



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom  
622-26-005

☎ 0228  
14-  
oder 14-0

Bonn  
29. Juni 2026

---

## **Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2025 gemäß Artikel 15 der Verordnung (EU) 2019/943**

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.

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

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

– Antragstellerin zu 1 –

Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

Baltic Cable AB, Gustav Adolfs Torg 47, SE-21139 Malmö, Schweden, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

– Antragstellerin zu 3 –

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

– Antragstellerin zu 4 –

TransnetBW GmbH, Osloer Str. 15 - 17, 70173 Stuttgart, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 5 –

wegen

Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2025 gemäß Art. 15 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller, am 29. Juni 2026 entschieden

1. Der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2025 gemäß Art. 15 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt wird wie in Anlage I dieses Bescheides niedergelegt genehmigt.

2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### A.

Das hiesige Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines von den Antragstellerinnen vorgelegten Berichts zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2025 gemäß Art. 15 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 in der Fassung der Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (**EltVO**). Die Antragstellerinnen zu 1, 2, 4 und 5 sind die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) in Deutschland. Bei der Antragstellerin zu 3 handelt es sich um einen von der Bundesnetzagentur zertifizierten<sup>1</sup> ÜNB ohne Regelzonenverantwortung. Sie betreibt eine Gleichstrom-Verbindungsleitung mit einer Länge von 250 km zwischen Schweden und Deutschland, wobei die Leitung auf deutscher Seite mit dem Netz der Antragstellerin zu 4 verbunden ist.

Art. 16 Abs. 8 EltVO schreibt vor, dass ÜNB gebotszonenübergreifende Übertragungskapazitäten nicht beschränken dürfen, um Engpässe innerhalb ihrer Gebotszone zu beheben. Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn ein Mindestwert von 70 % für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt wird.

Mitgliedsstaaten, innerhalb deren nationalen Gebotszonen strukturelle Netzengpässe festgestellt wurden, gewährt Art. 14 Abs. 7 EltVO jedoch mögliche Übergangslösungen. Eine der vorgesehenen Möglichkeiten ist der Beschluss eines Mitgliedstaates, einen Aktionsplan auszuarbeiten. Ein solcher Aktionsplan, der entweder national oder multinational beschlossen werden kann, sieht konkrete Maßnahmen zur Verringerung der strukturellen Engpässe und geeignete Schritte vor, um die verfügbare Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Niveau vor 2020 (sog. Startwert) mittels einer linearen Verlaufskurve bis zum 31. Dezember 2025 auf 70 % anzuheben, vgl. Art. 15 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 2 EltVO. Sofern die im Aktionsplan festgelegte lineare Verlaufskurve eingehalten wurde gilt Art. 16 Abs. 8 EltVO als erfüllt, vgl. Art. 16 Abs. 8 S. 2 EltVO. Die Bundesrepublik Deutschland hat am 28. Dezember 2019 der Europäischen

---

<sup>1</sup> Beschluss der Bundesnetzagentur vom 19.11.2019, Az. BK6-17-087, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-087/BK6-17-087\\_Beschluss\\_2019\\_11\\_19.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-087/BK6-17-087_Beschluss_2019_11_19.pdf).

Kommission und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) den nationalen „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt.<sup>2</sup> Darin sind nationale Maßnahmen und regionale Initiativen vorgesehen, um das Stromnetz für die gesteigerte Transportaufgabe leistungsfähiger zu machen.

Die Einhaltung der linearen Verlaufskurve gemäß Art. 15 Abs. 2 S. 2 EitVO durch die ÜNB wird durch die Bundesnetzagentur in einem zweistufigen Monitoring-Prozess überwacht: Zum einen informieren die ÜNB die Bundesnetzagentur unverzüglich, sobald es zu Unterschreitungen der Mindestwerte kommt. Zum anderen sind die ÜNB nach Art. 15 Abs. 4 S. 3 EitVO jedes Jahr während der Umsetzung des Aktionsplans und binnen sechs Monaten nach seinem Ablauf verpflichtet, der Bundesnetzagentur einen detaillierten Bericht über die Entwicklungen der Kapazitäten nebst den maßgeblichen Daten zur Genehmigung vorzulegen. Hierin bewerten die ÜNB gemäß Art. 15 Abs. 4 S. 1 EitVO, für die vorangehenden 12 Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die im Aktionsplan festgelegte lineare Verlaufskurve i.S.d. Art. 15 Abs. 2 EitVO erreicht hat. Gemäß Art. 15 Abs. 2 EitVO sind Abweichungen von der nach dem linearen Verlaufspfad bereitzustellenden Kapazität dann gerechtfertigt, wenn sie die Kriterien des Art. 16 Abs. 3 EitVO erfüllen („*unbeschadet der [...] Abweichungen nach Art. 16 Abs. 3*“). Somit gilt Art. 15 Abs. 2 EitVO und damit auch Art. 16 Abs. 8 EitVO auch dann als erfüllt, wenn die Kapazität verringert wird, weil verfügbare Entlastungsmaßnahmen nicht ausreichen, um unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte die lineare Verlaufskurve gem. Art. 15 Abs. 2 EitVO zu erreichen.

Am 20. April 2026 übermittelte die Antragstellerin zu 2 auch im Namen der Antragstellerinnen zu 1, 3, 4 und 5 den gemeinsamen Bericht der Bundesnetzagentur zur Genehmigung (**Anlage**). Die zur Überprüfung des Berichts erforderlichen Daten haben alle Antragstellerinnen der Bundesnetzagentur ebenfalls übermittelt. Am 17. Juni 2026 reichte die Antragstellerin zu 2 auch im Namen der Antragstellerinnen zu 1, 3, 4 und 5 einen aktualisierten Antrag (**Anlage**) zur Genehmigung ein. Der eingereichte aktualisierte Antrag ersetzte den zuvor eingereichten Antrag und ist Grundlage der vorliegenden Genehmigung (im Folgenden als **Antrag** bezeichnet).

## I. Berichtsinhalt

Nach einer Einführung zum rechtlichen Hintergrund, der Darlegung der Startwerte und der Verlaufskurven erfolgt eine Erörterung der Methodik zum Monitoring. Anschließend werden die Ergebnisse dargestellt, wobei nach den untersuchten Grenzen der Kapazitätsberechnungsregion **Core** (Grenzen Deutschland<sup>3</sup>-Frankreich, Deutschland-Niederlande, Deutschland-Belgien,

---

<sup>2</sup> Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html>.

<sup>3</sup> Es handelt sich hierbei um die Grenze der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Aus Vereinfachungsgründen wird im Folgenden die Grenze nur als „Deutschland“ bezeichnet.

Deutschland-Polen und Deutschland-Tschechien sowie Deutschland-Österreich) und der Kapazitätsberechnungsregion **Hansa** (Grenzen Deutschland - Dänemark 1 [**DE-DK1**], Deutschland - Dänemark 2 [**DE-DK2**], Deutschland - Schweden 4 [**DE-SE4**]<sup>4</sup> und Deutschland – Norwegen 2 [**DE-NO2**]<sup>5</sup>) unterschieden wird.

Schlussfolgernd kommen die Antragstellerinnen zu dem Ergebnis, dass sie die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 der EitVO im Jahr 2025 an allen zu betrachtenden Grenzen zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

## 1. Startwerte und lineare Verlaufskurve

Mit dem am 28. Dezember 2019 vorgelegten Aktionsplan Gebotszone wurden die Antragstellerinnen beauftragt, die Startwerte zu berechnen, die die Ausgangsbasen für die linearen Pfade darstellen. Die Bundesnetzagentur hat dazu in Einklang mit Art. 15 Abs. 2 EitVO Grundprinzipien für die Berechnung dieser Startwerte festgelegt<sup>6</sup>, die von den Antragsstellerinnen zu beachten sind.

Diese führen u.a. aus, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die Teil der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based-Methodik) in der Kapazitätsberechnungsregion Core sind, ein gemeinsamer Mittelwert berechnet und als Startwert definiert wird. Für die Grenzen in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa ist ein Startwert je Grenze zu ermitteln und anzuwenden. Ausgehend von den berechneten Startwerten wurde die schrittweise lineare Verlaufskurve von Mindestwerten für die Jahre bis zum Erreichen des Zielniveaus von 70 % am 31. Dezember 2025 ermittelt. Die Anwendung der Mindestkapazitäten und der linearen Verlaufskurve an der Grenze DE-NO2 erfolgt ohne Vorliegen einer rechtlichen Verpflichtung. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Startwerte ergeben sich somit die folgenden Mindestwerte in Prozent pro kritischem Netzelement (critical network element, **CNE**) bis 31. Dezember 2025 in der Region Core und pro Grenze in der Region Hansa:

Grenze	% der Kapazität pro CNE (Core) oder Grenze (Hansa)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
CWE/CEE bzw. Core	11,5	21,3	31,0	40,8	50,5	60,3	70,0
DE-DK1	23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0

<sup>4</sup> Mit Entscheidung 04-2021 vom 7. Mai 2021 hat ACER die Gebotszonengrenze DE-SE4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet.

<sup>5</sup> Die Gebotszonengrenze DE-NO2 wurde durch Entscheidung 08-2023 vom 23. März 2023 von ACER, mit Entscheidung 065/25/COL vom 24. April 2023 von der EFTA Surveillance Authority's (ESA) und mit Entscheidung 201705443-14 vom 18. August 2023 der norwegischen Regulierungsbehörde NVE-RME der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet.

<sup>6</sup> Abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/start.html>.

DE-DK2	Kontek	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS <sup>7</sup>	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	
DE-NO2		0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0
DE-SE <sup>4</sup>		41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0

Die in der CWE-Region im April 2018 eingeführte Mindestkapazität „minimum Remaining Available Margin“ (**CWE-minRAM**) in Höhe von 20 % wird auch nach Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in Core weiterhin wie bisher gewährt, sofern dies unter Einhaltung der Systemsicherheit möglich ist. An der Grenze DE-DK1 wird zusätzlich eine Mindestkapazität gemäß der Verpflichtungszusage der Antragstellerin zu 4 im Fall der Kommission Case AT.40461 – DE/DK Interconnector gewährt.<sup>9</sup>

## 2. Monitoring

Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für zonenüberschreitende Handelskapazität durch die Antragstellerinnen einher. Mit Genehmigung vom 1. Juni 2021 hat die Bundesnetzagentur den Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 erstmalig genehmigt<sup>10</sup>. Der vorliegende Antrag bezieht sich nunmehr auf die Einhaltung der im Aktionsplan in sechster Stufe für das Jahr 2025 festgelegten Mindestwerte.

Im Folgenden wird die Methodik zum Monitoring der Einhaltung der Mindestwerten beschrieben. Diese Methodik zum Monitoring basiert auf den Vorgaben der EltVO sowie den Vorgaben der Bundesnetzagentur.

### Berechnung der Kapazität

Die Berechnung der Einhaltung der aktuell je Grenze bzw. je kritischem Netzelement geltenden Mindestwerte erfolgt in einem ersten Schritt anhand der vortägigen Kapazitätsberechnung und den daraus resultierenden angebotenen Handelskapazitäten. Demnach muss die angebotene Kapazität in jeder Marktzeiteinheit (market time units, **MTU**) des Jahres 2025 , und in beiden

<sup>7</sup> Der Mindestwert in % ist auf die verfügbare Übertragungskapazität nach Abzug der prognostizierten Einspeisung der Offshore-Windparks anzuwenden. Hintergrund ist, dass die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak von der Regelung des Art. 16 Abs. 8 EltVO ausgenommen ist (Beschluss [EU] 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak [Kriegers Flak combined grid solution] gemäß Art. 64 der Verordnung [EU] 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark; abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>).

<sup>8</sup> Die Mindestkapazität gilt nur für das Baltic Cable selbst.

<sup>9</sup> Vgl. Commission Decision v. 07.12.2018, Case AT.40461-DE/DK Interconnector; die Einhaltung dieses Werts gilt unabhängig von den Vorgaben der EltVO und ist vom Monitoring nach Art. 15 Abs. 4 EltVO nicht umfasst.

<sup>10</sup> Vgl. Bescheid der Bundesnetzagentur vom 01.06.2021, Az. 622-21-007.

Richtungen den jeweiligen Mindestwert einhalten. Im Hinblick auf die Netzelemente ist dabei die jeweilige maximale thermische Kapazität ( $F_{\max}$ ), welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfallvarianten einhält, der entsprechenden MTUs ausschlaggebend. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb kann dabei zu einem zeitvariablen  $F_{\max}$  führen; Leitungsschäden und/oder Wartungsarbeiten können zu einem (bis zu null) verringerten  $F_{\max}$  führen. Ist ein Netzelement außer Betrieb, ist dessen  $F_{\max}$ -Wert gleich null und wird bei der Betrachtung nicht berücksichtigt. Zusätzlich kann es in Ausnahmefällen aus technischen Gründen zu Problemen bei der Kapazitätsberechnung kommen.

In der Kapazitätsberechnungsregion Core wird in den betroffenen MTUs auf Rückfallprozesse, wie Backup-NTCs<sup>11</sup>, Spanning oder Default Flow-Based Parameter (**DFP**) zurückgegriffen. Treten in weniger als drei MTUs solche Probleme auf, werden für diese MTUs lastflussbasierte Parameter basierend auf den Parametern aus den vor- und nachgelagerten MTUs errechnet (Spanning). Umfasst das Problem mehr als drei MTUs in Folge, so werden Rückfallparameter genutzt, die sich auf die Langfriskapazitäten stützen (DFP).<sup>12</sup> Die Antragstellerinnen sind in solchen MTUs nicht verpflichtet die in der linearen Verlaufskurve festgelegten Mindestwerte einzuhalten, wenn die Ursache dieser Kapazitätsberechnungsprobleme die Einhaltung für die Antragstellerinnen objektiv unmöglich macht.

Die angebotene Kapazität setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen: einem koordinierten und einem unkoordinierten Anteil. Der koordinierte Anteil bildet die innerhalb derselben Kapazitätsberechnungsregion angebotene Kapazität für die untersuchten CNE ab. Der unkoordinierte Anteil bildet die Auswirkungen der auf anderen, nicht an der Kapazitätsberechnung teilnehmenden Grenzen angebotenen Kapazität ab. Im Rahmen der Berechnung der angebotenen Mindestkapazität je Grenze bzw. je limitierendem CNE sind alle Anteile, welche in eine Richtung wirken, jeweils für diese Richtung aufzusummieren. Dies erfolgt über die Berücksichtigung belastender Energieflussverteilungsfaktoren (Power Transfer Distribution Factors, **PTDFs**).<sup>13</sup> Dabei werden Drittstaaten außerhalb der EU ebenfalls miteinbezogen.

Ergänzend können im Falle einer Unterschreitung der Mindestwerte im vortägigen Bereich (Standardmethode) im Rahmen einer Detailprüfung zusätzliche Komponenten berücksichtigt werden um zu überprüfen, ob eine Unterschreitung vorlag und ob diese gerechtfertigt werden kann. Diese Komponenten sind die angebotene Kapazität aus anderen Zeitbereichen, dem Langfristzeitbereich

---

<sup>11</sup> Nettoübertragungskapazität (Net Transfer Capacities, **NTC**).

<sup>12</sup> Vgl. zur Methodik Documentation of the CWE FB MC solution, S. 78ff., verfügbar unter <https://www.jao.eu/sites/default/files/2021-05/CWE%20FBMC%20AP%20Main%20Document%20v20200710%20.pdf>.

<sup>13</sup> PTDFs übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den kritischen Netzelementen.

und dem Zeitbereich für den untertägigen Handel sowie für die grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazität. Außerdem wird im Falle von Unterschreitungen zusätzlich analysiert, ob durch diese eine Limitierung des grenzüberschreitenden Stromhandels bedingt wurde, die Kapazität also vollständig genutzt wurde und eine Marktpreisdifferenz verblieben ist, so dass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.

### **Individuelle Validierung in Core**

Von den vier deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB, dem österreichischen ÜNB APG<sup>14</sup> und dem niederländischen ÜNB TTN<sup>15</sup> wird das sogenannte DAVinCy<sup>16</sup>-Verfahren zur Durchführung der individuellen Validierung im Rahmen des Core Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozesses genutzt. Im Rahmen dieses Prozesses werden wahrscheinliche Marktergebnisse dahingehend überprüft, ob potenziell auftretende Überlastungen auf den Netzelementen durch den Einsatz von gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen (u.a. Redispatch, Cross-Border-Redispatch, PST-Stufung und topologische Maßnahmen) behoben werden können. Dieser Schritt ist notwendig, da die auf den kritischen Netzelementen unter Berücksichtigung der jeweiligen Ausfallkombination (critical network element with contingencies, **CNEC**) für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität pauschal auf den jeweiligen Mindestwert angehoben wird, falls der Mindestwert im Ergebnis der Kapazitätsberechnung nicht erreicht wurde.

Falls auftretende Überlastungen nach Einsatz aller Entlastungsmaßnahmen nicht oder nicht vollständig behoben werden können, so wird die für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität reduziert, um eine Gefährdung der operativen Sicherheit zu vermeiden. Dies erfolgt mittels einer individuellen Anpassung der Validierung (Individual Validation Adjustment, **IVA**). Die Kapazitätsreduktion infolge der Validierung führt nicht zwangsläufig zu einer Unterschreitung der Mindestwerte, da auf den meisten CNECs deutlich mehr als die minimale Kapazität zur Verfügung gestellt wird. Nur in wenigen Stunden führen die Kapazitätsreduktionen infolge der Validierung zu Werten unterhalb der Mindestwerte.

Kapazitätsreduktionen infolge der Ergebnisse des DAVinCy-Prozesses sind dabei stets durch eine potenzielle Gefährdung der operativen Sicherheit begründet. Für jede IVA-Anwendung wird veröffentlicht, für welches Netzelement nach Berücksichtigung der gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen eine Überlastung drohte. Insgesamt führt die gemeinsame Validierung der sechs oben genannten ÜNB insgesamt zu geringeren Kapazitätsreduktionen, als wenn jeder ÜNB eine Validierung unabhängig voneinander durchführen würden. Insbesondere können IVA Anwendungen so in der Regelzone angewandt werden, in der eine Überlastung (ggf. auch in einer anderen Regelzone auftretend) am effizientesten behoben werden kann.

---

<sup>14</sup> Austrian Power Grid AG.

<sup>15</sup> TenneT TSO B.V.

<sup>16</sup> DAVinCy: Day-Ahead Validation of Capacity.

Sind die Ergebnisse aus der Validierung für mindestens eine MTU nicht plausibel oder scheitert die Berechnung der Validierung für mindestens eine MTU, so wird ein sogenannter DAVinCy-Fallback angewendet. Dabei wird eine koordinierte Handelsmarge für den internen Handel in der Kapazitätsberechnungsregion Core von 20 % garantiert, wobei Langfristkapazitäten dem Markt unverändert zur Verfügung stehen. Eine solche Begrenzung, welche im Einzelfall auch zu Unterschreitungen der festgelegten Mindestkapazität führen kann, ist notwendig, da die ÜNB ohne Validierung keine Kenntnis darüber haben, ob ihre Betriebsmittel überlastet werden und somit ein hohes Risiko für die operative Sicherheit besteht.

### **Methodischer Unterschied zwischen den deutschen Vorgaben für das Monitoring und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode**

Bei der Bestimmung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität unterscheiden sich die Vorgaben der Bundesnetzagentur zum Monitoring von der Kapazitätsberechnungsmethode der Kapazitätsberechnungsregion Core. Die deutsche Monitoring-Methode summiert die belastenden Flüsse der angebotenen Kapazitäten auf Grenzen außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core bei der Ermittlung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität auf. Die Core-Kapazitätsberechnungsmethode berücksichtigt hingegen den jeweils prognostizierten Austausch für die Grenzen außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core. Dieser Austausch kann somit sowohl be- als auch entlastend wirken.

Der Core-Kapazitätsberechnungsprozess startet zwei Tage vor Lieferung. Eine Eingangsgröße ist dabei eine Prognose des Handels. Der Handel außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion wird dabei für die Berechnung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität in der Kapazitätsberechnungsregion verwendet. Die gesamte angebotene Kapazität setzt sich aus dem koordinierten Anteil der angebotenen Kapazität innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core, sowie aus dem unkoordinierten Anteil der angebotenen Kapazität auf Grenzen außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core zusammen.

Im Rahmen der deutschen Monitoring-Methode wird dagegen der tatsächlich angebotene NTC für die Berechnung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität zugrunde gelegt. Wird in dem Zeitraum nach der Core-Kapazitätsberechnung der Handel auf einer Grenze außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core beispielsweise infolge eines Ausfalls begrenzt, kann folglich der unkoordinierte Anteil, und damit auch die Summe von koordiniertem und unkoordiniertem Anteil, in der deutschen Monitoring-Methode geringer als in der Core-Kapazitätsberechnung sein und es zu einer Unterschreitung führen, die zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung nicht vorhersehbar war.

### 3. Monitoring-Ergebnisse

Die präsentierten Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die zur Verfügung gestellte Handelskapazität die zugrunde gelegten Mindestwerte der Verlaufskurve an allen Grenzen erfüllt werden und eventuelle Abweichungen von der linearen Verlaufskurve aus Gründen der Systemsicherheit gerechtfertigt waren.

Vereinzelt ergaben sich unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 EltVO folgende Abweichungen von der linearen Verlaufskurve:

- In den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 13 MTU mit IVA-Anwendung infolge einer Überlastung (Kategorie „**IVA (overload)**“),
- in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 51 MTU infolge des DAVinCy-Fallbacks mit IVA-Anwendungen (Kategorie „**IVA (fallback)**“),
- in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 54 MTU aufgrund der **unterschiedlichen Berechnung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität** nach Maßgabe der Bundesnetzagentur im Rahmen dieses Monitorings und der Core-Kapazitätsberechnung,
- auf der NTC-Grenze DE-SE4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 1.946 MTU in Richtung DE nach SE4 und in 616 MTU in Richtung SE4 nach DE aufgrund **geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten in der Regelzone der Antragstellerin zu 4, inklusive der Verteilungsebene**, die wegen der besonderen Anschlusssituation in diesem Fall relevant ist.

Darüber hinaus kam es ab dem 12. Oktober 2025 aus Gründen der Betriebssicherheit durch eine Nichtverfügbarkeit des Emergency Power Control Systems (EPC) zu einer Absenkung der Betriebssicherheitsgrenzwerte auf dem Baltic Cable.

### II. Übermittelte Daten

In Abstimmung mit den Antragstellerinnen wurden die zur Überprüfung erforderlichen Daten für das Kalenderjahr 2025 fristgerecht an die Bundesnetzagentur geliefert. Die Bundesnetzagentur hat das Verwaltungsverfahren unmittelbar nach Antragseingang nach § 66 Abs. 1 EnWG eröffnet.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Akte verwiesen.

## **B.**

Der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2025 wird genehmigt. Der Bericht ist genehmigungsbedürftig und auch genehmigungsfähig, denn die Antragstellerinnen haben diesen mit allen maßgeblichen Daten übermittelt und kommen darin zu Recht zu dem Ergebnis, dass sie die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 EitVO im Betrachtungsjahr 2025 eingehalten haben.

### **I. Zulässigkeit**

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

Die Antragstellerinnen sind als deutsche ÜNB antragsbefugt. Gemäß Art. 15 Abs. 4 Satz 3 EitVO übermittelt jeder ÜNB während der Umsetzung eines Aktionsplans jedes Jahr seine Bewertung für die vorangehenden zwölf Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die lineare Verlaufskurve erreicht hat, mit allen maßgeblichen Daten seiner Regulierungsbehörde zur Genehmigung. Die deutschen ÜNB sind dieser Pflicht mit ihrem Antrag vom 17. Juni 2026 nachgekommen.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 56 Abs. 1 S.1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 15 Abs. 4 S. 3 EitVO zuständig. Eine obligatorische Kammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 23 EnWG.

### **II. Begründetheit**

Der Antrag ist auch begründet. Der nach Art. 15 Abs. 4 S. 3 EitVO genehmigungsbedürftige Antrag ist genehmigungsfähig. Die Antragstellerinnen haben die maßgeblichen Daten gegenüber der Bundesnetzagentur offengelegt und die einschlägigen Vorgaben der EitVO sind erfüllt.

#### **1. Startwerte und Verlaufskurve**

Mit Bescheid der Bundesnetzagentur vom 1. Juni 2021<sup>17</sup> wurde bestätigt, dass die Startwerte und die daraus resultierende Verlaufskurve im Einklang mit Art. 15 Abs. 2 EitVO stehen. In Fortsetzung dieser Bestätigung sind für das Jahr 2025 nunmehr die der Verlaufskurve für das Jahr 2025 entsprechenden Mindestwerte anzusetzen. Im Einzelnen ergeben sich hierbei folgende Werte:

---

<sup>17</sup> Bescheid der Bundesnetzagentur vom 1. Juni 2021, Az. 622-21-007, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/Downloads/Genehmigung\\_622\\_21\\_007.pdf?blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/Downloads/Genehmigung_622_21_007.pdf?blob=publicationFile&v=1).

Grenze		% für 2025
Core Region		60,3
DE-DK1		62,3
DE-DK2	Kontek	70,0
	KF CGS	58,3
DE-NO2		58,3
DE-SE4		65,2

Dies haben die Antragstellerinnen im Rahmen ihres Berichts berücksichtigt.

## 2. Methodik zum Monitoring

Die Methodik zum Monitoring, die bereits seit dem ersten Bericht zur verfügbaren gebotszonen-überschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 Anwendung findet und seitens der Übertragungs-netzbetreiber mit der Bundesnetzagentur im Vorfeld abgestimmt wurde, ist weiterhin nicht zu be-anstanden. Insbesondere ist es sachgerecht, dass Handelsflüsse mit Drittstaaten, die nicht EU-Mitglied sind, ebenso zur Erfüllung der Mindestwerte beitragen wie Handelsflüsse mit EU-Mitglied-staaten. Dies folgt aus der Vorgabe nach Art. 16 Abs. 8 EitVO, welcher im letzten Satz festlegt, dass die verbleibenden 30% der maximal zulässigen Kapazität für Sicherheitsmargen, Ringflüsse und interne Flüsse zur Verfügung stehen. Dies bedeutet im Umkehrschluss auch, dass Flüsse, die aufgrund von Handel mit Drittstaaten entstehen, in den 70% enthalten sein müssen und damit zur Einhaltung der Mindestkapazität beitragen müssen. Zudem wird auf diese Weise ein konsis- tentes Vorgehen zur Startwertberechnung der Antragstellerinnen sichergestellt.

Auch die Methode zur Ermittlung des unkoordinierten Anteils der angebotenen Kapazität eines CNECs ist nicht zu beanstanden. Der unkoordinierte Anteil der angebotenen Kapazität eines CNECs ist der Anteil, der durch Flüsse genutzt wird, die durch die angebotene Handelskapazität an Grenzen außerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (z.B. Core) entstehen. Dieser unkoordinierte Anteil wird auf Grundlage der zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung zur Verfügung ge- standenen Informationen pro CNEC, MTU und Richtung ermittelt. Die Berücksichtigung beider Handelsrichtungen gewährleistet, dass der unkoordinierte Anteil der angebotenen Kapazität rechtskonform den Anteil wiedergibt, der nach Art. 16 Abs. 8 EitVO dem Handel zur Verfügung gestellt wird.

Es ist darüber hinaus sachgerecht solche Netzelemente von der Betrachtung auszunehmen, die aufgrund von beispielsweise Wartungsarbeiten oder Störungen nicht im Betrieb sind und deren

$F_{\max}$  gleich null ist. Ferner ist es sachgerecht MTUs von der Betrachtung auszunehmen, in denen Rückfallprozesse aufgrund von Prozessstörungen angewendet wurden, sofern diese Störungen außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerinnen liegen.

Die Validierung mittels DAVinCy, welche zuvor mit der Bundesnetzagentur sowie den anderen betroffenen Regulierungsbehörden der Niederlande (Autoriteit Consument & Markt (ACM)) und Österreichs (E-Control) abgestimmt wurde, ist ebenfalls nicht zu beanstanden, da die Kapazitätsreduktionen stets durch eine potentielle Gefährdung der operativen Sicherheit begründet sind. Um den Handel möglichst wenig einzuschränken, wurde die gemeinsame Validierung von sechs ÜNB eingeführt. Diese führt insgesamt zu geringeren Kapazitätsreduktionen, als wenn jeder ÜNB eine Validierung unabhängig voneinander durchführen würde. Insbesondere können IVA Anwendungen so in der Regelzone angewandt werden, in der eine Überlastung (ggf. auch in einer anderen Regelzone auftretend) am effizientesten behoben werden kann. Eine hinreichende Transparenz ist gewährleistet, indem die ÜNB für sämtliche IVA Anwendungen veröffentlichen, für welches Netzelement nach Berücksichtigung der gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen eine Überlastung drohte.

### **3. Datenübermittlung**

Die Antragstellerinnen sind ihrer Pflicht nach Art. 15 Abs. 4 S. 3 EitVO zur Übermittlung der maßgeblichen Daten in ihrem Bericht nachgekommen. Im Rahmen der Berichterstattung wurden Parameter, Eingangsdaten und Datenquellen transparent aufgezeigt. Insbesondere die verwendeten Datenquellen sind ordnungsgemäß offengelegt. Die zur Verfügung gestellten Daten waren vollständig. Die Bundesnetzagentur hat die Daten überprüft und die Berechnungen der ÜNB nachvollzogen. Diese sind nicht zu beanstanden.

### **4. Monitoring-Ergebnisse im Einzelnen**

#### **a. Ergebnisse der Core Region**

Die Ergebnisse des Monitorings der Kapazitätsberechnungsregion Core sind nicht zu beanstanden.

#### **Auswertung der Prozessstabilität**

Im Jahr 2025 wurde in insgesamt 24 MTU DFP aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung angewendet, wobei es sich bei den 24 MTU um den vollständigen Tag, den 21. April 2025, handelt. Die technischen Probleme lagen dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTU im Hinblick auf die Core-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 8.736 von 8.760 Gesamtstunden betrachtet wurden. Die technischen Probleme machten

eine Berechnung der Mindestkapazität objektiv unmöglich, so dass daher die Ausnahme von der Compliance-Prüfung nicht zu beanstanden ist.

### **Auswertung Mindestwertabweichungen infolge des Validierungsprozesses**

In Einzelfällen wurde von dem nach der linearen Verlaufskurve für das Jahr 2025 geltenden Mindestwert von 60,3% in Folge des oben beschriebenen Validierungsprozesses abgewichen. Zwar führen nicht sämtliche IVA-Anwendungen automatisch zu einer Abweichung unterhalb der Mindestwerte, jedoch kam es in 13 von insgesamt 64 MTU mit IVA-Anwendung infolge einer Überlastung (Kategorie „IVA (overload)“) zu Abweichungen von der linearen Verlaufskurve. Diese Abweichungen traten in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4 auf und sind Ergebnis des oben beschriebenen Validierungsprozesses. Mangels Verfügbarkeit technischer Entlastungsmaßnahmen waren diese zur Gewährleistung der Betriebssicherheit erforderlich.

In 51 von 131 MTU kam es in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2, 4 und 5 infolge des DAVinCy-Fallbacks mit IVA-Anwendungen (Kategorie „IVA (fallback)“) zu Abweichungen von der Mindestkapazität. Der DAVinCy-Fallback wurde durchgeführt, um die Betriebssicherheit weiterhin sicherstellen zu können. Bei den vorliegenden Abweichungen von der nach der linearen Verlaufskurve geltenden Mindestkapazität handelt es sich damit in allen Fällen um gerechtfertigte Abweichungen nach Art. 16 Abs. 3 EltVO. Sie erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Abs. 3 EltVO und sind auch mit Blick auf Art. 16 Abs. 8 i.V.m. Art. 15 Abs. 2 EltVO nicht zu beanstanden.

### **Auswertung Mindestwertabweichungen infolge des methodischen Unterschieds zwischen deutscher Monitoring-Methode und CCR Core Kapazitätsberechnung**

In den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4 wurde von dem für das Jahr 2025 geltende Mindestwert in 54 MTU abgewichen. Die Antragstellerinnen haben glaubhaft dargelegt, dass der Hintergrund der Abweichung die unterschiedliche Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge nach Maßgabe der Bundesnetzagentur im Rahmen dieses Monitorings und der Core-Kapazitätsberechnung ist.

Die Core-Kapazitätsberechnung wählt die Erhöhung des koordinierten Anteils der angebotenen Kapazität in Abhängigkeit von dem erwarteten unkoordinierten Anteil der angebotenen Kapazität, welche auf prognostizierten Fahrplanwerten basiert. Die Monitoring-Methodik basiert auf tatsächlich angebotener Kapazität (ex post Abruf der day-ahead Net Transfer Capacity von der ENTSO-E Transparency Plattform).

Die diesbezüglich in den Regelzonen der Antragstellerinnen aufgetretenen Abweichungen von der Mindestkapazität sowie die Details zu den einzelnen Fällen lassen sich der Tabelle 10 auf den

Seiten 49 bis 70 der Anlage entnehmen. Dabei lässt sich der Spalte „wesentliche Ursache geringere unkoordinierte Marge DE“, die ursächliche Grenze außerhalb der Kapazitätsregion Core, die höhere Prognose aus der Core-Kapazitätsberechnung und zuletzt der tatsächlich angebotene NTC entnehmen.

Nach der Monitoring-Methodik hätte in der Kapazitätsberechnung ein höherer koordinierter Anteil an der angebotenen Kapazität angeboten werden müssen. Da die Antragstellerinnen allerdings keine Möglichkeit haben, den koordinierten Anteil in Abhängigkeit zu dem unkoordinierten Anteil nach Monitoring-Methode zu bestimmen, sondern auf die Core-Methodik festgelegt sind, haben sie solche Fälle grundsätzlich und die Antragstellerin zu 1, 2 und 4 im vorliegenden Fall nicht zu verantworten. Dies ist somit nicht zu beanstanden.

### **Auswertung des Netzelementes ALEGrO**

Auf dem in der Regelzone der Antragstellerin zu 2 separat betrachteten Netzelement ALEGrO konnte die Mindestkapazität in allen zu betrachtenden Stunden bereitgestellt werden. Aufgrund von Wartungsarbeiten konnte vom 12. Mai 2025 ab 5 Uhr bis zum 23. Mai 2025 um 13 Uhr, sowie am 4. Juli 2025 und am 5. Juli 2025 keine Kapazität angeboten werden. Da die Wartungsarbeiten die Einhaltung der Mindestkapazität für die Antragstellerin zu 2 objektiv unmöglich machten, berühren diese Vorfälle die Auswertung der angebotenen Kapazität auf dem Netzelement ALEGrO jedoch nicht und sind nicht zu beanstanden.

### **b. Ergebnisse der Hansa Region**

Die Ergebnisse des Monitorings der Kapazitätsberechnungsregion Hansa sind nicht zu beanstanden.

### **DE-DK 1**

Der gemäß Verlaufskurve für die Grenze DE-DK1 im Jahr 2025 maßgebliche Mindestwert von 62,3 % wurde seitens der Antragstellerin zu 4 im Rahmen der vortägigen Kapazitätsallokation in beide Richtungen in allen MTU eingehalten.

Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen bei der Richtung DE nach DK1 für 24 MTUs und bei der Richtung DK1 nach DE für 67 MTUs zu keinem Ergebnis. Es wurde auf ein Backup-NTC in Höhe von 2.230 MW für beide Richtungen zurückgegriffen, der durch Countertrading-Maßnahmen besichert wurde. Der Backup-NTC entspricht der Mindestkapazität laut der Verpflichtung der Antragstellerin zu 4 aus der Kommissionsentscheidung mit Aktenzeichen

C(2018) 8132 final im Fall AT.40461<sup>18</sup> und kann nicht auf die hier betrachtete CNEC-basierte Mindestkapazität umgerechnet werden.

## **DE-DK2**

Für die Grenze DE-DK2 wurde seitens der Antragstellerin zu 1 der jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU im Jahr 2025 eingehalten.

Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde setzt sich viertelstundenscharf aus 70% des  $F_{\max}$  des Kontek Kabels plus 58,3 % des  $F_{\max}$  des hybriden Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution (**KF CGS**) (nach Abzug der Day Ahead prognostizierten offshore-Windeinspeisung) zusammen. Gemäß Art. 1 Abs. 1 des Beschlusses (EU) 2020/2123 der Europäischen Kommission vom 11.11.2020 zur Gewährung einer Freistellung für KF CGS gem. Art. 64 EltVO<sup>19</sup> ist bei der Berechnung zur Ermittlung, ob das Mindestniveau der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht ist, die Restkapazität (und nicht die Gesamtübertragungskapazität) als Kapazitätsgrundlage für die Berechnung der Mindestkapazität heranzuziehen. Bei der Restkapazität handelt es sich um die Kapazität, die nach Abzug der Kapazität von der Gesamtübertragungskapazität übrig bleibt, die erforderlich ist, um die prognostizierte Stromerzeugung der Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak angeschlossen sind, in der Day-Ahead-Phase zu den jeweiligen nationalen Onshore-Systemen zu transportieren. Damit ergab sich nach Inbetriebnahme der KF CGS für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70%, der zunächst stundenscharf und ab dem Berichtsjahr 2025 viertelstundenscharf zu ermitteln war und in allen ermittelten MTU eingehalten wurde. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 35.040 Viertelstunden berücksichtigt. Die in der Tabelle 8 auf Seite 36 der Anlage dargestellten (partiellen) Störungen und Wartungen der Verbindungsleitungen führten nicht zu einer gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit beider Verbindungsleitungen Kontek und KF CGS. Somit konnte in jeder MTU die erforderte Mindestkapazität bereitgestellt werden.

## **DE-NO2**

Obwohl für die Grenze DE-NO2 keine Mindestkapazitätsvorgabe und keine Berichtspflicht gem. Art. 15 Abs. 4 EltVO besteht, da die EltVO in Norwegen im Berichtszeitraum keine Anwendung findet, enthält der Bericht auch Angaben zu dieser Grenze. Für die Grenze DE-NO2 wurde seitens

---

<sup>18</sup> Commission Decision of 7.12.2018 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement Case AT.40461 – DE/DK Interconnector, abzurufen unter [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/40461/40461\\_461\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf).

<sup>19</sup> Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (Kriegers Flak combined grid solution) gemäß Art. 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark, abzurufen unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>.

der Antragstellerin zu 4 der Mindestwert von 58,3% in jeder zu betrachtenden MTU im Jahr 2025 eingehalten. Dabei wurden in beiden Richtungen 8.760 Stunden berücksichtigt.

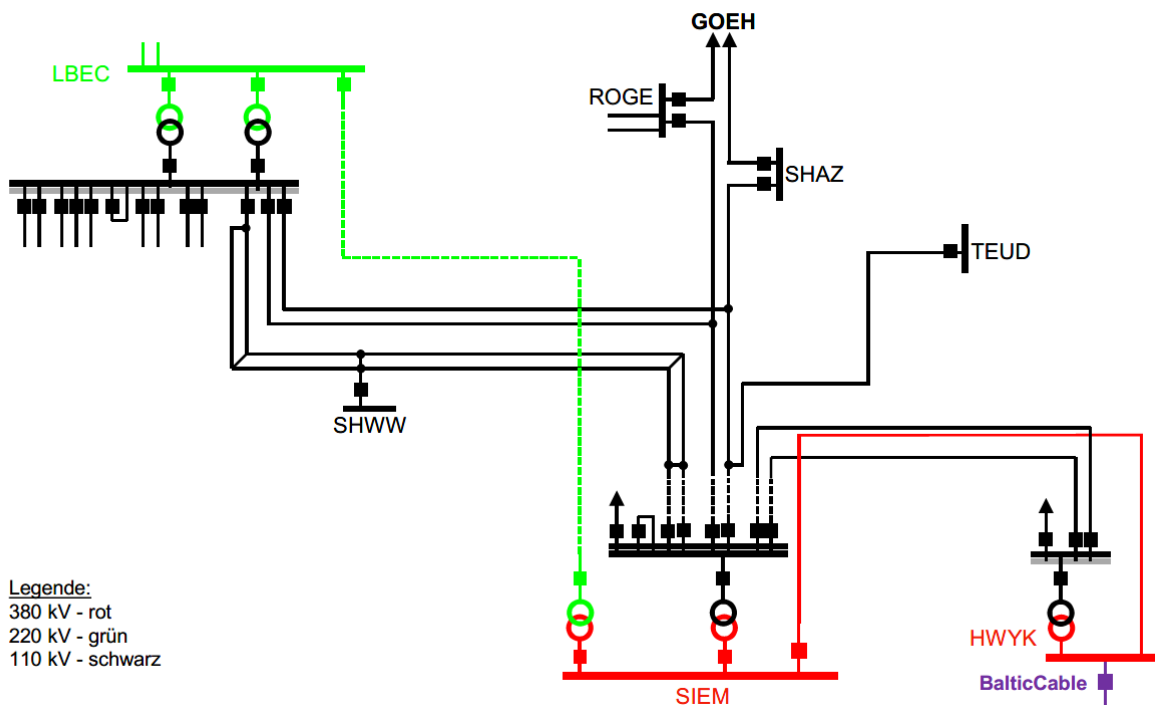
Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen in der Richtung DE nach NO2 in 24 MTU und in der Richtung NO2 nach DE in 39 MTU zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam ein Backup-NTC in Höhe von 843 MW in Richtung DE-NO2 bzw. 817 MW in Richtung NO2-DE zur Anwendung. Dieser unterschreitet den Mindestwert nicht und ist nicht zu beanstanden.

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2025 für 88 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Im Normalbetrieb beträgt der  $F_{max}$ -Wert 1.400 MW. Während 12 Stunden befand sich das Kabel im eingeschränkten Monopolbetrieb. Während 250 Stunden befand sich das Kabel mit einer Begrenzung des  $F_{max}$ -Werts auf 685 MW im Monopolbetrieb, das heißt, dass nur ein Konverter verfügbar ist und dadurch in beiden Richtungen nur die Hälfte der Übertragungsleistung, abzüglich der vollen Übertragungsverluste, zur Verfügung steht. In 250 Stunden wurde der  $F_{max}$ -Wert aufgrund einer Störung auf 1.120 MW begrenzt. Dies führte jedoch nicht zu einer Unterschreitung der Mindestkapazität.

## DE – SE4

### Besondere Anschlusssituation der Grenze DE-SE4

Das Baltic Cable formt die Grenze DE-SE4. Dabei handelt es sich um eine Gleichstrom-Verbindungsleitung über 250 km mit einer Leistung von 600 MW (aufnehmende Seite) zwischen Deutschland (Lübeck) und Schweden (Trelleborg) handelt. Die folgende Abbildung (Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG (**SHN**)) zeigt die Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable:



Auf deutscher Seite ist das Baltic Cable am Netzanschlusspunkt Lübeck-Herrenwyk (HWYK) mit dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 4 verbunden. Von dort führt eine 380-kV-Freileitung der Antragstellerin zu 4 zum Umspannwerk Lübeck-Siems (SIEM). Das Umspannwerk Lübeck-Siems ist über ein 220-kV-Erdkabel der TenneT mit einer Leistung von etwa 350 MW mit dem Umspannwerk Lübeck (LBEC) verbunden. Das Erdkabel allein reicht nicht zum Transport der Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) aus. Für die Übertragung der Leistung des Baltic Cable muss daher ergänzend das Verteilnetz der SHN in Anspruch genommen werden, welches die Umspannwerke Lübeck-Herrenwyk und Lübeck-Siems zusätzlich mit dem Umspannwerk Lübeck verbindet. An der Grenze DE-SE4 besteht insofern eine außergewöhnliche Anschlusskonstellation für das Baltic Cable, als dass seine Leistung nur kumulativ mit Hilfe des Übertragungsnetzes und des Verteilnetzes übertragen werden kann.

Darüber hinaus ist das Umspannwerk Lübeck lediglich über zwei parallele 220-kV-Freileitungen zum Umspannwerk Hamburg-Nord mit dem restlichen Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 4 verbunden (nicht in der Abbildung dargestellt), die ebenfalls für den Abtransport des Baltic Cable notwendig sind. Jede Leitung hat in etwa eine Leistung von 460 MW. Nur beide Leitungen zusammen können den Abtransport des Baltic Cable gewährleisten. Bei Nichtverfügbarkeit relevanter Netzelemente des Übertragungsnetzes oder des unterlagerten Verteilnetzes aufgrund von erforderlicher Abschaltung oder Ausfall kann es daher zu Einschränkungen der verfügbaren Übertragungskapazität kommen, die eine Beschränkung der gebotszonenüberschreitenden Übertragungskapazität unterhalb der Mindestkapazität erfordern kann, sofern effektive Entlastungsmaßnahmen technisch nicht verfügbar sind. Vor diesem Hintergrund hat die Antragstellerin zu 4 mit der SHN einen entsprechenden Kapazitätsberechnungsprozess entwickelt, der dem Baltic Cable in Engpasssituationen einen Vorrang gegenüber anderen Einspeisungen einräumt und technisch verfügbare Entlastungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene berücksichtigt. Dieser sieht für die (kombinierte) Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen eine Absenkung gebotszonenübergreifender Übertragungskapazität je Richtung in Abhängigkeit von der prognostizierten Windeinspeisung vor. Die Grenzwerte für die jeweiligen Abschalt Szenarien sind im Betriebshandbuch des Baltic Cable festgeschrieben.

Aufgrund der oben beschriebenen besonderen Anschlusssituation des Baltic Cable ist ein Abtransport der Leistung der Verbindungsleitung nur unter kumulativem Rückgriff auf die Netze der Antragstellerin zu 4 und der SHN möglich. Diesbezüglich bestehen entsprechende Notfallkonzepte zwischen den Beteiligten, auf die in kritischen Situationen zurückgegriffen wird. Die darin vorgesehene Absenkung der Übertragungsleistung auf dem Baltic Cable im Fall einer (kombinierten) Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen in Abhängigkeit zur Flussrichtung und zur Windeinspeisung stellt diesbezüglich eine sachgerechte Maßnahme dar.

Die Antragstellerin zu 4 geht davon aus, dass sich die Anschlusssituation des Baltic Cable mit Inbetriebnahme der so genannten Ostküstenleitung deutlich verbessern wird. Der damit verbundene verbesserte Anschluss des Baltic Cable an das Hochspannungsnetz ermöglicht eine nahezu vollständige Unabhängigkeit von der Netzsituation im unterlagerten Netz. Die Fertigstellung der Ostküstenleitung mit Anschluss in Siems ist nach derzeitigem Projektstand im Jahr 2028 zu erwarten.

#### **Ergebnisse für die Grenze DE-SE4**

Die Antragstellerin zu 3 hat in Bezug auf die NTC-Grenze DE-SE4 ihre Verpflichtung hinsichtlich der bereitzustellenden Mindestkapazität erfüllt, die für das Jahr 2025 65,2% betrug.

Im Berichtszeitraum war das Baltic Cable in 1.288 Viertelstunden zur Revision geplant außer Betrieb. Während der 33.752 Viertelstunden, die Baltic Cable in Betrieb war, konnte die Mindestkapazität von 65,2 % in Richtung SE4 nach DE in 33.136 Viertelstunden eingehalten werden. In Richtung DE nach SE4 konnte die Mindestkapazität in 31.806 Viertelstunden eingehalten werden. Im Normalschaltzustand, das heißt bei Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel, kam es im Jahr 2025 bis zum 12. Oktober 2025 zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten. Ab dem 12. Oktober 2025 kam es bei vollständiger Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel ebenfalls zu keiner Abweichung von der linearen Verlaufskurve, wobei der Transformator in Herrenwyk als maßgeblich begrenzendes Betriebsmittel die Grundlage für eine (n-1)-Analyse bildete.

Ab dem 12. Oktober 2025 erfolgte eine Reduktion der Betriebssicherheitsgrenzwerte. Ab diesem Zeitpunkt wurden 210 MW statt zuvor 391 MW zur Verfügung gestellt. Dies entspricht 70% der Betriebssicherheitsgrenzwerte. Vor dem 12. Oktober 2025 konnte die erforderliche grenzüberschreitende Kapazität trotz unzureichender Übertragungskapazität im (n-1)-Fall nach Angaben der Antragstellerin zu 4 unter Rückgriff auf das sogenannte Emergency Power Control System (EPC) aufrechterhalten werden. Das auf bilateralen Verträgen basierende EPC beinhaltet einen zentralen Schutzmechanismus, um grenzüberschreitende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ), wie das Baltic Cable, trotz lediglich bestehender (n-0)-Sicherheit sicher und maximal ausgelastet zu betreiben. Dabei kann über das EPC der Fluss über die HGÜ-Leitung schnell und kontrolliert reduziert werden, um im Falle von Störungen oder kritischen Betriebssituationen Überlastungen zu verhindern und die Systemstabilität weiterhin zu gewährleisten. Das EPC kann manuell durch Betriebszentralen oder automatisch auf Basis definierter Netzparameter ausgelöst werden. Dabei kommen strombasierte und frequenzbasierte Logiken zum Einsatz, die zur Überlastungsvermeidung im AC-Netz und zur Stabilisierung der Leistungsbilanz genutzt werden. Das Auslösen des EPC-Systems behebt zwar akute Störungen innerhalb seines unmittelbaren Wirkungsbereichs, kann jedoch Folgeprobleme in angrenzenden

Systemkomponenten verursachen. So führt ein Auslösen des EPC-Systems zu einer Änderung der Einspeisesituation in den angeschlossenen Gebotszonen und erfordert in der Regel den Einsatz von Regelenergie um den Verlust bzw. Überschuss an Leistung auszugleichen. Das EPC-System ist nach schlüssigem Vortrag der Antragstellerin zu 4 für die betriebssichere Nutzung der vollständigen Kapazität des Baltic Cable zwingend erforderlich. Ein häufiges oder unnötiges Auslösen des Systems ist wegen seiner Auswirkungen auf angrenzende Systemkomponenten aus Gründen der Systemsicherheit jedoch unbedingt zu vermeiden.

Im Jahr 2025 kam es zu einer deutlichen Zunahme automatischer EPC-Auslösungen. Ursache war nach Angaben der Antragstellerin zu 4 die besondere Netzsituation auf deutscher Seite: Da die Ostküstenleitung (380 kV) noch nicht in Betrieb ist, mussten bis zu 60 % der Baltic-Cable-Leistung über das 110-kV-Netz der SHN abgeführt werden. Bei bestimmten Schaltzuständen und PST-Stellungen (Hamburg Ost) verschoben sich Lastflüsse in Richtung Krümmel und Lübeck, was zu hohen Belastungen auf 110-kV-Elementen führte. Die vereinbarte kurative Abregelung von Windkraftanlagen durch SHN konnte nicht mehr schnell genug umgesetzt werden, da die Höhe der Überlastungen und die Volatilität ihres Auftretens – verstärkt durch die Einführung der 15-Minuten-Kapazitätsallokation – das Einspeisemanagement an seine Grenzen gebracht haben. Überstromrelais im Verteilnetz sendeten in diesen Situationen Signale an das EPC-System, was zu abrupten Leistungsreduktionen führte.

Aufgrund der gehäuften Auslösungen des EPC kam es auf schwedischer Seite zu einer signifikanten Inanspruchnahme von Regelreserven. Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät (SvK) berichtete über problematische Auswirkungen wiederholter EPC-Aktivierungen von deutscher Seite und forderte die unverzügliche Unterbindung von EPC-Auslösungen in Normalsituationen ohne ungeplante Ausfälle. Die EPC-Funktion, die ursprünglich als kurative Maßnahme gedacht war, wurde faktisch zu einer häufigen Engpassmaßnahme, was nicht dem vorgesehenen Betrieb entspricht.

Aus diesen Gründen wurde das EPC seit dem 12. Oktober 2025 seitens der Antragstellerin zu 4 nicht mehr als verfügbare Maßnahme zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit anerkannt.

Nach Angaben der Antragstellerin zu 4 musste ohne das EPC als Rückfalloption als (n-1)-Ersatz, in der Kapazitätsberechnung der hypothetische Ausfall der 380-kV-Leitung Siems–Herrenwyk als (n-1)-Szenario angenommen werden. In diesem Fall hätte sich der gesamte Lastfluss des Baltic Cable auf den Transformator Herrenwyk verlagert (Nennkapazität: 300 MW). Daraus ergab sich ein einzuhaltender Kapazitätswert von 210 MW für das beschränkende Element (Transformator Herrenwyk), was 70% der Betriebssicherheitsgrenzwerte entsprach. Vor diesem Hintergrund reduzierte die Antragstellerin zu 4 die Übertragungskapazität an der Grenze DE– SE4 vorübergehend entsprechend. Parallel hierzu hat die Antragstellerin zu 4 die Entwicklung einer alternativen

technischen Lösung initiiert, mit dem Ziel, den vor dem 12.10.2025 angewandten Berechnungssatz wieder anwenden zu können. Dies soll durch einen neuen, präventiven Redispatch-Prozess der Antragstellerin zu 4 ermöglicht werden.

Die seitens der Antragstellerin zu 4 vorgenommene Reduktion der Übertragungskapazität an der Grenze DE-SE4 erfolgte im Einklang mit Art. 16 Abs. 8 S. 2 lit. a) EitVO und war aus Gründen der Betriebssicherheit geboten. Sie ist nicht zu beanstanden. Die Antragstellerinnen sind gem. Art. 16 Abs. 8 S. 2 lit. a) EitVO lediglich zur Erbringung der Übertragungskapazität verpflichtet, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält. Dabei haben sie auch Netzprobleme auf schwedischer Seite zu berücksichtigen. Ergreift ein Übertragungsnetzbetreiber betriebliche Maßnahmen, um sein Übertragungsnetz im Normalzustand zu halten, so muss er gemäß Art. 16 Abs. 1 S. 2 EitVO die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die benachbarten Regelzonen berücksichtigen und diese Maßnahmen gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 mit anderen betroffenen ÜNB koordinieren.

Aufgrund geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten in der Regelzone der Antragstellerin zu 4 (inkl. Verteilungsebene) kam es zu Abweichungen von der linearen Verlaufskurve auf dem Baltic Cable in 1.946 Viertelstunden in Richtung DE nach SE4 und in 616 Viertelstunden in Richtung SE4 nach DE. Sämtliche Abweichung von der linearen Verlaufskurve wurden der BNetzA unverzüglich angezeigt. In 322 Viertelstunden mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve in Nordrichtung und in 393 Viertelstunden in Südrichtung kam es zur Einschränkung des Marktes. Die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve sind der besonderen Anschlusssituation des Baltic Cable geschuldet. Die Verpflichtung zur Einhaltung der festgelegten Mindestkapazitäten trifft an dieser Grenze die Antragstellerin zu 3 als Betreiberin der Verbindungsleitung. Aufgrund der besonderen Anschlusssituation besteht jedoch eine starke Abhängigkeit der verfügbaren Mindestkapazität von dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 4 sowie vom untergelagerten Verteilnetz der SHN.

Zu den Zeitpunkten der Abweichungen von der linearen Verlaufskurve waren Netzelemente der Antragstellerin zu 4 oder der SHN, die zur Bereitstellung der Mindestkapazität wesentlich sind, aufgrund von Störungen oder Arbeiten am Netz nicht verfügbar.

Die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve sind darin begründet, dass sie zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der Antragstellerin zu 4 sowie der Verteilungsebene der SHN erforderlich waren, weil Entlastungsmaßnahmen technisch nicht verfügbar waren. Da Entlastungsmaßnahmen in diesen Fällen technisch nicht zur Verfügung standen, die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve jedoch aus Gründen der Systemsicherheit erforderlich waren, sind sie gemäß Art. 16 Abs. 3 EitVO gerechtfertigt. Art. 15 Abs. 2 EitVO ist damit erfüllt, so dass die Bestimmungen des Art. 16 Abs. 8 EitVO erfüllt sind.

### 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, 29. Juni 2026

Im Auftrag

Achim Zerres  
(Abteilungsleiter Energie)

Anlage I: Bericht der deutschen  
Übertragungsnetzbetreiber zur ge-  
botszonenübergreifenden Kapazi-  
tät für das Jahr 2025

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR  
VERFÜGBAREN GEBOTZONENÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄT  
FÜR DAS JAHR 2025 GEMÄß ARTIKEL 15 ABSATZ 4 ELEKTRIZITÄTS-  
BINNENMARKT-VERORDNUNG (EU) 2019/943

FASSUNG VOM 17.06.2026

ERSTELLT VON

DEN DEUTSCHEN REGELZONENVERANTWORTLICHEN  
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN



IN ZUSAMMENARBEIT MIT DEM NICHT-REGELZONEN-  
VERANTWORTLICHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER



## Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG.....	3
1. GESETZLICHER HINTERGRUND .....	5
2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPANS .....	6
3. METHODIK ZUM MONITORING .....	8
3.1 Core-Region .....	9
3.1.1 Validierung im Rahmen der Core Kapazitätsberechnung .....	13
3.1.2 Diskrepanz zwischen den deutschen Vorgaben für das Monitoring und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode .....	14
3.2 Hansa Region.....	15
3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2 .....	15
3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	17
3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	18
4. ERGEBNISSE .....	20
4.1 Core-Region .....	20
4.1.1 Auswertung der Prozessstabilität.....	22
4.1.2 Auswertung der Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge des Validierungsprozesses .....	22
4.1.3 Auswertung der Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und CCR Core Kapazitätsberechnung.....	24
4.1.4 Ergebnisdarstellung je Regelzone .....	25
4.2 Hansa-Region.....	33
4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1 .....	33
4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	35
4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2 .....	36
4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	40
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	46
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	48
TABELLENVERZEICHNIS .....	49
ANNEX50	

## ZUSAMMENFASSUNG

Die europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung) schreibt ab dem 01.01.2020 einen Mindestwert an verfügbarer Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel von 70 % vor. Deutschland nimmt mit dem „Aktionsplan Gebotszone“<sup>1</sup> aus dem Jahr 2019 eine im Art. 15 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung vorgesehene Übergangsregelung in Anspruch und erhöht die Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Niveau vor 2020 mittels einer linearen Verlaufskurve auf mindestens 70 % bis zum 31.12.2025. Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht außerdem die Verpflichtung einher, eine jährliche Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel durch die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber zu erstellen. Dieser Verpflichtung kommen die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (rÜNB) 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB (BCAB) mit dem vorliegenden Bericht nach. Entsprechend der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung wurden Methodik und Datengrundlage des vorliegenden Berichts der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) als nationaler Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt.

Im Ergebnis wurden die Vorgaben des Art. 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung an den Grenzen Deutschland – Dänemark 1<sup>2</sup>, Deutschland – Dänemark 2 und Deutschland – Norwegen 2 durch die jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bzw. TenneT zu jedem Zeitpunkt des Jahres 2025 eingehalten. An der Grenze Deutschland – Schweden 4 wurde in 1954 Viertelstunden auf Grund von der Nichtverfügbarkeit kritischer Netzelemente in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung zur Gewährleistung der Systemsicherheit von der linearen Verlaufskurve abgewichen.

Auf den Netzelementen in der Core-Region haben die rÜNB die Vorgaben des Art. 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in allen Stunden eingehalten, wobei es in wenigen Stunden Abweichungen von dem im Betrachtungsjahr geltenden Mindestwertes von 60,3 % nach linearer Verlaufskurve gab. In diesen Stunden war die Abweichung von der linearen Verlaufskurve zur Gewährleistung der Systemsicherheit notwendig oder ist auf die in Kapitel 3.1.2 beschriebene methodische Diskrepanz bzw. einen Prozessfehler zurückzuführen. Dies fand zu jeder Zeit im Einklang mit den Vorgaben

---

<sup>1</sup> Bundesministerium für Energie und Wirtschaft (2019): Aktionsplan Gebotszone. URL: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

<sup>2</sup> Für die Richtung Dänemark 1 nach Deutschland sind zwei Abweichungen von der linearen Verlaufskurve auszuweisen, die bei Berücksichtigung der Annahmen zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung allerdings keine Abweichungen von der linearen Verlaufskurve darstellen.

des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung statt. Zusammenfassend sind die Werte der rÜNB in der Core-Region Tabelle 1 dargestellt.

Abschließend ist somit festzuhalten, dass 50Hertz, Amprion, TransnetBW, TenneT und BCAB die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2025 zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

Tabelle 1: *Relative Handelsmarge der deutschen rÜNB in der Core-Region im Jahr 2025*

	<b>50Hertz</b>	<b>Amprion</b>	<b>Tennet</b>	<b>TransnetBW</b>
<b>&lt; 60,3 % ohne IVA</b>	0,0037 %	0,0109%	0,0336%	0,0000%
<b>&lt; 60,3 % IVA (fallback)</b>	0,152 %	0,0318%	0,1012%	0,0447%
<b>&lt; 60,3 % IVA (overload)</b>	0,0018 %	0,0003%	0,0028%	0,0000%
<b>60,3 - 70 %</b>	22,7267 %	7,2630%	10,1640%	1,5447%
<b>&gt;= 70 %</b>	77,1158 %	92,6939%	89,6984%	98,4106%

## 1. GESETZLICHER HINTERGRUND

Die europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung) legt fest, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität nicht beschränken dürfen, um Engpässe innerhalb einer Gebotszone zu beheben. Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn ein Mindestwert von 70 % für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel erreicht wird. Konkret sind damit, unter Berücksichtigung der Systemsicherheit, ab dem 01.01.2020 bei Grenzen mit NTC<sup>3</sup>-Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Grenze und bei Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der kritischen Netzelemente für den zonenüberschreitenden Stromhandel anzubieten (vgl. Art. 16 Abs. 8). Für Mitgliedstaaten, die strukturelle Netzengpässe festgestellt haben, eröffnet die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die Möglichkeit, einen Aktionsplan zur Verringerung dieser Engpässe vorzulegen (vgl. Art. 15 Abs. 1). In diesem Fall ist der Mindestwert für die gebotszonenübergreifende Handelskapazität, entweder ausgehend vom durchschnittlichen Niveau der vergangenen drei Jahre oder dem Maximum dieser Jahre, als Mindestwert im Jahr 2020 ab dem 01.01.2021 jährlich bis zum 31.12.2025 schrittweise auf mindestens 70 % zu erhöhen (vgl. Art. 15 Abs. 2).

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesrepublik Deutschland – nach vorangegangener Konsultation mit Stakeholdern und Mitgliedstaaten – der Europäischen Kommission und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Der „Aktionsplan Gebotszone“ enthält konkrete Maßnahmen, durch welche Deutschland den zuvor ausgewiesenen strukturellen Engpässen entgegenwirkt und bis zum 31.12.2025 schrittweise die Mindestkapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel auf 70 % erhöht.

Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für zonenüberschreitende Handelskapazität durch die betroffenen ÜNB einher. Die Datengrundlage dieser Bewertung ist von der entsprechenden nationalen Regulierungsbehörde, im vorliegenden Fall der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), zu genehmigen. Auf der Basis ist die Bewertung an die relevanten nationalen Regulierungsbehörden und ACER zu übermitteln (Art. 15 Abs. 4). Mit dem vorliegenden Bericht kommen die ÜNB der Verpflichtung nach Art. 15 Abs. 4 für das Jahr 2025 nach.

---

<sup>3</sup> NTC (Net Transfer Capacity) bezeichnet sowohl ein Kapazitätsberechnungsverfahren zur Ermittlung grenzspezifischer Übertragungskapazität als auch dessen Ergebnis.

## 2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPLANS

Auf Basis des „Aktionsplans Gebotszone“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die deutschen ÜNB mit der Berechnung der Startwerte für die lineare Verlaufskurve gemäß Art. 15 Abs. 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung beauftragt.

Auf Basis der Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte der BNetzA<sup>4</sup> haben die deutschen ÜNB 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT<sup>5</sup> die Startwerte für die deutschen Gebotszonengrenzen<sup>6</sup> und kritischen Netzelemente berechnet und veröffentlicht<sup>7</sup>. Die Prinzipien zur Startwertberechnung sehen unter anderem vor, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die Teil der lastflussbasierten Marktkopplung<sup>8</sup> in der Kapazitätsberechnungsregion<sup>9</sup> Core sind, ein gemeinsamer Mittelwert berechnet und als Startwert definiert wird. Ausgehend von diesem Startwert ist eine schrittweise lineare Verlaufskurve von jährlichen Mindestwerten bis zum Erreichen des Zielniveaus von 70 % am 31.12.2025 zu ermitteln. Bis zur Implementierung des Core FBMC am 08.06.2022 wurden die so ermittelten Mindestwerte im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung in der zentralwesteuropäischen Region (CWE) sowie auf den NTC-Grenzen, welche zukünftig Teil des Core FBMC werden, angewendet. Für den Zeitbereich ab dem 09.06.2022, werden die deutschen Grenzen der CCR Core nach der Flow-Based-Methodik für das Monitoring überprüft.

Für die Grenzen in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa Deutschland – Dänemark 1 (DE-DK1), Deutschland – Dänemark 2 (DE-DK2) und Deutschland – Schweden 4 (DE-SE4) sowie die Grenze Deutschland – Norwegen 2 (DE-NO2) ist ein Startwert je Grenze zu ermitteln und anzuwenden. Die Anwendung der Mindestkapazitäten und der linearen Verlaufskurve an der Grenze DE-NO2 erfolgt auf Basis des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes und des europäischen Wettbewerbsrechts. Norwegen als Teil des europäischen Wirtschaftsraums ist in diesem Falle wie ein europäischer Mitgliedstaat zu behandeln, obwohl es nicht unmittelbar der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung unterliegt, solange es diese noch nicht angenommen hat.

Die sich gemäß diesen Berechnungen ergebenden Ausgangswerte und linearen Verlaufskurven werden nun im Folgenden dargestellt.

---

<sup>4</sup> Bundesnetzagentur - Europäische Marktkopplung - Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte nach Artikel 15 Absatz 2 Verordnung (EU) 2019/943

<sup>5</sup> Der Startwert für die Grenze DE-SE4 wurde durch TenneT ermittelt.

<sup>6</sup> Gemeint ist die Deutsch-Luxemburgische Gebotszone. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der Begriff „deutsche Gebotszone“ verwendet.

<sup>7</sup> <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/Clean-Energy-Package>

<sup>8</sup> Flow-based Market Coupling, FBMC

<sup>9</sup> Capacity Calculation Region, CCR

**CCR Core**

Tabelle 2: *Lineare Verlaufskurve für kritische Netzelemente in den Regionen CWE und CEE (ab 08.06.2022 zusammengeführt in der Region Core)*

Region	% der Kapazität pro kritischem Netzelement (CNE)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
<b>CWE/CEE bzw. Core</b>	11,5	21,3	31,0	40,8	50,5	60,3	70,0

Die in der CWE-Region im April 2018 eingeführte Mindesthandelskapazität „Minimum Remaining Available Margin“ (CWE-MinRAM) in Höhe von 20 % wird auch nach Einführung von Core weiterhin wie bisher gewährt, sofern dies unter Einhaltung der Systemsicherheit möglich ist.

**CCR Hansa**

Tabelle 3: *Linearer Verlaufskurve für kritische Netzelemente in der Region Hansa*

Grenze	% der Kapazität pro Grenze						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
<b>DE-SE4</b>	41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0
<b>DE-DK1</b>	23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0
<b>DE-NO2</b>	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0
<b>DE-DK2<sup>10</sup></b>	Kontek → 70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KFCGS <sup>11</sup> → 0,0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	

Die Verpflichtungen der TenneT aus „Commission Decision of 07.12.2018 [...] Case AT.40461 – DE/DK Interconnector“ (TenneT’s Commitment) über eine Mindestkapazität an der Grenze DE-DK1 bleiben hiervon unberührt.

<sup>10</sup> Die BNetzA hat für Interkonnectoren die nach dem 01.01.2020 in Betrieb genommen werden festgelegt, dass diese einen Startwert von 0 % im Jahr der Inbetriebnahme haben und dieser Wert jährlich bis auf 70 % ansteigt. Daher setzt sich der Mindestwert für die Grenze DE-DK2 aus den Einzelwerten der beiden auf der Grenze befindlichen Interkonnectoren zusammen.

<sup>11</sup> Der Mindestwert in % ist auf die verfügbare Übertragungskapazität nach Abzug der prognostizierten Einspeisung der Offshore-Windparks anzuwenden.

### 3. METHODIK ZUM MONITORING

Im Folgenden ist die Methodik zum Monitoring der Einhaltung der Mindestwerte für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel gemäß Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung und den Vorgaben der BNetzA beschrieben. Demnach muss die angebotene Kapazität in jedem Marktzeitbereich (MTU) und in beiden Richtungen den jeweiligen Mindestwert respektieren. Der Mindestwert definiert die mindestens anzubietende Kapazität. Die Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte erfolgt im ersten Schritt auf Basis der in der Day-Ahead (DA)-Kapazitätsberechnung angebotenen Kapazitäten. Die angebotene Kapazität wird im Folgenden auch als „Handelsmarge“ bezeichnet.

Die Handelsmarge setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen. Dies ist zum einen die koordinierte Handelsmarge, welche die angebotene Kapazität auf der untersuchten Grenze bzw. den untersuchten Grenzen, welche an der Kapazitätskoordination teilnehmen, abbildet. Der zweite Teil ist die unkoordinierte Handelsmarge. Diese bildet die Auswirkungen der auf anderen, nicht an der Kapazitätskoordination teilnehmenden Grenzen angebotenen Handelskapazitäten ab, sofern Daten vorhanden sind. Drittstaaten, also Staaten, die nicht EU-Mitglied sind, werden genauso behandelt wie EU-Mitgliedstaaten.<sup>12</sup> Damit ist ein konsistentes Vorgehen zur Startwertberechnung der deutschen ÜNB sichergestellt.

Im Falle einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve gemäß der oben beschriebenen Methode ist somit eine zusätzliche Detailprüfung erforderlich. Diese berücksichtigt sodann weitere für die Einhaltung der Vorgaben (Compliance) relevante Komponenten, wie angebotene Kapazität im Langfrist-<sup>13</sup> und Intraday (ID)-Zeitbereich sowie für grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazitäten, genauso wie die Berücksichtigung weiterer europäischer Grenzen bei der Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge.<sup>14</sup> Solche abschließenden Compliance-Prüfungen werden im nachfolgenden Ergebniskapitel zusätzlich erläutert. Außerdem wird im Falle von Abweichungen von der linearen Verlaufskurve zusätzlich analysiert, ob dadurch eine Limitierung des grenzüberschreitenden Stromhandels bedingt wurde. Dies bedeutet, dass die Kapazität vollständig genutzt wurde und eine Marktpreisdifferenz verblieben ist, sodass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.<sup>15</sup>

---

<sup>12</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im *ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU* von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>13</sup> Im Rahmen der Monitoringmethodik für die Core Flow-Based Kapazitätsberechnungsregion, wird die Langfristkapazität schon vorab in die koordinierte Handelsmarge eingerechnet. In diesem Fall findet an dieser Stelle keine weitere Berücksichtigung statt.

<sup>14</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im *ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU* von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>15</sup> Im Falle von HGÜ-Interkonnektoren mit impliziter Verlustbeschaffung, muss der relative Preisunterschied größer sein als der angelegte Verlustfaktor des Interkonnektors, da eine weitere Erhöhung des Austausches ansonsten nicht wirtschaftlich wäre.

### 3.1 Core-Region

Wie in Kapitel 2 beschrieben, wurde für alle deutschen Grenzen, die Teil der CCR Core sind, ein gemeinsamer Startwert und linearer Verlauf des Mindestwerts berechnet, der auf jedem kritischen Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der jeweils kritischen Ausfallkombinationen (CNEC) einzuhalten ist. Seit dem 08.06.2022 werden die Übertragungskapazitäten für die deutschen Grenzen in der Core Region nach der Flow-Based-Methodik berechnet. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben.

#### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Die angebotene Handelsmarge wird entsprechend der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung je CNEC bestimmt. Die angebotene Handelsmarge ist wie eingangs beschrieben die Summe aus koordinierter und unkoordinierter Handelsmarge.

Im Ergebnis wird die angebotene Handelsmarge als Prozentsatz angegeben. Dieser Wert ergibt sich aus der auf dem CNEC angebotenen Handelskapazität (Summe aus koordiniertem sowie unkoordiniertem Anteil) dividiert durch dessen physische Kapazität ( $F_{\max}$ ).

Das in den Berechnungen für das Compliance-Monitoring verwendete  $F_{\max}$  ist dabei für alle MTUs äquivalent zum in der Kapazitätsberechnung angewendeten physischen Limit. Bei der Anwendung von Default Flow-Based-Parametern (DFP) oder Spanning<sup>16</sup> aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ist eine Bestimmung der relativen angebotenen Handelsmarge nicht möglich. MTUs, in denen DFP oder Spanning angewendet wurden, werden daher von der Compliance-Prüfung ausgenommen.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die berichtete koordinierte Handelsmarge entspricht zunächst der im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung für den zonenübergreifenden Handel angebotenen Remaining Available Margin (RAM). Diese wird täglich auf der Webseite des JAO<sup>17</sup> veröffentlicht.

Für das Monitoring der in der CCR Core vergebenen Kapazitäten werden unter Berücksichtigung des Artikel 4(4)b der DA CCM außerdem die im Langfristbereich allokierten Kapazitäten berücksichtigt. Dazu wird der maximale Einfluss der im Rahmen der koordinierten Kapazitätsberechnung allokierten Langfrist-Kapazitäten (LTAs) auf den jeweiligen CNEC berechnet. Dies wird durch das folgende Verfahren ermöglicht, welches in einer vereinfachten Darstellung in Abbildung 1 erläutert wird.

---

<sup>16</sup> Die Anwendung von DFP und Spanning sind Rückfallprozeduren gemäß Art. 22 Core DA CCM. DFP entsprechen mindestens den vergebenen zonenübergreifenden Langfristkapazitäten. Spanning überbrückt fehlende Flow-Based-Parameter von bis zu zwei aufeinanderfolgenden MTU basierend auf den verfügbaren Parametern der vorhergehenden und nachfolgenden MTU.

<sup>17</sup> <https://publicationtool.jao.eu/core/>

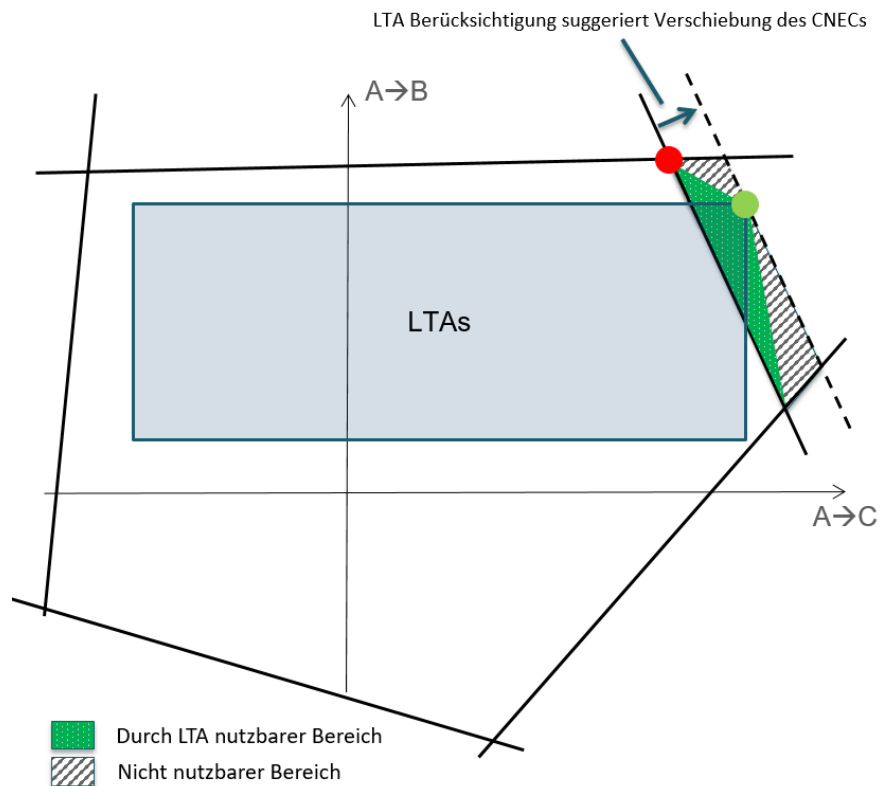


Abbildung 1: Berücksichtigung der allokierten Langfristkapazitäten in der koordinierten Handelsmarge (vereinfachte Darstellung)

- 1) Bestimmung der angebotenen Marge pro CNEC vor der LTA-Inklusion (roter Punkt) →  $RAM_{CNEC\ i,MTU\ j}$
- 2) Bestimmung des maximalen LTA-Einflusses auf den CNEC (grüner Punkt)

$$F_{LTA_{max\ CNEC\ i,MTU\ j}} = \sum LTA_{MTU\ j} \times PTDf_{positive\ CNEC\ i,MTU\ j}$$

Dabei bildet  $LTA$  einen Vektor, welcher alle innerhalb der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion allokierten Langfrist-Kapazitäten enthält.  $PTDF_{positive}$  beschreibt einen Vektor, welcher die positiven (d.h. belastenden) zone-to-zone PTDFs des jeweiligen CNECs derer Grenzen enthält, an denen die Langfrist-Kapazitäten allokiert wurden.

- 3) Bestimmung des Maximums beider Werte:

$$koordinierte\ Handelsmarge_{CNEC\ i,MTU\ j} = \max ( RAM_{CNEC\ i,MTU\ j} ; F_{LTA_{max}} )$$

Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Zur Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge wird der Einfluss der in der CCR Core angebotenen zonenübergreifenden Handelskapazität auf den jeweiligen CNEC bestimmt. Konkret werden die entsprechenden belastenden PTFDs mit den jeweiligen betrachteten NTCs multipliziert und so der Einfluss der NTCs auf den jeweiligen CNEC bestimmt.<sup>18</sup> Um die gesamte unkoordinierte Handelsmarge des CNECs zu bestimmen, werden die einzelnen unkoordinierten Handelsmargen der verschiedenen NTC-Grenzrichtungen addiert.

$$\text{Unkoordinierte Handelsmarge} = \sum_{j,k; j \neq k} \text{Unkoordinierte Handelsmarge}_{j \rightarrow k}$$

Dabei werden für die CCR Core jeweils diejenigen Grenzen berücksichtigt, deren PTFD-Werte im Referenzprogramm der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung (RefProg) verfügbar sind.<sup>19</sup>

Tabelle 4: Datenquellen für die CCR Core

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Unkoordinierte Handelsmarge	NTCs	Von der ENTSO-E Transparency Plattform abgerufene <a href="#">day-ahead Net Transfer Capacity</a> <sup>20</sup> .
Koordinierte und unkoordinierte Handelsmarge	PTDFs der Core CNECs	Core CC Tool (teilweise öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>21</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	RAM	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>22</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	LTAs	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>23</sup> )

<sup>18</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise *im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU* von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>19</sup> Die Grenzen des Referenzprogramms für CORE können im JAO Publication Tool eingesehen werden: <https://publicationtool.jao.eu/core/refprog>

<sup>20</sup> URL: [Transparency Platform](#)

<sup>21</sup> URL: <https://publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>

<sup>22</sup> URL: <https://publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>

<sup>23</sup> URL: <https://publicationtool.jao.eu/core/Ita>

### Einfluss der individuellen Validierung auf die angebotene Handelsmarge

Die auf den CNECs für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität wird auf den Mindestwert angehoben, falls der Mindestwert im Ergebnis der Kapazitätsberechnung für den jeweiligen CNEC nicht erreicht wurde. Im Rahmen der individuellen Validierung der ÜNB werden wahrscheinliche Marktergebnisse dahingehend überprüft, ob potenziell auftretende Überlastungen auf den Netzelementen durch den Einsatz von gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen (u.a. Redispatch, Cross-Border-Redispatch, PST-Stufung und topologische Maßnahmen) behoben werden können. Ist dies nicht der Fall, so wird die für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität reduziert, um eine Gefährdung der operativen Sicherheit zu vermeiden. Die Kapazitätsreduktion infolge der Validierung führt nicht zwangsläufig zu einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve, da auf den meisten CNECs deutlich mehr als die minimale Handelsmarge zur Verfügung gestellt wird. Nur in wenigen Stunden führen die Kapazitätsreduktionen infolge der Validierung zu Werten unterhalb der Mindestwerte.

### Sonderfall Core-interne DC-Interkonnektoren

DC-Interkonnektoren an Core-internen Grenzen werden gemäß Artikel 12(1) der Core Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode über das „Evolved Flow-Based-Verfahren“ in die Flow-Based-Kapazitätsberechnung eingebunden. Dabei fungieren die Konverter-Stationen als sogenannte „virtuelle Hubs“ mit eigenen Nettopositionen, d.h. sie bilden entweder eine Last oder einen Erzeugungsknoten ab. Diese virtuellen Hubs besitzen somit auch PTFDs, um deren Einfluss auf die CNECs abzubilden.

Damit konkurrieren die virtuellen Hubs des DC-Interkonnektors mit den übrigen Gebotszonen um freie Kapazität auf den CNECs, um zonenüberschreitenden Stromhandel über den Interkonnektor zu ermöglichen. Die maximale Nettoposition der virtuellen Hubs wird dabei durch die maximale physische Übertragungskapazität des DC-Interkonnektors begrenzt.

Im Falle eines DC-Interkonnektors mit einer physischen Übertragungsleistung von 1.000 MW würde die mögliche Nettoposition des virtuellen Hubs somit zwischen -1.000 MW und +1.000 MW liegen. Die maximal mögliche Nettoposition spiegelt dabei auch die angebotene koordinierte Handelskapazität auf dem DC-Interkonnektor wider. Eine unkoordinierte Handelsmarge gibt es nicht, da die gesamte Handelskapazität des DC-Interkonnektors dem zonenübergreifenden Stromhandel innerhalb der Flow-Based-Kapazitätsberechnungsregion zur Verfügung gestellt wird. In dem o.g. Beispiel wäre eine Mindestkapazität von 70 % erfüllt, sofern die angebotene maximale Nettoposition des virtuellen Hubs mindestens +/- 700 MW beträgt. Falls der Austausch über den DC-Interkonnektor durch Core AC CNEC eingeschränkt wird, ändert das nicht die angebotene koordinierte Handelskapazität für den DC-Interkonnektor.---

Am 1.10.2025 wurden im europäischen Day-ahead Markt Viertelstundenprodukte eingeführt, womit auch die maximale physische Übertragungsleistung von ALEGrO ab diesem Zeitpunkt viertelstündlich ermittelt wird. Um die Vergleichbarkeit aller Werte für das Jahr 2025 sicherzustellen, wurden daher sämtliche Eingangsdaten des Jahres 2025 für die Ermittlung der Handelsmarge von ALEGrO in einer einheitlichen 15 Minuten Auflösung berücksichtigt.

### 3.1.1 Validierung im Rahmen der Core Kapazitätsberechnung

Die vier deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB haben gemeinsam mit dem österreichischen ÜNB APG und dem niederländischen ÜNB TTN das DAVinCy-Verfahren zur Durchführung der individuellen Validierung im Rahmen des Core Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozesses entwickelt. Dieses Verfahren besteht aus folgenden Schritten:

- Bestimmung wahrscheinlicher Marktergebnisse: Das Ergebnis der Core Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ist die für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität je CNEC. Wie der Markt die verfügbaren Kapazitäten nutzt, also welche Kombination von grenzüberschreitenden Handelsgeschäften realisiert wird, ist zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung und der individuellen Validierung nicht bekannt. Daher werden acht wahrscheinliche Marktergebnisse für die weiteren Prüfungen ermittelt.
- Ermittlung von Überlastungen: Für jedes der acht Marktergebnisse wird ermittelt, welche Netzelemente (CNECs und interne Netzelemente) überlastet sind.
- Behebung der Überlastungen: Dann werden unter Berücksichtigung aller gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen (Redispatch, Cross-Border-Redispatch, PST-Stufung und topologische Maßnahmen) die bestehenden Überlastungen soweit möglich behoben. Das Ergebnis sind verbleibende Überlastungen, die nicht mehr behoben werden können.
- Ermittlung der notwendigen Kapazitätsreduktion: Hierzu analysiert DAVinCy, inwieweit die angebotenen Kapazitäten reduziert werden müssen, damit nach Einsatz aller Entlastungsmaßnahmen weder CNECs noch interne Netzelemente überlastet sind. Im Ergebnis wird die auf den CNECs für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität mittels sogenannter Individual Validation Adjustments (IVA) reduziert.

Die Komplexität der IVAs im Kontext von DAVinCy ergibt sich durch die gleichzeitige Betrachtung möglicher Ausprägungen des Marktes, der daraus resultierenden Netzzustände sowie Verwendung des Engpassmanagements und deren Einfluss auf die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Austausch. Durch eine gemeinsame Validierung können Synergieeffekte erzielt werden. Im Folgenden sind wichtige Aspekte zusammengefasst:

- Kapazitätsreduktionen infolge der Ergebnisse des DAVinCy-Prozesses sind stets durch eine potenzielle Gefährdung der operativen Sicherheit begründet. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung sieht diesen Fall explizit als zulässig vor. Für jede IVA-Anwendung wird veröffentlicht, für welches Netzelement nach Berücksichtigung der gesichert verfügbaren Entlastungsmaßnahmen eine Überlastung droht.<sup>24</sup>
- Insgesamt führt die gemeinsame Validierung zu geringeren Kapazitätsreduktionen, als wenn alle sechs ÜNB die Validierung unabhängig voneinander durchführen würden. Dies ist einerseits dadurch

---

<sup>24</sup> ULR: <https://publicationtool.jao.eu/core/validationReductions>

begründet, dass die Verfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen im Konsortium größer ist und andererseits die Begrenzung der Kapazität aufgrund der verfügbaren CNECs effizienter, in diesem Fall geringer, gestaltet werden kann.

- Eine Kapazitätsreduktion bzw. IVA-Anwendung in einer Regelzone ist nicht mit dem Vorhandensein einer Überlastung in der gleichen Regelzone gleichzusetzen. Die DAVinCy-Ergebnisse zeigen regelmäßig, dass eine Überlastung in einer Regelzone am effizientesten mit einer IVA-Anwendung in einer benachbarten Regelzone behoben werden kann.

Eine Kapazitätsreduktion ist nicht gleichbedeutend mit einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve. Im Ergebnis der vorläufigen Kapazitätsberechnung wird häufig eine Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel je CNEC freigegeben, die deutlich größer als der Mindestwert ist.

#### DAVinCy-Fallback

Ein sogenannter DAVinCy-Fallback wird in den folgenden zwei möglichen Situationen angewendet: (1) Die Ergebnisse aus der Validierung sind für mindestens eine MTU nicht plausibel oder (2) die Berechnung der Validierung scheitert für mindestens eine MTU. In diesen Fällen wird die verfügbare koordinierte Handelsmarge für den CCR Core-internen Handel auf den CNECs der DAVinCy-ÜNB auf 20 % reduziert<sup>25</sup>. Langfristkapazitäten werden im Falle eines Fallbacks nicht eingekürzt und stehen dem Markt unverändert zur Verfügung. Diese Begrenzung, welche auch zu einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve führen kann, ist notwendig, da die ÜNB ohne Validierung keine Kenntnis haben, ob ihre Betriebsmittel überlastet werden und somit ein hohes Risiko für die operative Sicherheit besteht.

#### 3.1.2 Diskrepanz zwischen den deutschen Vorgaben für das Monitoring und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode

Die für die deutschen ÜNB maßgebliche Methodik der BNetzA zum Monitoring unterscheidet sich bezüglich der Bestimmung der unkoordinierten Handelsmarge von der Kapazitätsberechnungsmethode der CCR Core. Die deutsche Monitoring-Methode summiert die belastenden Flüsse der angebotenen Kapazitäten auf Grenzen außerhalb der CCR Core bei der Ermittlung der unkoordinierten Handelsmarge auf. Im Rahmen der Core-Kapazitätsberechnungsmethode wird dagegen für die Grenzen außerhalb der CCR Core jeweils der prognostizierte Austausch angenommen. Dieser kann sowohl be- als auch entlastend wirken. Eine angenommene Entlastung von CNECs durch andere Grenzen mindert die unkoordinierte Handelsmarge und kann diese sogar negativ werden lassen. Folglich ist eine entsprechend höher koordinierte Handelsmarge erforderlich, um den Mindestwert für die Handelsmarge zu erreichen, als sie erforderlich wäre, wenn ausschließlich die angebotenen Kapazitäten je Richtung bzw. die belastenden Flüsse angesetzt würden.

Ungeachtet der Berechnungsweise sollten die jeweiligen Eingangsdaten die gleiche Qualität aufweisen, um methodischen Diskrepanzen vorzubeugen. Verglichen mit dem Aufsummieren nach Logik des Monitorings

---

<sup>25</sup> Zum Zeitpunkt der IBN des Core FBMC wurde im Falle des DAVinCy-Fallback die Summe des Handels von außerhalb und innerhalb der CCR Core auf 20% begrenzt. Am 13.09.2022 erfolgte eine Umstellung, mit der eine koordinierte Handelsmarge für den CCR Core-internen Handel von 20 % garantiert wird.

führt das Saldieren der Handelsflüsse wie in der Core Kapazitätsberechnung - bei vergleichbarer Datenlage - zu einer gleichhohen oder niedrigeren nicht koordinierten Marge. In seltenen Fällen ist allerdings zu beobachten, dass der Handel außerhalb der Core Region in der Core-Kapazitätsberechnung höher prognostiziert wird als im Monitoring. Ein Grund dafür können kurzfristige Kapazitätseinschränkungen (z.B. technische Ausfälle) sein, welche nicht mehr in der Prognose der Core Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. In diesen Fällen ist die unkoordinierte Handelsmarge in der Core-Kapazitätsberechnung höher als nach deutscher Monitoring-Methode. Das kann dazu führen, dass die Mindestwerte nach deutscher Monitoring-Methode nicht eingehalten werden, weil in der Core-Kapazitätsberechnung eine geringere koordinierte Handelsmarge bestimmt wird, als nach deutscher Monitoring-Methode erforderlich wäre. Da die deutschen ÜNB keine Möglichkeit haben, die koordinierte Handelsmarge in der Core-Kapazitätsberechnung in Abhängigkeit der unkoordinierten Handelsmarge nach deutscher Methodik zu erhöhen, sondern auf die Core-Methodik festgelegt sind, haben die deutschen ÜNB solche Fälle nicht zu verantworten.

## 3.2 Hansa Region

Wie eingangs in Kapitel 2 beschrieben, wurden je Gebotszonengrenze in der CCR Hansa individuelle Startwerte sowie lineare Verlaufskurven berechnet. Da an allen vier Grenzen eine -NTC-Kapazitätsberechnung erfolgt, gelten die Werte je Grenze.

### 3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2

Die Übertragungskapazitäten der Gebotszonengrenzen DE-DK1 und DE-NO2 werden mittels koordiniertem NTC-Verfahren (cNTC) ermittelt. Damit können die individuellen Mindestkapazitäten der Grenzen als Mindesthandelsmargen (Anteil des maximal zulässigen Stromflusses) auf den jeweiligen kritischen Netzelementen angewendet werden. Die Berechnung erfolgt auf Basis eines Common Grid Model (CGM) gemäß Art. 67 und Art. 70 Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL) jeweils für die Import- und Exportrichtung und für sämtliche MTU. Da gemäß Aktionsplan unterschiedliche Mindestwerte für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 gelten, werden zunächst die Übertragungskapazitäten auf Basis der geringeren Mindestmarge (DE-NO2) ermittelt, um die Übertragungskapazität der zugehörigen Grenze zu bestimmen. Anschließend wird die Übertragungskapazität der Grenze mit der höheren Mindestmarge (DE-DK1) unter Berücksichtigung der zuvor bestimmten Übertragungskapazität der anderen Grenze (DE-NO2) ermittelt. Infolgedessen können die Übertragungskapazitäten der beiden Grenzen durch unterschiedliche CNEC determiniert sein. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von TenneT angewendet wird.

Die NTC-Berechnung für DE-NO2 und somit das Monitoring der Mindestwerte bezieht sich auf die aufnehmende Seite der Gebotszonengrenze.<sup>26</sup> Da das NordLink-Kabel, das die Grenze DE-NO2 bildet, mit impliziter Verlustbeschaffung bewirtschaftet wird, steht die Übertragungskapazitäten auf der abgebenden Seite nicht ausschließlich dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung, sondern wird zusätzlich durch die implizit beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen.

#### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Wie zuvor beschrieben, besteht die angebotene Handelsmarge aus zwei Bestandteilen, der koordinierten und der unkoordinierten Handelsmarge. Bei Anwendung eines NTC-Verfahrens sind zur Feststellung der Compliance nur die angebotenen Handelsmargen der jeweils limitierenden CNECs relevant, da nur diese die jeweilige Übertragungskapazität determinieren. Entsprechend wird auch die unkoordinierte Handelsmarge nur für die limitierenden CNECs betrachtet. Da für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 unterschiedliche Mindestwerte gelten und andere CNECs limitierend wirken, erfolgt die Berechnung und das Monitoring der Handelsmargen für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 separat.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge auf den limitierenden CNECs entspricht dem Anteil der ermittelten Übertragungskapazitäten, welche das jeweilige limitierende CNEC belastet (Berechnung erfolgt mittels NTC- und PTFD-Werten). Im Rahmen einer cNTC-Methode steht die koordinierte Handelsmarge keiner Grenze exklusiv zur Verfügung, sondern wird zwischen den beteiligten Grenzen aufgeteilt. Die koordinierte Handelsmarge der jeweiligen Grenze ist daher die Summe der beiden Multiplikationen des jeweiligen NTC (DE-NO2 und DE-DK1) mit dem zugehörigen PTFD des limitierenden CNEC der betrachteten Grenze. Dies wird einmal für die Grenze DE-NO2 und einmal für die Grenze DE-DK1 mit dem jeweiligen limitierenden CNEC und den zugehörigen PTFD-Werten durchgeführt. Die koordinierte Handelsmarge des jeweiligen CNEC ergibt sich daher aus den Beiträgen beider Übertragungskapazitäten (DE-DK1 und DE-NO2).

#### Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Die unkoordinierte Handelsmarge auf den limitierenden CNECs entspricht den belastenden Anteilen, der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche auf den limitierenden CNECs je Richtung angeboten werden müssen (Berechnung des Anteils erfolgt über PTFD).<sup>27</sup> Dazu werden die auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten auf Basis der zum Zeitpunkt der DA--Kapazitätsberechnung verfügbaren Informationen geschätzt. Somit ergibt sich je MTU und Richtung ein Wert für die unkoordinierte Handelsmarge je limitierendem CNEC.

---

<sup>26</sup> Die Bezeichnungen „aufnehmende Seite“ sowie „abgebende Seite“ einer Gebotszonengrenze beziehen sich auf die jeweiligen Richtungen der Übertragungskapazitäten. Jede Richtung weist stets von der Energie abgebenden Seite (Gebotszone) zur Energie aufnehmenden Seite (Gebotszone).

<sup>27</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im *ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU* von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Tabelle 5: Datenquellen für die CCR Hansa

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	Berechnung mittels Nennspannung und $I_{\max}$ aus dem D2CF CGM
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Eigene AC-Lastflussberechnung auf Basis D2CF-CGM
Koordinierte und unkoordinierte Handelsmarge	PTDF	Eigene Berechnung aus D2CF CGM
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Day-Ahead Capacity (Art. 11.1 EU-Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

### 3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Folgenden wird die Methodik beschrieben, die 50Hertz für die Grenze DE-DK2 anwendet.

#### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Da auf der Grenze DE-DK2 nur die Interkonnektoren mit Gleichstrom-Eigenschaften (Direct Current, DC) Kontek-Kabel und seit dem 15.12.2020 Kriegers Flak CGS (KF CGS) existieren und damit keine ungesteuerten Lastflüsse auftreten, ist nur die koordinierte Handelsmarge zu ermitteln.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge entspricht der entsprechend der DA-Kapazitätsberechnung auf der Grenze angebotenen Übertragungskapazität. Durch die Inbetriebnahme des hybriden Interkonnektors KF CGS am 15.12.2020 wurde die Übertragungskapazität insgesamt erhöht. Die KF CGS verbindet die Netzanbindungen der deutschen Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2 mit denen der dänischen Offshore-Windparks Kriegers Flak DK und schafft so auch einen Interkonnektor zwischen Deutschland und Ostdänemark. Dessen Übertragungskapazität ergibt sich aus der gesamten Übertragungskapazität abzüglich der prognostizierten Offshore-Windeinspeisung.

Am 1.10.2025 wurden im europäischen Day-ahead Markt Viertelstundenprodukte eingeführt, sodass sich die Windeinspeisungsprognose der auf dieser Grenze befindlichen Offshore-Windparks ab diesem Zeitpunkt auf 15-Minuten-Werte änderte. Da die Übertragungskapazität der gesamten Grenze auch von der Offshore-Windeinspeisung abhängt, wurde ab diesem Zeitpunkt die Kapazität der DE-DK2 Grenze in Viertelstunden ausgewiesen. Um die Vergleichbarkeit aller Werte für das Jahr 2025 sicherzustellen, wurden daher sämtliche Kapazitätswerte des Jahres 2025 an der Grenze DE–DK2 in einer einheitlichen 15-Minuten-Auflösung berücksichtigt.

Tabelle 6: *Datenquellen für die Bestimmung der Handelsmarge an der Grenze DE-DK2*

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Koordinierte Handelsmarge	NTC für das Kontek Kabel und für KF CGS	Systemführungs- und Netzleitsysteme

### 3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenze DE-SE4 wird durch die Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB (BCAB), Svenska kraftnät und TenneT ermittelt. Die ÜNB führen unabhängig voneinander eine Kapazitätsberechnung durch. TenneT ermittelt die Übertragungskapazität anhand der Bewertung von Windeinspeisungen im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG sowie Leitungsnichtverfügbarkeiten der TenneT und der Schleswig-Holstein Netz AG auf Basis eines gemeinsamen Grenzwertkonzepts. BCAB ermittelt Verfügbarkeit und Einschränkung des Kabels Baltic Cable. Dieses sieht für unterschiedliche Netzzustände (Nichtverfügbarkeiten von Netzelementen) jeweils Grenzwerte für die Übertragungskapazität bei maximaler und minimaler Windeinspeisung vor. Auf Basis der Abschaltplanung und der Windprognose wird dann die Übertragungskapazität ermittelt.

Am 1. Oktober 2025 wurde die europäische Marktkopplung auf eine Viertelstundenbasis umgestellt. Ab diesem Zeitpunkt können die in der Marktkopplung verwendeten Kapazitäten ebenfalls in einer 15-Minuten-Auflösung angeboten werden. Für die Grenze DE-SE4 ist dies seit dem 1. Oktober 2025 aufgrund der sich im 15-Minuten-Takt ändernden Windprognosen der Fall.

Um die Vergleichbarkeit aller Werte für das Jahr 2025 sicherzustellen, wurden daher sämtliche Kapazitätswerte an der Grenze DE-SE4 in einer einheitlichen 15-Minuten-Auflösung berücksichtigt.

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 bezieht sich unmittelbar auf die Übertragungskapazität der Kabelverbindung Baltic Cable. Eine Berücksichtigung von unkoordinierter Handelsmarge findet nicht statt. Für das Monitoring der Grenze DE-SE4 wird bis zum 12.10.2025 die angebotene Kapazität (bezogen auf die aufnehmende Seite der Gebotszonengrenze) im Verhältnis zur maximalen Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) mit der Mindestkapazität verglichen.<sup>28</sup> Die Betrachtung der aufnehmenden Seite folgt aus dem Umstand, dass der Interkonnektor Baltic Cable mit impliziter Verlustbeschaffung bewirtschaftet wird und die Übertragungskapazitäten auf der abgebenden Seite nicht ausschließlich dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht, sondern zusätzlich durch die implizit beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen wird.

Ab dem 12.10.2025 bis zum 31.12.2025 verwendet TenneT temporär die maximale Leistung des einschränkenden Transformators in Herrenwyk mit 300 MW als Grundlage für die

<sup>28</sup> Die Bezeichnungen „aufnehmende Seite“ sowie „abgebende Seite“ einer Gebotszonengrenze beziehen sich auf die jeweiligen Richtungen der Übertragungskapazitäten. Jeder Richtung weist stets von der Energie abgebenden Seite (Gebotszone) zur Energie aufnehmenden Seite (Gebotszone).

Mindestkapazitätsberechnung. Diese Grundlage definiert den resultierenden aufnehmenden und abgebenden NTC-Wert an der Grenze DE–SE4 unter Berücksichtigung von 70 % der verfügbaren Leistung des begrenzenden Elements. Eine ausführliche Erläuterung dieser Thematik findet sich in Kapitel 4.2.4.

Tabelle 7: Datenquellen für die Bestimmung der Handelsmarge an der Grenze DE-SE4

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	Operational Handbook of Baltic Cable
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Berechnung mittels Grenzwertkonzept und Last- und Einspeiseprognosen
Koordinierte Handelsmarge	Kabelnichtverfügbarkeiten <sup>29</sup>	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

<sup>29</sup> In der Regel führt eine Nichtverfügbarkeit von einzelnen Betriebsmitteln des Baltic Cables zu einer übertragbaren Leistung von 0 MW, sodass diese Zeiten nicht als Betriebsstunden betrachtet werden. Bei einem Ausfall des statischen Blindleistungskompensators kann Baltic Cable jedoch immer noch 500 MW übertragen, sodass diese Zeiten sehr wohl als Betriebsstunden betrachtet werden.

## 4. ERGEBNISSE

### 4.1 Core-Region

Im Folgenden werden die Ergebnisse der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge auf den Netzelementen der Core CCR für das Jahr 2025 dargestellt. Dazu soll zunächst die Methodik zur Auswertung der Ergebnisse beschrieben werden. Wie in Art. 16 Abs. 8b der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung für Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsvergabe beschrieben<sup>30</sup>, erfolgt die Ermittlung der angebotenen Handelsmarge je kritischem Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen (Contingencies). Dieses Vorgehen wird in Abbildung 2 und im Folgenden näher erläutert.

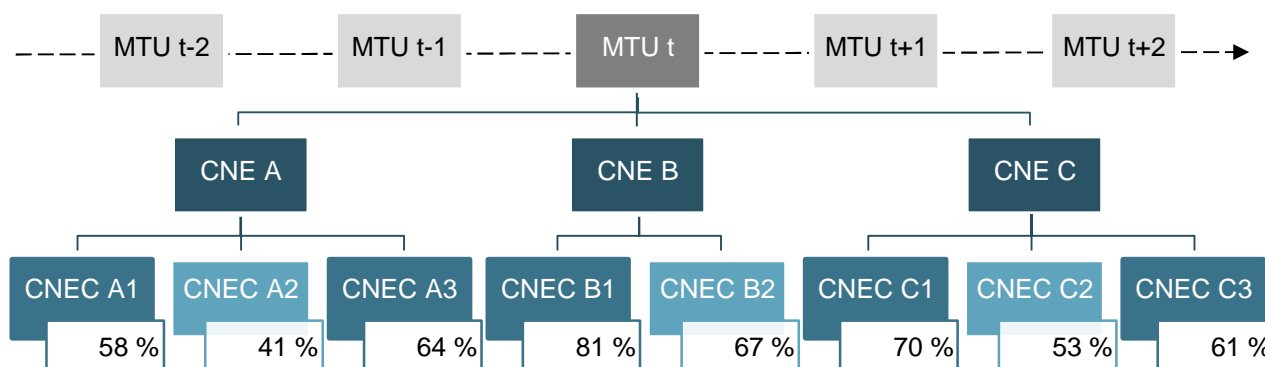


Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen gemäß Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Die prozentualen Angaben entsprechen der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge im Verhältnis zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{max}$ ) je CNEC. Der hellblau markierte CNEC definiert die mindestens angebotene Handelsmarge des jeweiligen CNE.

Ein CNE bildet ein reales physisches Netzelement ab. Im operativen Kapazitätsberechnungsprozess werden in jeder MTU je CNE diverse Contingencies betrachtet. Die Kombination von CNE und Contingency bildet ein CNEC. Die minimale Handelsmarge, die auf einem CNE angeboten werden kann, wird folglich von dem CNEC bestimmt, welches die geringste Handelsmarge zulässt. Im Folgenden wird stets nur die mindestens

<sup>30</sup> Siehe Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung: “[...] for borders using a flow-based approach, the minimum capacity shall be a margin set in the capacity calculation process as available for flows induced by cross-zonal exchange. The margin shall be 70 % [Anm.: Für Deutschland gelten an dieser Stelle bis zum 31.12.2025 die Zielwerte des Aktionsplans] of the capacity respecting operational security limits of internal and cross-zonal critical network elements, taking into account contingencies, as determined in accordance with the capacity allocation and congestion management guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009. [...]”.

angebotene Handelsmarge je CNE dargestellt.<sup>31</sup> Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein<sup>32</sup>. Damit werden in den folgenden Darstellungen nicht alle ermittelten Daten über alle CNECs dargestellt, sondern lediglich eine (kritische) Teilmenge.

Bei Betrachtung aller CNECs, würde der relative Anteil mit vergleichsweise hohen angebotenen Handelsmargen noch weiter ansteigen. Die Darstellung erfolgt als relative Handelsmarge, die als das Verhältnis von angebotener Handelsmarge zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{\max}$ ) definiert ist.

Eine ausschließliche Berücksichtigung des CNEs mit der geringsten Handelsmarge über das jeweilige Betrachtungsgebiet je MTU wird als nicht sachgerecht erachtet, da je MTU nur ein Wert (des Netzelements bzw. CNE mit der geringsten Handelsmarge) in die Darstellung eingehen würde. Dies kann theoretisch dazu führen, dass ein einziges Netzelement, welches im betrachteten Zeitraum konstant niedrige angebotene Handelsmargen aufweist, die gesamte Auswertung definiert. CNEs, auf denen vergleichsweise hohe Handelsmargen angeboten wurden, würden in dieser Auswertung nicht repräsentiert werden. Wie eingangs beschrieben, würde diese Darstellungsweise auch die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung nur unzureichend abbilden, da die Mindestmargen für zonenübergreifende Handelskapazität auf *allen* kritischen Netzelementen einzuhalten sind. Außerdem würde eine solche Betrachtung auch dem Ziel des Monitorings nicht gerecht, einen Überblick über alle physischen Netzelemente und den verbundenen angebotenen Handelsmargen zu erlangen, um gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zu ergreifen, um auf allen Netzelementen zukünftige Mindestanforderungen zu erfüllen.

---

<sup>31</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im *ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU* von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>32</sup> Dabei findet keine Differenzierung im Hinblick auf die Flussrichtung über das jeweilige CNE statt. D.h. der Minimalwert wird je CNE aus beiden Flussrichtungen bestimmt.

#### 4.1.1 Auswertung der Prozessstabilität

Im Jahr 2025 wurden in insgesamt 24 MTU Default Flow-Based-Parameter aufgrund technischer Probleme in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung angewendet, wobei die technischen Probleme dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB lagen. Bei den 24 MTU handelt es sich um einen vollständigen Tag, den 21.05.2025.

Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTU im Hinblick auf die Core-Region von der Compliance Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 8.736 von 8.760 Gesamtstunden betrachtet wurden.-

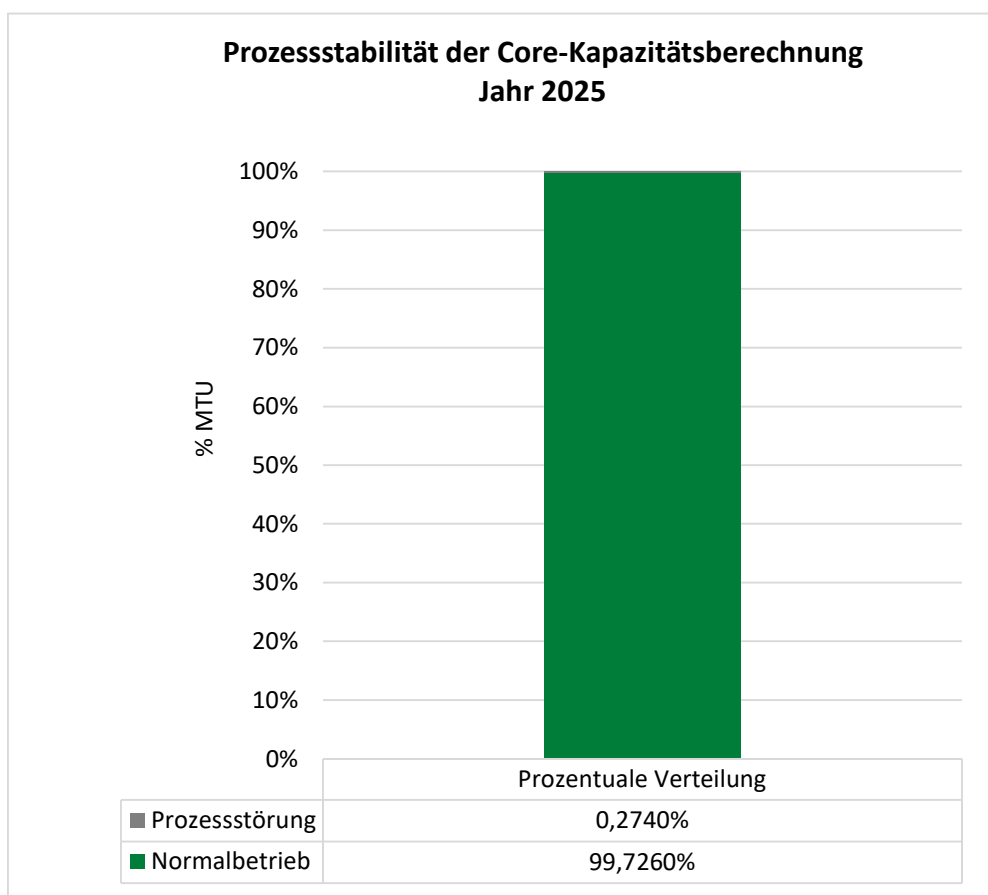


Abbildung 3: *Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2025 bis 31.12.2025*

#### 4.1.2 Auswertung der Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge des Validierungsprozesses

Aus den Balkendiagrammen je Regelzone wird ersichtlich, dass ein kleiner Teil der Werte unterhalb des aktuell geltenden Mindestwerts von 60,3 % liegt. Die Kategorien „<60,3 % (overload)“ und „<60,3 %

(fallback)“ beziehen sich auf den in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Validierungsprozesses. Infolge des Validierungsprozesses werden IVAs zur Reduktion der Handelsmarge angewendet, um die operative Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Bei der Betrachtung der Fälle mit IVA-Anwendung sind Ursache und Wirkung zu differenzieren. Im Jahr 2025 wurden in 131 MTU auf deutschen CNECs IVAs angewendet. In 80 der insgesamt 131 MTU waren IVAs notwendig, da trotz Berücksichtigung aller verfügbaren Entlastungsmaßnahmen Netzelemente potenziell überlastet waren und dieser Zustand nur durch die IVAs behoben werden konnte, wodurch die operative Betriebssicherheit gewährleistet wurde. In 51 der insgesamt 131MTU waren IVAs aufgrund eines DAVinCy-Fallbacks notwendig. In dieser Situation konnte die Validierung nicht prozessgemäß durchgeführt werden und die angebotene Handelsmarge wurde vorsorglich reduziert, um die operative Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Weiter ist von hoher Bedeutung, dass nicht alle IVA-Anwendungen zu einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve führen. Der Mindestwert wurde in nur 13 von 64 MTU mit IVA-Anwendung infolge einer Überlastung unterschritten (Kategorie „IVA (overload)“ in den folgenden Abbildungen der relativen Handelsmarge). Infolge des DAVinCy-Fallbacks mit IVA-Anwendung wurde der Mindestwert in 51 von 51 MTU unterschritten (Kategorie „IVA (fallback)“ in den folgenden Abbildungen der relativen Handelsmarge). Für die Fälle von Abweichungen von der linearen Verlaufskurve zeigt Abbildung 4 in welchen Ländern die verbleibenden Überlastungen geographisch potenziell aufgetreten wären bzw. wie oft ein DAVinCy-Fallback ursächlich war.

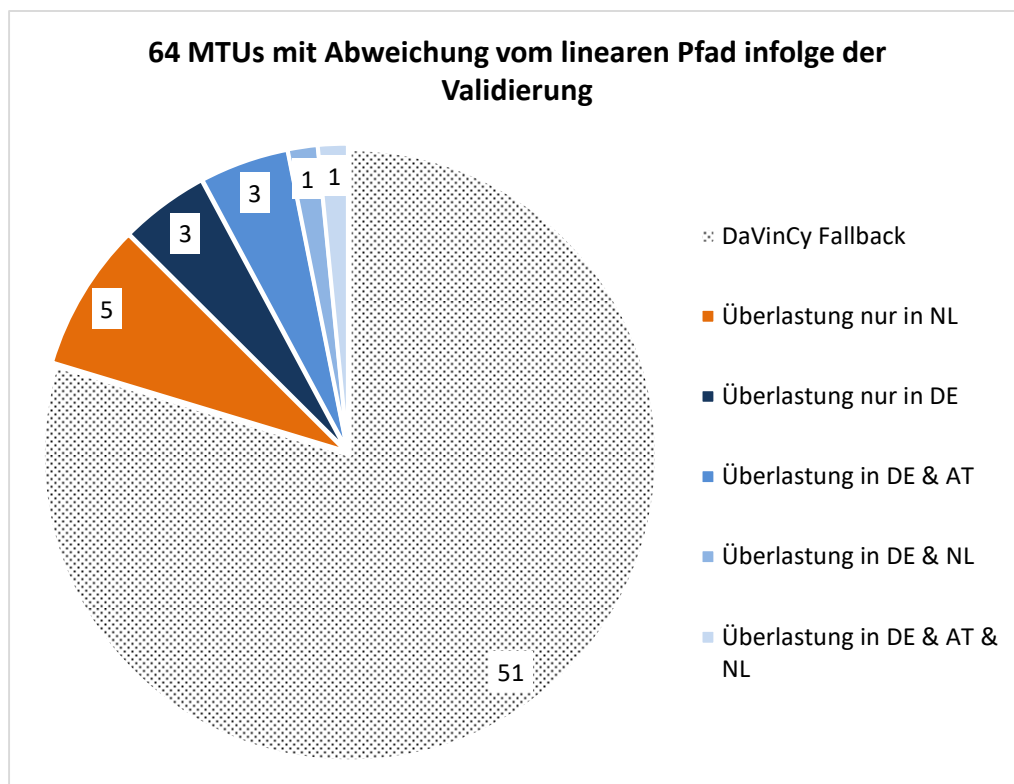


Abbildung 4: Ursachen für Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge des Validierungsprozesses

Abbildung 4 zeigt, dass im Jahr 2025 in 8 Stunden mindestens eine Überlastung unter anderem auf einem deutschen Netzelemente erwartet wurde, infolge derer die angebotene Handelsmarge auf unterhalb des Mindestwerts reduziert werden musste. Unabhängig von der geographischen Lage möglicher Überlastungen von Netzelementen, sieht die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die Möglichkeit vor, von den geltenden Mindestwerten abzuweichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Insofern stellen die oben dargelegten Stunden nach Einschätzung der ÜNB keinen Verstoß gegen die geltenden rechtlichen Vorgaben dar.

#### 4.1.3 Auswertung der Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und CCR Core Kapazitätsberechnung

Wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben besteht eine Diskrepanz zwischen der deutschen Monitoring-Methode und der Core-Kapazitätsberechnung, welche zu einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve nach deutscher Monitoring-Methode führen kann. Im Jahr 2025 sind derartige Diskrepanzen in 54 MTUs aufgetreten. Ursächlich ist der Unterschied bei der Ermittlung der unkoordinierten Marge wie im Methodik Kapitel in Abschnitt 3.1.2 erläutert. Die deutschen ÜNB tragen für diese Fälle keine Verantwortung, da die Core-Kapazitätsberechnungsmethode keine Möglichkeit vorsieht, die koordinierte Marge entsprechend der deutschen Monitoring-Methode zu erhöhen.

Der Core-Kapazitätsberechnungsprozess startet zwei Tage vor Lieferung. Eine Eingangsgröße ist dabei eine Prognose (RefProg) des Handels innerhalb und außerhalb der CCR Core, wobei Letzterer für die Berechnung der angebotenen unkoordinierten Handelsmarge verwendet wird. Die gesamte angebotene Kapazität setzt sich aus der koordinierten Handelsmarge innerhalb der Core CCR, sowie der unkoordinierten Handelsmarge auf Grenzen außerhalb der CCR Core zusammen. Im Rahmen der deutschen Monitoring-Methode wird dagegen der tatsächlich angebotene NTC für die Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge zugrunde gelegt. Wird in dem Zeitraum zwischen der Prognose für die Core-Kapazitätsberechnung der Handel auf einer Grenze außerhalb der CCR Core beispielsweise infolge eines Ausfalls begrenzt, kann folglich die unkoordinierte Handelsmarge, und damit auch die Summe von koordinierter und unkoordinierter Handelsmarge, in der deutschen Monitoring-Methode geringer als in der Core-Kapazitätsberechnung sein. In Tabelle 10 im Annex zu diesem Bericht sind alle Fälle dargestellt, die im Jahr 2025 zu einer Abweichung von der linearen Verlaufskurve geführt haben. Wesentlich ist dabei die Spalte „wesentliche Ursache geringere unkoordinierte Marge DE“. Diese benennt die Grenze außerhalb der CCR Core, die höhere Prognose aus der Core-Kapazitätsberechnung und zuletzt den tatsächlich angebotenen NTC. Damit gibt sie Transparenz auf konkret welchen Grenzen außerhalb der CCR Core in der Core-Kapazitätsberechnung ein größerer Handel zugrunde gelegt wurde, als später praktisch als NTC zur Verfügung stand.

#### 4.1.4 Ergebnisdarstellung je Regelzone

##### 4.1.4.1 50Hertz-Regelzone

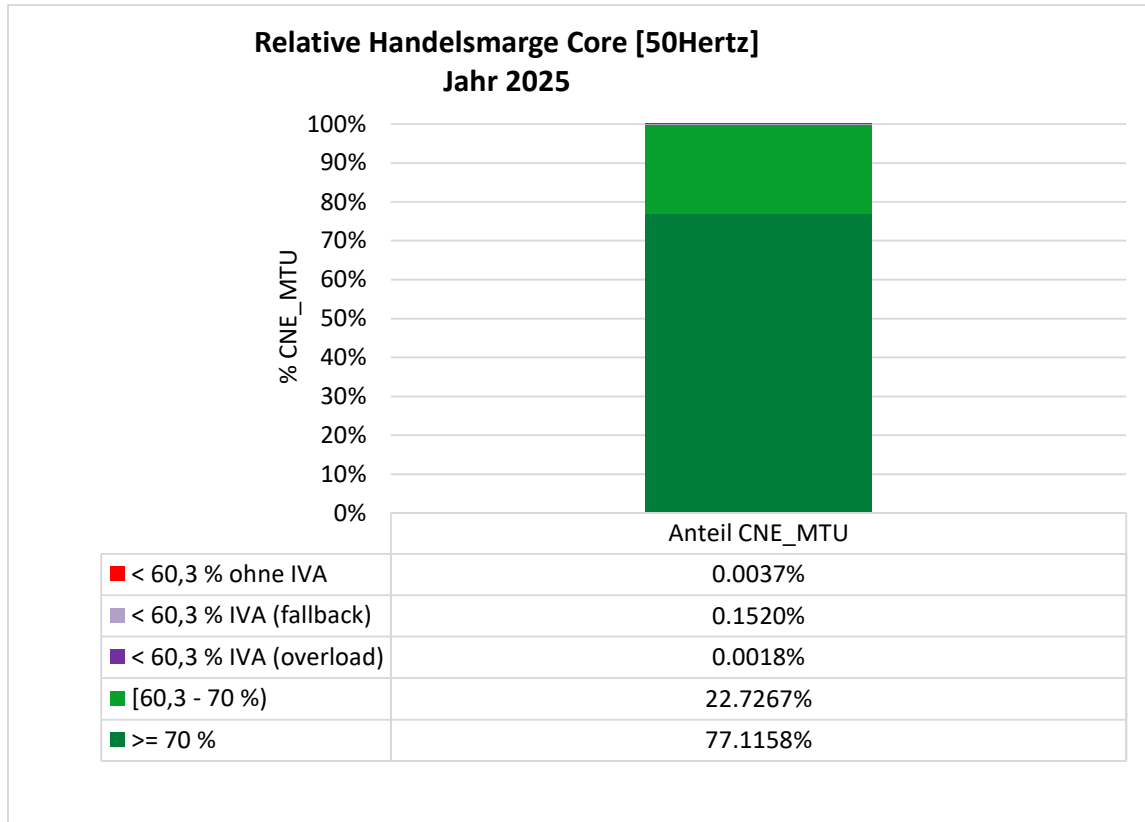


Abbildung 5: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

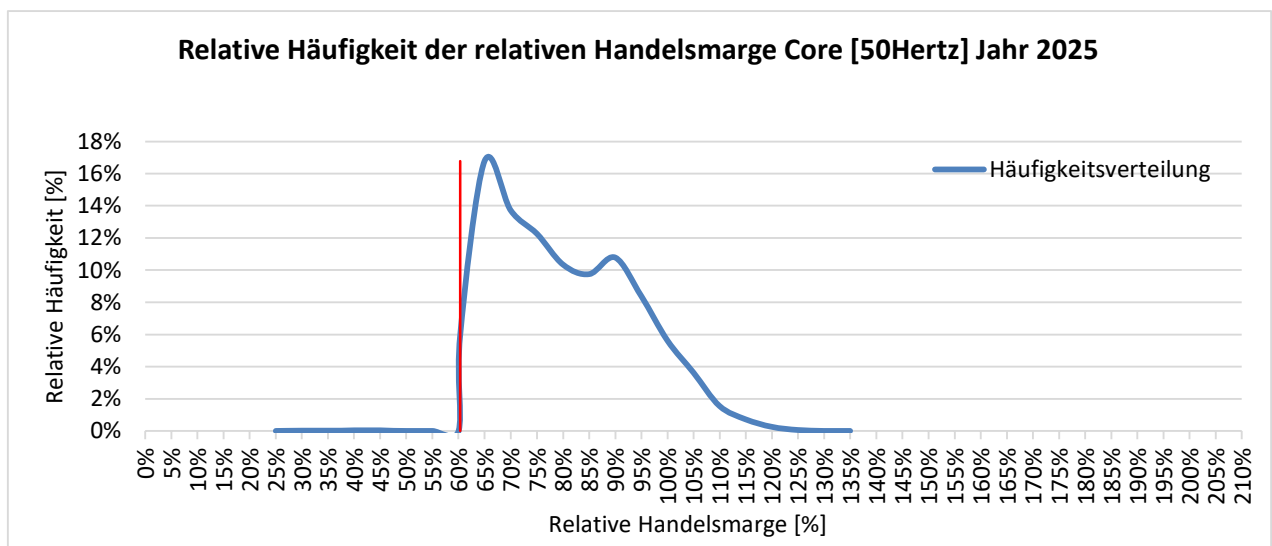


Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2025 auf Basis von 327.025 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt

8.736 MTUs. Die Anzahl der im Rahmen des Core-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigten 50Hertz CNEs variiert u.a. infolge von Ausschaltungen und kann daher je Tag variieren. Die geringe Anzahl CNE\_MTUs mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve ist Ergebnis des Validierungsprozesses oder der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode sowie der Core-Kapazitätsberechnungsmethode. Die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge der ersten beiden Ursachen sind entweder als Maßnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründet und erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung oder sind durch die unterschiedlichen Methodiken begründet.

4.1.4.2 Amprion-Regelzone

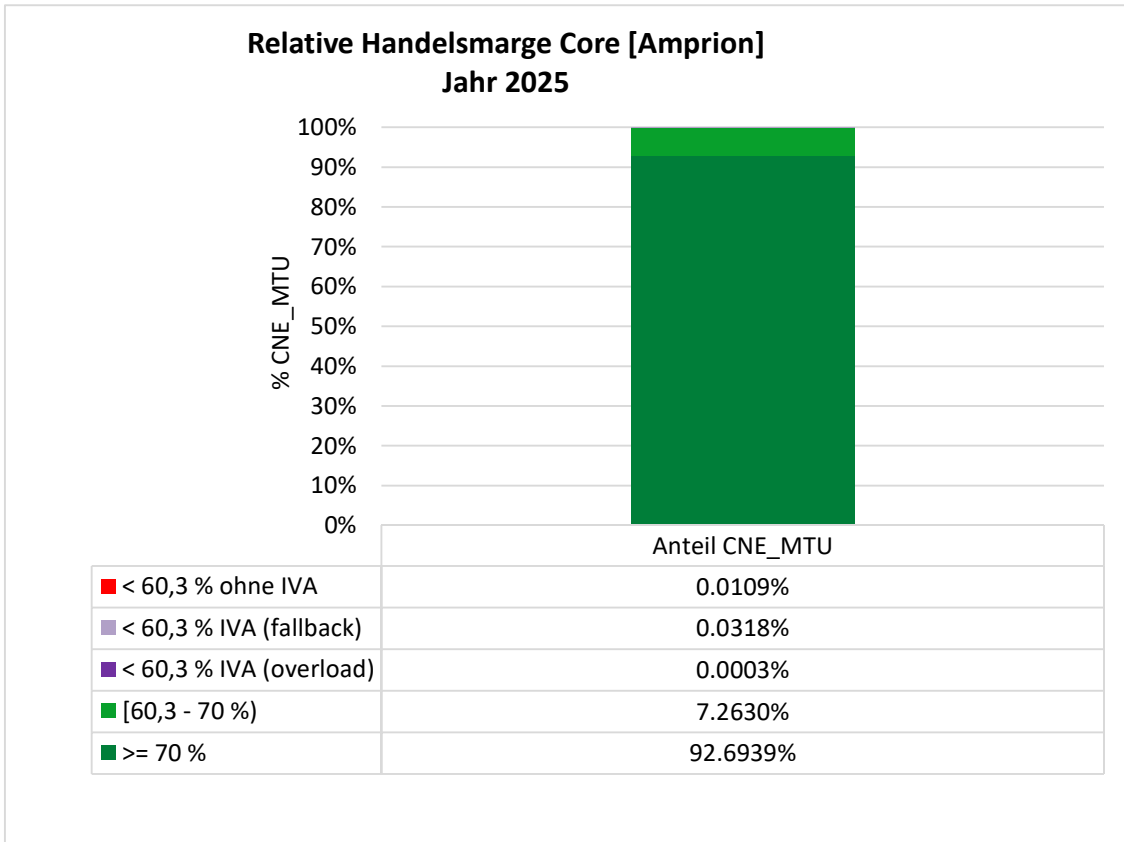


Abbildung 7: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

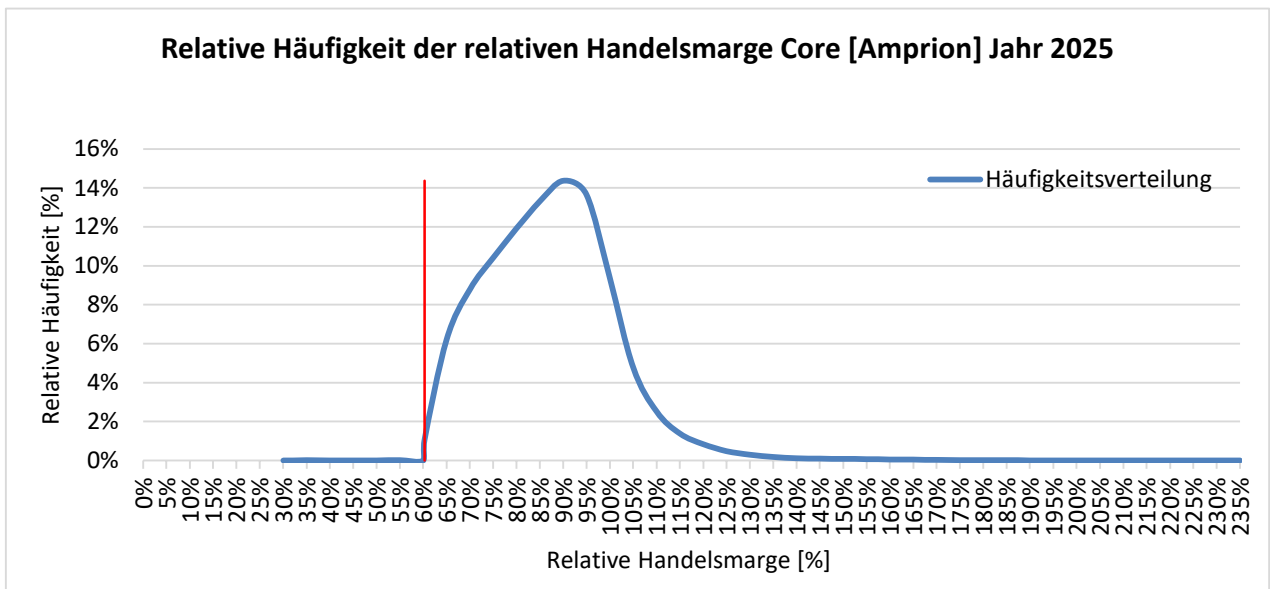


Abbildung 8: Relative Häufigkeit der relativen Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Jahr 2025 auf Basis von 1.202.681 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.736 MTUs. Die geringfügige Anzahl CNE\_MTUs mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve ist Ergebnis des Validierungsprozesses oder der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode. Somit sind sämtliche Abweichungen von der linearen Verlaufskurve entweder als Maßnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründet und erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung oder sind durch die unterschiedlichen Methodiken begründet.

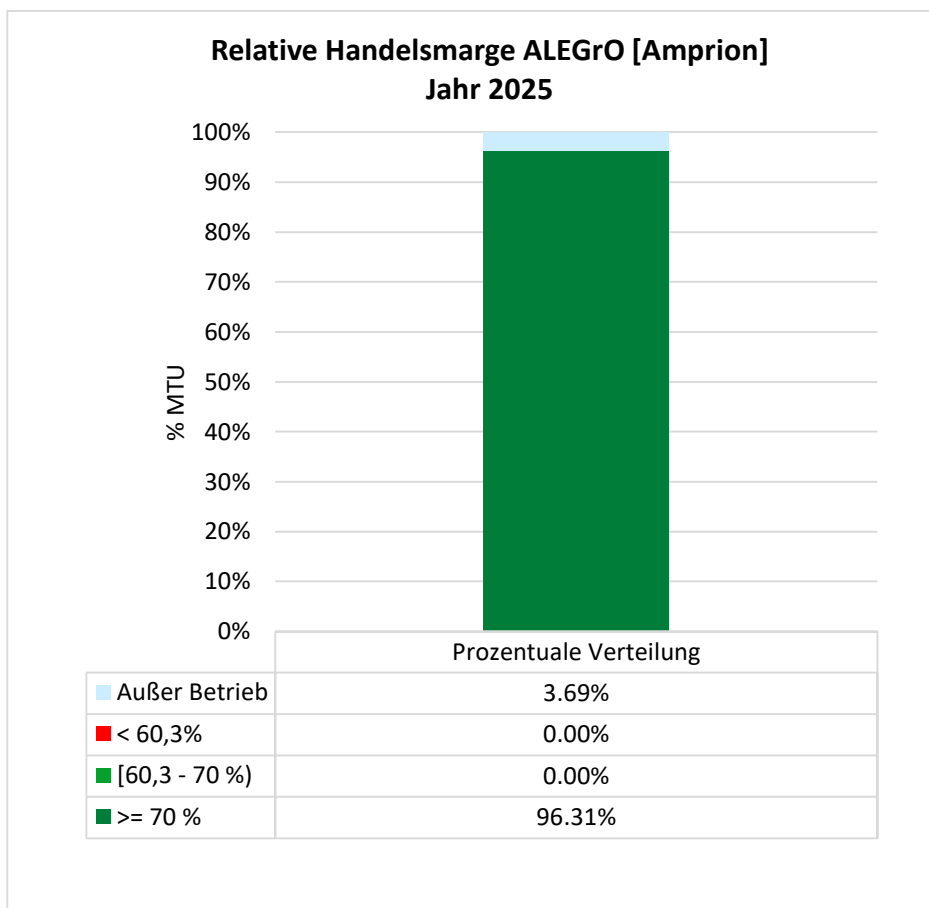


Abbildung 9: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion]  
im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

Abbildung 9 zeigt die von Amprion auf dem deutschen Hub „AL\_DE“ von ALEGrO für den zonenübergreifenden Stromhandel bereitgestellte Übertragungskapazität bezogen auf die thermisch verfügbare Kapazität von ALEGrO.<sup>33</sup> Amprion konnte dem zonenübergreifenden Handel in allen MTU im Jahr 2025 100 % der verfügbaren thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW anbieten. Da

<sup>33</sup> Eine detaillierte Beschreibung der Monitoring-Methodik für ALEGrO findet sich in den Kapiteln 3.1(Sonderfall Core-interne DC-Interkonnektoren) sowie 4.1.4.2(Amprion-Regelzone).

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Malmö | Seite 29 von 71

insgesamt nur zwei Ausprägungen über alle Werte vorliegen (0 MW; 1000 MW), wird auf eine Darstellung als Häufigkeitsverteilung an dieser Stelle verzichtet. ALEGrO geht als DC-Netzelement nicht als CNEC in die Core-Kapazitätsberechnung ein und kann technisch auch nicht überlastet werden. Daher entfällt im Vergleich zu den AC-Netzelementen der Core CCR die Differenzierung der Kategorie für Abweichung von der linearen Verlaufskurve von 60,3 %. Vom 12.05.2025, 5:00 Uhr (UTC), bis zum 23.05.2025, 13:00 Uhr (UTC), sowie am 04.07.2025 und am 05.07.2025 fanden wartungsbedingt geplante Freischaltungen von ALEGrO statt.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Jahr 2025 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

4.1.4.3 TenneT-Regelzone

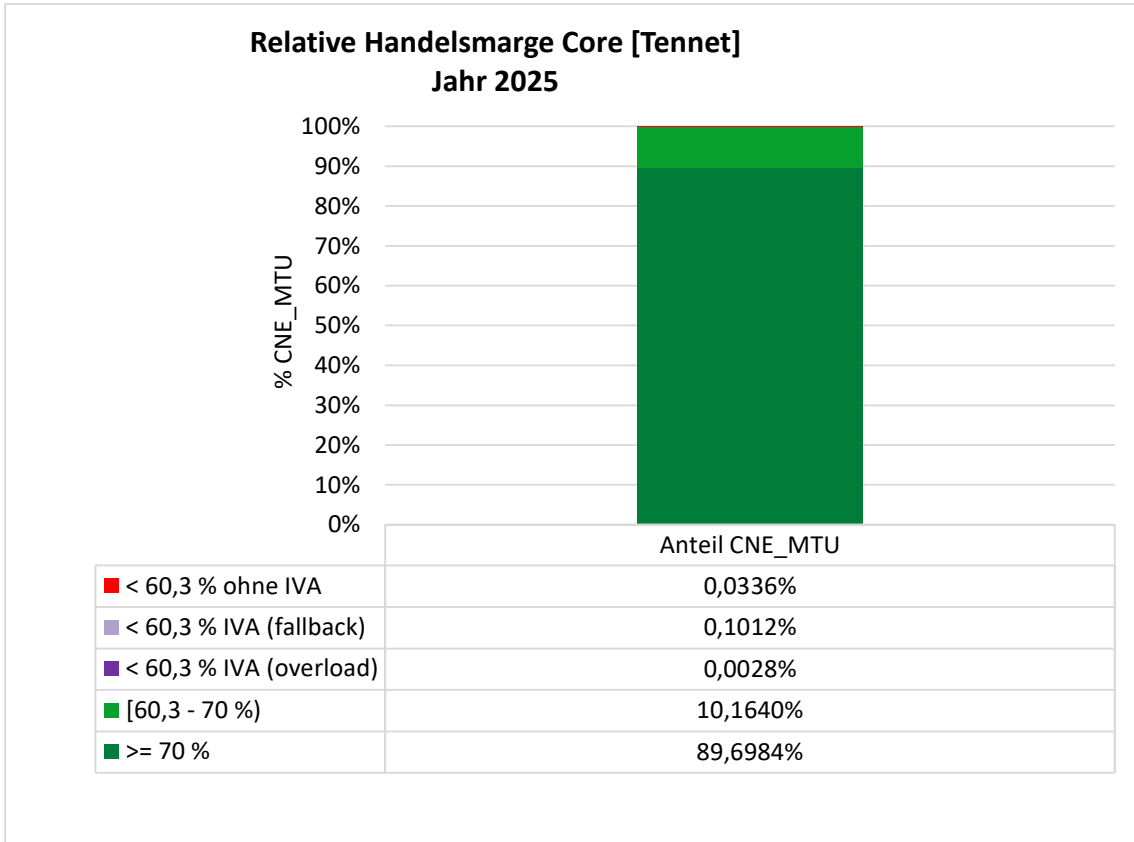


Abbildung 10: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

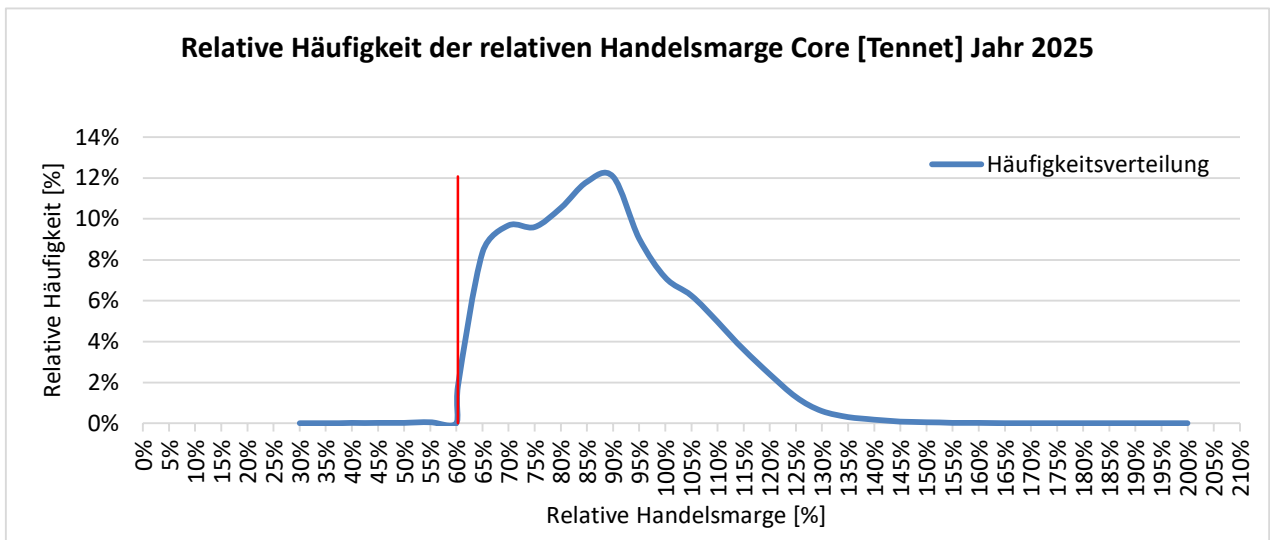


Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2025 auf Basis von 353750 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.736 MTUs. Damit wurden in den Darstellungen pro MTU durchschnittlich 40,5 CNEs der TenneT-Regelzone berücksichtigt. Die geringfügige Anzahl CNE\_MTUs mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve ist Ergebnis des Validierungsprozesses oder der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode. Somit sind sämtliche Abweichung von der linearen Verlaufskurve entweder als Maßnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründet und erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung oder sind durch die unterschiedlichen Methodiken begründet.

4.1.4.4 TransnetBW-Regelzone

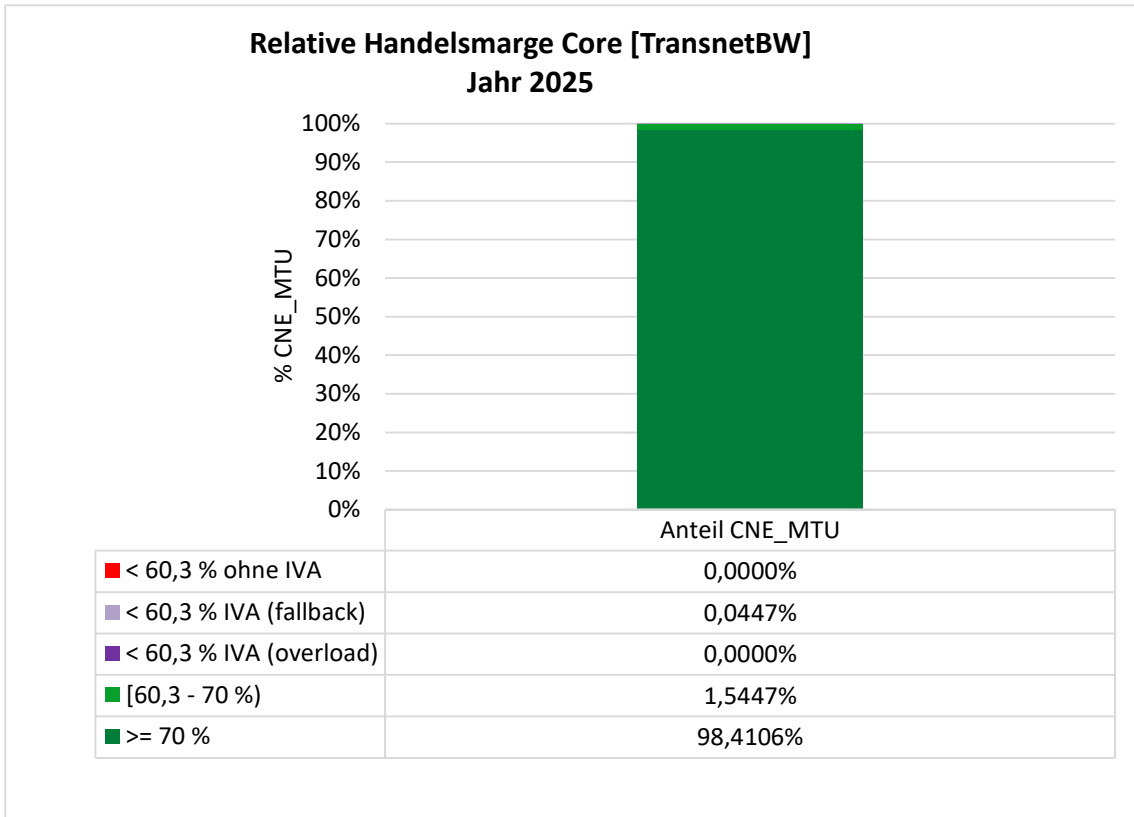


Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3%)

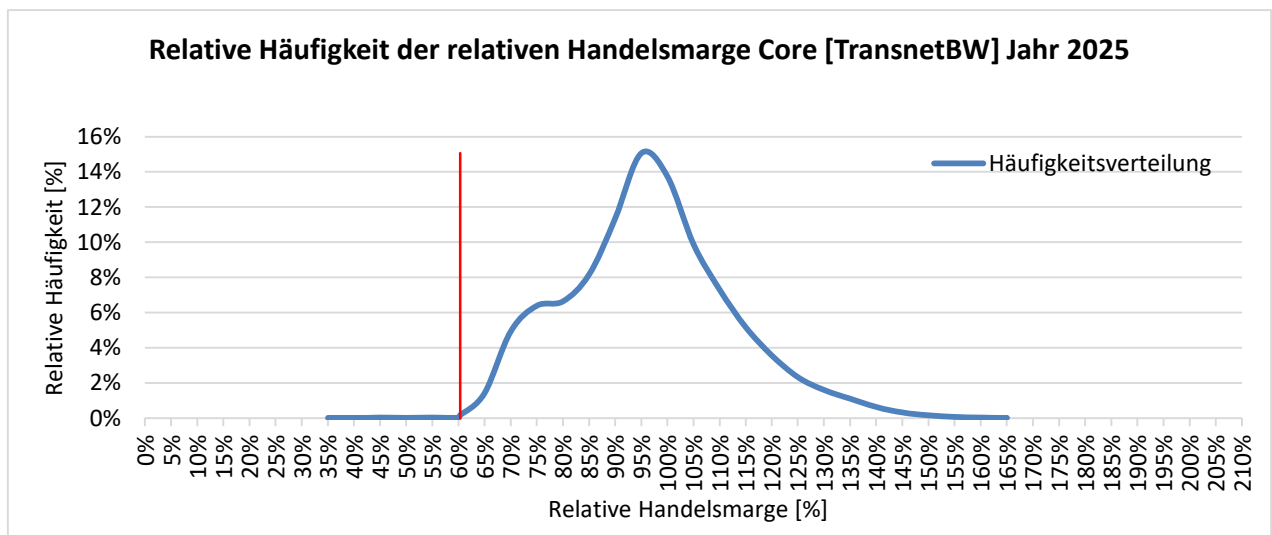


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone im Jahr 2025 auf Basis von 230.460 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.751 MTUs. Damit wurden pro MTU durchschnittlich etwa 26,4 CNEs der TransnetBW-Regelzone berücksichtigt. Der geringfügige Anteil an CNE\_MTUs im Datensatz mit Unterschreitung der

Mindestwerte ist Ergebnis des eingangs beschriebenen Validierungsprozesses. Diese Unterschreitungen der Mindestkapazität sind als begründete Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit zu betrachten.

Zusammenfassend hat TransnetBW die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Betrachtungszeitraum 01.01.2025 bis 31.12.2025 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

## 4.2 Hansa-Region

### 4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1

Abbildung 14 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2025 der jeweiligen Richtungen determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.760 Werte (ein Wert je MTU). Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen bei der Richtung DE-DK1 für 24 MTUs und bei der Richtung DK1-DE für 67 MTUs zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam für beide Richtungen ein Backup-NTC in Höhe von 2230 MW zur Anwendung, der durch Countertrading-Maßnahmen besichert wurde. Der Backup-NTC entspricht mindestens der Mindestkapazität laut TenneTs Commitment und kann nicht auf die hier betrachtete CNEC-basierte Mindestkapazität umgerechnet werden. Abgesehen von den MTUs mit Prozessstörung wurde der Mindestwert in Richtung Deutschland nach Dänemark 1 und in Richtung Dänemark 1 nach Deutschland in allen MTUs eingehalten. Abbildung 15 zeigt die Häufigkeitsverteilung der relativen Handelsmargen der CNE\_MTU als eine Art Dichtefunktion.

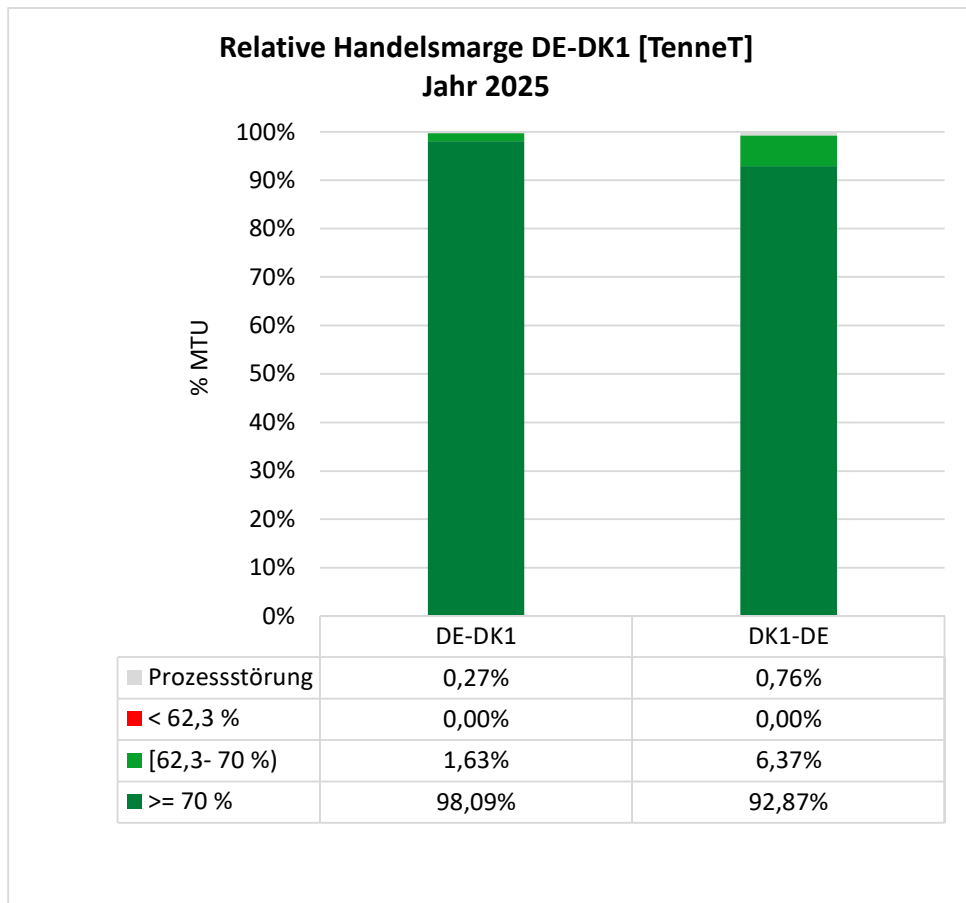


Abbildung 14: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 62,3 %)

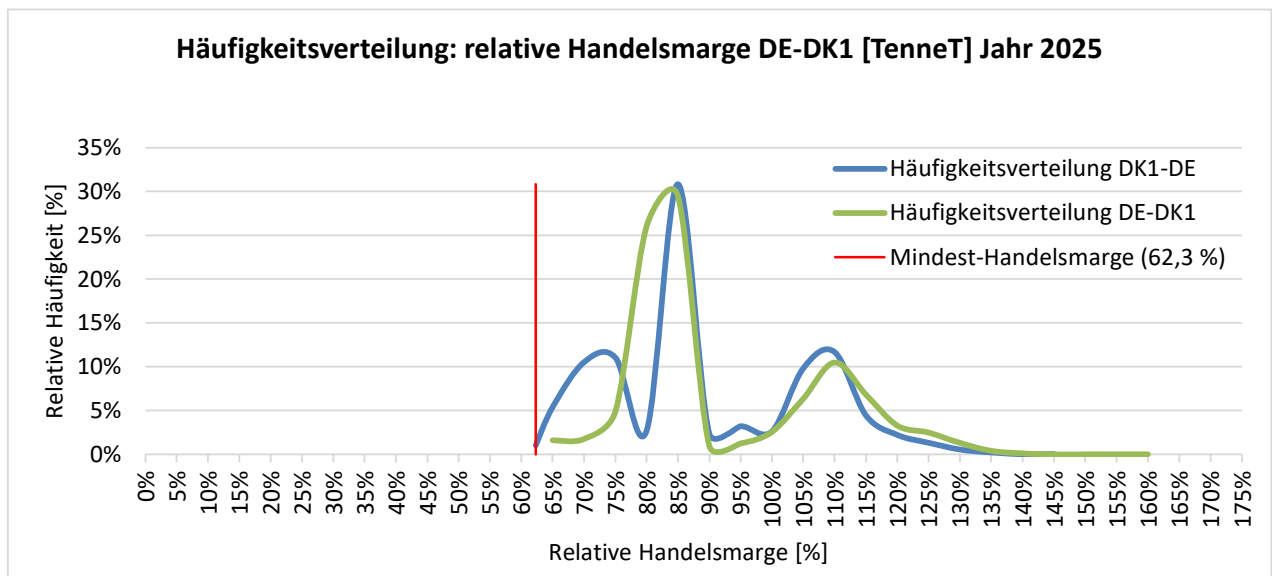


Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 62,3 %)

4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Jahr 2025 wurde der für die Grenze DE-DK2 jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU eingehalten. Der Mindestwert pro Grenze und je MTU setzt sich aus 70 % des  $F_{max}$  des Kontek-Kabels plus 58,3% des  $F_{max}$  der Kriegers Flak CGS (nach Abzug der DA prognostizierten offshore-Windeinspeisung) viertelstundenscharf zusammen<sup>34</sup>. Damit ergibt sich nach Inbetriebnahme der KF CGS in Summe für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70 % der viertelstundenscharf zu ermitteln ist. Die folgende Abbildung zeigt die tatsächlich angebotene Handelsmarge bezogen auf die Übertragungskapazität auf der Grenze DE-DK2 im Jahr 2025<sup>35</sup>.

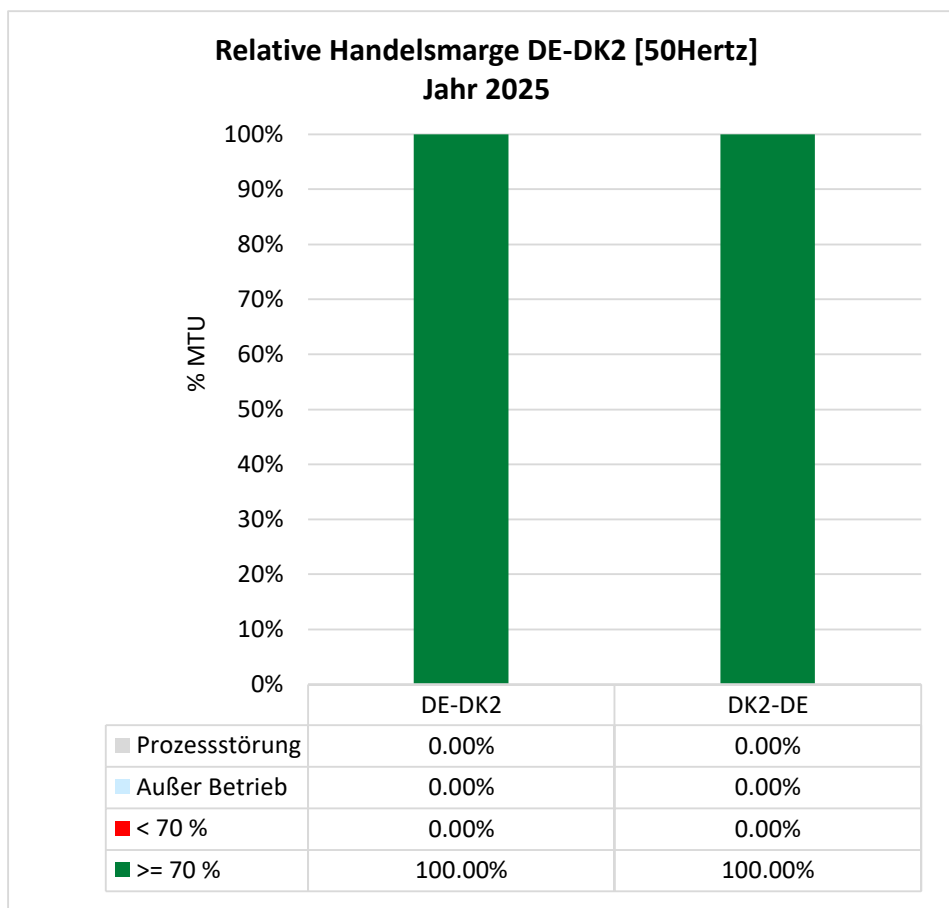


Abbildung 16: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert <70 %) <sup>36</sup>

<sup>34</sup> Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2 NTC-Grenze DE-DK2 im Kapitel Methodik zum Monitoring.

<sup>35</sup> Aus Vereinfachungsgründen wird in Abbildung 16 ein Abgleich mit 70% und nicht mit dem teils darunter liegenden Mindestwert gezeigt.

<sup>36</sup> Die Kategorie „Prozessstörung“ meint Viertelstunden, in denen der Kapazitätsberechnungsprozess nicht prozessgemäß durchgeführt werden konnte, die Kategorie „Außer Betrieb“ meint Viertelstunden, in denen auf der Grenze keiner der beiden Interkonnektoren in Betrieb war.

Abbildung 16 zeigt, dass in allen berücksichtigten Viertelstunden die Handelsmarge mindestens 70 % der Übertragungskapazität ausgemacht hat. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 35.040 Viertelstunden berücksichtigt. Folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden, in denen die Verfügbarkeit der beiden Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in 2025 eingeschränkt war.<sup>37</sup>

Tabelle 8: : *Eingeschränkte Verfügbarkeit der Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in Viertelstunden*

<b>Interkonnektor</b>	<b>Wartung</b>	<b>partielle Störung / Störung</b>
Kontek Kabel	1292	2068 / 88
KF CGS	3504	31057/ 479

Die teilweise Einschränkung auf der Grenze ist begründet durch:

- **Wartung:** Jährlich werden an beiden Interkonnektoren regelmäßige Wartungsarbeiten durchgeführt, für welche diese teilweise oder vollständig außer Betrieb genommen werden.
- **Partielle Störung / Störung:** Der Interkonnektor Kontek war geringfügig infolge technischer Probleme kurzzeitig gestört und damit ganz oder teilweise außer Betrieb. Infolge einer Temperaturanomalie auf einem der KF CGS zugehörigen Kabel war die Übertragungsfähigkeit auf dem System im gesamten Jahr 2025 geringfügig reduziert. Außerdem haben zwei technische Störungen zu einem vollständigen Ausfall der KF CGS geführt, wobei ein mehrtägiger Ausfall durch Probleme bei der Blindleistungsregelung verursacht wurde.

#### 4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2

Abbildung 17 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den AC- und DC-CNECs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2025 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.760 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2025 in Höhe von 58,3 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde stets auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten. Der NTC der Richtung DE nach NO2 wurde in 3085 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Der NTC der Richtung NO2 nach DE wurde in 2715 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Falls der NTC durch den DC-CNEC determiniert ist, gilt NTC gleich  $F_{max}$ . Die angebotene relative Handelsmarge von DC-CNECs beträgt daher stets 100%.

<sup>37</sup> In der Regel wurde hierbei folgende Logik angewendet: In Viertelstunden mit mehreren Vorkommnissen hat eine Störung die partielle Störung bzw. Wartung überschrieben. Eine partielle Störung hat eine Wartung überschrieben bis auf den Fall der das ganze Jahr andauernden partiellen Störung auf KF CGS.

Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen bei der Richtung DE-NO2 für 24 MTU und bei der Richtung NO2-DE für 39 MTU zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam ein Backup-NTC in Höhe von 843 MW in DE-NO2 Richtung bzw. 817 MW in NO2-DE Richtung zur Anwendung.

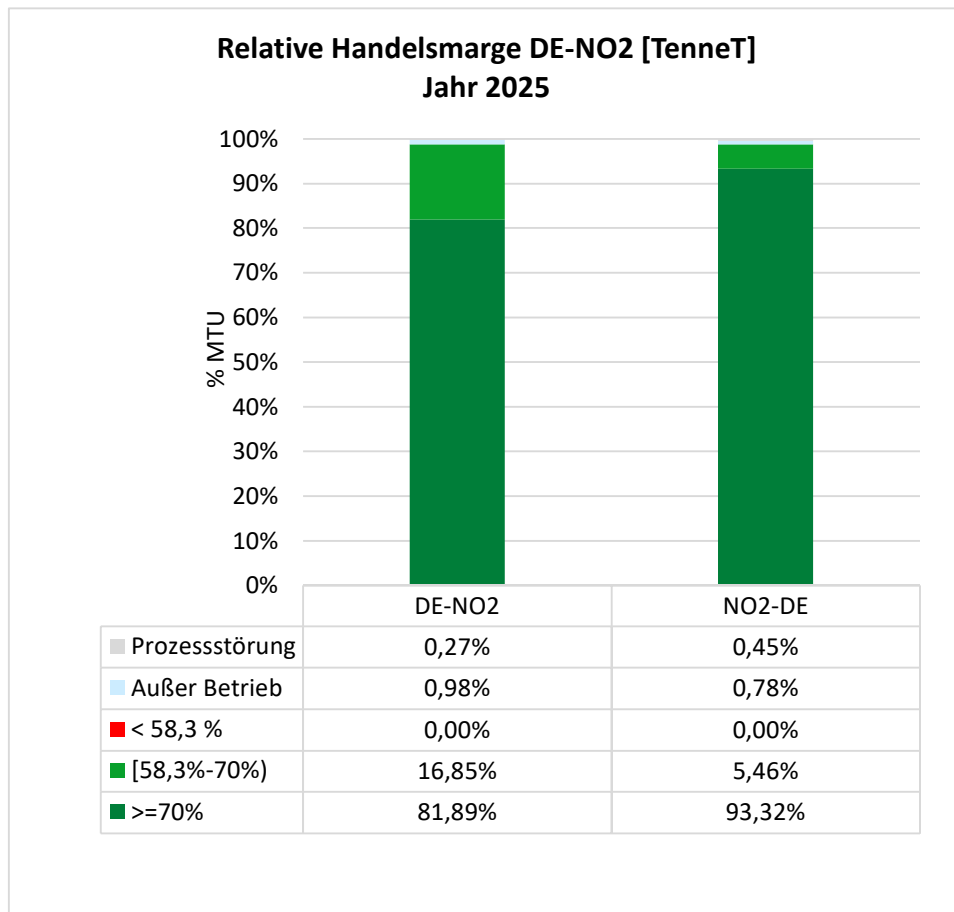


Abbildung 17: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 58,3 %)

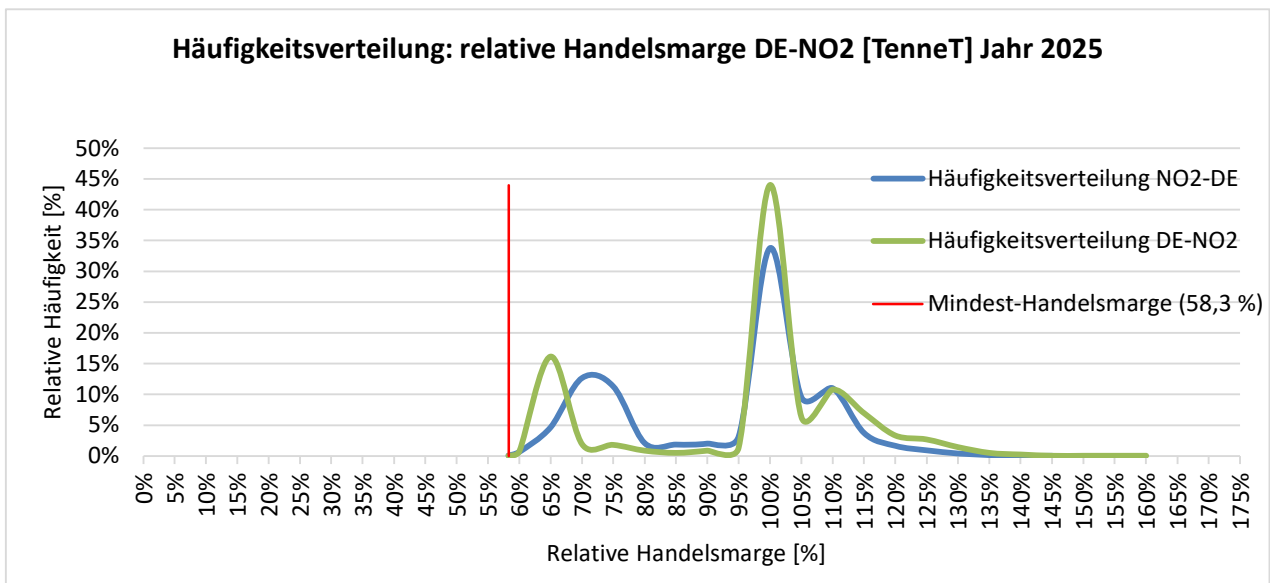


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 58,3 %)

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2025 für 88 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Im Normalbetrieb beträgt der  $F_{\max}$ -Wert 1.400 MW. In 12 Stunden befand sich das Kabel im eingeschränkten Monopolbetrieb. Während 227 Stunden befand sich das Kabel mit einer Begrenzung des  $F_{\max}$ -Werts (DC-CNEC) auf 685 MW im Monopolbetrieb<sup>38</sup>. In 250 Stunden wurde der  $F_{\max}$ -Wert aufgrund einer Störung auf 1120 MW begrenzt. Die Stunden mit eingeschränktem  $F_{\max}$ -Wert sind Teil der dargestellten Verteilungen der relative MACZT. Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden mit  $F_{\max}$ -Einschränkungen nach Ursachen.

Tabelle 9: Verfügbarkeit des NordLink-Kabels an der Grenze DE-NO2

Betriebszustand (Anzahl Stunden)	$F_{\max}$ [MW]	Wartung (geplant)	Instandsetzung (geplant)	Störung (ungeplant)	Summe
<b>Außer Betrieb</b>	0	87	1	0	<b>88</b>
<b>Eingeschränkter Monopolbetrieb</b>	548	9	0	3	<b>12</b>
<b>Monopolbetrieb</b>	685	203	0	24	<b>227</b>

<sup>38</sup> Das NordLink-Kabel ist ein bipolares Hochspannungsgleichstromübertragungssystem bestehend aus zwei Hochspannungskabeln. Falls nur ein Konverter verfügbar ist (Monopolbetrieb), steht in beiden Richtungen nur die Hälfte der Übertragungsleistung, abzüglich der vollen Übertragungsverluste, zur Verfügung.

<b>Eingeschränkter Betrieb</b>	1120	52	198	0	<b>250</b>
<b>Normalbetrieb</b>	1400	-	-	-	<b>8183</b>

4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Im Jahr 2025 war das Kabel Baltic Cable, welches die Grenze DE-SE4 bildet, während 33.752 Viertelstunden in Betrieb. In den übrigen 1288 Viertelstunden war das Kabel zur Revision geplant außer Betrieb und somit war keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität verfügbar. Abbildung 19 zeigt die Verteilung der angebotenen Handelsmarge der Grenze DE-SE4 im Jahr 2025.

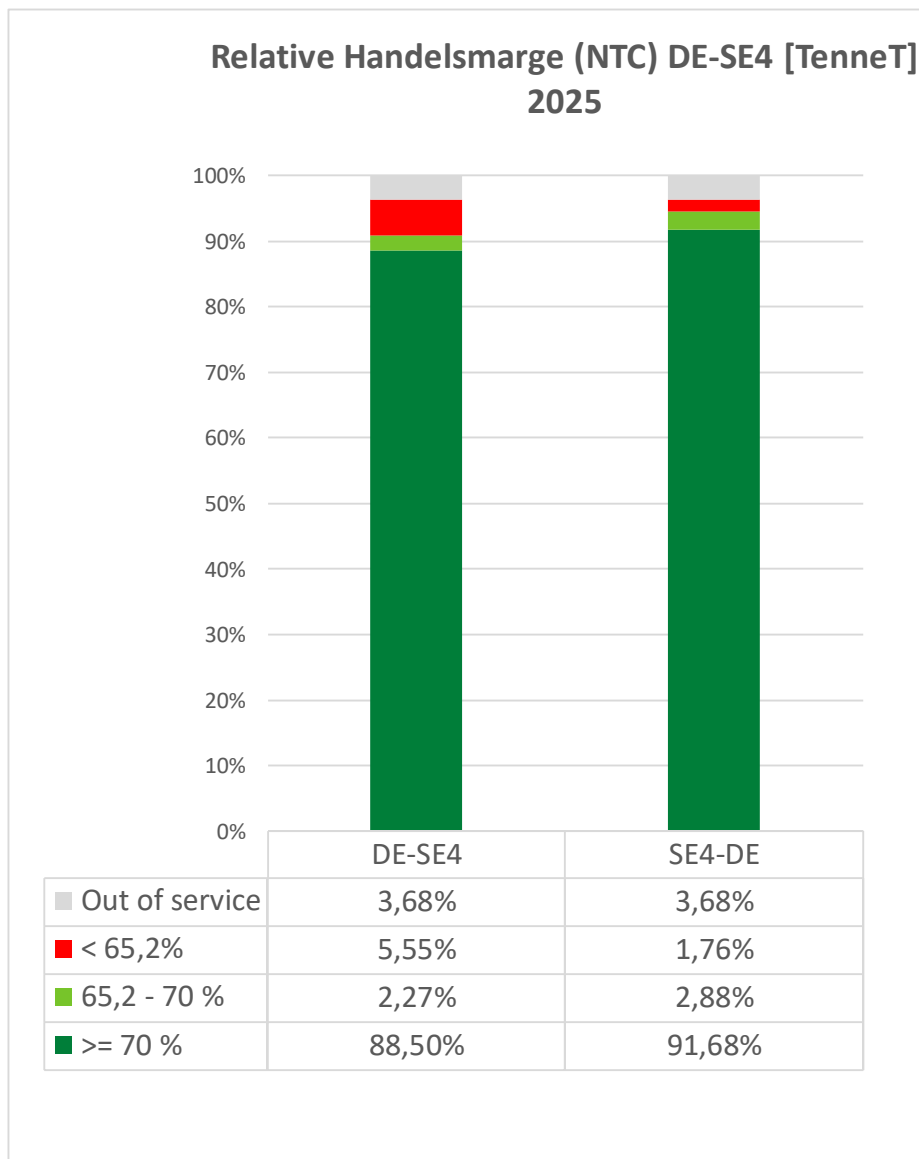


Abbildung 19: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 65,2 %)

Die Mindestkapazität der Grenze DE–SE4 wurde im Jahr 2025 bis zum 12. Oktober 2025 über das Baltic Cable mit 391 MW gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans bereitgestellt. Dieser Wert entspricht 65,2 % der maximalen Übertragungsleistung des Baltic Cable.

Trotz unzureichender Übertragungskapazität im N-1-Fall konnte laut Tennet die erforderliche grenzüberschreitende Kapazität aufrechterhalten werden, da das Emergency Power Control System (EPC) in der Kapazitätsberechnung anstelle des N-1-Kriteriums angewandt wurde und die Abregelung erneuerbarer Einspeisung als Abhilfemaßnahme zum Einsatz kam.

Seit dem 12. Oktober 2025 wird das Emergency Power Control System (EPC) von TenneT nicht mehr als verfügbare Maßnahme zur Gewährleistung der N-1-Sicherheit anerkannt. Hintergrund hierfür sind Einwände von Svenska kraftnät (SvK) im Hinblick auf die zunehmend häufige Aktivierung des EPC außerhalb von tatsächlichen Notfallsituationen. Infolgedessen hat TenneT den 300-MW-Transformator in Herrenwyk vorübergehend als maßgebendes begrenzendes Betriebsmittel für die N-1-Analyse herangezogen, woraus sich ein Zielwert von 210 MW ergibt. Parallel dazu hat TenneT die Entwicklung einer alternativen technischen Lösung initiiert, mit dem Ziel, den vor dem 12.10.2025 angewandten Berechnungsansatz wieder regulatorisch konform anwenden zu können. Dies soll durch die Ermöglichung einer ausreichenden Abregelung von Windeinspeisung erreicht werden, um eine Einschränkung der grenzüberschreitenden Flüsse an der DE–SE4-Grenze zu vermeiden.

Die Mindestkapazität konnte in Südrichtung (SE4 nach DE) in 33136 Viertelstunden (98,2 % der Betriebsstunden) eingehalten werden. In Nordrichtung (DE nach SE4) konnte die Mindestkapazität gemäß linearer Verlaufskurve in 31806 Viertelstunden (94,2 % der Betriebsstunden) eingehalten werden.

Im Normalschaltzustand (das heißt kein Ausfall physischer Betriebsmittel) kam es im Jahr 2025 bis zum 12.10.2025 zu keiner Abweichung von der linearen Verlaufskurve, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten. Ab dem 12.10.2025 kam es bei vollständiger Verfügbarkeit sämtlicher relevanter physischer Betriebsmittel zu keiner Abweichung von der linearen Verlaufskurve, wobei der Transformator in Herrenwyk als maßgeblich begrenzendes Betriebsmittel die Grundlage für die N-1-Analyse bildete.

Aufgrund geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten von kritischen Netzelemente in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) waren in 2266 Viertelstunden Abweichung von der linearen Verlaufskurve nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung erforderlich, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Diese Abweichung von der linearen Verlaufskurve betrafen in 1946 Viertelstunden die Nordrichtung und in 616 Viertelstunden die Südrichtung. Sämtliche Abweichung von der linearen Verlaufskurve wurden der BNetzA unverzüglich angezeigt. In 322 Viertelstunden mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve in Nordrichtung kam es zur Einschränkung des Marktes. In 393 Viertelstunden mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve in Südrichtung kam es zur Einschränkung des Marktes.

### **Ergänzung EPC-Problematik**

#### **Rolle der EPC-Funktion am Baltic Cable**

Die Emergency Power Control (EPC) ist, wie üblich in HGÜ Systemen, eine zentrale Schutzfunktion des HGÜ-Systems Baltic Cable. Ihr Zweck ist die schnelle und kontrollierte Leistungsreduzierung über die

Kabelverbindung, um im Falle von Störungen oder kritischen Betriebssituationen Überlastungen zu verhindern und die Systemstabilität zu stützen.

Die EPC kann manuell durch die Betriebszentralen oder automatisch ausgelöst werden. Die automatische Auslösung erfolgt anhand definierter Netzparameter. Dabei kommen strombasierte und frequenzbasierte Logiken zum Einsatz, die zur Überlastvermeidung im AC-Netz und zur Stabilisierung der Leistungsbilanz genutzt werden. Das Auslösen des EPC-Systems behebt zwar akute Störungen innerhalb seines unmittelbaren Wirkungsbereichs, kann jedoch Folgeprobleme in angrenzenden Systemkomponenten verursachen. Aus Gründen der Systemsicherheit ist ein häufiges oder unnötiges Auslösen daher unbedingt zu vermeiden.

### **Tennets Verwendung von EPC als N-1-Ersatz in der Kapazitätsberechnung**

Die EPC-Funktion, die ursprünglich als kurative Maßnahme für N-1-Fälle gedacht war, wurde bis Oktober 2025 in der Kapazitätsberechnung als Ersatz für den N-1-Fall berücksichtigt. Das bedeutete: Bei Ausfall eines kritischen Netzelements konnte EPC die Systemstabilität durch schnelle Leistungsreduktion sicherstellen, sodass höhere Übertragungskapazitäten angeboten werden konnten.

### **Warum EPC nicht mehr als Engpassmaßnahme zur Verfügung steht**

Im Jahr 2025 kam es zu einer deutlichen Zunahme automatischer EPC-Auslösungen aus den Netzen der Tennet und der Schleswig-Holstein Netz AG (SHN). Ursache, laut Tennet, war die besondere Netzsituation auf deutscher Seite:

- Die Ostküstenleitung (380 kV) ist noch nicht in Betrieb, sodass bis zu 60 % der Baltic-Cable-Leistung über das 110-kV-Netz der SH Netz abgeführt werden müssen.
- Bei bestimmten Schaltzuständen und PST-Stellungen (Hamburg Ost) verschieben sich Lastflüsse in Richtung Krümmel und Lübeck, was zu hohen Belastungen auf 110-kV-Elementen führt.
- Die vereinbarte kurative Abregelung von Windkraftanlagen durch SHN konnte nicht mehr schnell genug umgesetzt werden, da die Höhe der Überlastungen und die Volatilität ihres Auftretens – verstärkt durch die Einführung der 15-Minuten-Kapazitätsallokation – das Einspeisemanagement an seine Grenzen gebracht haben.
- Überstromrelais im Verteilnetz senden in diesen Situationen Signale an die EPC-Logik, was zu abrupten Leistungsreduktionen führt.

Die Folge:

- Auf schwedischer Seite kam es zu einer signifikanten Inanspruchnahme von Regelreserven. Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Svenska kraftnät (SvK) berichtete über problematische Auswirkungen wiederholter EPC-Aktivierungen von deutscher Seite und forderte die unverzügliche Unterbindung von EPC-Auslösungen in Normalsituationen ohne ungeplanter Ausfälle
- Die EPC-Funktion, die ursprünglich als kurative Maßnahme gedacht war, wurde faktisch zu einer häufigen Engpassmaßnahme, was nicht dem vorgesehenen Betrieb entspricht.

**Maßnahme: Einschränkung der Übertragungskapazität**

Um weitere EPC-Auslösungen zu verhindern und die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten, hat TenneT ab dem 12.10.2025 die Übertragungskapazität an der Grenze DE–SE4 vorübergehend in beide Richtungen reduziert. Grundlage für diese Maßnahme ist das 70-Prozent-Kriterium des limitierenden Transformators in Herrenwyk, dessen maßgebende Kapazität bei 210 MW liegt. Dies hat entsprechende Auswirkungen auf die abgebende sowie die aufnehmende Seite des NTC-Wertes an der Grenze DE–SE4.

Anstelle der Berücksichtigung von EPC als N-1-Ersatz in der Kapazitätsberechnung muss laut Tennes der hypothetische Ausfall der 380-kV-Leitung Siems–Herrenwyk als N-1-Szenario angenommen werden. In diesem Fall würde sich der gesamte Lastfluss des Baltic Cable auf den Transformator Herrenwyk verlagern (Nennkapazität: 300 MW). Unter Anwendung des 70-Prozent-Kriteriums für den grenzüberschreitenden Stromhandel ergibt sich ein einzuhaltender Kapazitätswert von 210 MW für das beschränkende Element (Transformator Herrenwyk). Vor diesem Hintergrund reduzierte TenneT die Kapazität an der Grenze DE–SE4 vorübergehend entsprechend.

**Ausblick laut Tennes**

Die Situation wird sich mit der Inbetriebnahme der Ostküstenleitung (geplant Q3 2028) deutlich entspannen, da dann die Leistung des Baltic Cable vollständig über das 380-kV-Netz abgeführt werden kann.

Kurzfristig arbeitet TenneT an der Implementierung eines präventiven Wind-Redispatch-Mechanismus, der direkt durch TenneT ausgelöst wird und so schnell wie möglich zum Einsatz kommen soll. Damit wird die Netzführung der SH Netz aus dem Prozess ausgespart und TenneT kann vorschaubasiert Windleistung absenken, bevor kritische Lastflüsse entstehen. In Übereinstimmung mit dem geltenden deutschen Aktionsplan stellt diese Maßnahme die Netzkapazität im Rahmen einer N-0-Bewertung mindestens auf das erforderliche Mindestniveau wieder her, entsprechend dem operativen Vorgehen vor dem 12. Oktober 2025. Mit dieser Maßnahme wird die Kapazität an der Grenze DE-SE4 wieder erhöht werden können, ohne EPC im Grundfall auszulösen.

Die Abweichung von der linearen Verlaufskurve sind der besonderen Anschlussituation des Baltic Cable geschuldet. Die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität ist stark von der Verfügbarkeit der Verbindungsleitungen des Übertragungsnetzes der TenneT sowie des untergelagerten Verteilnetzes der Schleswig-Holstein Netz AG (SHN) abhängig. Die folgende Abbildung zeigt die Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable.

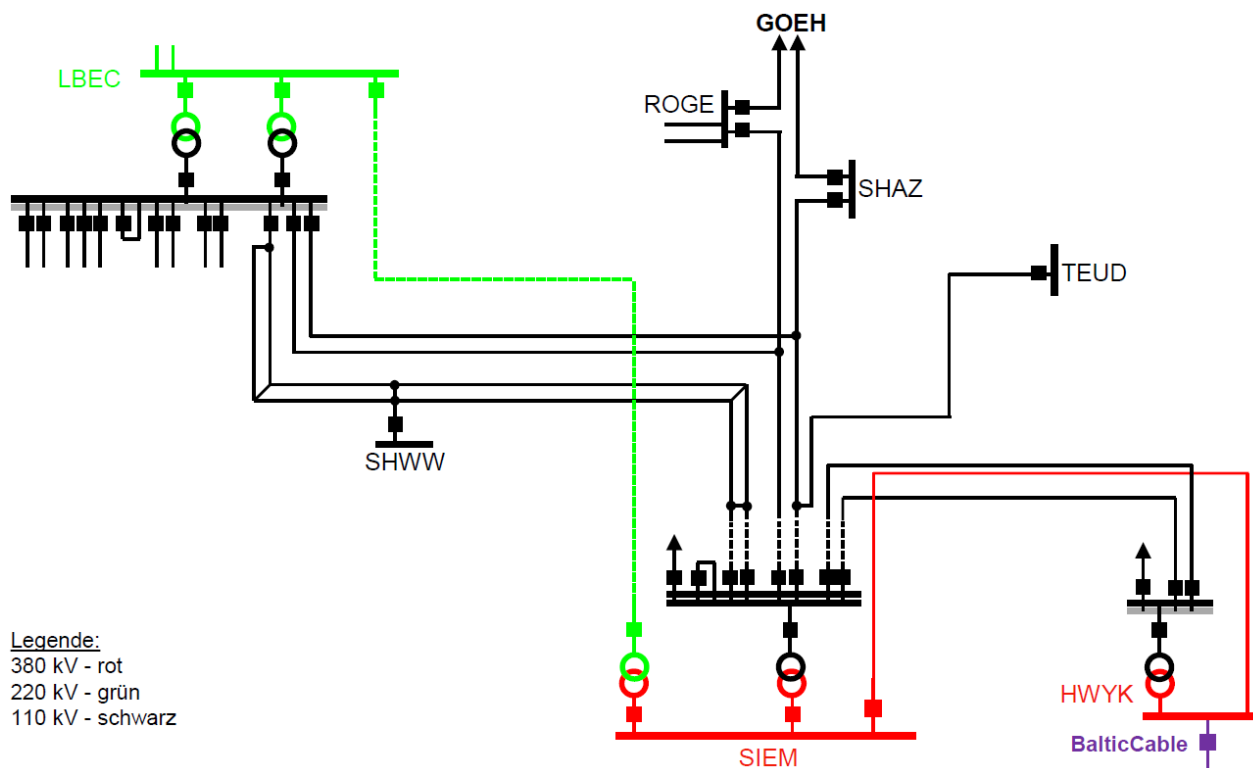


Abbildung 20: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN).

Auf deutscher Seite ist das Baltic Cable am Netzanschlusspunkt Lübeck-Herrenwyk (HWYK) mit dem Übertragungsnetz der TenneT verbunden. Von dort führt eine 380-kV-Freileitung der TenneT zum Umspannwerk Lübeck-Siems (SIEM). Das Umspannwerk Lübeck-Siems ist über ein 220-kV-Erdkabel der TenneT mit einer Leistung von etwa 350 MW mit dem Umspannwerk Lübeck (LBEC) verbunden. Das Erdkabel allein reicht nicht zum Transport der Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) aus. Für die Übertragung der Leistung des Baltic Cable muss daher ergänzend das Verteilnetz der SHN in Anspruch genommen werden, welches die Umspannwerke Lübeck-Herrenwyk und Lübeck-Siems zusätzlich mit dem Umspannwerk Lübeck verbindet. An der Grenze DE-SE4 besteht insofern eine außergewöhnliche Anschlusskonstellation für das Baltic Cable, als dass seine Leistung nur kumulativ mit Hilfe des Übertragungsnetzes und des Verteilnetzes übertragen werden kann.

Darüber hinaus ist das Umspannwerk Lübeck lediglich über zwei parallele 220-kV-Freileitungen zum Umspannwerk Hamburg-Nord mit dem restlichen Übertragungsnetz der TenneT verbunden (nicht in der Abbildung dargestellt), die ebenfalls für den Abtransport des Baltic Cable notwendig sind. Jede Leitung hat in etwa eine Leistung von 460 MW. Nur beide Leitungen zusammen können den Abtransport des Baltic Cable gewährleisten. Bei Nichtverfügbarkeit relevanter Netzelemente des Übertragungsnetzes oder des unterlagerten Verteilnetzes aufgrund von erforderlicher Abschaltung oder Ausfall kann es daher zu Einschränkungen der verfügbaren Übertragungskapazität kommen, die eine Beschränkung der gebotszonenüberschreitenden Übertragungskapazität unterhalb der Mindestkapazität erfordern kann, sofern effektive Entlastungsmaßnahmen technisch nicht verfügbar sind. Vor diesem Hintergrund hat TenneT mit

der SHN einen entsprechenden Kapazitätsberechnungsprozess entwickelt, der der dem Baltic Cable in Engpasssituationen einen Vorrang gegenüber anderen Einspeisungen einräumt und technisch verfügbare Entlastungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene berücksichtigt. Dieses sieht für die (kombinierte) Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen eine Absenkung gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität je Richtung in Abhängigkeit von der prognostizierten Windeinspeisung vor. Die Grenzwerte für die jeweiligen Abschalt Szenarien sind im Betriebshandbuch des Baltic Cable) festgeschrieben.

Zu den Zeitpunkten der Abweichung von der linearen Verlaufskurve, welche vor dem 12.10.2025 stattfanden, waren Netzelemente der TenneT oder der SHN, die zur Bereitstellung der Mindestkapazität wesentlich sind, aufgrund von Störungen oder Arbeiten am Netz nicht verfügbar.

Die Abweichung von der linearen Verlaufskurve sind darin begründet, dass sie zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der TenneT sowie der Verteilnetzebene der SHN erforderlich waren, weil zu den Zeiten weder TenneT noch der SHN effektive Entlastungsmaßnahmen technisch zur Verfügung standen. Die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve an der Grenze DE-SE4 im Jahr 2025 sind nach Maßgabe des Art. 16 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung aus Gründen der Systemsicherheit gerechtfertigt, weil effektive Entlastungsmaßnahmen technisch nicht verfügbar waren.

TenneT geht davon aus, dass sich die Anschlusssituation des Baltic Cable mit Inbetriebnahme der so genannten Ostküstenleitung deutlich verbessern wird.<sup>39</sup> Der damit verbundene verbesserte Anschluss des Baltic Cable an das Hochspannungsnetz ermöglicht eine nahezu vollständige Unabhängigkeit von der Netzsituation im unterlagerten Netz. Die Fertigstellung der Ostküstenleitung mit Anschluss in Siems ist nach derzeitigem Projektstand im Jahr 2028 zu erwarten.

---

<sup>39</sup> URL: <https://www.tennet.eu/de/projekte/ostkuestenleitung>

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ACER	Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
APG	Austrian Power Grid (österreichischer ÜNB)
BCAB	Baltic Cable AB (nicht-regelzonenverantwortlicher deutscher ÜNB)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CCCT	Core Capacity Calculation Tool
CCR	Capacity Calculation Region (Kapazitätsberechnungsregion)
CEPS	Czech Transmission System Operator (tschechischer ÜNB)
CGM	Common Grid Model (Gemeinsames Netzmodell)
CNE	Critical Network Element (Kritisches Netzelement)
CNEC	Critical Network Element with Contingency (Kritisches Netzelement in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination)
cNTC	Koordiniertes NTC-Verfahren
Core FBMC	Lastflussbasierte Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion Core
CWE	Central West Europe (Zentralwesteuropäische Region)
CZ	Tschechien
DA	Day-Ahead (vortägiger Markt)
DA CCM	Day-Ahead Capacity Calculation Methodology (Methode für die vortägige Kapazitätsberechnung)
DAVinCy	Day-Ahead Validation of Capacity
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DE	Deutschland
DE-DK1	Grenze Deutschland – Dänemark 1
DE-DK2	Grenze Deutschland – Dänemark 2
DE-NO2	Grenze Deutschland – Norwegen 2
DE-SE4	Grenze Deutschland – Schweden 4
DFP	Default Flow-Based Parameter (Standardmäßige lastflussgestützte Parameter)
DK	Dänemark
D2CF CGM	Two-Day-Ahead Congestion Forecast Common Grid Model (Gemeinsames Netzmodell mit Lastfluss-/Engpassprognose für D-2)
EU	Europäische Union
$F_{max}$	Physische Kapazität
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IBN	Inbetriebnahme
ID	Intraday (untertägiger Markt)
IVA	Individual Validation Adjustment
JAO	Joint Allocation Office
KF CGS	Kriegers Flak Combined Grid Solution
LTA	Long Term Allocation (Allokierte Langzeit-Kapazitäten)

MinRAM	Minimum Remaining Available Margin
MTU	Market Time Unit (Marktzeiteinheit)
NO	Norwegen
NTC	Net Transfer Capacity
PL	Polen
PSDF	Phase Shift Distribution Factor (Phasenschieber-Verteilungsfaktor)
PST-Stufung	Stufungen an einem Phasenschiebertransformator, auch Querregeltransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factors (Energieflussverteilungsfaktoren)
RAM	Remaining Available Margin
RefProg	Referenzprogramm der Day-Ahead Kapazitätsberechnung
rÜNB	regelzonenverantwortlicher ÜNB
SE	Schweden
SHN	Schleswig-Holstein Netz AG
SOGL	System Operation Guideline (Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb)
TTN	TenneT TSO B.V. (ÜNB in den Niederlanden)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Berücksichtigung der allokierten Langfristkapazitäten in der koordinierten Handelsmarge (vereinfachte Darstellung) .....	10
Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement.....	20
Abbildung 3: Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2025 bis 31.12.2025 .....	22
Abbildung 4: Ursachen für Abweichungen von der linearen Verlaufskurve infolge des Validierungsprozesses.....	23
Abbildung 5: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	25
Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	25
Abbildung 7: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	27
Abbildung 8: Relative Häufigkeit der relativen Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	27
Abbildung 9: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %) .....	28
Abbildung 10: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	30
Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %).....	30
Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3%).....	32
Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2025 (Mindestwert 60,3 %)32	32
Abbildung 14: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 62,3 %).....	34
Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 62,3 %)...	34
Abbildung 16: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] im Jahr 2025 (Mindestwert <70 %) .....	35
Abbildung 17: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 58,3 %) .....	37
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 58,3 %)...	38
Abbildung 19: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2025 (Mindestwert 65,2 %).....	40
Abbildung 20: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN) .....	44

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: <i>Relative Handelsmarge der deutschen rÜNB in der Core-Region im Jahr 2025</i> .....	4
Tabelle 2: <i>Lineare Verlaufskurve für kritische Netzelemente in den Regionen CWE und CEE (ab 08.06.2022 zusammengeführt in der Region Core)</i> .....	7
Tabelle 3: <i>Lineare Verlaufskurve für kritische Netzelemente in der Region Hansa</i> .....	7
Tabelle 4: <i>Datenquellen für die CCR Core</i> .....	11
Tabelle 5: <i>Datenquellen für die CCR Hansa</i> .....	17
Tabelle 6: <i>Datenquellen für die Bestimmung der Handelsmarge an der Grenze DE-DK2</i> .....	18
Tabelle 7: <i>Datenquellen für die Bestimmung der Handelsmarge an der Grenze DE-SE4</i> .....	19
Tabelle 8: <i>: Eingeschränkte Verfügbarkeit der Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in Viertelstunden</i> .....	36
Tabelle 9: <i>Verfügbarkeit des NordLink-Kabels an der Grenze DE-NO2</i> .....	38
Tabelle 10: <i>Wesentliche Ursache für die Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core Kapazitätsberechnung</i> .....	50

## ANNEX

Tabelle 10: Wesentliche Ursache für die Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core Kapazitätsberechnung

Zeit (UTC)	Kritisches Netzelement	ÜNB	MNCC DE	MNCC Core	Wesentliche Ursache (Grenze / NTC / RefProg)	Relative Handelsmarge [%]
2025-02-26 23:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	238,66	242	DK2-DE / 39 / 588	60,29
2025-02-26 23:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	238,66	242	DK2-DE / 39 / 588	60,29
2025-02-27 00:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	237,89	258	DK2-DE / 39 / 588	59,62
2025-02-27 00:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	237,89	258	DK2-DE / 39 / 588	59,62
2025-02-27 01:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	238,41	258	DK2-DE / 39 / 588	59,64
2025-02-27 01:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	238,41	258	DK2-DE / 39 / 588	59,64
2025-02-27 02:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	235,58	260	DK2-DE / 39 / 588	59,45
2025-02-27 02:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	235,58	260	DK2-DE / 39 / 588	59,45
2025-02-27 03:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	236,26	271	DK2-DE / 39 / 588	59,03
2025-02-27 03:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	236,26	271	DK2-DE / 39 / 588	59,03
2025-02-27 04:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 471 [DIR]	50Hertz Transmission	234,75	255	DK2-DE / 39 / 588	59,61
2025-02-27 04:00	[D8-D8] Lauchstaedt - Vieselbach 472 [DIR]	50Hertz Transmission	234,75	255	DK2-DE / 39 / 588	59,61

2025-03-09 12:00	[D2-D2] Diele - Doerpen West [DIR]	TenneT TSO	216,97	271	NL_NO2 / 0 / -310 DK1_NL / 0 / -624	56,94
2025-03-09 12:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	217,07	271	NL_NO2 / 0 / -310 DK1_NL / 0 / -624	57,01
2025-03-09 12:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	217,07	271	NL_NO2 / 0 / -310 DK1_NL / 0 / -624	57,01
2025-03-28 11:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	131,66	287	NL_NO2 / 0 / -426 DK1_NL / 0 / -444	50,4
2025-03-28 11:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	131,66	287	NL_NO2 / 0 / -426 DK1_NL / 0 / -444	50,4
2025-03-28 12:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	129,93	286	NL_NO2 / 0 / -590 DK1_NL / 0 / -291	50,29
2025-03-28 12:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	129,93	286	NL_NO2 / 0 / -590 DK1_NL / 0 / -291	50,35
2025-03-28 13:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	121,79	199	NL_NO2 / 0 / -346 DK1_NL / 0 / -263	55,43
2025-03-28 13:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	121,79	199	NL_NO2 / 0 / -346 DK1_NL / 0 / -263	55,49
2025-04-03 05:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	132,46	212	DK1_NL / 0 / -676	55,27
2025-04-03 05:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	132,46	212	DK1_NL / 0 / -676	55,34
2025-04-03 05:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	63,7	109	DK1_NL / 0 / -676	58,25

2025-04-03 05:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	67,06	112	DK1_NL / 0 / -676	58,27
2025-04-03 05:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	73,26	103	DK1_NL / 0 / -676	58,97
2025-04-03 05:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	67,06	112	DK1_NL / 0 / -676	59,68
2025-04-03 05:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	63,7	109	DK1_NL / 0 / -676	60,17
2025-04-09 05:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	188,41	209	DK1_NL / -428 / -700	59,18
2025-04-09 05:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	188,41	209	DK1_NL / -428 / -700	59,18
2025-04-09 08:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	95,01	179	DK1_NL / 0 / -696	55,05
2025-04-09 08:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	95,01	179	DK1_NL / 0 / -696	55,05
2025-04-09 09:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	157,51	188	DK1_NL / -273 / -700	58,53
2025-04-09 09:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	157,51	188	DK1_NL / -273 / -700	58,6
2025-04-10 12:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	155,72	182	DK1_NL / -321 / -700	58,81
2025-04-10 12:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	155,72	182	DK1_NL / -321 / -700	58,81

2025-04-10 13:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	165,45	181	DK1_NL / -364 / -697	59,51
2025-04-10 13:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	165,45	181	DK1_NL / -364 / -697	59,51
2025-04-10 14:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	98,24	168	DK1_NL / 0 / -621	55,98
2025-04-10 14:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	98,24	168	DK1_NL / 0 / -621	55,98
2025-04-10 15:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	97,39	177	DK1_NL / 0 / -700	55,33
2025-04-10 15:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	97,39	177	DK1_NL / 0 / -700	55,33
2025-08-03 07:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	156,8	215	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	57,35
2025-08-03 07:00	[D2-D2] Diele - Doerpen West [DIR]	TenneT TSO	233,06	272	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	57,92
2025-08-03 07:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	233,12	272	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	57,92
2025-08-03 07:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	233,12	272	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	57,99
2025-08-03 07:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	166,71	213	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,03
2025-08-03 07:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	170,99	215	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,16

2025-08-03 07:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	166,71	213	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,37
2025-08-03 07:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	170,99	215	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,57
2025-08-03 07:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	190,06	214	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	59,37
2025-08-03 07:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	159,52	205	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,21
2025-08-03 07:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	162,01	205	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	58,36
2025-08-03 07:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	116,88	136	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	59,53
2025-08-03 07:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	123,97	141	NL_NO2 / 0 / -452 DK1_NL / 0 / -684	59,56
2025-08-04 18:00	[D7-D7] Mittelbexbach - Uchtelfangen BLIES S [OPP]	Amprion	745,09	772	IT_SI / 0 / 447	59,17
2025-08-04 18:00	[D7-D7] Mittelbexbach - Uchtelfangen BLIES N [OPP]	Amprion	745,42	773	IT_SI / 0 / 447	59,18
2025-08-07 19:00	[D7-D7] Ensdorf - Uchtelfangen TAUBNT N [DIR]	Amprion	712,61	720	IT_SI / 0 / 169	60,11
2025-08-07 19:00	[FR-D7] Vigy - Ensdorf VIGY2 S [DIR] [D7]	Amprion	736,07	744	IT_SI / 0 / 169	60,04
2025-08-07 19:00	[FR-D7] Vigy - Ensdorf VIGY1 N [DIR] [D7]	Amprion	712,61	720	IT_SI / 0 / 169	60,06

2025-09-12 00:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	79,3	88	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	59,98
2025-09-12 00:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	83,32	92	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	59,99
2025-09-12 00:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	79,3	88	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	60,08
2025-09-12 00:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	83,32	92	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	60,08
2025-09-12 00:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	68,92	82	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	59,87
2025-09-12 00:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	72,04	85	NL_NO2 / 0 / -620 0 / -16	59,9
2025-09-12 01:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	80,23	114	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	58,74
2025-09-12 01:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	84,27	118	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	58,74
2025-09-12 01:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	84,27	118	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	59,07
2025-09-12 01:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	80,23	114	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	59,11
2025-09-12 01:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	91,62	102	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	59,95
2025-09-12 01:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	72,85	110	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	58,8

2025-09-12 01:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	69,77	107	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	58,81
2025-09-12 01:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	139,73	143	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	60,27
2025-09-12 01:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	136,71	140	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -232	60,28
2025-09-12 02:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	157	235	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	56,4
2025-09-12 02:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	85,12	138	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	57,7
2025-09-12 02:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	81,03	133	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	57,75
2025-09-12 02:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	81,03	133	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	58,34
2025-09-12 02:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	85,12	138	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	58,34
2025-09-12 02:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	244,5	260	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	59,8
2025-09-12 02:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	70,53	126	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	58,06
2025-09-12 02:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	73,69	128	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	58,1
2025-09-12 02:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	232,75	254	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	59,49

2025-09-12 02:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	230,19	252	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -406	59,52
2025-09-12 03:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	158,69	252	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	55,68
2025-09-12 03:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	86,15	149	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,24
2025-09-12 03:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	82	144	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,28
2025-09-12 03:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	86,15	149	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,9
2025-09-12 03:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	82	144	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,94
2025-09-12 03:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	246,08	277	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	59,19
2025-09-12 03:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	71,63	136	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,62
2025-09-12 03:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	74,72	138	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	57,68
2025-09-12 03:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	234,3	271	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	58,83
2025-09-12 03:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	231,78	269	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -501	58,84
2025-09-12 04:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	TenneT TSO	170,53	254	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	55,08

2025-09-12 04:00	[D2-D2] Diele - Doerpen West [DIR]	TenneT TSO	170,39	254	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	55,6
2025-09-12 04:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	158,28	250	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	55,64
2025-09-12 04:00	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	TenneT TSO	170,53	254	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	56,13
2025-09-12 04:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	182,79	258	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	56,55
2025-09-12 04:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	191,07	263	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	56,72
2025-09-12 04:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	182,79	258	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	57,37
2025-09-12 04:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	191,07	263	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	57,54
2025-09-12 04:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	240,58	282	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	58,76
2025-09-12 04:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	71,57	140	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	57,33
2025-09-12 04:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	74,71	142	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	57,41
2025-09-12 04:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	229	276	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	58,33
2025-09-12 04:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	226,74	273	NL_NO2 / 0 / -600 DK1_NL / 0 / -577	58,37

2025-09-18 01:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	119,3	130	DK1_NL / 0 / -571	59,88
2025-09-18 01:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	122,3	132	DK1_NL / 0 / -571	59,88
2025-09-18 01:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	119,3	130	DK1_NL / 0 / -571	60
2025-09-18 01:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	122,3	132	DK1_NL / 0 / -571	60,04
2025-09-18 01:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	111,3	125	DK1_NL / 0 / -571	59,77
2025-09-18 01:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	112,28	125	DK1_NL / 0 / -571	59,88
2025-09-18 02:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	120,13	142	DK1_NL / 0 / -684	59,28
2025-09-18 02:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	123,03	144	DK1_NL / 0 / -684	59,33
2025-09-18 02:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	123,03	144	DK1_NL / 0 / -684	59,58
2025-09-18 02:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	120,13	142	DK1_NL / 0 / -684	59,59
2025-09-18 02:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	134,92	139	DK1_NL / 0 / -684	60,23
2025-09-18 02:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	111,43	136	DK1_NL / 0 / -684	59,33

2025-09-18 02:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	112,33	136	DK1_NL / 0 / -684	59,39
2025-09-18 08:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	119,14	139	DK1_NL / 0 / -684	59,38
2025-09-18 08:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	124,3	144	DK1_NL / 0 / -684	59,44
2025-09-18 08:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	96,21	117	DK1_NL / 0 / -684	59,59
2025-09-18 08:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	119,14	139	DK1_NL / 0 / -684	59,63
2025-09-18 08:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	128,94	144	DK1_NL / 0 / -684	59,64
2025-09-18 08:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	163,89	171	DK1_NL / 0 / -684	60,14
2025-09-18 08:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	119,14	139	DK1_NL / 0 / -684	59,46
2025-09-18 08:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	115,56	136	DK1_NL / 0 / -684	59,48
2025-09-18 08:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	101,82	109	DK1_NL / 0 / -684	60,1
2025-09-18 09:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	95,19	118	DK1_NL / 0 / -684	59,51
2025-09-18 09:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	123,75	141	DK1_NL / 0 / -684	59,52

2025-09-18 09:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	118,41	135	DK1_NL / 0 / -684	59,55
2025-09-18 09:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	103,91	120	DK1_NL / 0 / -684	59,63
2025-09-18 09:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	118,41	135	DK1_NL / 0 / -684	59,72
2025-09-18 09:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	163,02	167	DK1_NL / 0 / -684	60,27
2025-09-18 09:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	118,41	135	DK1_NL / 0 / -684	59,59
2025-09-18 09:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	114,92	133	DK1_NL / 0 / -684	59,62
2025-09-18 09:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	101,31	107	DK1_NL / 0 / -684	60,2
2025-09-18 20:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	141,77	151	DK1_NL / 0 / -684	59,96
2025-09-18 20:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	144,91	153	DK1_NL / 0 / -684	59,96
2025-09-18 20:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	141,92	149	DK1_NL / 0 / -684	60,07
2025-09-18 20:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	141,77	151	DK1_NL / 0 / -684	60,07
2025-09-18 20:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	144,91	153	DK1_NL / 0 / -684	60,1

2025-09-18 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	129,65	144	DK1_NL / 0 / -684	59,78
2025-09-18 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	129,91	144	DK1_NL / 0 / -684	59,81
2025-09-18 21:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	139,68	150	DK1_NL / 0 / -684	59,9
2025-09-18 21:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	142,79	153	DK1_NL / 0 / -684	59,9
2025-09-18 21:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	139,68	150	DK1_NL / 0 / -684	59,93
2025-09-18 21:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	139,78	148	DK1_NL / 0 / -684	60,01
2025-09-18 21:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	142,79	153	DK1_NL / 0 / -684	60,02
2025-09-18 21:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	127,88	143	DK1_NL / 0 / -684	59,74
2025-09-18 21:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	127,67	143	DK1_NL / 0 / -684	59,76
2025-09-19 05:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	151,63	175	DE_NO2 / 0 / -400	59,26
2025-09-19 05:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	150,41	172	DE_NO2 / 0 / -400	59,3
2025-09-19 05:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	153,12	174	DE_NO2 / 0 / -400	59,33

2025-09-19 05:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	150,41	172	DE_NO2 / 0 / -400	59,47
2025-09-19 05:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	153,12	174	DE_NO2 / 0 / -400	59,59
2025-09-19 05:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	139,82	162	DE_NO2 / 0 / -400	59,41
2025-09-19 05:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	140,15	162	DE_NO2 / 0 / -400	59,42
2025-09-19 15:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	115,84	143	DK1_NL / 0 / -684 DE_NO2 / 0 / -400	58,92
2025-09-19 15:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	118,14	145	DK1_NL / 0 / -684 DE_NO2 / 0 / -400	58,94
2025-09-19 15:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	121,4	143	DK1_NL / 0 / -684 DE_NO2 / 0 / -400	59,86
2025-09-19 15:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	109,78	137	DK1_NL / 0 / -684 DE_NO2 / 0 / -400	59,56
2025-09-19 15:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	108,81	136	DK1_NL / 0 / -684 DE_NO2 / 0 / -400	60,29
2025-10-18 00:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	271,19	276	NL_NO2 / 0 / -620	60,24
2025-10-18 00:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	269,26	272	NL_NO2 / 0 / -620	60,29
2025-10-18 01:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	264,47	285	NL_NO2 / 0 / -620	59,66

2025-10-18 01:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	261,3	283	NL_NO2 / 0 / -620	59,75
2025-10-18 20:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	171,49	250	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	56,64
2025-10-18 20:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	181,47	257	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	56,74
2025-10-18 20:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	184,51	259	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	56,79
2025-10-18 20:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	181,47	257	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	57,4
2025-10-18 20:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	184,51	259	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	57,4
2025-10-18 20:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	171,96	245	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	57,54
2025-10-18 20:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	165,29	238	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	57,39
2025-10-18 20:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	164,3	237	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	57,4
2025-10-18 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	117,41	126	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	60,07
2025-10-18 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	118,83	126	NL_NO2 / 0 / -620 DK1_NL / 0 / -461	60,15
2025-10-18 21:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	240,08	258	NL_NO2 / 0 / -620	59,55

2025-10-18 21:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	250,88	268	NL_NO2 / 0 / -620	59,64
2025-10-18 21:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	265,91	281	NL_NO2 / 0 / -620	59,69
2025-10-18 21:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [OPP] [D7]	Amprion	249,43	265	NL_NO2 / 0 / -620	59,76
2025-10-18 21:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	262,78	279	NL_NO2 / 0 / -620	59,77
2025-10-18 21:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	265,91	281	NL_NO2 / 0 / -620	59,78
2025-10-18 21:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	240,08	257	NL_NO2 / 0 / -620	59,71
2025-10-18 21:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	241,09	258	NL_NO2 / 0 / -620	59,72
2025-10-19 00:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	208,48	211	NL_NO2 / 0 / -620	60,29
2025-10-19 03:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	205,94	212	NL_NO2 / 0 / -620	60,22
2025-10-19 03:00	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	205,31	209	NL_NO2 / 0 / -620	60,29
2025-11-12 05:00	[D7-D7] Rheinau - Hoheneck KUGELB W [DIR]	Amprion	364,24	373	CH_FR / 2385 / 2640	60,05
2025-11-12 05:00	[D7-D7] Buerstadt - Rheinau KURPFA W [DIR]	Amprion	376,87	382	CH_FR / 2385 / 2640	60,24

2025-11-15 06:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	158,71	164	NL_NO2 / 0 / -620	60,17
2025-12-01 17:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	161	175	NL_NO2 / 0 / -620	59,75
2025-12-01 17:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	163,73	177	NL_NO2 / 0 / -620	59,83
2025-12-01 17:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	161	175	NL_NO2 / 0 / -620	59,86
2025-12-01 17:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	163,73	177	NL_NO2 / 0 / -620	59,89
2025-12-01 17:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	158,25	170	NL_NO2 / 0 / -620	59,9
2025-12-01 17:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	149,79	167	NL_NO2 / 0 / -620	59,73
2025-12-01 17:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	149,87	166	NL_NO2 / 0 / -620	59,78
2025-12-01 18:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	161,16	182	NL_NO2 / 0 / -620	59,41
2025-12-01 18:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	163,96	184	NL_NO2 / 0 / -620	59,45
2025-12-01 18:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	158,32	177	NL_NO2 / 0 / -620	59,52
2025-12-01 18:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	161,16	182	NL_NO2 / 0 / -620	59,55

2025-12-01 18:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	163,96	184	NL_NO2 / 0 / -620	59,62
2025-12-01 18:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	149,95	173	NL_NO2 / 0 / -620	59,46
2025-12-01 18:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	149,98	174	NL_NO2 / 0 / -620	59,46
2025-12-01 19:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	156,29	185	NL_NO2 / 0 / -620	59,03
2025-12-01 19:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	159,07	187	NL_NO2 / 0 / -620	59,07
2025-12-01 19:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	153,61	179	NL_NO2 / 0 / -620	59,19
2025-12-01 19:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	156,29	185	NL_NO2 / 0 / -620	59,27
2025-12-01 19:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	159,07	187	NL_NO2 / 0 / -620	59,27
2025-12-01 19:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	145,33	176	NL_NO2 / 0 / -620	59,2
2025-12-01 19:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	145,37	176	NL_NO2 / 0 / -620	59,2
2025-12-01 20:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	160,11	182	NL_NO2 / 0 / -620	59,36
2025-12-01 20:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	157,4	180	NL_NO2 / 0 / -620	59,37

2025-12-01 20:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	157,4	180	NL_NO2 / 0 / -620	59,52
2025-12-01 20:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	154,82	174	NL_NO2 / 0 / -620	59,54
2025-12-01 20:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	160,11	182	NL_NO2 / 0 / -620	59,55
2025-12-01 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	147,63	171	NL_NO2 / 0 / -620	59,49
2025-12-01 20:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	147,69	171	NL_NO2 / 0 / -620	59,49
2025-12-02 09:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	159,06	187	NL_NO2 / 0 / -620	59,06
2025-12-02 09:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	167,21	192	NL_NO2 / 0 / -620	59,22
2025-12-02 09:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	171,44	194	NL_NO2 / 0 / -620	59,33
2025-12-02 09:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	167,21	192	NL_NO2 / 0 / -620	59,43
2025-12-02 09:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	171,44	194	NL_NO2 / 0 / -620	59,52
2025-12-02 09:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	153,65	184	NL_NO2 / 0 / -620	59,17
2025-12-02 09:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	154,61	183	NL_NO2 / 0 / -620	59,27

2025-12-02 10:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	163,57	173	NL_NO2 / 0 / -577	59,95
2025-12-02 10:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	171,72	178	NL_NO2 / 0 / -577	60,11
2025-12-02 10:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	171,72	178	NL_NO2 / 0 / -577	60,17
2025-12-02 10:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	157,96	170	NL_NO2 / 0 / -577	59,93
2025-12-02 10:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	158,9	170	NL_NO2 / 0 / -577	59,96
2025-12-02 12:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	167,97	179	NL_NO2 / 0 / -620	59,91
2025-12-02 12:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	176,18	186	NL_NO2 / 0 / -620	59,97
2025-12-02 12:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	176,18	186	NL_NO2 / 0 / -620	60,03
2025-12-02 12:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	180,41	188	NL_NO2 / 0 / -620	60,08
2025-12-02 12:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	180,41	188	NL_NO2 / 0 / -620	60,16
2025-12-02 12:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	162,24	175	NL_NO2 / 0 / -620	59,88
2025-12-02 12:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	163,16	175	NL_NO2 / 0 / -620	59,91

2025-12-02 17:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	156,06	187	NL_NO2 / 0 / -620	58,91
2025-12-02 17:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	154,09	185	NL_NO2 / 0 / -620	58,92
2025-12-02 17:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	156,06	187	NL_NO2 / 0 / -620	59,18
2025-12-02 17:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	154,09	185	NL_NO2 / 0 / -620	59,23
2025-12-02 17:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	159,32	180	NL_NO2 / 0 / -620	59,42
2025-12-02 17:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	157,28	172	NL_NO2 / 0 / -620	59,85
2025-12-02 17:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	158,52	172	NL_NO2 / 0 / -620	59,85
2025-12-02 18:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	156,2	186	NL_NO2 / 0 / -620	58,96
2025-12-02 18:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	154,14	184	NL_NO2 / 0 / -620	59
2025-12-02 18:00	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	154,14	184	NL_NO2 / 0 / -620	59,23
2025-12-02 18:00	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	156,2	186	NL_NO2 / 0 / -620	59,23
2025-12-02 18:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	159,34	179	NL_NO2 / 0 / -620	59,51

2025-12-02 18:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	157,37	170	NL_NO2 / 0 / -620	59,94
2025-12-02 18:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	158,59	170	NL_NO2 / 0 / -620	59,97
2025-12-02 19:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	TenneT TSO	156,26	188	NL_NO2 / 0 / -620	58,86
2025-12-02 19:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	TenneT TSO	154,23	186	NL_NO2 / 0 / -620	58,91
2025-12-02 19:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	TenneT TSO	159,52	180	NL_NO2 / 0 / -620	59,42
2025-12-02 19:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM O [DIR]	Amprion	157,57	172	NL_NO2 / 0 / -620	59,79
2025-12-02 19:00	[D7-D7] Meppen - Hanekenfaehr BACCUM W [OPP]	Amprion	158,73	173	NL_NO2 / 0 / -620	59,88
2025-12-02 20:00	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	Amprion	154,01	180	NL_NO2 / 0 / -620	59,15
2025-12-02 20:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	Amprion	152,28	178	NL_NO2 / 0 / -620	59,21
2025-12-02 20:00	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	Amprion	157,18	172	NL_NO2 / 0 / -620	59,74
2025-12-02 21:00	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	Amprion	153,29	176	NL_NO2 / 0 / -620	59,85