbindung für Offshore-Windparks (im weiteren Verlauf als „OWP“ bezeichnet) zwischen DK2-DE/LU.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF CGS, DE \rightarrow DK}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU→DK2 wird folgendermaßen berechnet:

$$ATC_{KF CGS, DE \rightarrow DK} = \alpha_1 \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max thermal, DE}}{1 + Loss_{DE} + Loss_{XB}}, \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max thermal, DE} \times Loss_{DE})}{1 + Loss_{XB}}, P_{\max thermal, DE} \right), \frac{P_{\max thermal, XB}}{1 + Loss_{XB}}, P_{\max thermal, DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF CGS, DE \rightarrow DK} + AAC_{KF CGS, DK \rightarrow DE}$$

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF CGS, DK \rightarrow DE}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2→DE/LU wird folgendermaßen berechnet:

$$ATC_{KF CGS, DK \rightarrow DE} = \alpha_1 \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max thermal, DK}}{1 + Loss_{DK}}, \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max thermal, DK} \times Loss_{DK}), P_{\max thermal, DK} \right), P_{\max thermal, XB}, \frac{P_{\max thermal, DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - Loss_{XB}}, \frac{P_{\max thermal, DE} - AAC_{DE}^{Wind} (1 - Loss_{DE})}{1 - Loss_{XB} - Loss_{DE}} \right) - AAC_{KF CGS, DK \rightarrow DE} + AAC_{KF CGS, DE \rightarrow DK}$$

Falls der Interkonnektor KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. wenn $P_{\max \text{ thermal,DK}}$, $P_{\max \text{ thermal,DE}}$ oder $P_{\max \text{ thermal,XB}}$ Null sind), gilt:

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

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

In der Gleichung sind:

DE	:= Gebotszone DE/LU
DK	:= Gebotszone DK2
$ATC_{KF \text{ CGS,DE} \rightarrow DK}$:= verfügbare Übertragungskapazität des Interkonnektors KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt
$AAC_{KF \text{ CGS,DE} \rightarrow DK}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 gemäß Artikel 11
$AAC_{KF \text{ CGS,DK} \rightarrow DE}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU gemäß Artikel 11
$AAC_{\text{Wind DE}}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DE/LU, gemäß Artikel 11
$AAC_{\text{Wind DK}}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DK2, gemäß Artikel 11
$CP_{\text{OWF, DE}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$CP_{\text{OWF, DK}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$LOSS_{DE}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{XB}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{\text{OWF, DK}}$ und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{DK}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{\text{OWF, DK}}$
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{\max \text{ thermal,DE}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,XB}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von $CP_{\text{OWF, DK}}$ nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,DK}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{\text{OWF, DK}}$

Artikel 5

Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen

1. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat eine Liste von CNE seiner eigenen Regelzone auf der Grundlage betrieblicher Erfahrung und der Topologie seines Netzes bereitzustellen. In der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigte CNE müssen Teil eines Interkonnektors der CCR Hansa sein.
2. Kritische Netzelemente (CNEs) in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Leitungen der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, werden in den Lastflussparametern der CCR Nordic und der CCR Core nach deren jeweiligen Methoden für die Auswahl kritischer Netzelemente und den Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen ermittelt.
3. Gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (ii) darf die Regel zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung nur Interkonnektoren der CCR Hansa in die Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigen, wodurch keine Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen möglich ist.

Artikel 6

Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge

1. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge TRM gilt ausschließlich für eine durch AC-Leitungen in der CCR Hansa angeschlossene Grenze.
2. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge 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 22 Absatz 2 der CACM-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 TRM zu berücksichtigen ist.
4. Die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge TRM erfolgt in den folgenden Schritten:
 - a. Identifizierung der Unsicherheitsquellen für jede TTC-Berechnung: Die Berechnung der TTC beruht auf dem gemeinsamen Netzmodell CGM; dieses beinhaltet Annahmen für grenzüberschreitende Austausch zwischen Dritten und Prognosen für Wind- und Solarenergieeinspeisung, welche die Erzeugungs- und Lastmuster beeinflussen, sowie die Netztopologie.
 - 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 – wie in Artikel 6 Absatz 4 Buchstabe a beschrieben – 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 gemäß Artikel 22 Absatz 3 der CACM-Verordnung sicherzustellen.
6. Die Zuverlässigkeitsmarge ist regelmäßig, mindestens jedoch einmal jährlich durch die ÜNB der CCR Hansa bzw. den benannten CCC zu aktualisieren.

Artikel 7

Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 1 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die in der gemäß Artikel 72 der SO-Verordnung durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen zu beachten. Die in der gemeinsamen Kapazitätsberechnung verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen sind dieselben, wie die in der Betriebssicherheitsanalyse verwendeten; daher sind zusätzliche Beschreibungen gemäß Artikel 23 Absatz 2 der CACM-Verordnung nicht erforderlich. Insbesondere haben die ÜNB der CCR Hansa die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität zu beachten.
2. Thermische Grenzwerte der CNE der CCR Hansa sind in dem in Artikel 4 für den Day-Ahead-Zeitbereich und Artikel 12 für den Intraday-Zeitbereich beschriebenen TTC-Berechnungsprozess berücksichtigt.

3. Betriebssicherheitsgrenzwerte 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 Lastflussparametern der CCR Nordic und der CCR Core berücksichtigt.
4. Die ÜNB der CCR Hansa können die Betriebssicherheitsgrenzen, welche nicht in den Lastflussparametern benachbarter CCR abgebildet werden können, wie beispielsweise die Spannungshaltungsgrenzwerte, die Kurzschlussstromgrenzwerte und die Grenzwerte für die dynamische Stabilität gemäß den Bestimmungen aus Artikel 8 Absatz 1 individuell beurteilen.

Artikel 8

Methode zur Vergabebeschränkung

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 3 Buchstabe a bzw. b der CACM-Verordnung können die ÜNB der CCR Hansa während der Kapazitätsvergabephase – neben den Wirkleistungsflussgrenzwerten an den Interkonnektoren der CCR Hansa – Vergabebeschränkungen festlegen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder die die ökonomischen Wohlfahrt steigern sollen. Hierbei ist folgendes zu berücksichtigen:
 - 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 auf den DC-Leitungen und KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten MTU (Ramping-Beschränkungen)
 - d. implizite Verlustfaktoren auf den DC-Leitungen
2. Gemäß Artikel 8 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 8 Absatz 1 Buchstabe b kann ein ÜNB der CCR Hansa externe Beschränkungen im Falle eines zentralen Dispatchmodells 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 dieser Art Vergabebeschränkungen werden im Anhang 1 fortgeführt.
4. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe c ist eine Ramping-Beschränkung ein Instrument des Systembetriebes zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit für Frequenzmanagementzwecke. Hierdurch wird die maximale Änderung der DC-Lastflüsse und marktlichen Lastflüsse der KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten (max. MW/MTU pro Interkonnektor der CCR Hansa) festgelegt.
5. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d stellt ein impliziter Verlustfaktor für DC-Leitungen im Falle einer impliziten Berücksichtigung der Verluste während der Kapazitätsvergabe sicher, dass die DC-Leitung keinen Lastfluss führt, solange der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste nicht überwiegt.
6. Falls ein, mehrere oder alle ÜNB der CCR Hansa die Anwendung einer oder mehrerer in Artikel 8 Absatz 1 aufgeführten Vergabebeschränkung(en) für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa plant/planen, hat der betreffende ÜNB der CCR Hansa die Marktteilnehmer, die übrigen ÜNB der CCR Hansa und die für die CCR Hansa zuständigen Regulierungsbehörden spätestens zwei (2) Monate vor der geplanten Anwendung der geplanten Vergabebeschränkungen über dieselben zu informieren. Bei dieser Gelegenheit hat der ÜNB detaillierte Erläuterungen und Begründungen für die Vornahme der betreffenden Vergabebeschränkungen einzureichen.
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 NRB der CCR Hansa 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.
9. Vergabebeschränkungen werden zum Zweck der Vergabe von Kapazität gemäß Artikel 46 und Artikel 58 der CACM-Verordnung verwendet.

Artikel 9

Methode zur Ermittlung von Generation Shift Keys

1. Für die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge der strahlenförmigen AC-Leitungen – wie in Artikel 4 Absatz 2 beschrieben – wird erwartet, dass die GSK der relevanten Gebotszonen in den CCM der angrenzenden CCR unter Anwendung eines lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsansatzes definiert werden. Diese GSK werden angewandt, um die Verteilung des Leistungsflusses an den Interkonnektoren der CCR Hansa in der CCR Hansa darzustellen.
2. Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den angrenzenden AC-Netzen werden in den entsprechenden Lastflussparametern angrenzender CCR wiedergegeben.

Artikel 10

Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen

1. Nicht kostenträchtige Entlastungsmaßnahmen sind zur Optimierung der Gesamtübertragungskapazität TTC einzusetzen.
2. Für KF CGS sind alle verfügbaren Entlastungsmaßnahmen einzusetzen, um sicherzustellen, dass die Betriebssicherheitsgrenzen in Fällen, in denen beide der folgenden Bedingungen gelten, nicht verletzt werden:
3. Die erwartete Produktion eines Windparks übersteigt das durch die ÜNB der CCR-Hansa prognostizierte Day-Ahead-Marktergebnis.
4. Die volle Übertragungskapazität in Richtung der entsprechenden Gebotszone dieses Windparks wird für das voraussichtliche Marktergebnis dieses Windparks, benannte langfristige Übertragungsrechte, Day Ahead- und Intraday-Austausche eingesetzt.
5. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat individuell die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zur ausschließlichen Berücksichtigung in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa gemäß Artikel 25 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu definieren und dem CCC und allen übrigen ÜNB gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu übermitteln.
6. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat sicherzustellen, dass Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, wobei die Voraussetzung gilt, dass die nach der Berechnung verbleibenden verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zusammen mit der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 25 Absatz 4 der CACM-Verordnung ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.
7. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat gemäß Artikel 25 Absatz 6 der CACM-Verordnung sicherzustellen, dass die bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche dieselben sind, vorbehaltlich der technischen Verfügbarkeit für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich.

8. Gemäß Artikel 25 Absatz 2 und 25 Absatz 3 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa jede Anwendung von für die Kapazitätsberechnungsregion verwendeten Entlastungsmaßnahmen mit dem von der CCR Hansa benannten CCC und allen betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren. Alle ÜNB der CCR Hansa haben sich auf die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die das Tätigwerden von mehr als einem ÜNB der CCR Hansa erforderlich machen, zu verständigen.
9. Die Regel zur Anpassung des Leistungsflusses sieht vor, dass der CCC der CCR Hansa – sofern Entlastungsmaßnahmen gemäß der CCM angewendet werden – die Kapazität auf den Interkonnektoren der CCR Hansa, auf welche sich die Entlastungsmaßnahme in einer Richtung auswirkt, gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (iv) der CACM-Verordnung anpasst.

Artikel 11

Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich

1. Im Day-Ahead-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene gebotszonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. für benannte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität
 - b. für den gebotszonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung), mit Ausnahme der Zusatzleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung
 - c. für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Windstromerzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa
2. AAC ist im Day-Ahead-Markt entsprechend den Erläuterungen in den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 4 zu berücksichtigen.

KAPITEL 2

Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich

Artikel 12

Mathematische Beschreibung

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC auf den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

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

Für den Fall, dass die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

A	:= Gebotszone A
B	:= Gebotszone B
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität auf der DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Intraday-Markt
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ Die TTC entspricht der vollen Kapazität auf der DC-Leitung, wenn kein Ausfall des Interkonnektors der CCR Hansa, einschließlich der Konverterstationen, vorliegt.

Die TTC für eine DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

$$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max thermal} * (1 - \beta_{i, Loss, A \rightarrow B})$$

$AAC_{i,A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 15
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B \rightarrow A$ gemäß Artikel 15
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{i,max thermal}$:= thermische Kapazität für eine DC-Leitung i
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$:= Verlustfaktor für die explizite Berücksichtigung der Netzverluste auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Berücksichtigung der Netzverluste wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 14 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität auf den AC-Leitungen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ angeschlossen ist, wird folgendermaßen berechnet:

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

Für den Fall, dass der AC-Interkonnektor der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

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

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

- Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des gemeinsamen Netzmodells CGM und der GSK gemäß Artikel 9
- 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 jedes einzelnen Stromkreises an dem Interkonnektor der CCR Hansa wiederholt,

wobei die minimale 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 14

$AAC_{A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung A \rightarrow B gemäß Artikel 15

$AAC_{B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung B \rightarrow A gemäß Artikel 15

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung von ATC auf dem Interkonnektor KF CGS. Die darauf basierende Kapazitätsberechnung ergibt die Mindestkapazität für den Markt.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 wird folgendermaßen berechnet:

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

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU wird folgendermaßen berechnet:

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

Falls der Interkonnektor KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. wenn $P_{\max\ thermal, DK}$, $P_{\max\ thermal, DE}$ oder $P_{\max\ thermal, XB}$ Null sind), gilt:

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

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

In der Gleichung sind:

DE := Gebotszone DE/LU

DK := Gebotszone DK2

$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= verfügbare Übertragungskapazität des Interkonnektors KF CGS in Richtung

	DE/LU→DK2, bereitgestellt für den Intraday-Markt
$AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU→DK2 gemäß Artikel 15
$AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2→DE/LU gemäß Artikel 15
$AAC_{Wind\ DE}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DE/LU, gemäß Artikel 15
$AAC_{Wind\ DK}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DK2, gemäß Artikel 15
$CP_{OWF, DE}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$CP_{OWF, DK}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$LOSS_{DE}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{XB}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{OWF, DK}$ und $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{DK}$:= 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, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{max\ thermal, DE}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, XB}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von $CP_{OWF, DK}$ nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, DK}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{OWF, DK}$

Artikel 13

Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Die Gesamtübertragungskapazität für den Intraday-Zeitbereich wird vom CCC neu beurteilt, wenn aktualisierte gemeinsame Intraday-Netzmodelle verfügbar sind, mindestens jedoch einmal im Intraday-Zeitbereich.
2. Im Fall unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa und sofern diese die gebotszonenübergreifende Kapazität beeinträchtigen würden, wird die Kapazität im Intraday-Zeitbereich erneut durch den CCC beurteilt.
3. Die bereits vergebene Kapazität - wie in Artikel 15 definiert - wird ständig aktualisiert.
4. Spätestens 30 Tage nach der Genehmigung dieser CCM für die CCR Hansa informieren die ÜNB der CCR Hansa den Markt darüber, zu welchem Zeitpunkt die gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazität freigegeben wird. Sofern die gebotszonenübergreifende Kapazität nach der gebotszonenübergreifenden Marktöffnung der einheitlichen Intraday-Kopplung (SIDC) freigegeben wird, werden die ÜNB der CCR Hansa die Begründung hierfür übermitteln.

Artikel 14

Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Generation Shift Keys und Entlastungsmaßnahmen

Die Artikel 5 bis 10 dieser CCM für den Day-Ahead-Zeitbereich gelten auch für den Intraday-Zeitbereich.

Artikel 15

Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Im Intraday-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene gebotszonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. für benannte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität
 - b. für den gebotszonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der EB-Verordnung, mit Ausnahme der Systemdienstleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung
 - c. im Day-Ahead-Markt nominierte Kapazität
 - d. für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Windstromerzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa
2. AAC ist im Intraday-Markt entsprechend den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 12 zu berücksichtigen.

KAPITEL 3

Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday-Zeitbereiche gelten

Artikel 16

Methode zur Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität

1. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 1 der CACM-Verordnung hat jeder ÜNB der CCR Hansa die für seine Gebotszonengrenzen relevante und vom CCC übermittelte gebotszonenübergreifende Kapazität zu validieren und hat das Recht, diese zu korrigieren.
2. Da gemäß Artikel 5a lediglich Interkonnektoren der CCR Hansa als CNE in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa enthalten sind, gilt eine Situation, in der ein internes AC-Netzelement eine Korrektur der verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität erfordert, nicht für die CCR Hansa.
3. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 3 der CACM-Verordnung kann jeder ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifende Kapazität während der Validierung gemäß Artikel 16 Absatz 1 aus Gründen der Betriebssicherheit verringern.
4. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat die gebotszonenübergreifende Kapazität zu validieren, indem er überprüft, dass die von dem ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung übermittelten korrekten Eingangsdaten verwendet werden. Die ÜNB der CCR Hansa können Validierungstools einsetzen und ihre eigenen Berechnungen unter Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells durchführen.
5. Eine Erhöhung der in der Validierungsphase vorgeschlagenen gebotszonenübergreifenden Kapazität ist gemeinsam von den betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu vereinbaren.
6. Alle Informationen zu einer erhöhten bzw. verminderten gebotszonenübergreifenden Kapazität von benachbarten CCC werden von dem CCC der CCR Hansa an die ÜNB der CCR Hansa zur Berücksichtigung während der Validierung übermittelt.
7. Jeder ÜNB der CCR Hansa übermittelt dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die von ihm validierte Kapazität. Sofern ein ÜNB der CCR Hansa Kapazität korrigiert, hat er dem CCC und den übrigen ÜNB der CCR Hansa eine Begründung hierfür vorzulegen.
8. Der CCC der CCR Hansa hat sich während des Validierungsprozesses gemäß Artikel 26 Absatz 4 der CACM-

Verordnung mit benachbarten CCC abzustimmen, wobei mindestens die Korrekturen in der gebotszonenübergreifenden Kapazität zwischen ihnen ausgetauscht werden.

9. Sofern Kapazitäten an einer bestimmten Gebotszonengrenze regelmäßig durch die ÜNB der CCR Hansa korrigiert werden, haben die ÜNB der CCR Hansa den Kapazitätsberechnungsprozess, einschließlich der CCM zu bewerten und nach Möglichkeit anzupassen, um die Notwendigkeit von Korrekturen zukünftig zu verringern.
10. Alle drei Monate hat der CCC der CCR Hansa alle während der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität vorgenommenen Reduzierungen an alle NRB der CCR Hansa zu melden. In diesem Bericht ist gemäß den Anforderungen aus Artikel 26 Absatz 5 der CACM-Verordnung auch anzugeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazität gab.

Artikel 17

Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente

1. Die Interkonnektoren der CCR Hansa sind die einzigen CNE, die in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. Keines dieser Elemente oder deren Lastflusskapazitäten werden zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vi) der CACM-Verordnung oder zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und anderer CCR gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vii) der CACM-Verordnung geteilt.

Artikel 18

Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung

1. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, werden die betroffenen ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten bilateral berechnen und vereinbaren. Die ÜNB der CCR Hansa haben die CCM jeweils anzuwenden und die endgültige gebotszonenübergreifende Kapazität wird unter Verwendung des Mindestwertes der von den ÜNB der CCR Hansa an der betreffenden Gebotszonengrenze berechneten Kapazitäten ermittelt. Die betreffenden ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die Kapazitäten zu übermitteln.

KAPITEL 4

Schlussbestimmungen

Artikel 19

Implementierung

1. Die Implementierung dieser CCM ist ein schrittweiser Prozess mit den folgenden Meilensteinen:
 - a. Der CCC der CCR Hansa wird gemäß Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung eingerichtet und betrieben.
 - b. Implementierung der Methode für das gemeinsame Netzmodell CGM
 - c. Die lastflussbasierten CCMs der CCR Core und der CCR Nordic wurden einschließlich der Erweiterten Hybridkopplung AHC für die Interkonnektoren in der CCR Hansa implementiert.
 - d. Die Day-Ahead-CCM ist implementiert. Gemäß Artikel 20 Absatz 8 ist über 6 Monate ein Test der Methode mit den CCR Nordic und Core zu koordinieren.
 - e. Die Einheitliche Intraday-Marktkopplungslösung (SIDC) kann Lastflussparameter anwenden und relevante ÜNB- und NEMO-Prozesse wurden entsprechend adaptiert.
 - f. Die CCM für den Intraday-Zeitbereich ist implementiert.
2. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe a berechnet der CCC der CCR Hansa mit seiner Ernennung und seiner

Betriebsaufnahme die gebotszonenübergreifende Kapazität, während die ÜNB der CCR Hansa die Ergebnisse ihrer Kapazitätsberechnungen für das AC-Netz an den CCC 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 b werden die ÜNB der CCR Hansa – mit der Implementierung der gemeinsamen 2-Day-Ahead-, Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle – denselben CGM-Input in ihren jeweiligen Kapazitätsberechnungsprozessen der CCR Hansa 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 c wird – mit der Implementierung der lastflussbasierten CCM der die Erweiterte Hybridkopplung AHC nutzenden CCR Core und CCR Nordic – der Einfluss der Interkonnektoren der CCR Hansa auf das AC-Netz marktgetrieben sein und so eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und der Gebotszonengrenzen der angrenzenden CCR sicherstellen. Bis zu dieser vollen Implementierung der CCM der CCR Hansa für den Day-Ahead-Markt werden für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussbasierten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelemente (CNE) beinhalten, die ÜNB der CCR Hansa der in Artikel 19 Absatz 3 beschriebenen Kapazitätsberechnung für diese angrenzenden CCR folgen. Dies impliziert, dass der Kapazitätsberechnungsprozess an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa auch dann fortgeführt wird, wenn die CCR Core die lastflussbasierte CCM unter Verwendung der Standard-Hybridkopplung SHC implementiert hat. Bevor die Erweiterte Hybridkopplung AHC die von den ÜNB der CCR Hansa an jeder Seite der Interkonnektoren der CCR Hansa angewandte NTC-Berechnung ersetzt, wird eine Testphase von 6 Monaten mit der CCR Nordic bzw. der CCR Core gemäß den Anforderungen aus Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung koordiniert.
5. Mit der Anwendung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der SIDC und der Anpassung der Prozesse auf Seiten der relevanten ÜNB und NEMO der CCR Hansa besteht keine Notwendigkeit, Lastflussparameter in ATC-Beschränkungen für den Intraday-Markt zu übersetzen und die CCM der CCR Hansa für den Intraday-Markt kann nach einer sechsmonatigen Testphase gemäß Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung vollständig implementiert werden.

Artikel 20

Sprache

1. Die Referenzsprache für diese CCM ist Englisch.
2. Sofern ÜNB der CCR Hansa diese CCM in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind diese ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 14 der CACM-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa
3. gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung der CCM vorzulegen.

Anhang 1

Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3

Vergabebeschränkungen in Polen werden gemäß Artikel 8 Absatz 3 der CCM angewandt. Diese Beschränkungen spiegeln die Fähigkeit der polnischen Erzeuger wider, die Erzeugung zu erhöhen (potentielle Beschränkung in Export-Richtung) oder zu verringern (potentielle Beschränkung in Import-Richtung). Dies unterliegt den Beschränkungen individueller Erzeugungseinheiten sowie der Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung von Mindesterzeugungsreserven, die für den sicheren Betrieb des gesamten polnischen Stromsystems erforderlich sind. Dies wird in den folgenden Teilen dieses Anhangs ausführlich erläutert.

Begründung der Implementierung der Vergabebeschränkungen auf PSE-Seite

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen auf Seiten von PSE bezieht sich auf die Tatsache, dass die Verantwortlichkeit polnischer ÜNB hinsichtlich des Systemausgleichs unter den Bedingungen eines integrierten fahrplanbasierten Marktmodells (auch als zentrales Einsatzmodell bezeichnet) maßgeblich auf die standardmäßige Verantwortlichkeit von ÜNB in sogenannten Selbsteinsatz-Marktmodellen erweitert wird. Letzteres wird üblicherweise bis zu einem Hour-Ahead-Zeitbereich definiert (einschließlich Echtzeit-Operationen), während dies für PSE als polnischen ÜNB auf kurze (Intraday und Day-Ahead) Laufzeiten erweitert wird. Daher trägt PSE die Verantwortung, die in einem Selbsteinsatzmarkt den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugewiesen wird. Aus diesem Grund muss sich PSE um Backup-Erzeugungsreserven für das gesamte polnische Stromsystem kümmern, was zu einer Implementierung von Vergabebeschränkungen führen kann, wenn dies für die Sicherstellung der Betriebssicherheit des polnischen Stromsystems in Bezug auf die Erzeugung von Kapazitäten für eine Aufwärts- oder Abwärtsregulierung und den verbleibenden Bedarf erforderlich ist⁵. In Selbsteinsatzmärkten sind die BKV selbst für ihre Erzeugungsreserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle in Zeitrahmen von bis zu einer Stunde im Voraus sicherstellen müssen. In einem zentralen Einsatzmarkt setzen die ÜNB Erzeugungseinheit ein, um die Balance zwischen Erzeugung und Nachfrage zu wahren. Dabei werden betriebliche Beschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reserveanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungsprozess als Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird. Daher stellen diese beiden Ansätze (d. h. Selbsteinsatzmarkt und Zentraleinsatzmarkt) eine ähnliche Stufe der Machbarkeit bzgl. der Übertragungskapazitäten sicher, die dem Markt in Hinblick auf Erzeugungskapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Es wurde vorstehend ausgeführt, dass eine systemische Interpretation aller Netz-Codes erforderlich ist, um deren kohärente Anwendung sicherzustellen. In der SO-Verordnung sind die Definitionen für spezifische Netzzustände an die Rolle signifikanter Netznutzer (Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen) gebunden. Im „Normalzustand“ erfordert ein Übertragungsnetz ausreichende Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven, um auftretenden Ausfällen standzuhalten (Artikel 18); der mögliche Einfluss solcher Probleme auf den gebotszonenübergreifenden Handel wurde vorstehend erläutert. Betriebssicherheitsgrenzen im Sinne der SO-Verordnung sind ebenfalls nicht als geschlossener Satz definiert, da Artikel 25 jeden ÜNB verpflichtet, für jedes seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel betriebliche Sicherheitsgrenzwerte festzulegen und dabei mindestens die folgenden physikalischen Parameter zu berücksichtigen (...). Die Definition der CACM-Verordnung von Ausfall (ermittelte und mögliche oder bereits eingetretene Störung eines Elements, die nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes einschließt, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilungsnetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind) steht daher im Einklang mit dem vorgenannten Rahmen der SO-Verordnung und zeigt, dass die Anwendung der CACM-Verordnung Umstände im Zusammenhang mit Erzeugung und Last involvieren sollte.

Im Hinblick auf die Art und Weise, in der PSE Regelreserven beschafft, ist darauf hinzuweisen, dass die EB-Verordnung es den ÜNB erlaubt, integrierte Fahrplanerstellungs-Prozesse anzuwenden, in denen Energie und Reserven gleichzeitig beschafft werden (inhärentes Merkmal des zentralen Einsatzsystems). In einem solchen Fall erfordert die Gewährleistung ausreichender Reserven die Festlegung einer Begrenzung dahingehend, wie viel Elektrizität von dem System insgesamt importiert bzw. exportiert werden kann (nachstehend näher erläutert). Sofern die CACM-Verordnung als Ausschluss einer solchen Lösung interpretiert wird und unterstellt, dass ein ÜNB Kapazität auch dann anbietet, wenn dies gegebenenfalls zu unzureichenden Reserven führt, würde dies dazu führen, dass die Bestimmungen der EB-Verordnung nichtig wären und eine Einhaltung der SO-Verordnung unmöglich machen, mindestens jedoch deutlich erschweren.

⁵ Restbedarf ist der Teil des Endverbraucherbedarfs, der nicht durch kommerzielle Verträge (Erzeugungs-Selbstfahrpläne) gedeckt ist.

Spezifikation verletzter Sicherheitsgrenzwerte, sofern die Vergabebeschränkung nicht angewendet wird

Im Hinblick auf die verwendeten Beschränkungen zur Gewährleistung ausreichender betrieblicher Reserven, wenn ein verbundenes System unter unzureichenden Reserven im Fall unerwarteter Ausfälle bzw. geplanter Laständerungen leidet (gilt für zentrale Einsatzsysteme), kann eine nachhaltige Abweichung von geplanten Austausch der betreffenden ÜNB die Folge sein. Diese Abweichungen können zu einem Ungleichgewicht im gesamten Synchronbereich führen und ein Abweichen der Systemfrequenz von deren nominalem Niveau zur Folge haben. Auch wenn Frequenzgrenzwerte nicht verletzt werden, aktiviert im Ergebnis eine Abweichung Frequenzerhaltungsreserven, die daher nicht für andere Ausfälle verfügbar sind, wenn sie bestimmungsgemäß benötigt werden. Sofern sich ein anderer Ausfall materialisiert, kann die Frequenz infolgedessen leicht über ihre Sicherheitsgrenzwerte hinausgehen – mit allen damit verbundenen negativen Konsequenzen. Deshalb kann eine solche Situation zu einem Verstoß gegen Betriebssicherheitsgrenzwerte führen und muss verhindert werden, indem notwendige Reserven innerhalb aller Gebotszonen behalten werden, sodann kein ÜNB nachhaltig von seinem Fahrplan abweicht (d.h. um mehr als 15 Minuten, innerhalb derer eine Frequenzwiederherstellungsreserve vollständig von einem bestimmten ÜNB einzusetzen ist). Schließlich wird das sich aus unzureichenden betrieblichen Reserven ergebende Unvermögen, einen fahrplanbezogenen Ausgleich aufrecht zu erhalten zu unkontrollierten Veränderungen in Lastflüssen führen, was eine Überlastung von Leitungen (d. h. Überschreitung der thermischen Grenzwerte) auslösen und in der Folge zu einem Systemsplitting mit unterschiedlichen Frequenzen in jedem der Untersysteme führen kann. Das vorgenannte Problem berührt PSE aus den im nachfolgenden Absatz erläuterten Gründen auf andere Weise als die übrigen ÜNB.

PSEs Rolle beim Systemausgleich

PSE setzt alle wesentlichen Erzeugungseinheiten in Polen unter Berücksichtigung ihrer betrieblichen Merkmale und Übertragungsbeschränkungen direkt ein, um die erwartete Last abzudecken. Dabei müssen angemessene Reserveanforderungen bedacht werden. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, nutzt PSE den Prozess der operativen Planung, der drei Jahre im Voraus mit relevanter Wartungskoordination beginnt und mit jährlichen, monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen für das Day-Ahead-SCUD und -SCED fortgeführt wird. Die Resultate dieses Day-Ahead-Marktes werden dann stetig in einem Intraday-Zeitbereich bis zur Echtzeit-Operation aktualisiert.

In einem jährlichen Zeitbereich versucht PSE, die Anfragen bzgl. Wartungsarbeiten von Erzeugern über das Jahr hinweg so zu verteilen, dass die minimale Year-Ahead-Reservemarge⁶ (überprognostizierte Lasten schließen bereits vergebene Kapazitäten bei Interconnections ein) jeden Monat dem Durchschnitt entspricht. Die monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen zielen darauf ab, jeden Tag eine bestimmte Reservemarge zu halten⁷, sofern möglich. Dieser Vorgang beinhaltet außerdem die Planung für die Netzwerkinstandhaltung, daher werden auch alle Beschränkungen aus dem Netzwerkbetrieb bedacht.

Der Day-Ahead-SCUD-Prozess zielt darauf ab, eine festgelegte⁸ (bzw. schnell aktivierte - derzeit in Polen nur Einheiten in Pumpspeicherkraftwerken) Reserveleistungsmarge für jede Stunde des nächsten Tages zu erreichen, die eine Auf- und Abwärtsregulierung ermöglicht. Dies beinhaltet Strom aus Primär- und Sekundärregelung, die als Systemdienstleistungen im Voraus unter Vertrag genommen werden. Der Rest dieser Reserve kommt durch die Nutzung von Ausgleichsgeboten, die von allen zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten eingereicht werden müssen (in der Praxis sind das alle Einheiten, die an das Übertragungsnetzwerk und größere im 110 kV-Netz angeschlossen sind, ausgenommen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), da diese hauptsächlich nach Wärmenachfrage operieren). Die restliche Erzeugung wird als von den Eigentümern geplant betrachtet, was eine praktikable Lösung darstellt, wenn man deren stabilen Charakter bedenkt (KWK, kleine Thermal- und Hydroerzeuger). Die einzige Ausnahme dieser Regel stellen die Windkrafterzeuger dar, da diese aufgrund ihrer Unberechenbarkeit von PSE selbst prognostiziert werden. Daher hat PSE das Recht, jegliche verfügbare, zentral eingesetzte Erzeugung im Normalbetrieb zu nutzen, um das System auszugleichen. Die negativen Reserveanforderungen in Schwachlastphasen (Nachtstunden) und der potentielle Pumpenbetrieb von Pumpspeichersanlagen werden ebenfalls berücksichtigt.

Die weiteren Aktualisierungen von SCUD/SCED während des Betriebstages berücksichtigen jegliche Änderungen im System (Zwangsabschaltungen und jegliche Beschränkungen von Erzeugungseinheiten und Netzelementen, Aktualisierungen von Last- und Windprognosen etc.). Diese Herangehensweise ermöglicht es, die One-Hour-

⁶ Die Erzeugungsreservemarge wird durch den polnischen Netzcode reguliert und liegt derzeit bei 18 % (Ziffer II.4.3.4.18). Sie ist abhängig von den Ergebnissen der Entwicklung betrieblicher Planungsprozesse Änderungen unterworfen.

⁷ Die Erzeugungsreservemarge für die monatliche und wöchentliche Koordination wird ebenfalls durch den polnischen Netzcode (Ziffer II.4.3.4.18) reguliert und liegt derzeit bei 17 % bzw. 14 %.

⁸ Die festgelegten Werte betragen entsprechend: 9 % über dem prognostizierten Bedarf für die Aufwärtsregulierung und 500 MW für die Abwärtsregulierung. Diese Werte werden durch den polnischen Netzcode (Ziffer 4.3.4.19) reguliert und unterliegen Änderungen.

Ahead-Reserveleistung auf einem Minimalniveau von 1000 MW zu halten, d. h. dem potenziellen Verlust der größten Erzeugungseinheit von derzeit 850 MW (vorbehaltlich von Änderungen mit der Inbetriebnahme neuer Einheiten) und ca. 150 MW Primärregelreserve (Frequenzerhaltungsreserve) als PSEs Anteil im RGCE.

Bestimmung von Vergabebeschränkungen in Polen

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

Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für jede Marktzeiteinheit MTU und gelten separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$\text{EXPORT}_{\text{constraint}} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

In der Gleichung sind:

P_{CD}	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugern angegeben ⁹
P_{CDmin}	Summe der technischen Minima der zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten in Betrieb
P_{NCD}	Summe der Fahrpläne 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. Kühlzuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)
P_L	von PSE prognostizierter Bedarf
P_{UPres}	Mindestreserve für Aufwärtsregulierung
$P_{DOWNres}$	Mindestreserve für Abwärtsregulierung

Als Beispiel für die praktische Festlegung der Vergabebeschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung werden die Abbildungen 1 und 2 angeführt. Sie stellen dar, wie vom ÜNB eine Prognose der polnischen Strombalance für jede Stunde des nächsten Tages morgens Day-Ahead entwickelt wird, um Reserven bei den Erzeugungskapazitäten für potentielle Exporte bzw. Importe für den Day Ahead-Markt zu bestimmen. Für den Intraday-Markt gilt dieselbe Methode mutatis mutandis.

Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Export geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Import geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Importrichtung.

⁹ 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.

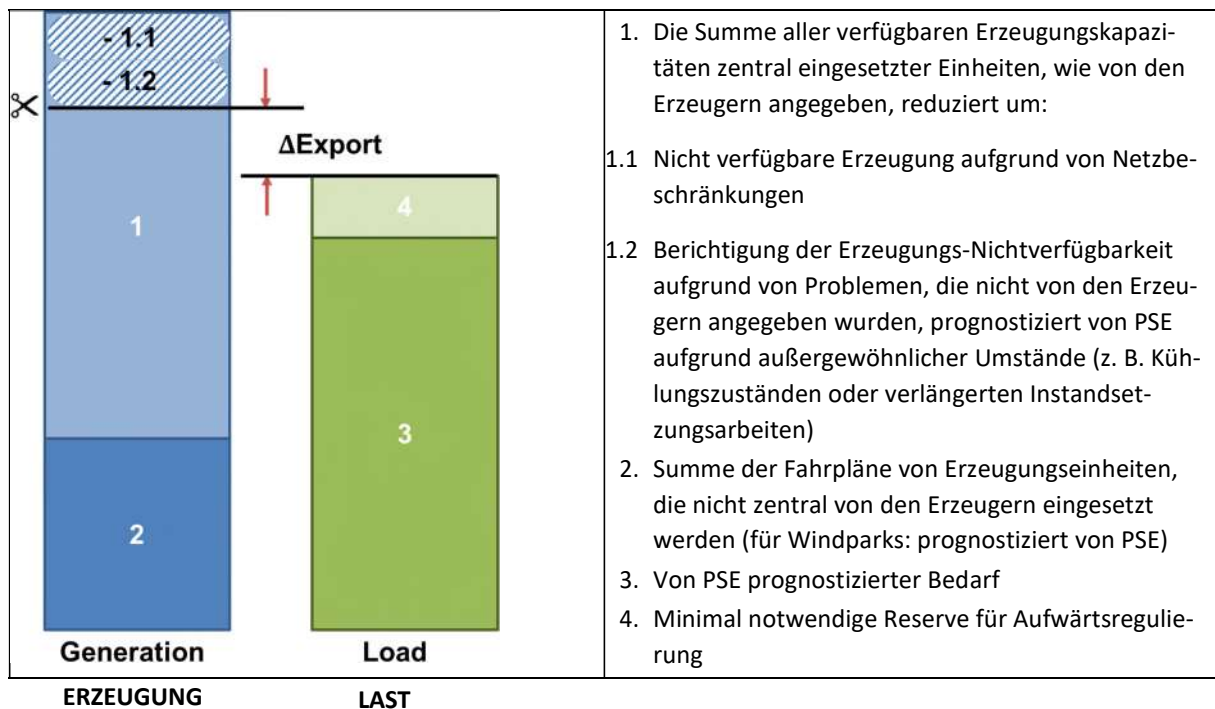


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

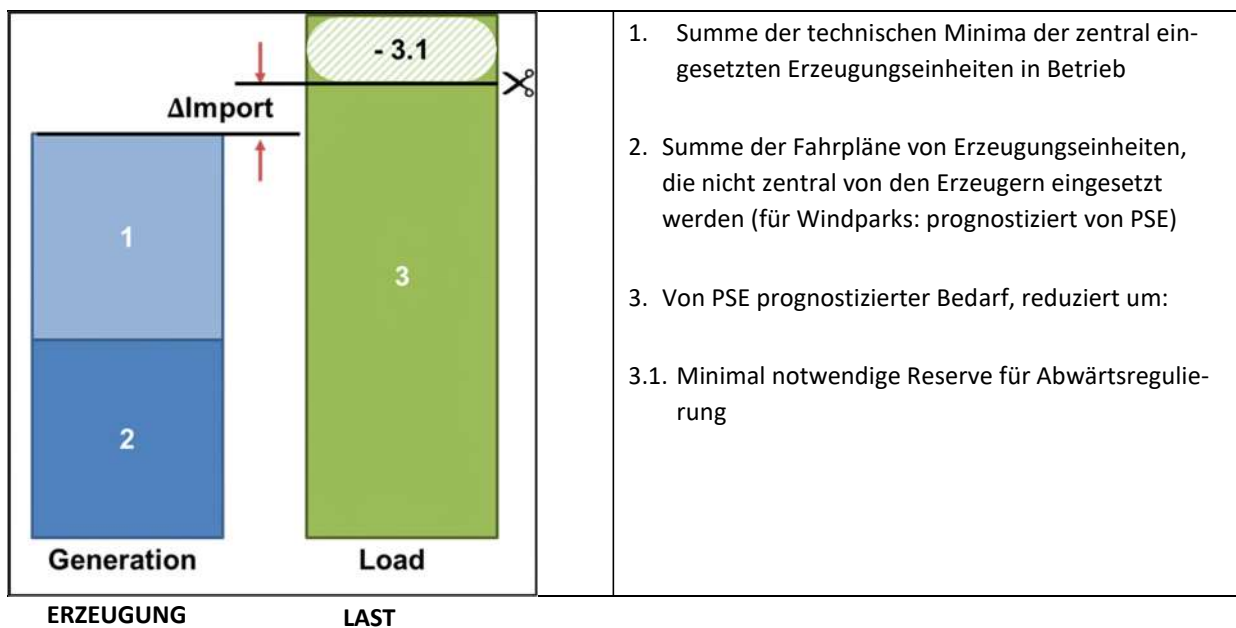


Abbildung 2: Festlegung der Vergabebeschränkungen in Import-Richtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

Häufigkeit der Neubewertung

Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeithorizont 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 MTU, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf die einheitliche Day-Ahead-Kopplung und die einheitliche Intraday-Kopplung

Vergabebeschränkungen in der von PSE angewandten Form mindern nicht die Effizienz der Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplungsprozesse. In Anbetracht der Notwendigkeit, eine adäquate Verfügbarkeit von Erzeugung und Erzeugungsreserven innerhalb des polnischen Stromsystems durch PSE als nach dem zentralen Einsatzmarktmodell handelnder ÜNB zu gewährleisten und der Tatsache, dass PSE keine betrieblichen Reserven im Vorfeld des Marktkopplungsprozesses beschafft, ist die Auferlegung von Beschränkungen für den maximalen Import und Export in Marktkopplungsprozessen - sofern erforderlich - der effizienteste Weg, Systemsicherheit und Handel in Einklang zu bringen. Dieser Ansatz führt mindestens zu demselben Niveau von Erzeugungskapazitäten, die am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen, wie dies in Selbsteinsatzsystemen der Fall ist, wo Reserven im Voraus von BKV bzw. ÜNB beschafft werden, sodass sie ebenfalls nicht am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Darüber hinaus besteht hierdurch die Möglichkeit, einen Wettbewerb zwischen dem ÜNB und den Marktteilnehmern um Erzeugungsressourcen zu vermeiden.

Es muss betont werden, dass die in Polen angewandten Vergabebeschränkungen nicht die Fähigkeit eines Hansa-Landes zum Austausch von Energie berühren, da diese Beschränkungen lediglich den polnischen Export bzw. Import betreffen. Daher ist ein Transit über Polen im Fall der Anwendung von Vergabebeschränkungen möglich.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf angrenzende CCR

Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Stromsystem bestimmt, d.h. dass sie gleichzeitig für alle CCR angewandt werden können, in denen PSE mindestens eine Grenze hat (d.h. Core, Baltic und Hansa).

Es muss betont werden, dass sich diese Lösung als effizienteste Anwendung von Vergabebeschränkungen erwiesen hat. Die separate Berücksichtigung von Vergabebeschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale Vergabebeschränkungen in CCR-bezogene Unterwerte zu splitten, was weniger effizient wäre, als den globalen Wert beizubehalten. In den Stunden, in denen Polen aufgrund eines Verstoßes gegen Vorschriften der minimalen Abwärtserzeugung nicht in der Lage ist, weiteren Strom aufzunehmen oder Polen nicht in der Lage ist aufgrund unzureichender Erzeugungsreserven in Aufwärtsrichtung weiteren Strom zu exportieren, ist die polnische Übertragungsinfrastruktur weiterhin für den Transit verfügbar, wodurch die Handelschancen erhöht und das Gemeinwohl in allen betroffenen Kapazitätsberechnungsregionen verbessert werden.

Zeiträume, in denen Vergabebeschränkungen gelten

Wie vorstehend beschrieben, werden Vergabebeschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabe-Zeitbereich bestimmt, sodass sie für alle MTU (Stunden) des jeweiligen Vergabetages anwendbar sind.

Warum die Vergabebeschränkungen nicht effizient in am Markt angebotene Kapazitäten einzelner Grenzen übersetzt werden können

Die Anwendung von Kapazitätsvergabebeschränkungen ist darauf gerichtet, die wirtschaftliche Effizienz des Marktkopplungsmechanismus an diesen Interkonnektoren sicherzustellen und gleichzeitig die Sicherheitsanforderungen der Elektrizitätsversorgung für Kunden zu erfüllen. Sollen sich die vorstehend beschriebenen Erzeugungsbedingungen in Form entsprechender Anpassungen in durch PSE angebotenen grenzüberschreitenden 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. Im CNTC-Ansatz müsste dies in Form einer ATC-Reduzierung pro Grenze 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 – überbewertet an einer Interconnection und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt – belastet. Infolgedessen ermöglicht die Anwendung von Vergabebeschränkungen zur Bewältigung der polnischen Ausgleichsbeschränkungen insgesamt in der Vergabephase die effizienteste Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, d.h. vollständig in Übereinstimmung mit Preisunterschieden in einzelnen Märkten.

Gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa entsprechend Artikel 20 (2) der Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 vom 24. Juli 2015 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

26. April 2021

Inhaltsverzeichnis

PRÄAMBEL.....	3
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich	6
Artikel 2 Begriffsbestimmungen	6
Artikel 3 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität	7
KAPITEL 1 Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich	8
Artikel 4 Mathematische Beschreibung	8
Artikel 5 Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen ..	10
Artikel 6 Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge	10
Artikel 7 Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle	11
Artikel 8 Methode zur Vergabebeschränkung	12
Artikel 9 Methode zur Ermittlung von Generation Shift Keys	13
Artikel 10 Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen.....	13
Artikel 11 Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich	14
KAPITEL 2 Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich	14
Artikel 12 Mathematische Beschreibung	14
Artikel 13 Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich.....	17
Artikel 14 Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Generation Shift Keys und Entlastungsmaßnahmen 17	
Artikel 15 Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich.....	18
KAPITEL 3 Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday- Zeitbereiche gelten	18
Artikel 16 Methode zur Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität.....	18
Artikel 17 Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente	19
Artikel 18 Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung	19
KAPITEL 4 Schlussbestimmungen	19
Artikel 19 Implementierung	19
Artikel 20 Sprache	20
Anhang 1 Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3	21

DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGION HANSA UNTER ERWÄGUNG NACHSTEHENDER GRÜNDE:

PRÄAMBEL

- (1) Dieses Dokument ist eine gemeinsame Methode der Übertragungsnetzbetreiber (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (engl. *Capacity Calculation Region*, im weiteren Verlauf als „CCR“ bezeichnet), wie in der Entscheidung der Regulierungsagentur ACER beschrieben¹.
- (2) Diese gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung (im weiteren Verlauf als „CCM“ bezeichnet) für die CCR Hansa berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) Nr. 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 des Europäischen Parlaments und des Rates².
- (3) Das Ziel der CACM-Verordnung besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen.
- (4) An die vorliegende CCM ergeben sich nach Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung folgende Anforderungen:
„Spätestens zehn Monate nach der Genehmigung des Vorschlags für eine Kapazitätsberechnungsregion gemäß Artikel 15 Absatz 1 übermitteln alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung innerhalb der jeweiligen Region.“

Die vorliegende CCM ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12 der CACM-Verordnung.
- (5) Die vorliegende CCM berücksichtigt alle Anforderungen nach Artikel 21 Absatz 1, 2 und 3 der CACM-Verordnung.
- (6) Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und 14 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifende Kapazität für mindestens den Day-Ahead- und den Intraday-Marktzeitbereich berechnen. Darüber hinaus verlangen Artikel 14 Absatz 1 und Artikel 14 Absatz 2, dass die gebotszonenübergreifende Kapazität für jede Marktzeiteinheit zu berechnen ist.
- (7) Die CCM für die CCR Hansa dient der Umsetzung der in Artikel 3 der CACM-Verordnung festgelegten Ziele und steht diesen in keiner Weise entgegen.
- (8) Die CCM für die CCR Hansa beruht auf der Methode einer Koordinierten Nettoübertragungskapazität³ (CNTC) mit einem starken Bezug zu angrenzenden CCR⁴. Da es sich bei den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa, einschließlich der deutsch-westdänischen Wechselstrom-Grenze (Wechselstrom im weiteren Verlauf als „AC“ bezeichnet) um strahlenförmige Interkonnektoren handelt, ist eine auf der last-

¹ Definition der ACER für die Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) vom 17. November 2016 (Anhang I zur CCR-Entscheidung) http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf

² Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak 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/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2123&qid=1608200554462>

³ CNTC wird als eine Methode der Nettoübertragungskapazität verstanden, bei welcher die Koordination durch die Nutzung des gemeinsamen Netzmodells und der vom koordinierten Kapazitätsberechner durchgeführten Berechnungen erfolgt.

⁴ Angrenzende CCR sind aus Sicht der CCR Hansa für die Zwecke dieser CCM die CCR Nordic und die CCR Core.

flussbasierten Methode basierende CCM, verglichen mit dem vorgeschlagenen CNTC-Ansatz bei Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der Hansa-Region nicht effizienter. Gemäß Artikel 20 Absatz 7 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa in einem separaten Antrag die Effizienz der Methode CNTC gegenüber dem lastflussbasierten Ansatz nachgewiesen. Der Antrag wird den Nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa (im weiteren Verlauf als „NRB der CCR Hansa“ bezeichnet) zusammen mit dieser CCM zur Genehmigung vorgelegt.

- (9) Die CCM für die CCR Hansa sichert eine optimale Nutzung der Übertragungskapazität, da sie den Vorteil der gleichzeitig in den CCR Nordic und Core entwickelten lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethoden nutzt, um die Beschränkungen im AC-Netz darzustellen. Die Nutzung der Interkonnektorkapazität und AC-Netzkapazität der CCR Hansa wird auf diese Weise vollständig integriert und bietet einen fairen Wettbewerb für die knappen Kapazitäten im System, sowie eine optimale Systemnutzung. Es existiert kein vordefinierter und statischer Split der Kapazitäten in kritischen Netzelementen und die Lastflüsse durch die Interkonnektoren der CCR Hansa werden auf der Grundlage wirtschaftlicher Effizienz während der Kapazitätsvergabephase optimiert.
- (10) 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, welche in die Methoden der angrenzenden CCR integriert ist.
- (11) Die CCM für die CCR Hansa wird voll umfänglich in einer Situation angewandt, in welcher die Erweiterte Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „AHC“ bezeichnet) in einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in den CCR Nordic und Core gemäß den lastflussgestützten CCM der beiden Regionen implementiert wird. Die Anwendung von AHC gewährleistet eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa mit den Gebotszonengrenzen in den lastflussbasierten CCM angrenzender CCR.
- (12) Die CCM für die CCR Hansa nutzt den Vorteil der lastflussbasierten CCM angrenzender CCR und gewährleistet gleichzeitig eine vollständige Transparenz der Berechnung der gebotszonenübergreifenden Kapazität. Dies führt wiederum zu einem besseren Verständnis für Marktteilnehmer und erhöht die Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen gegenüber dem, was heute an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa verfügbar ist.
- (13) Die CCM für die CCR Hansa sieht eine schrittweise Implementierung dahingehend vor, dass sowohl die CCR Nordic als auch die CCR Core AHC anwenden. Für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussbasierten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelementen (CNE) beinhalten, wird der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa - wie in Artikel 19 Absatz 4 erläutert - fortgeführt, bis AHC und die Auswahl der für die CCR Hansa relevanten CNE in beiden angrenzenden CCR implementiert sind. Dies impliziert, dass der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess auch an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt wird, wenn die CCR Core ihre Standard-Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „SHC“ bezeichnet) implementiert hat. Bei der Anwendung der SHC werden die voraussichtlichen Lastflüsse an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa in den verfügbaren Margen von kritischen Netzelementen (CNEs) in der lastflussbasierten Methode der CCR Core berücksichtigt, was weniger effizient ist, als eine Anwendung der AHC, wo diese Notwendigkeit nicht besteht.
- (14) Da die CCM für die CCR Hansa den Einsatz von AHC in den angrenzenden CCR Nordic und Core bedingt, besteht nach der Implementierung keine unangemessene Diskriminierung zwischen gebotszonenübergreifenden Lastflüssen innerhalb der CCR Hansa und angrenzenden CCR. Sie gewährleistet darüber hinaus, dass keine unangemessene 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 und kann sich mit dem Ausbau und dem Zusammenschluss von CCR in der Zukunft dynamisch weiterentwickeln. 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 vorgeschlagenen lastflussbasierten CCM in 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 AC-Netze in den CCM angrenzender CCR behandelt.
- (17) Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung sieht vor, dass die CCR Hansa spätestens vier Monate nach den Entscheidungen über die CCM gemäß den Artikeln 20 und 21 der CACM-Verordnung einen koordinierten Kapazitätsberechner (im weiteren Verlauf als „CCC“ bezeichnet) einrichtet. Der CCC der CCR Hansa ist verantwortlich für die Berechnung der in dieser CCM aufgeführten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten.
- (18) Die CCM für die CCR Hansa entspricht den Festlegungen von Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943, in dem festgelegt wird, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Grenzkuppelkapazität 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 KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 wird festgelegt, dass dieser Mindestprozentsatz nicht für die gesamte Übertragungskapazität der KF CGS 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 das KF-Netz 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.

ÜBERMITTELN HIERMIT DEN FOLGENDEN VORSCHLAG FÜR EINE GEMEINSAME KOORDINIERTE KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR DIE CCR HANSA:

Artikel 1

Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Gemäß Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB jeder CCR eine CCM innerhalb der jeweiligen Region übermitteln.
2. Dieses Dokument legt eine gemeinsam koordinierte CCM für alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa fest.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

1. Für die Zwecke der vorliegenden CCM haben die verwendeten Begriffe die in Artikel 2 der CACM-Verordnung, in der Verordnung (EU) 2019/943, in der Verordnung (EU) 543/2013 der Kommission über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und in dem Beschluss (EU) 11/2123 der Kommission vom 11. November 2020 über die Freistellung für die KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 definierten Bedeutungen.

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 Erweiterte Hybridkopplung (AHC) ist eine Verbesserung der lastflussbasierten CCM; sie stellt eine detailliertere Modellierung des Einflusses der Hochspannungsgleichstromleitung (HGÜ-Leitung) in den AC-Netzlastflüssen dar und erlaubt es den NTC-Gebotszonengrenzen, um die knappe Kapazität innerhalb des lastflussgestützten Bereichs zu konkurrieren und umgekehrt, wodurch eine wirtschaftliche Optimierung der Lastflüsse an NTC-Gebotszonengrenzen durch den Kapazitätsvergabealgorithmus zu gleichen Bedingungen wie für die Lastflüsse innerhalb des lastflussgestützten Bereichs erfolgen kann. Die Erweiterte Hybridkopplung wird auch dafür verwendet, die Austausche an den DK1-DE/LU-Gebotszonengrenzen – aufgrund ihrer strahlenförmigen Topologie – in lastflussbasierten Ansätzen darzustellen.
 - c. Die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) ist ein Maß für die 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.
 - d. Bei dem Interkonnektor der CCR Hansa handelt es sich entweder um (eine) strahlenförmige DC-Leitung(en) oder die Kombination aus strahlenförmigen AC-Leitungen zwischen den maschigen AC-Netzen an jeder Seite der Gebotszonengrenze.
 - e. 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 dieser 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 CCM.
 - c. Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel in dieser CCM.
 - d. jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder

Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

Artikel 3

Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität

1. Der Kapazitätsberechnungsansatz für die CCR Hansa muss dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (CNTC) folgen.
2. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC eine Liste von CNE gemäß Artikel 5 ausreichend im Voraus der Day-Ahead- und der Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkte zu übermitteln.
3. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung rechtzeitig vor den Day-Ahead- und Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkten für die einzelnen Marktzeiteinheiten (MTU) die folgenden Informationen zu übermitteln:
 - a. Input-Parameter, einschließlich eines Verfügbarkeitsfaktors der Anlage, der thermischen Kapazität der CNE und eines Verlustfaktors zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität (TTC) gemäß der mathematischen Beschreibung in den Artikeln 4 und 12
 - b. Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle gemäß Artikel 7
 - c. Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 8
 - d. TRM gemäß Artikel 6
 - e. Generation Shift Key (GSK) gemäß Artikel 9 und
 - f. Verfügbare Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 10
4. Die ÜNB der CCR Hansa – bzw. eine in deren Auftrag handelnde Einrichtung – haben für jede Marktzeiteinheit die bereits vergebenen und benannten Kapazitäten (AAC) unverzüglich an den CCC gemäß Artikel 11 und Artikel 15 zu übermitteln.
5. Auf der Grundlage der von den ÜNB der CCR Hansa übermittelten Inputs hat der CCC die Kapazitätsberechnung für jede Gebotszonengrenze in beide Richtungen gemäß den mathematischen Beschreibungen in Artikel 4 und Artikel 12 vorzunehmen.
6. Soweit eine Gebotszonengrenze der CCR Hansa über mehr als einen Interkonnektor verfügt, ist die gebotszonenübergreifende Kapazität dieser Interkonnektoren aufzusummieren, um die volle gebotszonenübergreifende Kapazität der Gebotszonengrenze der CCR Hansa zu ermitteln.
7. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, ist das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 18 anzuwenden.
8. Der CCC hat die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung gemäß den in Artikel 16 beschriebenen Grundsätzen den ÜNB der CCR Hansa zur Validierung vorzulegen.
9. Gemäß Artikel 46 und 58 der CACM-Verordnung hat der CCC sicherzustellen, dass die betreffenden NEMO die Angaben zu den validierten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen rechtzeitig vor den Day-Ahead- und Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkten erhalten.

KAPITEL 1

Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich

Artikel 4

Mathematische Beschreibung

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität ATC an den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

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

Für den Fall, dass die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

A	:= Gebotszone A
B	:= Gebotszone B
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität auf der DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität auf einer DC-Leitung 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 DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

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

$AAC_{i,A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 11
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B \rightarrow A$ gemäß Artikel 11
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{i,max thermal}$:= thermische Kapazität für eine DC-Leitung i
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$:= Verlustfaktor im Falle einer expliziten Berücksichtigung der Netzverluste auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Berücksichtigung der Netzverluste wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 8 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC an den Wechselstromleitungen (AC-Leitungen) zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ angeschlossen ist, wird folgendermaßen berechnet:

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

Für den Fall, dass der AC-Interkonnektor der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

In der Gleichung sind:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = 0$$

A := Gebotszone A

B := Gebotszone B

$ATC_{AC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung A→B, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt

$TTC_{A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung A→B

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

1. Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des gemeinsamen Netzmodells CGM und der GSK gemäß Artikel 9
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→B gemäß Artikel 6

$AAC_{A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung A→B gemäß Artikel 11

$AAC_{B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung B→A gemäß Artikel 11

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung der ATC für den Interkonnektor KF CGS als Hybrid-Interkonnektor mit integrierter Netzanbindung für Offshore-Windparks (im weiteren Verlauf als „OWP“ bezeichnet) zwischen DK2-DE/LU.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU→DK2 wird folgendermaßen berechnet:

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = \alpha_1 \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal,DE}}{1 + Loss_{DE} + Loss_{XB}}, \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DE} \times Loss_{DE})}{1 + Loss_{XB}}, P_{\max\ thermal,DE} \right), \frac{P_{\max\ thermal,XB}}{1 + Loss_{XB}}, P_{\max\ thermal,DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$$

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2→DE/LU wird folgendermaßen berechnet:

$$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = \alpha_1 \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermal,DK}}{1 + Loss_{DK}}, \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DK} \times Loss_{DK}), P_{\max\ thermal,DK} \right), P_{\max\ thermal,XB}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - Loss_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind} (1 - Loss_{DE})}{1 - Loss_{XB} - Loss_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} + AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$$

Falls der Interkonnektor KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. wenn $P_{\max \text{ thermal,DK}}$, $P_{\max \text{ thermal,DE}}$ oder $P_{\max \text{ thermal,XB}}$ Null sind), gilt:

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

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

In der Gleichung sind:

DE	:= Gebotszone DE/LU
DK	:= Gebotszone DK2
$ATC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= verfügbare Übertragungskapazität des Interkonnektors KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt
$AAC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 gemäß Artikel 11
$AAC_{\text{KF CGS,DK} \rightarrow \text{DE}}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU gemäß Artikel 11
$AAC_{\text{Wind DE}}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DE/LU, gemäß Artikel 11
$AAC_{\text{Wind DK}}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DK2, gemäß Artikel 11
$CP_{\text{OWF, DE}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$CP_{\text{OWF, DK}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$LOSS_{\text{DE}}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{\text{XB}}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{\text{OWF, DK}}$ und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{\text{DK}}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{\text{OWF, DK}}$
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{\max \text{ thermal,DE}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,XB}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von $CP_{\text{OWF, DK}}$ nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,DK}}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{\text{OWF, DK}}$

Artikel 5

Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen

1. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat eine Liste von CNE seiner eigenen Regelzone auf der Grundlage betrieblicher Erfahrung und der Topologie seines Netzes bereitzustellen. In der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigte CNE müssen Teil eines Interkonnektors der CCR Hansa sein.
2. Kritische Netzelemente (CNEs) in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Leitungen der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, werden in den Lastflussparametern der CCR Nordic und der CCR Core nach deren jeweiligen Methoden für die Auswahl kritischer Netzelemente und den Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen ermittelt.
3. Gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (ii) darf die Regel zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung nur Interkonnektoren der CCR Hansa in die Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigen, wodurch keine Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen möglich ist.

Artikel 6

Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge

1. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge TRM gilt ausschließlich für eine durch AC-Leitungen in der CCR Hansa angeschlossene Grenze.
2. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge 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 22 Absatz 2 der CACM-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 TRM zu berücksichtigen ist.
4. Die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge TRM erfolgt in den folgenden Schritten:
 - a. Identifizierung der Unsicherheitsquellen für jede TTC-Berechnung: Die Berechnung der TTC beruht auf dem gemeinsamen Netzmodell CGM; dieses beinhaltet Annahmen für grenzüberschreitende Austausch zwischen Dritten und Prognosen für Wind- und Solarenergieeinspeisung, welche die Erzeugungs- und Lastmuster beeinflussen, sowie die Netztopologie.
 - 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 – wie in Artikel 6 Absatz 4 Buchstabe a beschrieben – 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 gemäß Artikel 22 Absatz 3 der CACM-Verordnung sicherzustellen.
6. Die Zuverlässigkeitsmarge ist regelmäßig, mindestens jedoch einmal jährlich durch die ÜNB der CCR Hansa bzw. den benannten CCC zu aktualisieren.

Artikel 7

Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 1 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die in der gemäß Artikel 72 der SO-Verordnung durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen zu beachten. Die in der gemeinsamen Kapazitätsberechnung verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen sind dieselben, wie die in der Betriebssicherheitsanalyse verwendeten; daher sind zusätzliche Beschreibungen gemäß Artikel 23 Absatz 2 der CACM-Verordnung nicht erforderlich. Insbesondere haben die ÜNB der CCR Hansa die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität zu beachten.
2. Thermische Grenzwerte der CNE der CCR Hansa sind in dem in Artikel 4 für den Day-Ahead-Zeitbereich und Artikel 12 für den Intraday-Zeitbereich beschriebenen TTC-Berechnungsprozess berücksichtigt.

3. Betriebssicherheitsgrenzwerte 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 Lastflussparametern der CCR Nordic und der CCR Core berücksichtigt.
4. Die ÜNB der CCR Hansa können die Betriebssicherheitsgrenzen, welche nicht in den Lastflussparametern benachbarter CCR abgebildet werden können, wie beispielsweise die Spannungshaltungsgrenzwerte, die Kurzschlussstromgrenzwerte und die Grenzwerte für die dynamische Stabilität gemäß den Bestimmungen aus Artikel 8 Absatz 1 individuell beurteilen.

Artikel 8

Methode zur Vergabebeschränkung

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 3 Buchstabe a bzw. b der CACM-Verordnung können die ÜNB der CCR Hansa während der Kapazitätsvergabephase – neben den Wirkleistungsflussgrenzwerten an den Interkonnektoren der CCR Hansa – Vergabebeschränkungen festlegen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder die die ökonomischen Wohlfahrt steigern sollen. Hierbei ist folgendes zu berücksichtigen:
 - 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 auf den DC-Leitungen und KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten MTU (Ramping-Beschränkungen)
 - d. implizite Verlustfaktoren auf den DC-Leitungen
2. Gemäß Artikel 8 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 8 Absatz 1 Buchstabe b kann ein ÜNB der CCR Hansa externe Beschränkungen im Falle eines zentralen Dispatchmodells 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 dieser Art Vergabebeschränkungen werden im Anhang 1 fortgeführt.
4. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe c ist eine Ramping-Beschränkung ein Instrument des Systembetriebes zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit für Frequenzmanagementzwecke. Hierdurch wird die maximale Änderung der DC-Lastflüsse und marktlichen Lastflüsse der KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten (max. MW/MTU pro Interkonnektor der CCR Hansa) festgelegt.
5. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d stellt ein impliziter Verlustfaktor für DC-Leitungen im Falle einer impliziten Berücksichtigung der Verluste während der Kapazitätsvergabe sicher, dass die DC-Leitung keinen Lastfluss führt, solange der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste nicht überwiegt.
6. Falls ein, mehrere oder alle ÜNB der CCR Hansa die Anwendung einer oder mehrerer in Artikel 8 Absatz 1 aufgeführten Vergabebeschränkung(en) für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa plant/planen, hat der betreffende ÜNB der CCR Hansa die Marktteilnehmer, die übrigen ÜNB der CCR Hansa und die für die CCR Hansa zuständigen Regulierungsbehörden spätestens zwei (2) Monate vor der geplanten Anwendung der geplanten Vergabebeschränkungen über dieselben zu informieren. Bei dieser Gelegenheit hat der ÜNB detaillierte Erläuterungen und Begründungen für die Vornahme der betreffenden Vergabebeschränkungen einzureichen.
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 NRB der CCR Hansa 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.
9. Vergabebeschränkungen werden zum Zweck der Vergabe von Kapazität gemäß Artikel 46 und Artikel 58 der CACM-Verordnung verwendet.

Artikel 9

Methode zur Ermittlung von Generation Shift Keys

1. Für die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge der strahlenförmigen AC-Leitungen – wie in Artikel 4 Absatz 2 beschrieben – wird erwartet, dass die GSK der relevanten Gebotszonen in den CCM der angrenzenden CCR unter Anwendung eines lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsansatzes definiert werden. Diese GSK werden angewandt, um die Verteilung des Leistungsflusses an den Interkonnektoren der CCR Hansa in der CCR Hansa darzustellen.
2. Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den angrenzenden AC-Netzen werden in den entsprechenden Lastflussparametern angrenzender CCR wiedergegeben.

Artikel 10

Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen

1. Nicht kostenträchtige Entlastungsmaßnahmen sind zur Optimierung der Gesamtübertragungskapazität TTC einzusetzen.
2. Für KF CGS sind alle verfügbaren Entlastungsmaßnahmen einzusetzen, um sicherzustellen, dass die Betriebssicherheitsgrenzen in Fällen, in denen beide der folgenden Bedingungen gelten, nicht verletzt werden:
 3. Die erwartete Produktion eines Windparks übersteigt das durch die ÜNB der CCR-Hansa prognostizierte Day-Ahead-Marktergebnis.
 4. Die volle Übertragungskapazität in Richtung der entsprechenden Gebotszone dieses Windparks wird für das voraussichtliche Marktergebnis dieses Windparks, benannte langfristige Übertragungsrechte, Day Ahead- und Intraday-Austausche eingesetzt.
5. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat individuell die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zur ausschließlichen Berücksichtigung in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa gemäß Artikel 25 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu definieren und dem CCC und allen übrigen ÜNB gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu übermitteln.
6. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat sicherzustellen, dass Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, wobei die Voraussetzung gilt, dass die nach der Berechnung verbleibenden verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zusammen mit der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 25 Absatz 4 der CACM-Verordnung ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.
7. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat gemäß Artikel 25 Absatz 6 der CACM-Verordnung sicherzustellen, dass die bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche dieselben sind, vorbehaltlich der technischen Verfügbarkeit für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich.

8. Gemäß Artikel 25 Absatz 2 und 25 Absatz 3 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa jede Anwendung von für die Kapazitätsberechnungsregion verwendeten Entlastungsmaßnahmen mit dem von der CCR Hansa benannten CCC und allen betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren. Alle ÜNB der CCR Hansa haben sich auf die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die das Tätigwerden von mehr als einem ÜNB der CCR Hansa erforderlich machen, zu verständigen.
9. Die Regel zur Anpassung des Leistungsflusses sieht vor, dass der CCC der CCR Hansa – sofern Entlastungsmaßnahmen gemäß der CCM angewendet werden – die Kapazität auf den Interkonnektoren der CCR Hansa, auf welche sich die Entlastungsmaßnahme in einer Richtung auswirkt, gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (iv) der CACM-Verordnung anpasst.

Artikel 11

Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich

1. Im Day-Ahead-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene gebotszonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. für benannte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität
 - b. für den gebotszonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung), mit Ausnahme der Zusatzleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung
 - c. für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Windstromerzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa
2. AAC ist im Day-Ahead-Markt entsprechend den Erläuterungen in den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 4 zu berücksichtigen.

KAPITEL 2

Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich

Artikel 12

Mathematische Beschreibung

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC auf den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

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

Für den Fall, dass die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

A	:= Gebotszone A
B	:= Gebotszone B
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:= verfügbare Übertragungskapazität auf der DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Intraday-Markt
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ Die TTC entspricht der vollen Kapazität auf der DC-Leitung, wenn kein Ausfall des Interkonnektors der CCR Hansa, einschließlich der Konverterstationen, vorliegt.

Die TTC für eine DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

$$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max thermal} * (1 - \beta_{i, Loss, A \rightarrow B})$$

$AAC_{i,A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 15
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B \rightarrow A$ gemäß Artikel 15
α_i	:= durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{i,max thermal}$:= thermische Kapazität für eine DC-Leitung i
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$:= Verlustfaktor für die explizite Berücksichtigung der Netzverluste auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Berücksichtigung der Netzverluste wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 14 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität auf den AC-Leitungen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$, zu berechnen.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ angeschlossen ist, wird folgendermaßen berechnet:

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

Für den Fall, dass der AC-Interkonnektor der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. für $TTC = 0$), gilt:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = 0$$

In der Gleichung sind:

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

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

- Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des gemeinsamen Netzmodells CGM und der GSK gemäß Artikel 9
- 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 jedes einzelnen Stromkreises an dem Interkonnektor der CCR Hansa wiederholt,

wobei die minimale 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 14

$AAC_{A \rightarrow B}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung A \rightarrow B gemäß Artikel 15

$AAC_{B \rightarrow A}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung B \rightarrow A gemäß Artikel 15

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung von ATC auf dem Interkonnektor KF CGS. Die darauf basierende Kapazitätsberechnung ergibt die Mindestkapazität für den Markt.

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 wird folgendermaßen berechnet:

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

Die verfügbare Übertragungskapazität $ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ auf dem Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU wird folgendermaßen berechnet:

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

Falls der Interkonnektor KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist (d. h. wenn $P_{\max thermal, DK}$, $P_{\max thermal, DE}$ oder $P_{\max thermal, XB}$ Null sind), gilt:

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

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

In der Gleichung sind:

DE := Gebotszone DE/LU

DK := Gebotszone DK2

$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= verfügbare Übertragungskapazität des Interkonnektors KF CGS in Richtung

	DE/LU→DK2, bereitgestellt für den Intraday-Markt
$AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DE/LU→DK2 gemäß Artikel 15
$AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$:= bereits vergebene und fest zugewiesene Kapazität für den Interkonnektor KF CGS in Richtung DK2→DE/LU gemäß Artikel 15
$AAC_{Wind\ DE}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DE/LU, gemäß Artikel 15
$AAC_{Wind\ DK}$:= von Seiten des ÜNB prognostizierte erwartete Windstromerzeugung in dem/den in die KF CGS integrierten OWP(s) als Teil der Gebotszone DK2, gemäß Artikel 15
$CP_{OWF, DE}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$CP_{OWF, DK}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks
$LOSS_{DE}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{XB}$:= elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{OWF, DK}$ und $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{DK}$:= 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, wobei α_i eine beliebige reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1 sein kann
$P_{max\ thermal, DE}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, XB}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von $CP_{OWF, DK}$ nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{max\ thermal, DK}$:= thermische Kapazität für den Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{OWF, DK}$

Artikel 13

Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Die Gesamtübertragungskapazität für den Intraday-Zeitbereich wird vom CCC neu beurteilt, wenn aktualisierte gemeinsame Intraday-Netzmodelle verfügbar sind, mindestens jedoch einmal im Intraday-Zeitbereich.
2. Im Fall unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa und sofern diese die gebotszonenübergreifende Kapazität beeinträchtigen würden, wird die Kapazität im Intraday-Zeitbereich erneut durch den CCC beurteilt.
3. Die bereits vergebene Kapazität - wie in Artikel 15 definiert - wird ständig aktualisiert.
4. Spätestens 30 Tage nach der Genehmigung dieser CCM für die CCR Hansa informieren die ÜNB der CCR Hansa den Markt darüber, zu welchem Zeitpunkt die gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazität freigegeben wird. Sofern die gebotszonenübergreifende Kapazität nach der gebotszonenübergreifenden Marktöffnung der einheitlichen Intraday-Kopplung (SIDC) freigegeben wird, werden die ÜNB der CCR Hansa die Begründung hierfür übermitteln.

Artikel 14

Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Generation Shift Keys und Entlastungsmaßnahmen

Die Artikel 5 bis 10 dieser CCM für den Day-Ahead-Zeitbereich gelten auch für den Intraday-Zeitbereich.

Artikel 15

Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Im Intraday-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene gebotszonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. für benannte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität
 - b. für den gebotszonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der EB-Verordnung, mit Ausnahme der Systemdienstleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung
 - c. im Day-Ahead-Markt nominierte Kapazität
 - d. für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Windstromerzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa
2. AAC ist im Intraday-Markt entsprechend den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 12 zu berücksichtigen.

KAPITEL 3

Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday-Zeitbereiche gelten

Artikel 16

Methode zur Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität

1. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 1 der CACM-Verordnung hat jeder ÜNB der CCR Hansa die für seine Gebotszonengrenzen relevante und vom CCC übermittelte gebotszonenübergreifende Kapazität zu validieren und hat das Recht, diese zu korrigieren.
2. Da gemäß Artikel 5a lediglich Interkonnektoren der CCR Hansa als CNE in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa enthalten sind, gilt eine Situation, in der ein internes AC-Netzelement eine Korrektur der verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität erfordert, nicht für die CCR Hansa.
3. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 3 der CACM-Verordnung kann jeder ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifende Kapazität während der Validierung gemäß Artikel 16 Absatz 1 aus Gründen der Betriebssicherheit verringern.
4. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat die gebotszonenübergreifende Kapazität zu validieren, indem er überprüft, dass die von dem ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung übermittelten korrekten Eingangsdaten verwendet werden. Die ÜNB der CCR Hansa können Validierungstools einsetzen und ihre eigenen Berechnungen unter Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells durchführen.
5. Eine Erhöhung der in der Validierungsphase vorgeschlagenen gebotszonenübergreifenden Kapazität ist gemeinsam von den betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu vereinbaren.
6. Alle Informationen zu einer erhöhten bzw. verminderten gebotszonenübergreifenden Kapazität von benachbarten CCC werden von dem CCC der CCR Hansa an die ÜNB der CCR Hansa zur Berücksichtigung während der Validierung übermittelt.
7. Jeder ÜNB der CCR Hansa übermittelt dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die von ihm validierte Kapazität. Sofern ein ÜNB der CCR Hansa Kapazität korrigiert, hat er dem CCC und den übrigen ÜNB der CCR Hansa eine Begründung hierfür vorzulegen.
8. Der CCC der CCR Hansa hat sich während des Validierungsprozesses gemäß Artikel 26 Absatz 4 der CACM-

Verordnung mit benachbarten CCC abzustimmen, wobei mindestens die Korrekturen in der gebotszonenübergreifenden Kapazität zwischen ihnen ausgetauscht werden.

9. Sofern Kapazitäten an einer bestimmten Gebotszonengrenze regelmäßig durch die ÜNB der CCR Hansa korrigiert werden, haben die ÜNB der CCR Hansa den Kapazitätsberechnungsprozess, einschließlich der CCM zu bewerten und nach Möglichkeit anzupassen, um die Notwendigkeit von Korrekturen zukünftig zu verringern.
10. Alle drei Monate hat der CCC der CCR Hansa alle während der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität vorgenommenen Reduzierungen an alle NRB der CCR Hansa zu melden. In diesem Bericht ist gemäß den Anforderungen aus Artikel 26 Absatz 5 der CACM-Verordnung auch anzugeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazität gab.

Artikel 17

Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente

1. Die Interkonnektoren der CCR Hansa sind die einzigen CNE, die in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. Keines dieser Elemente oder deren Lastflusskapazitäten werden zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vi) der CACM-Verordnung oder zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und anderer CCR gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vii) der CACM-Verordnung geteilt.

Artikel 18

Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung

1. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, werden die betroffenen ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten bilateral berechnen und vereinbaren. Die ÜNB der CCR Hansa haben die CCM jeweils anzuwenden und die endgültige gebotszonenübergreifende Kapazität wird unter Verwendung des Mindestwertes der von den ÜNB der CCR Hansa an der betreffenden Gebotszonengrenze berechneten Kapazitäten ermittelt. Die betreffenden ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die Kapazitäten zu übermitteln.

KAPITEL 4

Schlussbestimmungen

Artikel 19

Implementierung

1. Die Implementierung dieser CCM ist ein schrittweiser Prozess mit den folgenden Meilensteinen:
 - a. Der CCC der CCR Hansa wird gemäß Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung eingerichtet und betrieben.
 - b. Implementierung der Methode für das gemeinsame Netzmodell CGM
 - c. Die lastflussbasierten CCMs der CCR Core und der CCR Nordic wurden einschließlich der Erweiterten Hybridkopplung AHC für die Interkonnektoren in der CCR Hansa implementiert.
 - d. Die Day-Ahead-CCM ist implementiert. Gemäß Artikel 20 Absatz 8 ist über 6 Monate ein Test der Methode mit den CCR Nordic und Core zu koordinieren.
 - e. Die Einheitliche Intraday-Marktkopplungslösung (SIDC) kann Lastflussparameter anwenden und relevante ÜNB- und NEMO-Prozesse wurden entsprechend adaptiert.
 - f. Die CCM für den Intraday-Zeitbereich ist implementiert.
2. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe a berechnet der CCC der CCR Hansa mit seiner Ernennung und seiner

Betriebsaufnahme die gebotszonenübergreifende Kapazität, während die ÜNB der CCR Hansa die Ergebnisse ihrer Kapazitätsberechnungen für das AC-Netz an den CCC 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 b werden die ÜNB der CCR Hansa – mit der Implementierung der gemeinsamen 2-Day-Ahead-, Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle – denselben CGM-Input in ihren jeweiligen Kapazitätsberechnungsprozessen der CCR Hansa 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 c wird – mit der Implementierung der lastflussbasierten CCM der die Erweiterte Hybridkopplung AHC nutzenden CCR Core und CCR Nordic – der Einfluss der Interkonnektoren der CCR Hansa auf das AC-Netz marktgetrieben sein und so eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und der Gebotszonengrenzen der angrenzenden CCR sicherstellen. Bis zu dieser vollen Implementierung der CCM der CCR Hansa für den Day-Ahead-Markt werden für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussbasierten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelemente (CNE) beinhalten, die ÜNB der CCR Hansa der in Artikel 19 Absatz 3 beschriebenen Kapazitätsberechnung für diese angrenzenden CCR folgen. Dies impliziert, dass der Kapazitätsberechnungsprozess an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa auch dann fortgeführt wird, wenn die CCR Core die lastflussbasierte CCM unter Verwendung der Standard-Hybridkopplung SHC implementiert hat. Bevor die Erweiterte Hybridkopplung AHC die von den ÜNB der CCR Hansa an jeder Seite der Interkonnektoren der CCR Hansa angewandte NTC-Berechnung ersetzt, wird eine Testphase von 6 Monaten mit der CCR Nordic bzw. der CCR Core gemäß den Anforderungen aus Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung koordiniert.
5. Mit der Anwendung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der SIDC und der Anpassung der Prozesse auf Seiten der relevanten ÜNB und NEMO der CCR Hansa besteht keine Notwendigkeit, Lastflussparameter in ATC-Beschränkungen für den Intraday-Markt zu übersetzen und die CCM der CCR Hansa für den Intraday-Markt kann nach einer sechsmonatigen Testphase gemäß Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung vollständig implementiert werden.

Artikel 20

Sprache

1. Die Referenzsprache für diese CCM ist Englisch.
2. Sofern ÜNB der CCR Hansa diese CCM in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind diese ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 14 der CACM-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa
3. gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung der CCM vorzulegen.

Anhang 1

Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3

Vergabebeschränkungen in Polen werden gemäß Artikel 8 Absatz 3 der CCM angewandt. Diese Beschränkungen spiegeln die Fähigkeit der polnischen Erzeuger wider, die Erzeugung zu erhöhen (potentielle Beschränkung in Export-Richtung) oder zu verringern (potentielle Beschränkung in Import-Richtung). Dies unterliegt den Beschränkungen individueller Erzeugungseinheiten sowie der Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung von Mindesterzeugungsreserven, die für den sicheren Betrieb des gesamten polnischen Stromsystems erforderlich sind. Dies wird in den folgenden Teilen dieses Anhangs ausführlich erläutert.

Begründung der Implementierung der Vergabebeschränkungen auf PSE-Seite

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen auf Seiten von PSE bezieht sich auf die Tatsache, dass die Verantwortlichkeit polnischer ÜNB hinsichtlich des Systemausgleichs unter den Bedingungen eines integrierten fahrplanbasierten Marktmodells (auch als zentrales Einsatzmodell bezeichnet) maßgeblich auf die standardmäßige Verantwortlichkeit von ÜNB in sogenannten Selbsteinsatz-Marktmodellen erweitert wird. Letzteres wird üblicherweise bis zu einem Hour-Ahead-Zeitbereich definiert (einschließlich Echtzeit-Operationen), während dies für PSE als polnischen ÜNB auf kurze (Intraday und Day-Ahead) Laufzeiten erweitert wird. Daher trägt PSE die Verantwortung, die in einem Selbsteinsatzmarkt den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugewiesen wird. Aus diesem Grund muss sich PSE um Backup-Erzeugungsreserven für das gesamte polnische Stromsystem kümmern, was zu einer Implementierung von Vergabebeschränkungen führen kann, wenn dies für die Sicherstellung der Betriebssicherheit des polnischen Stromsystems in Bezug auf die Erzeugung von Kapazitäten für eine Aufwärts- oder Abwärtsregulierung und den verbleibenden Bedarf erforderlich ist⁵. In Selbsteinsatzmärkten sind die BKV selbst für ihre Erzeugungsreserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle in Zeitrahmen von bis zu einer Stunde im Voraus sicherstellen müssen. In einem zentralen Einsatzmarkt setzen die ÜNB Erzeugungseinheit ein, um die Balance zwischen Erzeugung und Nachfrage zu wahren. Dabei werden betriebliche Beschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reserveanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungsprozess als Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird. Daher stellen diese beiden Ansätze (d. h. Selbsteinsatzmarkt und Zentraleinsatzmarkt) eine ähnliche Stufe der Machbarkeit bzgl. der Übertragungskapazitäten sicher, die dem Markt in Hinblick auf Erzeugungskapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Es wurde vorstehend ausgeführt, dass eine systemische Interpretation aller Netz-Codes erforderlich ist, um deren kohärente Anwendung sicherzustellen. In der SO-Verordnung sind die Definitionen für spezifische Netzzustände an die Rolle signifikanter Netznutzer (Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen) gebunden. Im „Normalzustand“ erfordert ein Übertragungsnetz ausreichende Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven, um auftretenden Ausfällen standzuhalten (Artikel 18); der mögliche Einfluss solcher Probleme auf den gebotszonenübergreifenden Handel wurde vorstehend erläutert. Betriebssicherheitsgrenzen im Sinne der SO-Verordnung sind ebenfalls nicht als geschlossener Satz definiert, da Artikel 25 jeden ÜNB verpflichtet, für jedes seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel betriebliche Sicherheitsgrenzwerte festzulegen und dabei mindestens die folgenden physikalischen Parameter zu berücksichtigen (...). Die Definition der CACM-Verordnung von Ausfall (ermittelte und mögliche oder bereits eingetretene Störung eines Elements, die nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes einschließt, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilungsnetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind) steht daher im Einklang mit dem vorgenannten Rahmen der SO-Verordnung und zeigt, dass die Anwendung der CACM-Verordnung Umstände im Zusammenhang mit Erzeugung und Last involvieren sollte.

Im Hinblick auf die Art und Weise, in der PSE Regelreserven beschafft, ist darauf hinzuweisen, dass die EB-Verordnung es den ÜNB erlaubt, integrierte Fahrplanerstellungs-Prozesse anzuwenden, in denen Energie und Reserven gleichzeitig beschafft werden (inhärentes Merkmal des zentralen Einsatzsystems). In einem solchen Fall erfordert die Gewährleistung ausreichender Reserven die Festlegung einer Begrenzung dahingehend, wie viel Elektrizität von dem System insgesamt importiert bzw. exportiert werden kann (nachstehend näher erläutert). Sofern die CACM-Verordnung als Ausschluss einer solchen Lösung interpretiert wird und unterstellt, dass ein ÜNB Kapazität auch dann anbietet, wenn dies gegebenenfalls zu unzureichenden Reserven führt, würde dies dazu führen, dass die Bestimmungen der EB-Verordnung nichtig wären und eine Einhaltung der SO-Verordnung unmöglich machen, mindestens jedoch deutlich erschweren.

⁵ Restbedarf ist der Teil des Endverbraucherbedarfs, der nicht durch kommerzielle Verträge (Erzeugungs-Selbstfahrpläne) gedeckt ist.

Spezifikation verletzter Sicherheitsgrenzwerte, sofern die Vergabebeschränkung nicht angewendet wird

Im Hinblick auf die verwendeten Beschränkungen zur Gewährleistung ausreichender betrieblicher Reserven, wenn ein verbundenes System unter unzureichenden Reserven im Fall unerwarteter Ausfälle bzw. geplanter Laständerungen leidet (gilt für zentrale Einsatzsysteme), kann eine nachhaltige Abweichung von geplanten Austausch der betreffenden ÜNB die Folge sein. Diese Abweichungen können zu einem Ungleichgewicht im gesamten Synchronbereich führen und ein Abweichen der Systemfrequenz von deren nominalem Niveau zur Folge haben. Auch wenn Frequenzgrenzwerte nicht verletzt werden, aktiviert im Ergebnis eine Abweichung Frequenzerhaltungsreserven, die daher nicht für andere Ausfälle verfügbar sind, wenn sie bestimmungsgemäß benötigt werden. Sofern sich ein anderer Ausfall materialisiert, kann die Frequenz infolgedessen leicht über ihre Sicherheitsgrenzwerte hinausgehen – mit allen damit verbundenen negativen Konsequenzen. Deshalb kann eine solche Situation zu einem Verstoß gegen Betriebssicherheitsgrenzwerte führen und muss verhindert werden, indem notwendige Reserven innerhalb aller Gebotszonen behalten werden, sodann kein ÜNB nachhaltig von seinem Fahrplan abweicht (d.h. um mehr als 15 Minuten, innerhalb derer eine Frequenzwiederherstellungsreserve vollständig von einem bestimmten ÜNB einzusetzen ist). Schließlich wird das sich aus unzureichenden betrieblichen Reserven ergebende Unvermögen, einen fahrplanbezogenen Ausgleich aufrecht zu erhalten zu unkontrollierten Veränderungen in Lastflüssen führen, was eine Überlastung von Leitungen (d. h. Überschreitung der thermischen Grenzwerte) auslösen und in der Folge zu einem Systemsplitting mit unterschiedlichen Frequenzen in jedem der Untersysteme führen kann. Das vorgenannte Problem berührt PSE aus den im nachfolgenden Absatz erläuterten Gründen auf andere Weise als die übrigen ÜNB.

PSEs Rolle beim Systemausgleich

PSE setzt alle wesentlichen Erzeugungseinheiten in Polen unter Berücksichtigung ihrer betrieblichen Merkmale und Übertragungsbeschränkungen direkt ein, um die erwartete Last abzudecken. Dabei müssen angemessene Reserveanforderungen bedacht werden. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, nutzt PSE den Prozess der operativen Planung, der drei Jahre im Voraus mit relevanter Wartungskoordination beginnt und mit jährlichen, monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen für das Day-Ahead-SCUD und -SCED fortgeführt wird. Die Resultate dieses Day-Ahead-Marktes werden dann stetig in einem Intraday-Zeitbereich bis zur Echtzeit-Operation aktualisiert.

In einem jährlichen Zeitbereich versucht PSE, die Anfragen bzgl. Wartungsarbeiten von Erzeugern über das Jahr hinweg so zu verteilen, dass die minimale Year-Ahead-Reservemarge⁶ (überprognostizierte Lasten schließen bereits vergebene Kapazitäten bei Interconnections ein) jeden Monat dem Durchschnitt entspricht. Die monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen zielen darauf ab, jeden Tag eine bestimmte Reservemarge zu halten⁷, sofern möglich. Dieser Vorgang beinhaltet außerdem die Planung für die Netzwerkinstandhaltung, daher werden auch alle Beschränkungen aus dem Netzbetrieb bedacht.

Der Day-Ahead-SCUD-Prozess zielt darauf ab, eine festgelegte⁸ (bzw. schnell aktivierte - derzeit in Polen nur Einheiten in Pumpspeicherkraftwerken) Reserveleistungsmarge für jede Stunde des nächsten Tages zu erreichen, die eine Auf- und Abwärtsregulierung ermöglicht. Dies beinhaltet Strom aus Primär- und Sekundärregelung, die als Systemdienstleistungen im Voraus unter Vertrag genommen werden. Der Rest dieser Reserve kommt durch die Nutzung von Ausgleichsgeboten, die von allen zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten eingereicht werden müssen (in der Praxis sind das alle Einheiten, die an das Übertragungsnetzwerk und größere im 110 kV-Netz angeschlossen sind, ausgenommen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), da diese hauptsächlich nach Wärmenachfrage operieren). Die restliche Erzeugung wird als von den Eigentümern geplant betrachtet, was eine praktikable Lösung darstellt, wenn man deren stabilen Charakter bedenkt (KWK, kleine Thermal- und Hydroerzeuger). Die einzige Ausnahme dieser Regel stellen die Windkrafterzeuger dar, da diese aufgrund ihrer Unberechenbarkeit von PSE selbst prognostiziert werden. Daher hat PSE das Recht, jegliche verfügbare, zentral eingesetzte Erzeugung im Normalbetrieb zu nutzen, um das System auszugleichen. Die negativen Reserveanforderungen in Schwachlastphasen (Nachtstunden) und der potentielle Pumpenbetrieb von Pumpspeichersanlagen werden ebenfalls berücksichtigt.

Die weiteren Aktualisierungen von SCUD/SCED während des Betriebstages berücksichtigen jegliche Änderungen im System (Zwangsabschaltungen und jegliche Beschränkungen von Erzeugungseinheiten und Netzelementen, Aktualisierungen von Last- und Windprognosen etc.). Diese Herangehensweise ermöglicht es, die One-Hour-

⁶ Die Erzeugungsreservemarge wird durch den polnischen Netzcode reguliert und liegt derzeit bei 18 % (Ziffer II.4.3.4.18). Sie ist abhängig von den Ergebnissen der Entwicklung betrieblicher Planungsprozesse Änderungen unterworfen.

⁷ Die Erzeugungsreservemarge für die monatliche und wöchentliche Koordination wird ebenfalls durch den polnischen Netzcode (Ziffer II.4.3.4.18) reguliert und liegt derzeit bei 17 % bzw. 14 %.

⁸ Die festgelegten Werte betragen entsprechend: 9 % über dem prognostizierten Bedarf für die Aufwärtsregulierung und 500 MW für die Abwärtsregulierung. Diese Werte werden durch den polnischen Netzcode (Ziffer 4.3.4.19) reguliert und unterliegen Änderungen.

Ahead-Reserveleistung auf einem Minimalniveau von 1000 MW zu halten, d. h. dem potenziellen Verlust der größten Erzeugungseinheit von derzeit 850 MW (vorbehaltlich von Änderungen mit der Inbetriebnahme neuer Einheiten) und ca. 150 MW Primärregelreserve (Frequenzerhaltungsreserve) als PSEs Anteil im RGCE.

Bestimmung von Vergabebeschränkungen in Polen

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

Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für jede Marktzeiteinheit MTU und gelten separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$\text{EXPORT}_{\text{constraint}} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

In der Gleichung sind:

P_{CD}	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugern angegeben ⁹
P_{CDmin}	Summe der technischen Minima der zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten in Betrieb
P_{NCD}	Summe der Fahrpläne 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. Kühlzuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)
P_L	von PSE prognostizierter Bedarf
P_{UPres}	Mindestreserve für Aufwärtsregulierung
$P_{DOWNres}$	Mindestreserve für Abwärtsregulierung

Als Beispiel für die praktische Festlegung der Vergabebeschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung werden die Abbildungen 1 und 2 angeführt. Sie stellen dar, wie vom ÜNB eine Prognose der polnischen Strombalance für jede Stunde des nächsten Tages morgens Day-Ahead entwickelt wird, um Reserven bei den Erzeugungskapazitäten für potentielle Exporte bzw. Importe für den Day Ahead-Markt zu bestimmen. Für den Intraday-Markt gilt dieselbe Methode mutatis mutandis.

Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Export geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Import geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Importrichtung.

⁹ 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.

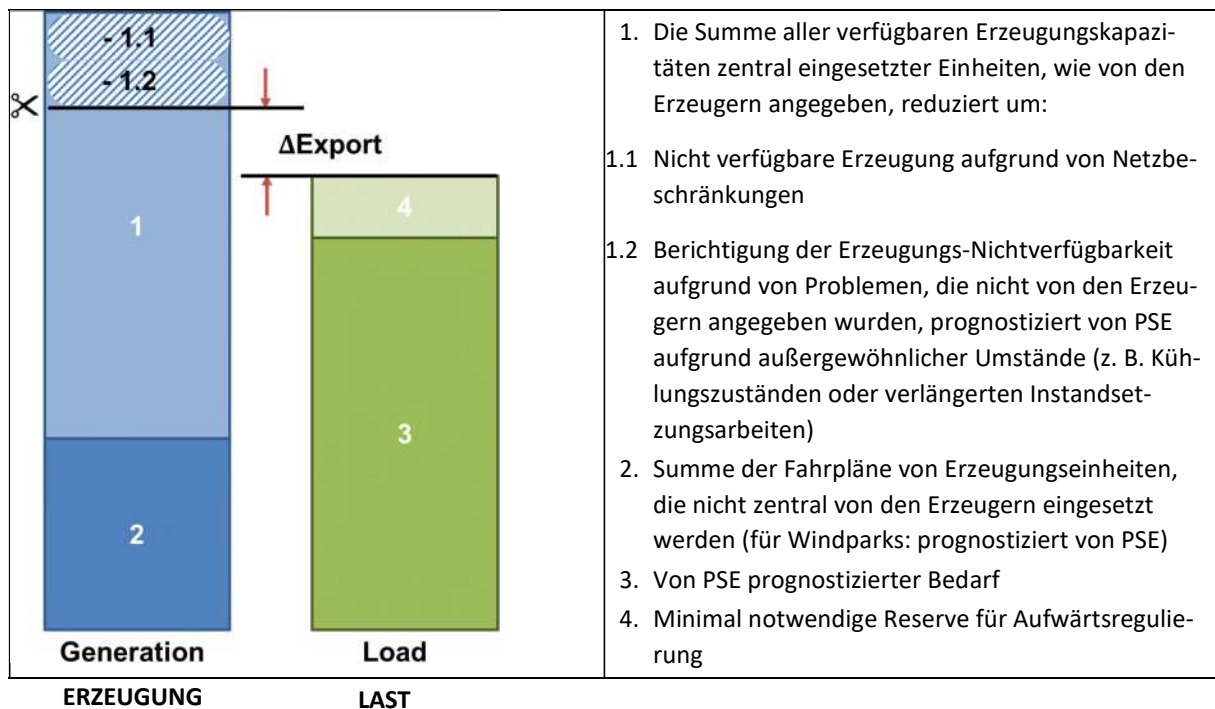


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

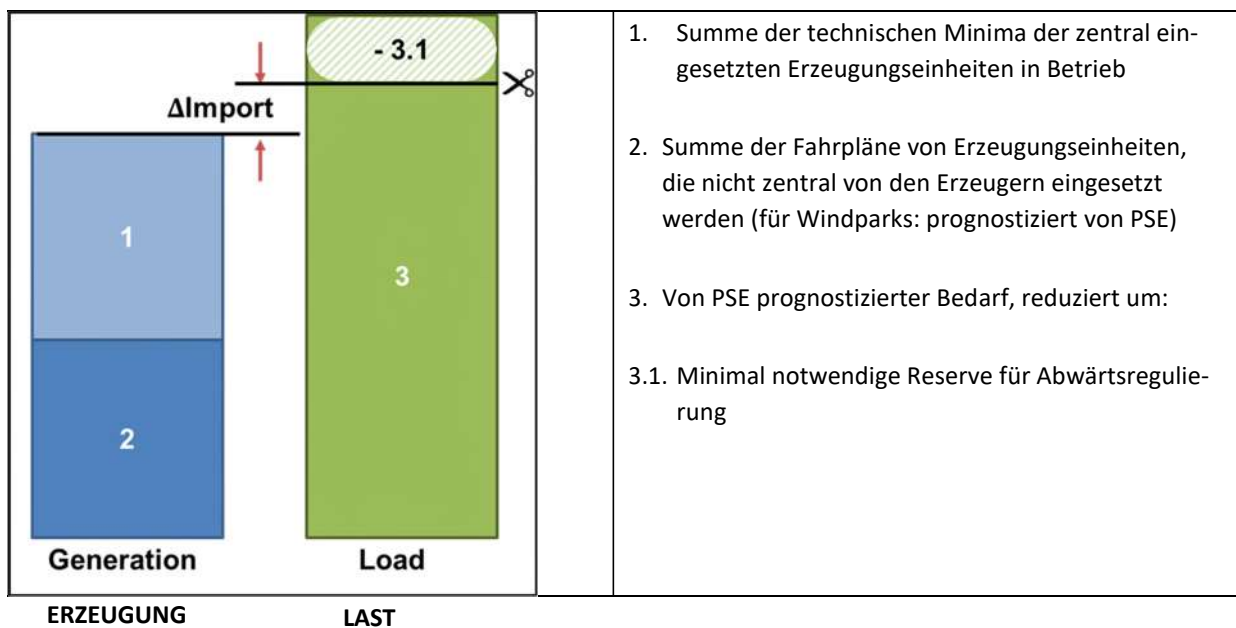


Abbildung 2: Festlegung der Vergabebeschränkungen in Import-Richtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

Häufigkeit der Neubewertung

Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeithorizont 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 MTU, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf die einheitliche Day-Ahead-Kopplung und die einheitliche Intraday-Kopplung

Vergabebeschränkungen in der von PSE angewandten Form mindern nicht die Effizienz der Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplungsprozesse. In Anbetracht der Notwendigkeit, eine adäquate Verfügbarkeit von Erzeugung und Erzeugungsreserven innerhalb des polnischen Stromsystems durch PSE als nach dem zentralen Einsatzmarktmodell handelnder ÜNB zu gewährleisten und der Tatsache, dass PSE keine betrieblichen Reserven im Vorfeld des Marktkopplungsprozesses beschafft, ist die Auferlegung von Beschränkungen für den maximalen Import und Export in Marktkopplungsprozessen - sofern erforderlich - der effizienteste Weg, Systemsicherheit und Handel in Einklang zu bringen. Dieser Ansatz führt mindestens zu demselben Niveau von Erzeugungskapazitäten, die am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen, wie dies in Selbsteinsatzsystemen der Fall ist, wo Reserven im Voraus von BKV bzw. ÜNB beschafft werden, sodass sie ebenfalls nicht am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Darüber hinaus besteht hierdurch die Möglichkeit, einen Wettbewerb zwischen dem ÜNB und den Marktteilnehmern um Erzeugungsressourcen zu vermeiden.

Es muss betont werden, dass die in Polen angewandten Vergabebeschränkungen nicht die Fähigkeit eines Hansa-Landes zum Austausch von Energie berühren, da diese Beschränkungen lediglich den polnischen Export bzw. Import betreffen. Daher ist ein Transit über Polen im Fall der Anwendung von Vergabebeschränkungen möglich.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf angrenzende CCR

Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Stromsystem bestimmt, d.h. dass sie gleichzeitig für alle CCR angewandt werden können, in denen PSE mindestens eine Grenze hat (d.h. Core, Baltic und Hansa).

Es muss betont werden, dass sich diese Lösung als effizienteste Anwendung von Vergabebeschränkungen erwiesen hat. Die separate Berücksichtigung von Vergabebeschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale Vergabebeschränkungen in CCR-bezogene Unterwerte zu splitten, was weniger effizient wäre, als den globalen Wert beizubehalten. In den Stunden, in denen Polen aufgrund eines Verstoßes gegen Vorschriften der minimalen Abwärtserzeugung nicht in der Lage ist, weiteren Strom aufzunehmen oder Polen nicht in der Lage ist aufgrund unzureichender Erzeugungsreserven in Aufwärtsrichtung weiteren Strom zu exportieren, ist die polnische Übertragungsinfrastruktur weiterhin für den Transit verfügbar, wodurch die Handelschancen erhöht und das Gemeinwohl in allen betroffenen Kapazitätsberechnungsregionen verbessert werden.

Zeiträume, in denen Vergabebeschränkungen gelten

Wie vorstehend beschrieben, werden Vergabebeschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabe-Zeitbereich bestimmt, sodass sie für alle MTU (Stunden) des jeweiligen Vergabetages anwendbar sind.

Warum die Vergabebeschränkungen nicht effizient in am Markt angebotene Kapazitäten einzelner Grenzen übersetzt werden können

Die Anwendung von Kapazitätsvergabebeschränkungen ist darauf gerichtet, die wirtschaftliche Effizienz des Marktkopplungsmechanismus an diesen Interkonnektoren sicherzustellen und gleichzeitig die Sicherheitsanforderungen der Elektrizitätsversorgung für Kunden zu erfüllen. Sollen sich die vorstehend beschriebenen Erzeugungsbedingungen in Form entsprechender Anpassungen in durch PSE angebotenen grenzüberschreitenden 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. Im CNTC-Ansatz müsste dies in Form einer ATC-Reduzierung pro Grenze 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 – überbewertet an einer Interconnection und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt – belastet. Infolgedessen ermöglicht die Anwendung von Vergabebeschränkungen zur Bewältigung der polnischen Ausgleichsbeschränkungen insgesamt in der Vergabephase die effizienteste Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, d.h. vollständig in Übereinstimmung mit Preisunterschieden in einzelnen Märkten.