



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-24-004

☎ 0228
14-
oder 14-0

Bonn
25. November
2024

Genehmigung der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 74 CACM-VO durch die Bundesnetzagentur

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

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

– Antragstellerin zu 1 –

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

– Antragstellerin zu 2 –

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

– Antragstellerin zu 3 –

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn
0228 14-8872

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

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

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

Datenschutzhinweis:

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

wegen

Änderung der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 74 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 25. November 2024 entschieden

1. In Abänderung der Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 26. Oktober 2022 (Az. 622-22-005) wird die Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 74 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement wie in Anlage I des vorliegenden Bescheides dargelegt genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines Antrags auf Änderung der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading aller Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) der Kapazitätsberechnungsregion („CCR“¹) Hansa gemäß Art. 74 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 („CACM-VO“).

Das Ziel der CACM-VO besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten. Um dieses Ziel zu erreichen, regelt Art. 74 CACM-VO, dass alle ÜNB der betreffenden Kapazitätsberechnungsregion einen Antrag für eine gemeinsame Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading erarbeiten und den jeweiligen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorlegen, siehe Art. 74 Abs. 1 CACM-VO.

Die CCR Hansa wurde durch Entscheidung 06/2016 der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER“)² vom 17. November 2016 determiniert. Sie umfasste zunächst die Gebotszonengrenzen Dänemark 1-

¹ CCR: Capacity Calculation Region (Kapazitätsberechnungsregion).

² ACER: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden).

Deutschland/Luxemburg („DK1-DE/LU“), bewirtschaftet durch Energinet.dk und die Antragstellerin zu 3, die Gebotszonengrenze Dänemark 2-Deutschland/Luxemburg („DK2-DE/LU“), bewirtschaftet durch Energinet.dk und die Antragstellerin zu 1 sowie die Gebotszonengrenze Schweden 4-Polen („SE4-PL“), bewirtschaftet durch Svenska Kraftnät und PSE S.A. Am 20. Februar 2019 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur die Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gegenüber den Antragstellerinnen zu 1 und 3 gemäß Art. 74 CACM-VO genehmigt (Az. BK6-18-030)³. Parallel erfolgte die Genehmigung der Methode auch durch die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa⁴.

Durch ACER-Entscheidung 04/2019 vom 1. April 2019 wurde die Kapazitätsberechnungsregion um die Gebotszonengrenze Dänemark 1-Niederlande („DK1-NL“), bewirtschaftet durch Energinet.dk und Tennet TSO B.V., erweitert. Am 15. März 2021 hat die Bundesnetzagentur daraufhin Änderungen an der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gegenüber den Antragstellerinnen zu 1 und 3 gemäß Art. 74 CACM-VO genehmigt (Az. 622-21-001)⁵. Parallel erfolgte die Genehmigung der Methode auch durch die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa⁶.

Mit ihrer Entscheidung 04/2021 vom 10. Mai 2021 hat die ACER die Gebotszonengrenze Schweden 4-Deutschland/Luxemburg („SE4-DE/LU“), die von der Antragstellerin zu 2 bewirtschaftet wird, der CCR Hansa zugeteilt. Am 26. Oktober 2022 hat die Bundesnetzagentur daraufhin Änderungen an der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gegenüber der drei Antragstellerinnen gemäß Art. 74 CACM-VO genehmigt (Az. 622-22-005)⁷. Parallel erfolgte die Genehmigung der Methode auch durch die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa.

Mit ihrer Entscheidung 08/2023 vom 31. März 2023 hat die ACER schließlich die Gebotszonengrenzen Norwegen 2-Niederlande („NO2-NL“), die von Statnett SF und TenneT TSO B.V. bewirtschaftet wird, und Norwegen 2-Deutschland/Luxemburg („NO2-DE/LU“), die von Statnett SF und der Antragstellerin zu 3 bewirtschaftet wird, der CCR Hansa zugeteilt.⁸ Die EWR

³ Beschluss BK6-18-030 vom 20. Februar 2019 der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-030/BK6-18-030_beschluss.html?nn=411978.

⁴ 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.

⁵ Genehmigung 622-22-001 vom 15. März 2021 der Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/EU-Genehmigungsverfahren>

⁶ Zusätzlich zu den in Fußnote 4 genannten Regulierungsbehörden, hat auch die niederländische Regulierungsbehörde ACM die Methode genehmigt.

⁷ Genehmigung 622-22-005 vom 26. Oktober 2022 der Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/EU-Genehmigungsverfahren>.

⁸ Näher zur Einbindung Norwegens in die Hansa-Region siehe ACER Entscheidung 08/2023, Rn. 19, Rn. 34, Erwägungsgrund 2 und Artikel 3 Annex I.

Staaten haben durch die EFTA Surveillance Authority's (ESA) Decision 065/23/COL vom 24. April 2023 zugestimmt, dass die CACM-VO auch für die norwegische Gebotszone gilt, und somit die norwegischen Grenzen der Gebotszone NO2 in die Hansa Region eingegliedert werden, obwohl Norwegen kein EU-Mitgliedstaat ist.⁹

Am 5. April 2024 hat Energienet.dk im Namen aller ÜNB der CCR Hansa den Antrag der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gemäß Art. 74 CACM-VO in englischer Sprache den Regulierungsbehörden der CCR Hansa im vorliegenden Verwaltungsverfahren zur Genehmigung übermittelt. Am 8. Mai 2024 hat die Antragstellerin zu 3 im Namen aller drei Antragstellerinnen den Antrag zur Genehmigung bei der Bundesnetzagentur in deutscher Sprache eingereicht. Durch die Zusendung der Übersetzung bei der niederländischen Regulierungsbehörde am 5. Juni 2024 hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde der CCR Hansa den Antrag der ÜNB erhalten.

Der Antrag wurde am 27. Mai 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 10. Juni 2024 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Vom 1. bis 8. November 2024 stimmten die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Hansa im Wege des elektronischen Abstimmungsverfahrens einstimmig für Annahme der Änderungen an der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gemäß Art. 74 CACM-VO. Zugleich nahmen sie das in enger Kooperation zwischen ihnen abgestimmte Positionspapier vom 8. November 2024 an, aus dem die Begründung für ihre gemeinsame Entscheidung hervorgeht, die Änderungen mittels paralleler Genehmigungen vorzunehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte sowie auf die vorangegangenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur vom 26. Oktober 2022 (Az. 622-22-005), vom 15. März 2021 (Az. 622-21-001) und der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2017 (Az. BK6-16-289) Bezug genommen.

B.

Die diesem Bescheid als Anlage I angehängte Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa gemäß Art. 74 CACM-VO wird genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet.

I. Zulässigkeit

⁹ EFTA Surveillance Authority's (ESA) Decision 065/23/COL vom 24. April 2023 Rn. 3
https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/gopro/College%20Decision%20-%20Decision%20065_2023_COL%20on%20the%20determination%20of%20capacity%20calculation%20regions.pdf
(zuletzt aufgerufen am 22.11.2024) mit Verweis auf die Entscheidung 201705443-14 der norwegischen Regulierungsbehörde NVE-RME vom 18 August 2023.

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

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung nach Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Abs. 7 Buchst. h i.V.m. Art. 74 S. 1 CACM-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i. V. m. Art. 18 Abs. 3 Buchst. b und d und Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel¹⁰ bzw. aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 61 und 70 der Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt („EltVO“). Eine obligatorische Beschlusskammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 14 EnWG.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ist auch nicht auf ACER übergegangen. Die nach Art. 9 Abs. 13 Satz 3 i.V.m. Abs. 10 Satz 1 CACM-VO erforderliche Einigung der Regulierungsbehörden der CCR Hansa ist am 7. November 2024 und damit vor Ablauf der 6-Monatsfrist nach Antragseingang bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde erfolgt.

Eine öffentliche europäische Konsultation des Antrags gemäß Art. 12 CACM-VO wurde von den ÜNB der CCR Hansa nicht durchgeführt. Wie sich aus Art. 12 Abs. 1 S. 1 CACM-VO ergibt, bedarf es einer derartigen Konsultation nur im Falle besonderer Anordnung im Rahmen der einschlägigen Ermächtigungsgrundlage. Derartiges ist in Art. 74 CACM-VO nicht vorgesehen.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die zur Genehmigung beantragte Änderung der Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading in der CCR Hansa erfüllt die Vorgaben aus Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Art. 74 CACM-VO und steht im Einklang mit den Zielen der CACM-VO.

1. In Anhang 1 der Methode wird die von Statnett SF und der Antragstellerin zu 3 gemeinsam bewirtschaftete **Gebotszonengrenze NO2-DE/LU** neu in die Liste der derzeitigen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa aufgenommen. Damit wird die Entscheidung der ACER vom 31. März 2023 (Az. 08-2023) umgesetzt. Zusätzlich wird in Anhang 1 geregelt, dass die nach dieser Methode zu teilenden Kosten an dieser Grenze jeweils zu 50% auf Statnett SF und die Antragstellerin zu 3 entfallen. Der Kostenteilungsschlüssel entspricht der Bewirtschaftung der betreffenden Gebotszonengrenze und steht folglich im Einklang mit den Vorgaben des Art. 74 Abs. 6 lit. c CACM-VO, der eine gerechte Verteilung der Kosten und Gewinnen zwischen den beteiligten ÜNB vorsieht.

2. In Anhang 1 der Methode wird auch die von Statnett SF und TenneT TSO B.V. gemeinsam bewirtschaftete **Gebotszonengrenze NO2-NL** in die Liste der derzeitigen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa aufgenommen. Damit wird die Entscheidung der ACER vom 31. März 2023 (Az.

¹⁰ 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.

08-2023) umgesetzt. Zusätzlich wird in Anhang 1 geregelt, dass die nach dieser Methode zu teilenden Kosten an dieser Grenze jeweils zu 50% auf Statnett SF und TenneT TSO B.V. entfallen. Der Kostenteilungsschlüssel entspricht der Bewirtschaftung der betreffenden Gebotszonengrenze und steht folglich im Einklang mit den Vorgaben des Art. 74 Abs. 6 lit. c CACM-VO, der eine gerechte Verteilung der Kosten und Gewinnen zwischen den beteiligten ÜNB vorsieht.

3. In der **gesamten Methode** (z.B. **Art. 2 Abs. 2 Buchst. c**) wird statt der Bezeichnung „regionale Sicherheitskoordinatoren“ („RSC“) die Bezeichnung „**regionale Koordinierungscenter**“ („RCC“) verwendet. Damit wird die gesetzliche Regelung aus Art. 35 Abs. 2 EltVO umgesetzt. Danach ersetzen die regionalen Koordinierungszentren die regionalen Sicherheitskoordinatoren und nehmen bis zum 1. Juli 2022 ihre Tätigkeit auf. Die Änderung steht somit im Einklang mit der bestehenden gesetzlichen Regelung.

III. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, 25. November 2024

Im Auftrag

Anlage

Joachim Gewehr
(Referatsleiter)



Gemeinsame Kostenteilungsmethode für das Redispatching und Countertrading der ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Artikel 74 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

20. Januar 2024

Alle Übertragungsnetzbetreiber (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemeinsam unter Erwägung nachstehender Gründe:

Präambel

- (1) Dieses Dokument ist eine gemeinsame Methode der ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion (im weiteren Verlauf „CCR“ bezeichnet) Hansa wie in der ACER-Entscheidung 08-2023 vom 31. März 2023 und den dazugehörigen Anhängen¹- sowie sämtlichen Änderungen hierzu durch alle nationalen Regulierungsbehörden (im weiteren als „NRB“ bezeichnet) oder durch ACER gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet) beschrieben.
- (2) Diese Methode ist eine gemeinsame Kostenteilungsmethode für das Redispatching und Countertrading (im weiteren Verlauf als „**RCCS-Methode**“ bezeichnet) gemäß Artikel 74 der CACM-Verordnung.
- (3) Diese RCCS-Methode berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze, Ziele und sonstigen Methoden der CACM-Verordnung, der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (im weiteren Verlauf als „Verordnung (EU) 2019/943“ bezeichnet), des Beschlusses (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Freistellung von den einschlägigen Bestimmungen der Verordnung (EU) 2019/943 für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943. Die CACM-Verordnung beinhaltet Regeln zur Gewährleistung der optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, der Betriebssicherheit und der Optimierung der Berechnung und der Vergabe gebotszonenübergreifender Kapazität und definiert die Anforderungen an die ÜNB zur Zusammenarbeit in den CCR auf gesamteuropäischer Ebene und über Gebotszonengrenzen hinweg. Die SO-Verordnung enthält Regeln und Anforderungen zur Entwicklung von Methoden mit dem Zweck der Wahrung der Betriebssicherheit, Frequenzqualität und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und der Ressourcen.
- (4) Gemäß Artikel 9 Absatz 9 der CACM-Verordnung trägt die vorgeschlagene RCCS-Methode für die CCR Hansa zur Erreichung der in Artikel 3 der CACM-Verordnung festgelegten Ziele bei, ohne diese in irgendeiner Weise zu beeinträchtigen. Die RCCS-Methode gewährleistet die Betriebssicherheit sowie die faire und diskriminierungsfreie Behandlung der ÜNB (Artikel 3 Buchstabe c und Artikel 3 Buchstabe e der CACM-Verordnung sowie Artikel 74 Absatz 6 Buchstabe i). Sie gewährleistet die Betriebssicherheit indem sie die Kostenteilungsgrundsätze für das Verfahren des koordinierten Countertrading und Redispatching (im weiteren Verlauf als „RD und CT“ bezeichnet) mit grenzüberschreitender Relevanz präzisiert und somit die regional koordinierter Anwendung von RD und CT ermöglicht. Dies gewährleistet eine Gleichbehandlung der ÜNB. Darüber hinaus gewährleistet die RCCS-Methode die Transparenz der von den ÜNB ergriffenen Maßnahmen, indem sie diese verpflichtet, alle ergriffenen Maßnahmen und deren Folgekosten zu dokumentieren und es den nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa gestattet, die dokumentierten Informationen anzufordern.
- (5) Die RCCS-Methode identifiziert die Kostenteilungsgrundsätze zwischen den jeweiligen ÜNB für RD- und CT-Maßnahmen von grenzüberschreitender Bedeutung entsprechend den

¹ <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>

Anforderungen in Artikel 74 Absatz 2 der CACM-Verordnung und folgt den Grundsätzen der Methode für ein koordiniertes Redispatching und Countertrading der CCR Hansa gemäß Artikel 35 der CACM-Verordnung (im weiteren Verlauf als „CRC-Methode“ bezeichnet).

- (6) Diese RCCS-Methode beschreibt Kosten und Erlöse und legt Regeln für eine gesamtregionale Kostenteilung aus der Anwendung von RD und CT in den in Artikel 35(2) der CACM-Verordnung beschriebenen Fällen fest.
- (7) Für die CRC- und RCCS-Methode sind nur die Kosten von RD- und CT-Maßnahmen, die im Einklang mit Artikel 35 Absatz 4 und Artikel 74 Absatz 2 der CACM-Verordnung stehen, und somit koordiniert und von grenzüberschreitender Relevanz sind, relevant.
- (8) Die zulässigen Kosten werden gemäß der Anforderung in Artikel 74 Absatz 3 der CACM-Verordnung in transparenter und überprüfbarer Weise ermittelt, da klar festgelegt ist, welche Kosten in die Kostenteilung aufgenommen werden können und dass weitestgehend bestehende Marktmechanismen und geeignete Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a der CRC-Methode genutzt werden.
- (9) Gemäß Artikel 78 Absatz 2 Buchstabe a der SO-Verordnung sind die RCCs der CCR Hansa verpflichtet, in Anlehnung an die aktualisierte Liste möglicher Entlastungsmaßnahmen und deren voraussichtlicher Kosten, den jeweiligen ÜNB die wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen zu empfehlen. Jeder ÜNB ist verpflichtet, gemäß Artikel 78 Absatz 1 Buchstabe b der SO-Verordnung die Liste an den zuständigen RCC zu übermitteln. Nach der Aktivierung von RD und CT werden die zulässigen realisierten Kosten von den ÜNB im Rahmen der Anforderungen gemäß Artikel 4 dieser RCCS-Methode dokumentiert.
- (10) Die RCCS-Methode entspricht den Anforderungen in Artikel 74 Absatz 6 Buchstaben a, b, c und f der CACM-Verordnung, da sie den ÜNB Anreize bietet, Engpässe zu bewältigen. Dazu gehört auch die Anwendung von RD und CT wodurch Anreize für ÜNB gesetzt werden, effektiv zu investieren, da diese RCCS-Methode vorsieht, dass Kosten und Einnahmen, je nach Situation, entweder:
 - a. gerecht unter den Eigentümern der Verbindungsleitungen der CCR Hansa geteilt werden,
 - b. auf den ÜNB entfallen, in dessen Regelzone der physische Engpass aufgetreten ist,
 - c. oder zwischen den ÜNB einer benachbarten CCR nach der Kostenteilungsmethode dieser CCR geteilt werden.Dieses transparente und eng abgestimmte Verfahren ermöglicht den ÜNB eine vernünftige Finanzplanung, wie in Artikel 74 Absatz 6 Buchstabe g der CACM-Verordnung gefordert.
- (11) Die RCCS-Methode steht im Einklang mit den jeweiligen Methoden, da die Kostenteilungsgrundsätze gewährleisten, dass die Kosten von RD und CT auf die ÜNB verteilt werden, die von der Methode für die Verteilung von Engpasserlösen gemäß Artikel 73 der CACM-Verordnung und dem Ausgleichsmechanismus zwischen ÜNB, der in Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 und in Verordnung (EU) 838/2010 der Kommission von 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte dargelegt ist, profitieren. Somit entspricht sie Artikel 74 Absatz 6 Buchstabe d der CACM-Verordnung.

- (12) Die RCCS-Methode entspricht den Anforderungen in Artikel 74 Absatz 5 Buchstaben a und c der CACM-Verordnung, da mittels der durch den RCC und in Echtzeit durch die ÜNB durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse untersucht und geprüft wird, inwiefern die Anwendung von RD und CT erforderlich ist. Sofern RD und CT-Maßnahmen empfohlen wurden, hat der verantwortliche RCC der CCR Hansa gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b der CRC-Methode der CCR Hansa und Artikel 78 Absatz 2 Buchstabe a der SO-Verordnung RD und CT-Maßnahmen von grenzüberschreitender Bedeutung als wirksamste und wirtschaftlichste Lösung zur Behebung von Verstößen gegen die Betriebssicherheitsgrenzen in der Betriebssicherheitsanalyse eingestuft. In Artikel 7 der CRC-Methode der CCR Hansa verpflichten die ÜNB die RCCs der CCR Hansa, die Anwendung von RD und CT sowie die Kosten des Ex-post-Mechanismus zur Überwachung der Anwendung von mit Kosten verbundenen RD und CT-Maßnahmen gemäß den Anforderungen in Artikel 74 Absatz 5 Buchstabe b der CACM-Verordnung zu dokumentieren.
- (13) Die RCCS-Methode erfüllt die Anforderungen aus Artikel 74 Absatz 5 Buchstabe d der CACM-Verordnung, da die Planung der Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, einschließlich RD und CT, ab dem Moment erfolgt, in dem die Fahrpläne der Marktteilnehmer im Day-Ahead und während des Betriebstages bekannt sind, während die Aktivierung von Maßnahmen so nahe wie möglich am Betriebszeitpunkt erfolgt. Das Zeitfenster für die Aktivierung von Maßnahmen ist zwischen den ÜNB zu koordinieren, um eine Aktualisierung der Planung mit den neuesten Informationen zu ermöglichen, wie in Artikel 3 Absatz 5 der RCCS-Methode beschrieben. Dies ermöglicht eine bessere Auswahl der RD- und CT-Maßnahmen und wurde so in der CRC-Methode der CCR Hansa und ebenso in den Anforderungen in Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe b der SO-Verordnung festgelegt. Der Zeitbereich für das für die CCR Hansa vorgeschlagene Verfahren ist mit den Zeitbereichen der Day-Ahead- und Intraday-Märkte kompatibel, da die in einem Verfahrensschritt identifizierten RD- und CT-Maßnahmen auch in den folgenden Verfahrensschritten Berücksichtigung finden und so nahe wie möglich am Betrieb koordiniert werden und somit Artikel 74 Absatz 6 Buchstabe h der CACM-Verordnung erfüllt ist.
- (14) Artikel 4 Absatz 3 dieser RCCS-Methode beschreibt ein Verfahren, das die Überwachung der CCR Hansa durch die zuständigen Regulierungsbehörden ermöglicht, da die ÜNB der CCR Hansa verpflichtet sind, die in Artikel 4 Absatz 1 dieser RCCS-Methode genannten Punkte vollständig zu dokumentieren. Ein gleichartiges Verfahren wird in Artikel 7 Absatz 8 der CRC-Methode der CCR Hansa beschrieben.
- (15) Die RCCS-Methode erleichtert die effiziente langfristige Entwicklung des gesamteuropäischen Verbundnetzes und dessen Betrieb sowie das effiziente Funktionieren des gesamteuropäischen Strommarktes, wie in Artikel 74 Absatz 6 Buchstabe e der CACM-Verordnung gefordert. Wie in der Präambel unter Ziffer (4) und Ziffer (8) ausgeführt, bietet die Methode die Anreize, um effektiv zu investieren, um die Anwendung von RD und CT zu koordinieren und so eine bessere Auslastung des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Ziffer (12) der Präambel legt zudem dar, warum die Methode einen effizienten Betrieb des gesamteuropäischen Strommarktes sicherstellt, indem sie eine umfassende Koordinierung und bessere Anwendung von RD und CT ermöglicht.
- (16) Mit dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 wurde der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak eine Ausnahmegenehmigung für 10 Jahre gewährt. Der Beschluss besagt, dass als Kapazität für die Berechnung der Mindestkapazität die Restkapazität (und nicht die

Gesamtübertragungskapazität) heranzuziehen ist, also die Kapazität, die nach Abzug der Kapazität, die erforderlich ist, um die prognostizierte Stromerzeugung der Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flakangeschlossen sind, in der Day-Ahead-Phase zu den jeweiligen nationalen Onshore-Systemen zu transportieren, übrig bleibt.

LEGEN DIE FOLGENDE RCCS-METHODE ALLEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN DER CCR HANSA VOR:

Artikel 1

Gegenstand und Anwendungsbereich

Diese RCCS-Methode gilt als gemeinsame Methode der ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 74 der CACM-Verordnung und umfasst die Kostenteilung für koordinierte RD- und CT-Maßnahmen, die übereinstimmend mit der gemäß Artikel 35 der CACM-Verordnung für die der CCR Hansa zugehörigen Gebotszonengrenzen entwickelten CRC-Methode realisiert wurden.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen und Auslegung

1. Für die Zwecke der RCCS-Methode haben die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der Begriffsbestimmungen in Artikel 2 der CACM-Verordnung, der Verordnung (EU) 2019/943, der Richtlinie (EU) 2019/944, der Verordnung (EU) 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten (im Folgenden als „Transparenzverordnung“ bezeichnet) und dem Beschlusses (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Freistellung für die KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943.
2. Darüber hinaus tragen die folgenden Begriffe in dieser RCCS-Methode die nachfolgende Bedeutung:
 - a. „Kosten“ sind die tatsächlichen Kosten, die den ÜNB entsprechend den geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung für die koordinierten RD- und CT-Maßnahmen entsprechend der CRC-Methode zur Behebung des physischen Engpasses entstehen. Gegebenenfalls beschränken sich diese auf:
 - i. Kosten der Erhöhung oder Verringerung des Erzeugungs- bzw. Lastmusters;
 - ii. Verfügbarkeitszahlungen für zusätzliche Aufwärts- und Abwärtsregulierung;
 - iii. Reduzierung erneuerbarer Energien;
 - iv. Aktivierungs- und Anfahrt-Kosten;
 - v. Aktivierung von Regelenergie-Geboten gemäß Artikel 29 in Verbindung mit Titel V Artikel 44 bis 57 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission;
 - vi. Kosten, die im Zusammenhang mit Bilanzkreisabweichungen, in Abwesenheit von Mechanismen zur Abrechnung der Abweichungen gemäß Artikel 50 Absatz 4 und Artikel 51 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2017/2195, entstehen.
 - b. „Einnahmen“ sind die tatsächlichen Erlöse, die den ÜNB entsprechend den geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung für die koordinierten RD- und CT-Maßnahmen entsprechend der CRC-Methode zur Behebung des physischen Engpasses erhalten. Gegebenenfalls beschränken sich diese auf:
 - i. Einnahmen aus der Erhöhung oder Verringerung des Erzeugungs- bzw. Lastmusters;
 - c. „RCC“ bezeichnet das/die für die CCR Hansa, sofern nicht andernfalls explizit genannt, gemäß Artikel 77 Absatz 1 Buchstabe a der SO-Verordnung bestellte(n) regionale(n) Koordinierungscenter (RCC), welche(s) die ihm/ihnen zugeteilten Aufgaben gemäß Artikel 77 Absatz 1 Buchstabe c Ziffer i) der SO-Verordnung ausführt/ausführen;

- d. „ÜNB“ bezeichnet den/die ÜNB der CCR Hansa, sofern nicht ausdrücklich anders angegeben.
3. In dieser RCCS-Methode 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 RCCS-Methode;
 - c. Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel in dieser RCCS-Methode;
 - d. Jeder Verweis auf Gesetze, Regelungen, Richtlinien, Verordnungen, Instrumente, Kodizes oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.
 4. Beabsichtigt ein ÜNB zum ersten Mal die Kostenteilung für eine oder mehrere der in Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe a Ziffer ii. bis vi. genannten Kostenarten anzuwenden, informiert dieser die NRB der gesamten CCR Hansa spätestens 2 Monate im Voraus über seine Kostenteilung für diese Kostenarten. Der ÜNB hat dieser Information Erläuterungen beizufügen, aus denen hervorgeht, inwiefern die Kostenteilung der verschiedenen Kostenarten mit der RCCS-Methode vereinbar ist, und die anhand von Beispielen zeigen, wie die Kostenteilung dieser Kostenarten in der Praxis aussieht.

Artikel 3

Kostenteilungsmethode für Redispatching- und Countertrading-Maßnahmen

1. Die mit einer RD- und CT-Maßnahme gemäß Artikel 35 Absatz 5 der CACM-Verordnung verbundenen Kosten und Einnahmen, basierend auf geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung, die angewendet wird, um:
 - a. technische Mindestgrenzwerte für einen stabilen Betrieb eines HGÜ-Interkonnektors der CCR Hansa zu gewährleisten, entsprechend Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a der CRC-Methode,
 - b. Fehler, Ausfälle oder ungeplante Abschaltungen an einem Interkonnektor der CCR Hansa, einschließlich Konverterstationen, zu beheben, entsprechend Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b der CRC-Methode,
 - c. die Kapazität des Interkonnektors der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak im Fall eines Engpasses, der durch einen Windprognosefehler für einen der Windparks verursacht wird, zu gewährleisten, entsprechend Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der CRC-Methode,

sind zwischen den Eigentümern der entsprechenden Verbindungsleitung der CCR Hansa nach dem Verteilungsschlüssel in Anlage 1 aufzuteilen.
2. Die mit einer RD- und CT-Maßnahme gemäß Artikel 35 Absatz 5 der CACM-Verordnung verbundenen Kosten und Einnahmen, basierend auf geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung, die angewendet wird:
 - a. für den Fall, dass die RD- und CT-Maßnahmen für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa aufgrund der durch den zuständigen RCC durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse vorgeschlagen werden, ausgenommen solcher, die in Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a, Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b und Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der RCCS-Methode beschrieben sind, entsprechend Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe d der CRC-Methode,

- b. für den Fall, dass RD- und CT-Maßnahmen zwischen benachbarten ÜNB der CCR Hansa koordiniert werden, ausgenommen in solchen Situationen, die in Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a, Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b, Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c und Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe a der RCCS-Methode beschrieben sind, entsprechend Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe e der CRC-Methode,

entfallen auf den ÜNB, in dessen Regelzone der physische Engpass aufgetreten ist.

3. Die mit einer RD- und CT-Maßnahme gemäß Artikel 35 Absatz 5 der CACM-Verordnung verbundenen Kosten und Einnahmen für überregional abgestimmte RD- und CT-Maßnahmen über Gebotszonengrenzen der CCR Hansa hinweg, basierend auf geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung, die angewendet wird, um einen physischen Engpass im benachbarten Wechselstromnetz entsprechend Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe b der CRC-Methode zu beheben, entfallen auf die ÜNB der entsprechenden CCR gemäß der Kostenteilungsmethode dieser CCR.
4. Kosten und Einnahmen, die im Zusammenhang mit RD- und CT-Maßnahmen entstehen, die von ÜNB gemäß Artikel 35 Absatz 5 der CACM-Verordnung, basierend auf geeigneten Mechanismen und Vereinbarungen gemäß Artikel 35 Absatz 3 der CACM-Verordnung, von benachbarten CCRs in den folgenden Situationen angefordert werden:
 - a. Der RCC fordert RD- und CT-Maßnahmen durch den RCC der benachbarten CCR entsprechend Artikel 6 Absatz 2 der CRC-Methode an,
 - b. Nach der jeweils letzten koordinierten Betriebssicherheitsanalyse, die durch den zuständigen RCC durchgeführt wurde, können die ÜNB RD- und CT-Maßnahmen von benachbarten CCRs über den entsprechenden verbundenen ÜNB, der Teil dieser CCR ist, gemäß Artikel 6 Absatz 3 der CRC-Methode anfordern,

entfallen auf den ÜNB, in dessen Regelzone der physische Engpass aufgetreten ist.

5. Der Mechanismus zur Überprüfung des realen Bedarfs an RD und CT gemäß Artikel 74 Absatz 5 Buchstabe a der CACM-Verordnung erfüllt die durch Artikel 78 Absatz 2 und Artikel 78 Absatz 3 der SO-Verordnung gestellten Anforderungen an eine koordinierte regionale Bewertung der Betriebssicherheit durch den zuständigen RCC und die Bewertung des einzelnen ÜNB gemäß Artikel 78 Absatz 4 der SO-Verordnung.
6. Die Bewertung der Auswirkungen der RD- und CT-Maßnahme auf die Betriebssicherheit und die Wirtschaftlichkeit ist vom zuständigen RCC der CCR Hansa in der koordinierten regionalen Bewertung der Betriebssicherheit gemäß Artikel 74 Absatz 5 Buchstabe c der CACM-Verordnung und Artikel 78 Absatz 2 Buchstabe a der SO-Verordnung vorzunehmen, wonach der zuständige RCC der CCR Hansa, sofern er eine Einschränkung ermittelt, den entsprechenden ÜNB die wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen empfiehlt.

Artikel 4

Dokumentation der Kosten und Einnahmen eines aktivierten Redispatching- und Countertrading- Maßnahmen

1. Der RCC dokumentiert für jede aktivierte Redispatching-Maßnahme die folgenden Informationen auf Basis der Marktzeiteinheit im Einklang mit der Transparenz-Verordnung:
 - a. die ergriffene Maßnahme (d.h. Einspeiserhöhung bzw. -verringerung, Lasterhöhung bzw. -verringerung, in MW);

- b. die Dauer der Maßnahme (als Vielfaches der Marktzeiteinheit);
 - c. die Bezeichnung, den Standort und die Art der von der Maßnahme betroffenen Netzelemente;
 - d. den Grund für die Maßnahme; und
 - e. die von der ergriffenen Maßnahme betroffene Leistung (in MW).
2. Der RCC dokumentiert für jede in seiner Regelzone aktivierte Countertrading-Maßnahme die folgenden Informationen auf Basis der Marktzeiteinheit im Einklang mit der Transparenz-Verordnung:
- a. die ergriffene Maßnahme (d. h. Erhöhung oder Verringerung des gebotszonenübergreifenden Austausches, in MW);
 - b. die Dauer der Maßnahme (als Vielfaches der Marktzeiteinheit);
 - c. die betroffene Gebotszone;
 - d. den Grund für die Maßnahme; und
 - e. die Veränderung des gebotszonenübergreifenden Austausches (in MW).
3. Der RCC ist verpflichtet, für die aktivierten, gemäß obigem Artikel 4 Absatz 1 und Artikel 4 Absatz 2 und gemäß Artikel 7 der CRC-Methode dokumentierten und im Einklang mit Artikel 35 der CACM-Verordnung entwickelten RD- und CT-Maßnahmen 5 Jahre lang eine Dokumentation der Kosten und Einnahmen, die jeweils für jede angewandte RD- und CT-Maßnahme entstanden sind, aufzubewahren.
4. Jeder ÜNB muss den zuständigen RCC über Kosten und Einnahmen, die aus den Maßnahmen gemäß Artikel 4 Absatz 1 und Artikel 4 Absatz 2 informieren.
5. Auf Anfrage der nationalen Regulierungsbehörden sind die ÜNB verpflichtet, die vollständigen Unterlagen zu der in Artikel 4 dieser RCCS-Methode genannten Positionen vorzulegen.

Artikel 5 **Umsetzung der RCCS-Methode**

Die Umsetzung dieser RCCS-Methode erfolgt vorbehaltlich der Umsetzung der CRC-Methode gemäß Artikel 35 der CACM-Verordnung.

Artikel 6 **Sprache**

Die Referenzsprache für diese RCCS-Methode ist Englisch. Sofern ÜNB diese RCCS-Methode 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 gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung dieser RCCS-Methode vorzulegen, um eventuelle Unstimmigkeiten zu beseitigen.

Anhang 1

Derzeitige Gebotszonengrenzen der CCR Hansa

Gebotszonengrenze der CCR Hansa	Verbindungsleitung	Beteiligte ÜNB/Parteien	Verteilungsschlüssel
Dänemark (DK2) - Deutschland/Luxemburg (DE/LU)	Kontek	Energinet, 50Hertz Transmission GmbH, Vattenfall AB	Südwärtige Richtung (585 MW): Energinet: 190/585 50Hertz: 195/585 Vattenfall AB: 200/585 Nordwärtige Richtung (600 MW): Energinet: 1/3 50Hertz: 1/3 Vattenfall AB: 1/3
	Kombinierte Netzlösung Kriegers Flak	Energinet, 50Hertz Transmission GmbH	Für Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a, Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b der CRC-Methode: 50 % / 50 % Für Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der CRC- Methode: Der ÜNB, dessen Windprognose RD- bzw. CT- Maßnahmen verursacht, trägt die Kosten.
Dänemark (DK1) - Deutschland/Luxemburg (DE/LU)	Alle	Energinet, TenneT TSO GmbH	50 % / 50 %
Schweden (SE4) - Polen (PL)	SwePol Link	Svenska Kraftnät, PSE S.A.	50 % / 50 %
Dänemark (DK1) - Niederlande (NL)	COBRACable	Energinet, TenneT TSO B.V.	50 % / 50 %
Schweden (SE4) - Deutschland/Luxemburg (DE/LU)	Baltic Cable	Baltic Cable AB	100 %

Norwegen (NO2) - Niederlande	NorNed	Statnett SF, TenneT TSO B.V.	50 % / 50 %
Norwegen (NO2) - Deutschland/Luxemburg (DE/LU)	NordLink	Statnett SF, TenneT TSO GmbH	50 % / 50 %