



Ausschließlich per E-Mail an:

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom  
622-25-005

☎ 0228

oder 14-0

Bonn  
21. Juli 2025

**Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2024 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

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 –

gemeinsam die

– Antragstellerinnen –

wegen

des Antrags der Antragstellerinnen auf Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2024 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 21. Juli 2025 entschieden

1. Der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2024 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 der Anlage vorgelegt 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 2024 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

---

<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).

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 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 EltVO 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 EltVO 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 EltVO, für die vorangehenden 12 Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die im Aktionsplan festgelegte lineare Verlaufskurve i.S.d. Art. 15 Abs. 2 EltVO erreicht hat. Gemäß Art. 15 Abs. 2 EltVO sind Abweichungen von der nach dem linearen Verlaufspfad bereitzustellenden Kapazität dann gerechtfertigt, wenn sie die Kriterien des Art. 16 Abs. 3 EltVO erfüllen („*unbeschadet der [...] Abweichungen nach Art. 16 Abs. 3<sup>e</sup>*“). Somit gilt Art. 15 Abs. 2 EltVO und damit auch Art. 16 Abs. 8 EltVO 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 EltVO zu erreichen.

Am 22. April 2025 übermittelte die Antragstellerin zu 2 auch im Namen der Antragstellerinnen zu 1, 4 und 5 einen in Zusammenarbeit mit der Antragstellerin zu 3 erstellten Bericht der Bundesnetzagentur zur Genehmigung (**Anlage**). Die zur Überprüfung des Berichts erforderlichen Daten haben alle Antragstellerinnen der Bundesnetzagentur ebenfalls übermittelt. Am 16. Mai 2025 übermittelte die Antragstellerin zu 3 den Bericht in eigenem Namen ebenfalls zur Genehmigung.

## I. Berichtsinhalt

Nach einer Einführung zum rechtlichen Hintergrund, der Darlegung der Startwerte und der Verlaufskurven erfolgt eine Erörterung der Methodik zum Monitoring. Dabei wird nach untersuchten Grenzen der Kapazitätsberechnungsregion **Core** (Grenzen Deutschland-Frankreich, Deutschland-Niederlande, Deutschland-Belgien, Deutschland-Polen und Deutschland-Tschechien sowie Deutschland-Österreich) und der Kapazitätsberechnungsregion **Hansa** (Grenzen Deutschland -

---

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

Dänemark 1 [DE-DK1], Deutschland - Dänemark 2 [DE-DK2], Deutschland - Schweden 4 [DE-SE4]<sup>3</sup> und Deutschland – Norwegen 2 [DE-NO2]<sup>4</sup>) unterschieden.

Schlussfolgernd kommen die Antragstellerinnen zu dem Ergebnis, dass sie die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 der EltVO im Jahr 2024 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 EltVO Grundprinzipien für die Berechnung dieser Startwerte festgelegt<sup>5</sup>, die von den Antragstellerinnen 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
DE-DK2	Kontek	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0

<sup>3</sup> Mit Entscheidung 04-2021 vom 7. Mai 2021 hat ACER die Gebotszonengrenze DE-SE4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet.

<sup>4</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>5</sup> Abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/start.html>.

	KF CGS <sup>6</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-SE4 <sup>7</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 3 im Fall der Kommission Case AT.40461 – DE/DK Interconnector gewährt.<sup>8</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 01. Juni 2021 hat die Bundesnetzagentur den Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 erstmalig genehmigt<sup>9</sup>. Der vorliegende Antrag bezieht sich nunmehr auf die Einhaltung der im Aktionsplan in fünfter Stufe für das Jahr 2024 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 Marktzeitbereichseinheit (market time units, **MTU**) des Jahres 2024 – also in jeder Stunde –, und in beiden Richtungen den jeweiligen Mindestwert einhalten. Das heißt, dass die Mindestkapazität dabei auf alle sich im Betrieb befindlichen Netzelementen, in jeder Stunde an-

<sup>6</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>7</sup> Die Mindestkapazität gilt nur für das Baltic Cable selbst.

<sup>8</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>9</sup> Vgl. Bescheid der Bundesnetzagentur vom 01.06.2021, Az. 622-21-007.

gewendet werden muss. Im Hinblick auf die Netzelemente ist dabei die jeweilige maximale thermische Kapazität ( $F_{\max}$ ) 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>10</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 Langfristkapazitäten stützen (DFP).<sup>11</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>12</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 Langfristzeitbereit und dem Zeitbereich für den untertägigen Handel sowie für die grenzüberschreitende Regelleis-

---

<sup>10</sup> Nettoübertragungskapazität (Net Transfer Capacities, **NTC**).

<sup>11</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>12</sup> PTDFs übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den kritischen Netzelementen.

tungsbereitstellung 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>13</sup> und dem niederländischen ÜNB TTN<sup>14</sup> wird das sogenannte DAVinCy<sup>15</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>13</sup> Austrian Power Grid AG.

<sup>14</sup> TenneT TSO B.V.

<sup>15</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. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der lastflussbasierten Marktkopplung in Core wurde im Falle des DAVinCy-Fallbacks die Summe des Handels von außerhalb und innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion Core auf 20% begrenzt. Am 13. September 2022 erfolgte eine Umstellung, mit der eine koordinierte Handelsmarge für den internen Handel in der Kapazitätsberechnungsregion Core von 20 % garantiert wird, 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.

### **Diskrepanz 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 des 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 EitVO folgende Abweichungen von der Linearen Verlaufskurve:

- In den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 9 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 10 MTU infolge des DAVinCy-Fallbacks mit IVA-Anwendungen (Kategorie „**IVA (fallback)**“),
- In der Regelzone der Antragstellerin zu 1: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve am 16. und 17. Februar 2024, welche auf Prozessfehlern beruhen und maximal 5%, durchschnittlich für die CNE\_MTUs jedoch ca. 1% bzw. 2% je Tag betragen.
- in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 29 Fällen 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-DK1: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 2 MTU, wobei die marginale Abweichung auf die **Datenaufbereitung** (z.B. Rundungsfehler) zurückzuführen sind.,
- auf der NTC-Grenze DE-SE4: Abweichungen von der linearen Verlaufskurve in 1874 MTU in Richtung DE nach SE4 und in 280 MTU in Richtung SE4 nach DE aufgrund **geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten in der Regelzone der Antragstellerin zu 4, inklusive der Verteilungsnetzebene**, die wegen der besonderen Anschlusssituation in diesem Fall relevant ist.

## II. Übermittelte Daten

In Abstimmung mit den Antragstellerinnen wurden die zur Überprüfung erforderlichen Daten für das Kalenderjahr 2024 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 2024 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 EltVO im Betrachtungsjahr 2024 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 EltVO 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 22. April 2025 bzw. 16. Mai 2025 nachgekommen.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 56 Abs. 1 S.1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 15 Abs. 4 S. 3 EltVO 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 EltVO genehmigungsbedürftige Antrag ist genehmigungsfähig. Die Antragstellerinnen haben die maßgeblichen Daten gegenüber der Bundesnetzagentur offengelegt und die einschlägigen Vorgaben der EltVO sind erfüllt.

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

Mit Bescheid der Bundesnetzagentur vom 1. Juni 2021<sup>16</sup> wurde bestätigt, dass die Startwerte und die daraus resultierende Verlaufskurve im Einklang mit Art. 15 Abs. 2 EltVO stehen. In Fortsetzung

---

<sup>16</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).

dieser Bestätigung sind für das Jahr 2024 nunmehr die der Verlaufskurve für das Jahr 2024 entsprechenden Mindestwerte anzusetzen. Im Einzelnen ergeben sich hierbei folgende Werte:

Grenze		2024
Core Region		50,5
DE-DK1		54,6
DE-DK2	Kontek	70,0
	KF CGS	46,7
DE-NO2		46,7
DE-SE4		60,5

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 Übertragungsnetzbetreiber mit der Bundesnetzagentur im Vorfeld abgestimmt wurde, ist weiterhin nicht zu beanstanden. Insbesondere ist es sachgerecht, dass Handelsflüsse mit Drittstaaten, die nicht EU-Mitglied sind, ebenso zur Erfüllung der Mindestwerte beitragen wie Handelsflüsse mit EU-Mitgliedstaaten. 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 konsistentes 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 gestandenen 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 2024 wurden in insgesamt 8 MTU Spanning bzw. in 25 DFP aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung angewendet. Im Einzelnen handelt es sich um folgende Fälle: eine Stunde Spanning am 05. Mai 2024, zwei Stunden Spanning am 15. Mai 2024, eine Stunde Spanning am 25. Mai 2024, zwei Stunden Spanning am 26. Mai 2024,

eine Stunde mit DFPs am 26. Mai 2024, eine Stunde Spanning am 31. Mai 2024, eine Stunde Spanning am 15. Juni 2024 und 24 Stunden mit DFPs am 24. Juni 2024. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTU im Hinblick auf die Core-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 8.751 von 8.784 Gesamtstunden (Schaltjahr) 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.

Im Jahr 2024 gab es zudem einen Prozessfehler bei Antragstellerin zu 1. Die ÜNB müssen täglich Dateien an das Core Kapazitätsberechnungstool (CCCT) senden, welche für jedes Netzelement, nebst anderen Daten, die CEP70 Mindestwerte definieren. Am 16. und 17. Februar 2024 wurden die von der Antragstellerin zu 1 gesendeten Dateien aufgrund eines Updates im CCCT initial abgelehnt. Für die daraufhin gesendeten back-up Dateien wurden fälschlicherweise Daten aus einem Backup-System verwendet, in dem noch der Mindestwert aus dem Jahr 2023 voreingestellt war. Dadurch war an beiden Tagen der veraltete minRAM-Wert von 40,8% für die 50Hertz CNECs definiert, anstatt des Wertes von 50,5%. Hierdurch kam es zu Abweichungen von der linearen Verlaufskurve die maximal 5% und durchschnittlich für die CNE\_MTUs ca. 1% bzw. 2% je Tag betragen. Die Antragstellerin zu 1 hat glaubhaft dargelegt geeignete Maßnahmen ergriffen zu haben, um solche Prozessfehler in Zukunft zu verhindern. Insbesondere wird nunmehr zu jedem Jahreswechsel in allen Systemen der Antragstellerin zu 1 (also auch in den Back-up- und Testsystemen) der Wert für die im folgenden Jahr geltende Mindestkapazität aktualisiert. Desweiteren wurden die für die Durchführung des Prozesses betrauten Operatoren nochmals zur prozessgemäßen Durchführung geschult.

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

In Einzelfällen wurde von dem nach der linearen Verlaufskurve für das Jahr 2024 geltenden Mindestwert von 50,5% in Folge des oben beschriebenen Validierungsprozesses abgewichen. Zwar führen nicht sämtliche IVA-Anwendungen automatisch zu einer Abweichung unterhalb der Mindestwerte, jedoch kam es in 9 von insgesamt 61 MTU mit IVA-Anwendung infolge einer Überlastung (Kategorie „IVA (overload)“) zu Unterschreitungen der Mindestkapazität. Diese Unterschreitungen 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 10 von 23 MTU kam es in den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4 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 Verlaufs-

kurve 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 Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und CCR Core Kapazitätsberechnung**

In den Regelzonen der Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4 wurde von dem für das Jahr 2024 geltende Mindestwert in 29 Fällen 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 9 auf den Seiten 25 bis 27 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 15. bis 26. April 2024, sowie am 22. August 2024 keine Kapazität angeboten werden. Da sowohl die Wartungsarbeiten als auch die ungeplanten Ausfälle 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 2024 maßgebliche Mindestwert von 54,6 % wurde seitens der Antragstellerin zu 4 im Rahmen der vortägigen Kapazitätsallokation in Richtung DE nach DK1 in allen MTU eingehalten und in Richtung DK1 nach DE in allen bis auf zwei MTUs eingehalten. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um tatsächliche Unterschreitungen hinsichtlich der Mindestkapazität, sondern um eine scheinbare Abweichung im Rahmen der Datenaufbereitung für das Monitoring. Dabei ist die marginale Abweichung von der Mindestkapazität i.H.v. 0,02 % in diesen beiden Stunden auf Rundungsfehler zurückzuführen.

Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen bei der Richtung DE nach DK1 für 56 MTUs und bei der Richtung DK1 nach DE für 63 MTUs zu keinem Ergebnis. Es wurde auf ein Backup-NTC in Höhe von 2.095 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>17</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 2024 eingehalten.

Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde setzt sich stundenscharf aus 70% des  $F_{\max}$  des Kontek Kabels plus 46,7 % des  $F_{\max}$  des hybriden Interkonnectors 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 EitVO<sup>18</sup> ist bei der

---

<sup>17</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>18</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)

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 stundenscharf zu ermitteln war und in allen ermittelten Stunden eingehalten wurde. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 8.784 Stunden berücksichtigt. Die in der Tabelle 12 auf Seite 38 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 erforderliche Mindestkapazität bereitgestellt werden.

## **DE-NO2**

Obwohl für die Grenze DE-NO2 keine Mindestkapazitätsvorgabe und keine Berichtspflicht gem. Art. 15 Abs. 4 EitVO besteht, da die EitVO in Norwegen im Berichtszeitraum keine Anwendung findet, enthält der Bericht auch Angaben zu dieser Grenze. Für die Grenze DE-NO2 wurde seitens der Antragstellerin zu 4 der Mindestwert von 46,7% in jeder zu betrachtenden MTU im Jahr 2024 eingehalten. Dabei wurden in beiden Richtungen 8.784 Stunden berücksichtigt.

Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen in der Richtung DE nach NO2 in 51 MTU und in der Richtung NO2 nach DE in 62 MTU zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam ein Backup-NTC in Höhe von 675 MW in Richtung DE-NO2 bzw. 654 MW in Richtung NO2-DE zur Anwendung. Dieser unterschreitet den Mindestwert von 46,7 % nicht und ist nicht zu beanstanden.

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2024 für 206 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Im Normalbetrieb beträgt der  $F_{\max}$ -Wert 1.400 MW. Während 211 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 264 Stunden wurde der  $F_{\max}$ -Wert aufgrund einer Störung auf 1120 MW begrenzt. Dies führte jedoch nicht zu einer Unterschreitung der Mindestkapazität.

## DE – SE4

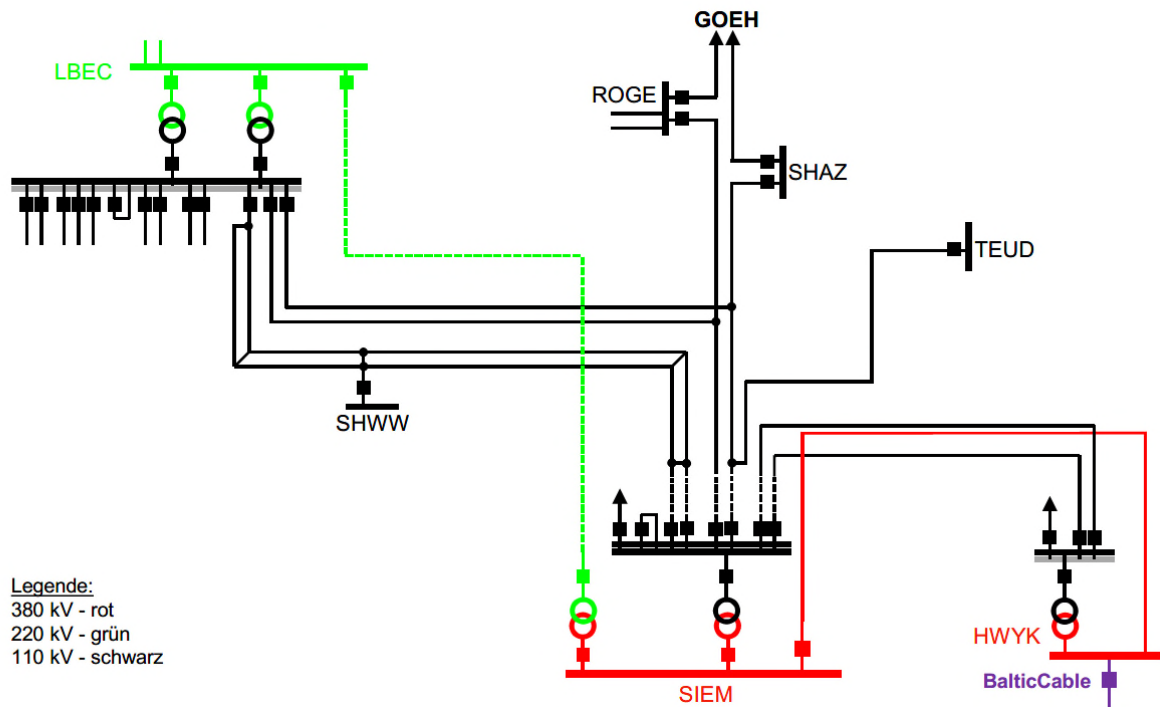
Die Antragstellerin zu 3 hat auch in Bezug auf die NTC-Grenze DE-SE4 (**Baltic Cable**) ihre Verpflichtung hinsichtlich der bereitzustellenden Mindestkapazität erfüllt, die für das Jahr 2024 60,5% betrug.

Im Berichtszeitraum war das Baltic Cable in 369 Stunden zur Revision geplant außer Betrieb. Während der 8.415 Stunden, die Baltic Cable in Betrieb war, konnte die Mindestkapazität von 60,5 % in Richtung SE4 nach DE in 8.135 Stunden eingehalten werden. In Richtung DE nach SE4 konnte die Mindestkapazität in 6.541 Stunden eingehalten werden. Im Normalschaltzustand, das heißt bei Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel, kam es im Jahr 2024 zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten.

Aufgrund geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten in der Regelzone der Antragstellerin zu 4 (inkl. Verteilungsnetzebene) kam es zu Abweichungen von der linearen Verlaufskurve auf dem Baltic Cable in 1874 MTU in Richtung DE nach SE4 und in 280 MTU in Richtung SE4 nach DE. Sämtliche Abweichung von der linearen Verlaufskurve wurden der BNetzA unverzüglich angezeigt. In 137 MTU davon betrug die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität in beiden Richtungen 0 MW. In 397 MTU mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve kam es zur Einschränkung des Marktes. Als wesentlicher Treiber zeigten sich Baumaßnahmen Anfang 2024 im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG, sowie Baumaßnahmen im Netz der Antragstellerin zu 4 im August 2024 im Zuge des Baues der Ostküstenleitung.

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 4 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 Schleswig-Holstein Netz AG (**SHN**).

Bei Baltic Cable handelt es sich um eine Gleichstrom-Verbindungsleitung über 250 km mit einer Leistung von 600 MW (aufnehmende Seite) zwischen Deutschland (Lübeck) und Schweden (Trelleborg). Die folgende Abbildung (Quelle: 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 2027 zu erwarten.

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 an der Grenze DE-SE4 basierte im Wesentlichen auf folgenden Szenarien: Die technische Nichtverfügbarkeit oder Freischaltung zur Durchführung von Arbeiten einer der beiden 220-kV-Leitungen Hamburg-Nord – Lübeck, einer der beiden 110-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken Lübeck und Siems oder eines Transformators in Lübeck oder Siems.

Die Abweichungen von der linearen Verlaufskurve sind darin begründet, dass sie zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der Antragstellerin zu 4 sowie der Verteilnetzebene der SHN erforderlich waren und Entlastungsmaßnahmen nicht technisch verfügbar waren. Diesbezüglich legte die Antragstellerin zu 4 auf Nachfrage der Bundesnetzagentur glaubhaft dar, dass hinsichtlich der Prüfung technisch verfügbarer Entlastungsmaßnahmen sowohl auf das bestehende Konzept mit SHN zurückgegriffen wird sowie auch ein regelmäßiger Austausch zu Schweden stattfindet, um Countertrading Potenziale zu erörtern und abzufragen. 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 gilt damit als erfüllt, so dass die Bestimmungen des Art. 16 Abs. 8 EItVO als erfüllt gelten.

### **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, 21. Juli 2025

Im Auftrag

Achim Zerres  
(Abteilungsleiter Energie)

Anlage: Bericht der deutschen  
Übertragungsnetzbetreiber zur ge-  
botszonenübergreifenden Kapazi-  
tät für das Jahr 2024

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR  
VERFÜGBAREN GEBOTZONENÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄT  
FÜR DAS JAHR 2024 GEMÄß ARTIKEL 15 ABSATZ 4 ELEKTRIZITÄTS-  
BINNENMARKT-VERORDNUNG (EU) 2019/943

FASSUNG VOM 18.04.2025

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 .....	12
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 .....	19
4.1 Core-Region .....	19
4.1.1 Auswertung der Prozessstabilität.....	21
4.1.2 Auswertung Mindestwertunterschreitungen infolge des Validierungsprozesses.....	22
4.1.3 Auswertung Mindestwertunterschreitungen infolge Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und CCR Core Kapazitätsberechnung .....	23
4.1.4 Ergebnisdarstellung je Regelzone .....	28
4.2 Hansa-Region.....	35
4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1 .....	35
4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	37
4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2 .....	38
4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	41
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	46
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	48
TABELLENVERZEICHNIS .....	49

## 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> 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<sup>2</sup>, Deutschland – Dänemark 2 und Deutschland – Norwegen 2 durch die jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bzw. TenneT zu jedem Zeitpunkt des Jahres 2024 eingehalten. An der Grenze Deutschland – Schweden 4 wurde in 1894 Stunden 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 Unterschreitungen des im Betrachtungsjahr geltenden Mindestwertes von 50,5 % gab. In diesen Stunden war die Unterschreitung der Mindestwerte 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 des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung statt. Zusammenfassend sind die Werte der rÜNB in der Core-Region Tabelle 1 dargestellt.

---

<sup>1</sup> [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 Unterschreitungen auszuweisen, die bei Berücksichtigung der Annahmen zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung allerdings keine Unterschreitung darstellt.

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 2024 zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

Tabelle 1: *Relative Handelsmarge der deutschen rÜNB in der Core-Region im Jahr 2024*

	<b>50Hertz</b>	<b>Amprion</b>	<b>TenneT</b>	<b>TransnetBW</b>
<b>&lt; 50,5 % ohne IVA</b>	0,0734%	0,0005%	0,0027%	0,0000%
<b>&lt; 50,5 % IVA (fallback)</b>	0,0078%	0,0005%	0,0052%	0,0000%
<b>&lt; 50,5 % IVA (overload)</b>	0,0020%	0,0003%	0,0003%	0,0000%
<b>50,5 - 70 %</b>	34,3288%	13,1260%	18,0535%	6,1052%
<b>&gt;= 70 %</b>	65,5880%	86,8727%	81,9383%	93,8948%

## 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 2024 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-</b>	Kontek →	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
<b>DK2<sup>10</sup></b>	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) – in jeder Stunde – 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 Unterschreitung der Mindestwerte 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 Unterschreitungen 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>1516</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> 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>16</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>17</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>18</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>17</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>18</sup> <https://publicationtool.jao.eu/core/>

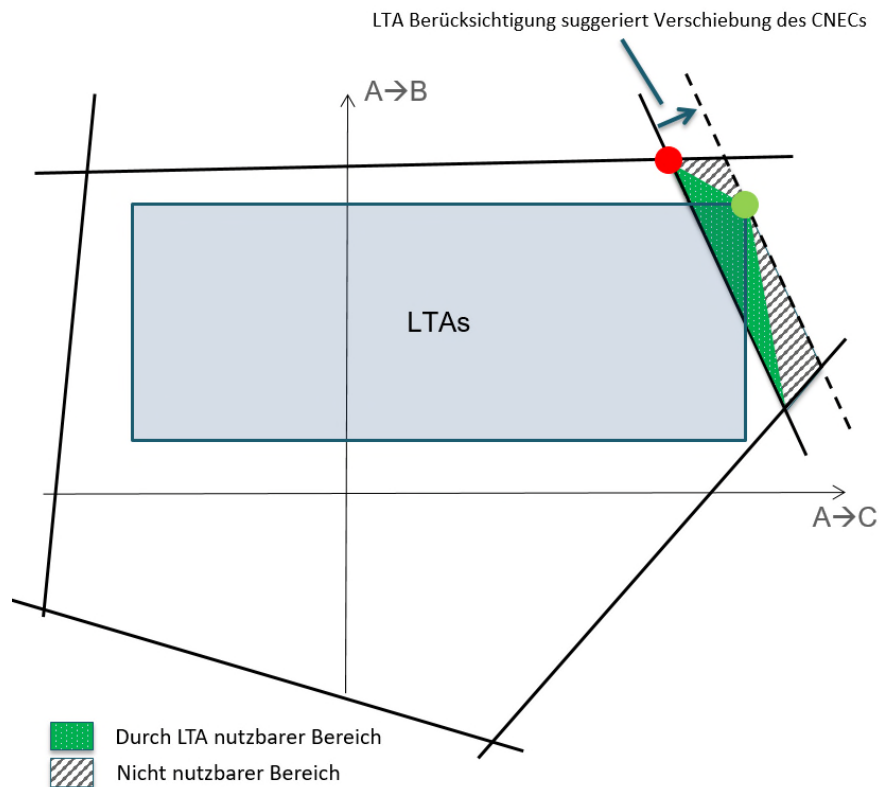


Abbildung 1: Berücksichtigung der allokierten Langfristkapazitäten in der koordinierten Handelsmarge (vereinfachte Darstellung)

- 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 PTDFs mit den jeweiligen betrachteten NTCs multipliziert und so der Einfluss der NTCs auf den jeweiligen CNEC bestimmt.<sup>19</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 PTDF-Werte im Referenzprogramm der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung (RefProg) verfügbar sind.<sup>20</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</a> <sup>21</sup> Net Transfer Capacity.
Koordinierte und unkoordinierte Handelsmarge	PTDFs der Core CNECs	Core CC Tool (teilweise öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>22</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	RAM	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>23</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	LTAs	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO Publication Tool</a> <sup>24</sup> )

<sup>19</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>20</sup> Die Grenzen des Referenzprogramms für CORE können im JAO Publication Tool eingesehen werden: <https://publicationtool.jao.eu/core/refprog>

<sup>21</sup> <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show>

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

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

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

### 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 Unterschreitung der Mindestwerte, 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.

#### 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>25</sup>
- Insgesamt führt die gemeinsame Validierung zu geringeren Kapazitätsreduktionen, als wenn alle sechs ÜNB die Validierung unabhängig voneinander durchführen würden. Dies ist einerseits dadurch 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.

---

<sup>25</sup> <https://publicationtool.jao.eu/core/validationReductions>

- 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 Unterschreitung der Mindestwerte. 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>26</sup>. Langfristkapazitäten werden im Falle eines Fallbacks nicht eingekürzt und stehen dem Markt unverändert zur Verfügung. Diese Begrenzung, welche auch zur Unterschreitung der Mindestwerte 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.

Umgekehrt kann es in seltenen Fällen dazu kommen, dass der in der Core-Kapazitätsberechnung prognostizierte Austausch höher ist als die tatsächlich angebotene Kapazität, weil kurzfristige Kapazitätseinschränkungen (z.B. technische Ausfälle) nicht mehr in der Prognose berücksichtigt werden konnten. 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

---

<sup>26</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.

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>27</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.

---

<sup>27</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).

### 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>28</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>28</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.

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.

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 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>29</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.

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>30</sup>	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

<sup>29</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).

<sup>30</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 2024 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>31</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.

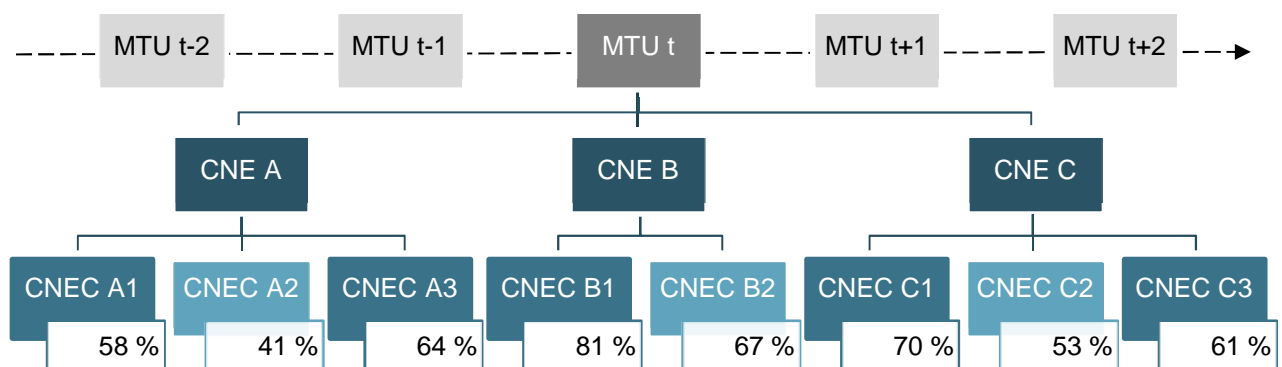


Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

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 orange markierte CNEC definiert die mindestens angebotene Handelsmarge des jeweiligen CNE.

<sup>31</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. [...]”.

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 angebotene Handelsmarge je CNE dargestellt.<sup>32</sup> Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein<sup>33</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>32</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>33</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 2024 wurden in insgesamt 8 MTU Spanning bzw. in 25 Default Flow-Based-Parameter aufgrund technischer Probleme in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung angewendet, wobei die technischen Probleme dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB lagen:

Tabelle 8: *Prozessstörungen in der Core-Kapazitätsberechnung*

<b>Datum Störung (UTC)</b>	<b>Störungsbehebung</b>	<b>Summe Stunden</b>
05.05.2024	Spanning	1
15.05.2024	Spanning	2
25.05.2024	Spanning	1
26.05.2024	Spanning	2
26.05.2024	Default FB Parameters	1
31.05.2024	Spanning	1
15.06.2024	Spanning	1
24.06.2024	Default FB Parameters	24

Abbildung 3 zeigt den Anteil der MTU, in welchen es eine Prozessstörung in der Core-Kapazitätsberechnung gegeben hat, an der Gesamtheit der MTU. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTU im Hinblick auf die Core-Region von der Compliance Prüfung- ausgenommen, sodass insgesamt 8.751 von 8.784 Gesamtstunden (Schaltjahr) betrachtet wurden.

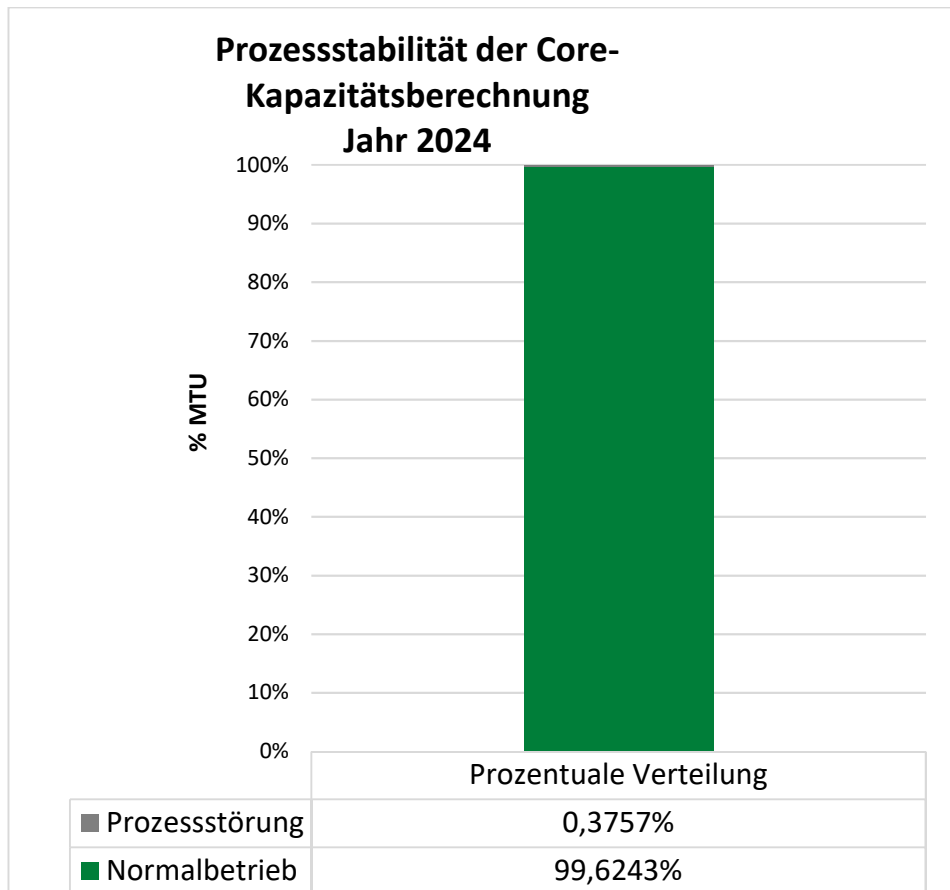


Abbildung 3: Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2024 bis 31.12.2024

#### 4.1.2 Auswertung Mindestwertunterschreitungen infolge des Validierungsprozesses

Aus den Balkendiagrammen je Regelzone wird ersichtlich, dass ein kleiner Teil der Werte unterhalb des aktuell geltenden Mindestwerts von 50,5 % liegt. Die Kategorien „<50,5 % (overload)“ und „<50,5 % (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 2024 wurden in 84 MTU auf deutschen CNECs IVAs angewendet. In 61 der insgesamt 84 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 23 der insgesamt 84 MTU 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 Unterschreitung der Mindestwerte führen. Der Mindestwert wurde in nur 9 von 61 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 10 von 23 MTU unterschritten (Kategorie „IVA (fallback)“ in den folgenden Abbildungen der relativen Handelsmarge). Für die Fälle einer Mindestwertunterschreitung zeigt Abbildung 4 in welchen Ländern die verbleibenden Überlastungen geographisch potenziell aufgetreten wären bzw. wie oft ein DAVinCy-Fallback ursächlich war.

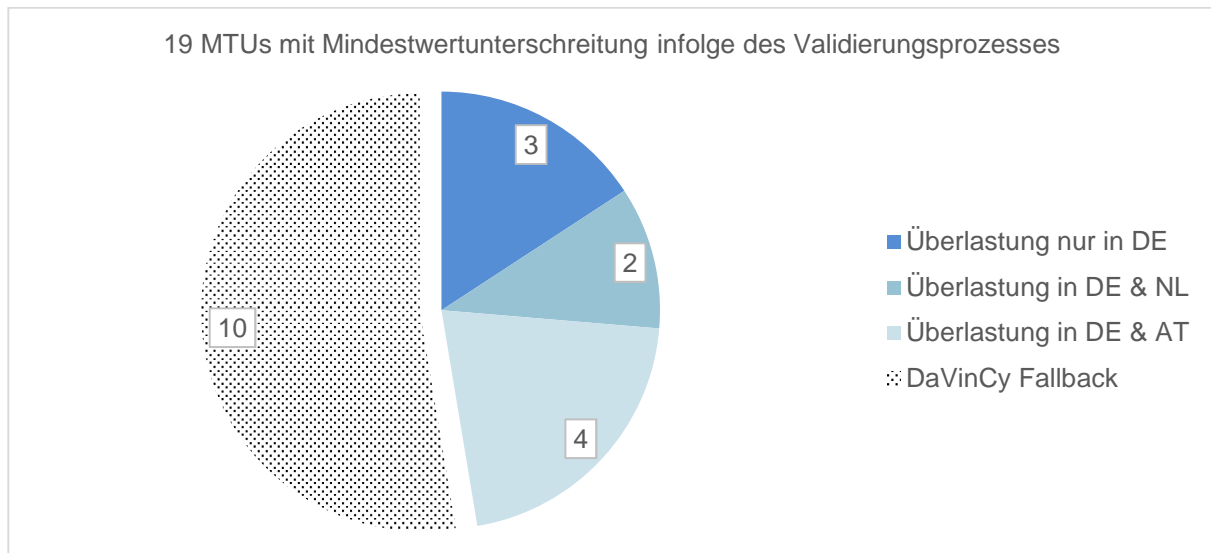


Abbildung 4: Übersicht Ursachen für Mindestwertunterschreitungen infolge des Validierungsprozesses

Abbildung 4 zeigt, dass in 2024 in 9 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 Mindestwertunterschreitungen 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 Unterschreitung der Mindestwerte nach deutscher Monitoring-Methode führen kann. Im Jahr 2024 sind 29 Fälle aufgetreten, die in der folgenden Tabelle detailliert dargestellt sind. 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 der Tabelle 9 sind die Fälle dargestellt, die im Jahr 2024 zu einer Unterschreitung des Mindestwerts nach deutscher Monitoring-Methode 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.

Tabelle 9: Wesentliche Ursache für die Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core Kapazitätsberechnung

Zeit (UTC)	Netzelement	ÜNB	Unkoordinierte Marge (MNCC)		wesentliche Ursache für geringere unkoordinierte Marge DE (Grenze / RefProg Core / NTC)	Handelsmarge
			DE Monitoring	CCR Core Kapazitätsberechnung		
09.03.2024 08:00	[D2-D2] Isar - Pleinting 452 [OPP]	Tennet	271,54	277,86	AT-IT / 1406 MW / 300 MW	50,30%
09.03.2024 09:00	[D2-D7] Oberbachern - Meitingen OBACHE N [DIR] [D7]	Amprion	406,93	414,21	AT-IT / 1500 MW / 300 MW SI-IT / 1807 MW / 715 MW	50,33%
09.03.2024 09:00	[D2-D7] Oberbachern - Meitingen OBACHE S [DIR] [D7]	Amprion	406,93	414,21	AT-IT / 1500 MW / 300 MW SI-IT / 1807 MW / 715 MW	50,33%
09.03.2024 09:00	[D2-D2] Isar - Pleinting 452 [OPP]	Tennet	272,19	305,01	AT-IT / 1503 MW / 300 MW	50,22%
15.09.2024 12:00	[D2-NL] Diele - Meeden SCHWARZ [OPP] [D2]	Tennet	340,85	487,74	DK1 - NL/ 0 MW/700 MW	46,93%
25.09.2024 02:00	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	274,46	286,97	DK2-DE / 686 MW / MW 39	49,93%
25.09.2024 02:00	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	263,43	274,9	DK2-DE / 686 MW / MW 39	50,08%
25.09.2024 03:00	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	274,77	299,98	DK2-DE / 672 MW / MW 39	49,03%
25.09.2024 03:00	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	263,60	287,44	DK2-DE / 672 MW / MW 39	49,35%
25.09.2024 04:00	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	272,20	335,32	DK2-DE / 677 MW / MW 39	46,44%
25.09.2024 04:00	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	261,19	321,7	DK2-DE / 677 MW / MW 39	47,32%
25.09.2024 05:00	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	282,45	348,22	DK2-DE / 617 MW / MW 39	46,32%
25.09.2024 05:00	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	270,60	333,69	DK2-DE / 617 MW / MW 39	47,23%
27.09.2024 14:00	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	310,45	342,64	DK2-DE / 882 MW / MW 39	48,65%

<b>27.09.2024 14:00</b>	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	297,47	327,77	DK2-DE / 882 MW / MW 39	49,05%
<b>27.09.2024 15:00</b>	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	294,27	323,38	DK2-DE / 742 MW / MW 39	48,64%
<b>27.09.2024 15:00</b>	Altentreptow/Sued - Malchow 518 [DIR] [D8]	50Hertz	282,06	309,54	DK2-DE / 742 MW / MW 39	49,09%
<b>27.09.2024 16:00</b>	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	253,40	273,4	DK2-DE / 836 MW / MW 39	49,29%
<b>27.09.2024 20:00</b>	Gransee - Neuenhagen 517 [DIR] [D8]	50Hertz	263,83	281,97	DK2-DE / 774 MW / MW 39	49,53%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM W [OPP]	Amprion	67,81	80,01	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,08%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D7] Doerpen West - Meppen EMSLD WB [DIR] [D7]	Amprion	67,81	80,01	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,12%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D7] Y-Meppen (-Doerpen West - Niederlangen) EMSLD OW [DIR] [D7]	Amprion	69,37	80,46	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,14%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D7-D7] Hanekenfaehr - Meppen BACCUM O [OPP]	Amprion	69,37	80,46	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,15%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D2] Diele - Doerpen West [DIR]	Tennet	64,87	79,8	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	49,76%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D2] Diele - Rhede [DIR]	Tennet	64,92	79,88	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	49,77%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D2] Doerpen West - Y Rhede [OPP]	Tennet	64,92	79,88	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	49,77%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D2-D2] Doerpen West - Y Niederlangen [DIR]	Tennet	62,74	79,7	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	49,78%

<b>13.10.2024 13:00</b>	[D7-D2] Meppen - Doerpen West [OPP] [D2]	Tennet	67,81	80,01	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,04%
<b>13.10.2024 13:00</b>	[D7-D2] Meppen - Y Niederlangen [OPP] [D2]	Tennet	69,37	80,46	DK1-NL / 700 MW / 0 MW NO-NL / 310 MW / 0 MW	50,07%

#### 4.1.4 Ergebnisdarstellung je Regelzone

##### 4.1.4.1 50Hertz-Regelzone

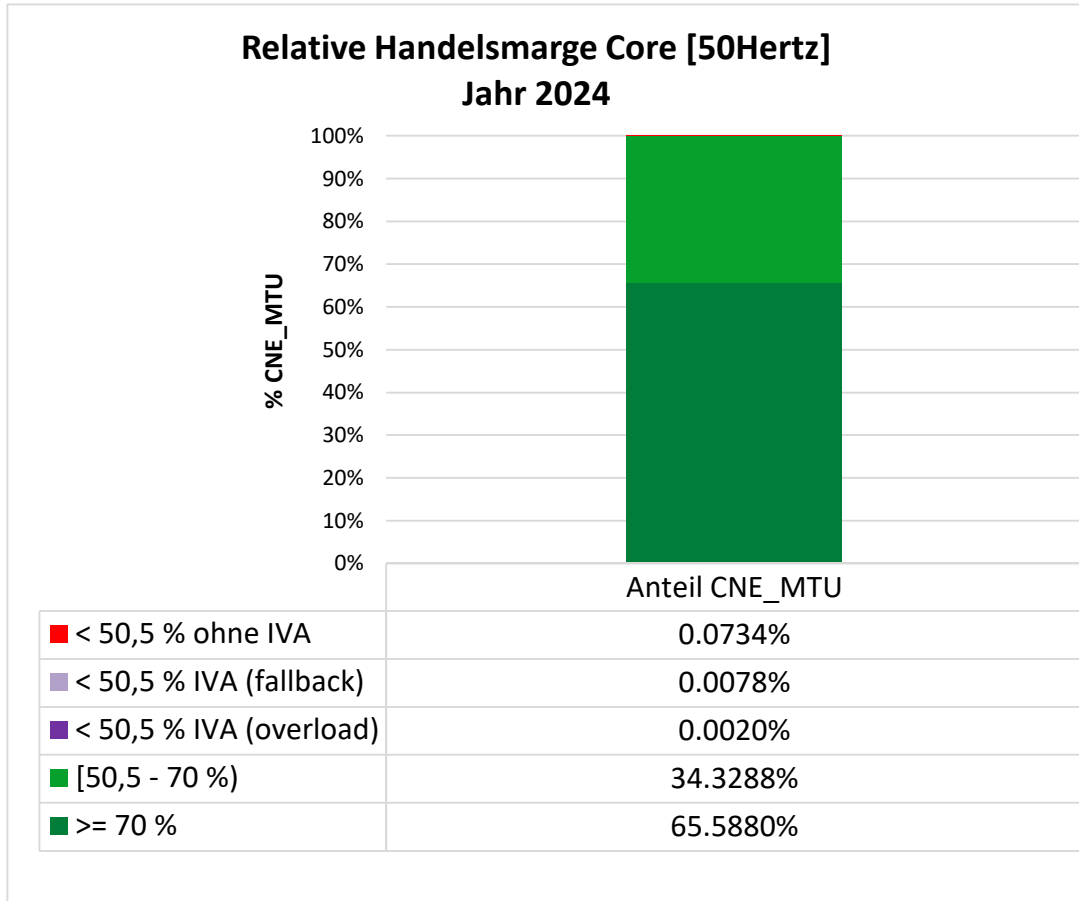


Abbildung 5: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

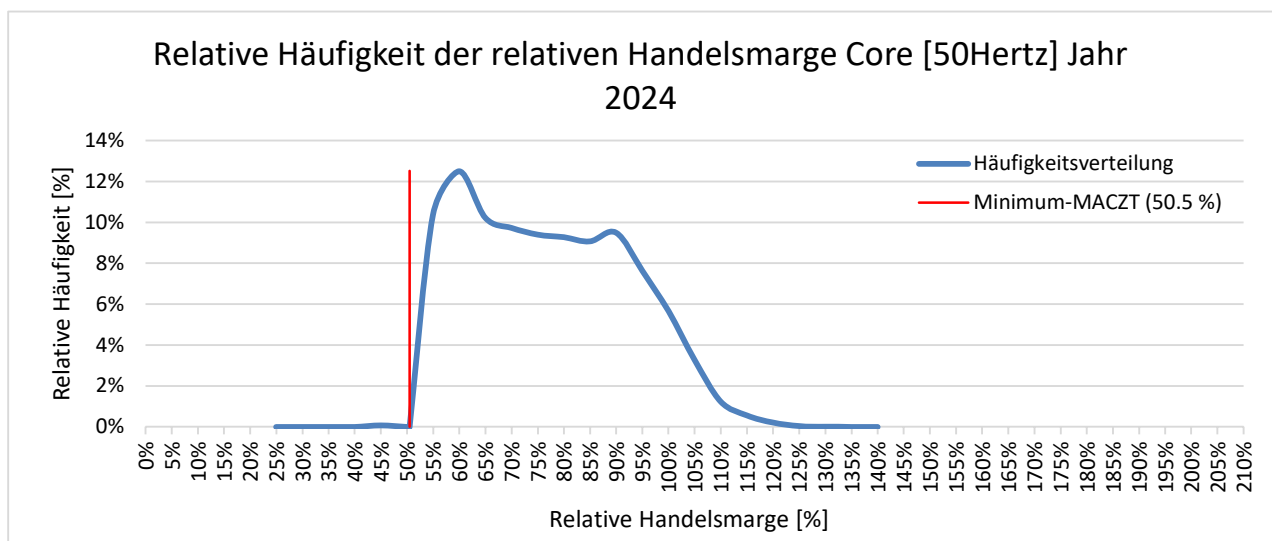


Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2024 auf Basis von 344.763 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.751 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 geringfügige Anzahl CNE\_MTUs mit Unterschreitung der Mindestwerte ist Ergebnis des Validierungsprozesses, der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode sowie der Core-Kapazitätsberechnungsmethode oder eines Prozessfehlers. Die Unterschreitungen der Mindestkapazität 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. Unterschreitungen infolge der dritten Ursache werden im Folgenden erläutert.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen täglich Dateien an das Core Kapazitätsberechnungstool (CCCT) senden, welche für jedes Netzelement, nebst anderen Daten, die CEP70 Mindestwerte definieren. Am 16. Und 17. Februar 2024 wurden die von 50Hertz gesendeten Dateien aufgrund eines Updates im CCCT initial abgelehnt. Für die daraufhin gesendeten back-up Dateien wurden fälschlicherweise nicht die Daten aus dem Produktivsystem verwendet, sondern aus einem Backup-System in dem noch der Mindestwert aus dem Jahr 2023 voreingestellt war. Dadurch war an beiden Tagen der veraltete minRAM-Wert von 40,8% für die 50Hertz CNECs definiert, anstatt des Wertes von 50,5%. Die daraus resultierenden Werte der angebotenen Handelsmarge sind in Tabelle 10 abgebildet. Die Unterschreitung des Mindestwerts beträgt maximal 5% und durchschnittlich für die CNE\_MTUs mit Unterschreitung ca. 1% bzw. 2% je Tag. 50Hertz hat Maßnahmen ergriffen, dass ein solcher Prozessfehler nicht erneut auftreten kann. Zum Jahreswechsel wird nun immer in allen 50Hertz Systemen (also auch den Back-up- und Testsystemen) der Wert für die Mindestkapazität aktualisiert. Weiter wurden die für die Durchführung des Prozesses betrauten Operatoren nochmals zur prozessgemäßen Durchführung geschult.

Tabelle 10: *Mindestwert-Unterschreitungen ohne Anwendung von IVAs*

Datum	Anteil der CNE_MTU unter Mindestwert	Anteil der MTU mit Mindestwert-Unterschreitung	Ø Angebote Handelsmarge der CNE_MTU unter Mindestwert	Minimal angebotene Handelsmarge
16.02.	20,8%	24/24	48,3%	45,5%
17.02.	3,8%	14/24	49,1%	48,1%

4.1.4.2 Amprion-Regelzone

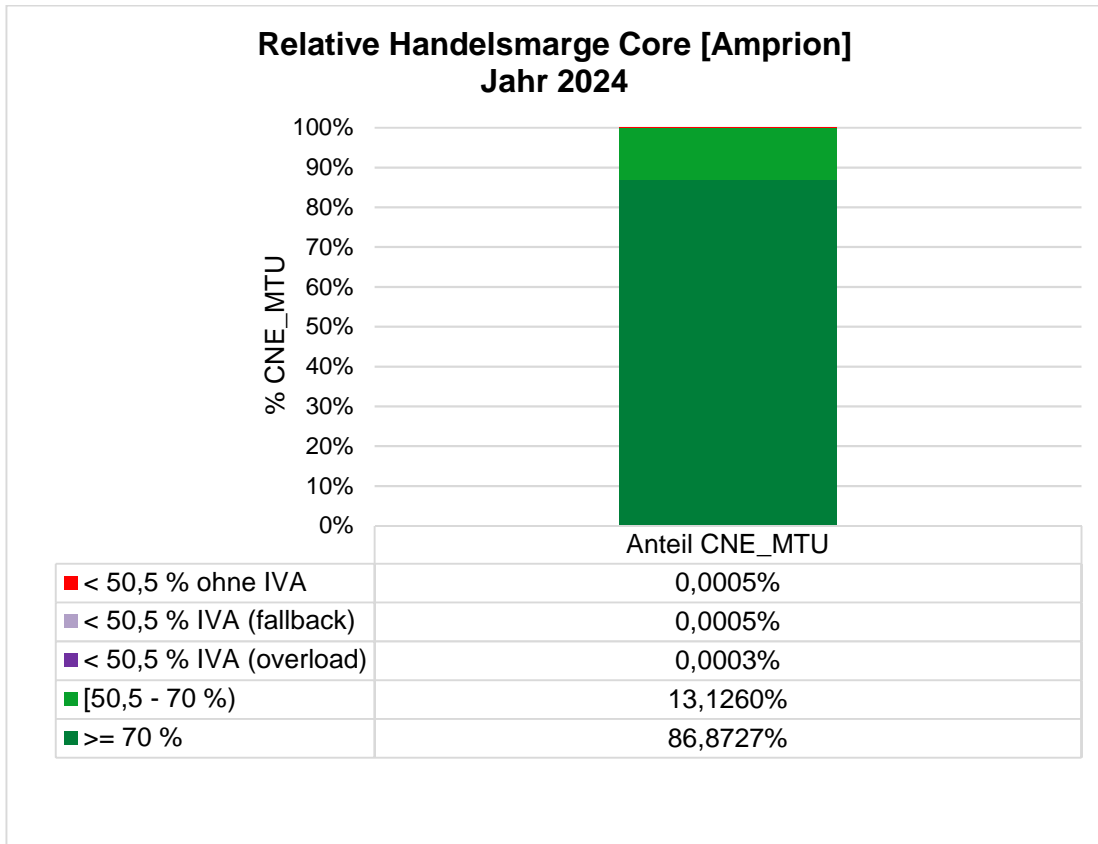


Abbildung 7: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

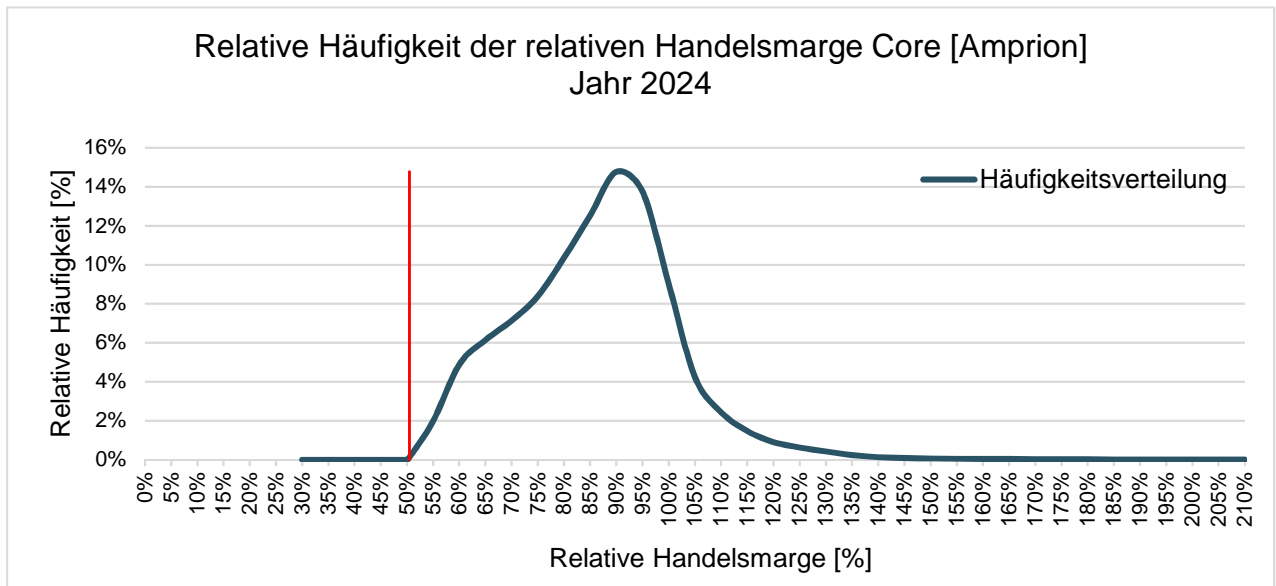


Abbildung 8: Relative Häufigkeit der relativen Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Jahr 2024 auf Basis von 1.091.234 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.751 MTUs. Die geringfügige Anzahl CNE\_MTUs mit Unterschreitung der Mindestwerte ist Ergebnis des Validierungsprozesses oder der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode. Somit sind sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität 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.

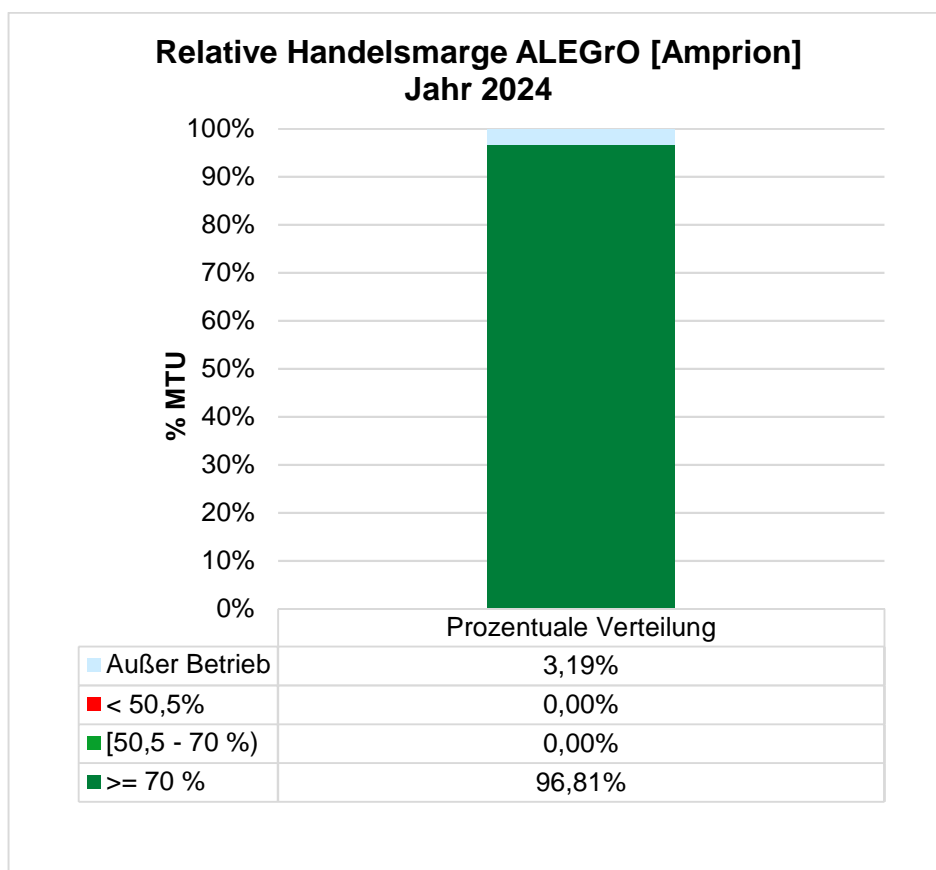


Abbildung 9: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

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>34</sup> Amprion konnte dem zonenübergreifenden Handel in allen MTU im Jahr 2024 100 % der verfügbaren thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW anbieten. Da insgesamt nur zwei Ausprägungen über alle Werte vorliegen (0 MW; 1000 MW), wird auf eine Darstellung

<sup>34</sup> Eine detaillierte Beschreibung der Monitoring-Methodik für ALEGrO findet sich in den Kapiteln 3.1.2 (Sonderfall Core-interne DC-Interkonnektoren) sowie 4.1.2.1 (Amprion-Regelzone).

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 Unterschreitung des Mindestwertes von 50,5 %. Vom 15.04.2024 bis zum 26.04.24 sowie am 22.08.23 fanden wartungsbedingt geplante Freischaltungen von ALEGrO statt. Vom 18.06.2024 bis zum 24.06.2024 wurde die Kapazität auf ALEGrO auf Anfrage der Elia auf 900 MW reduziert; die Mindesthandelskapazität wurde nicht unterschritten.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Jahr 2024 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

#### 4.1.4.3 TenneT-Regelzone

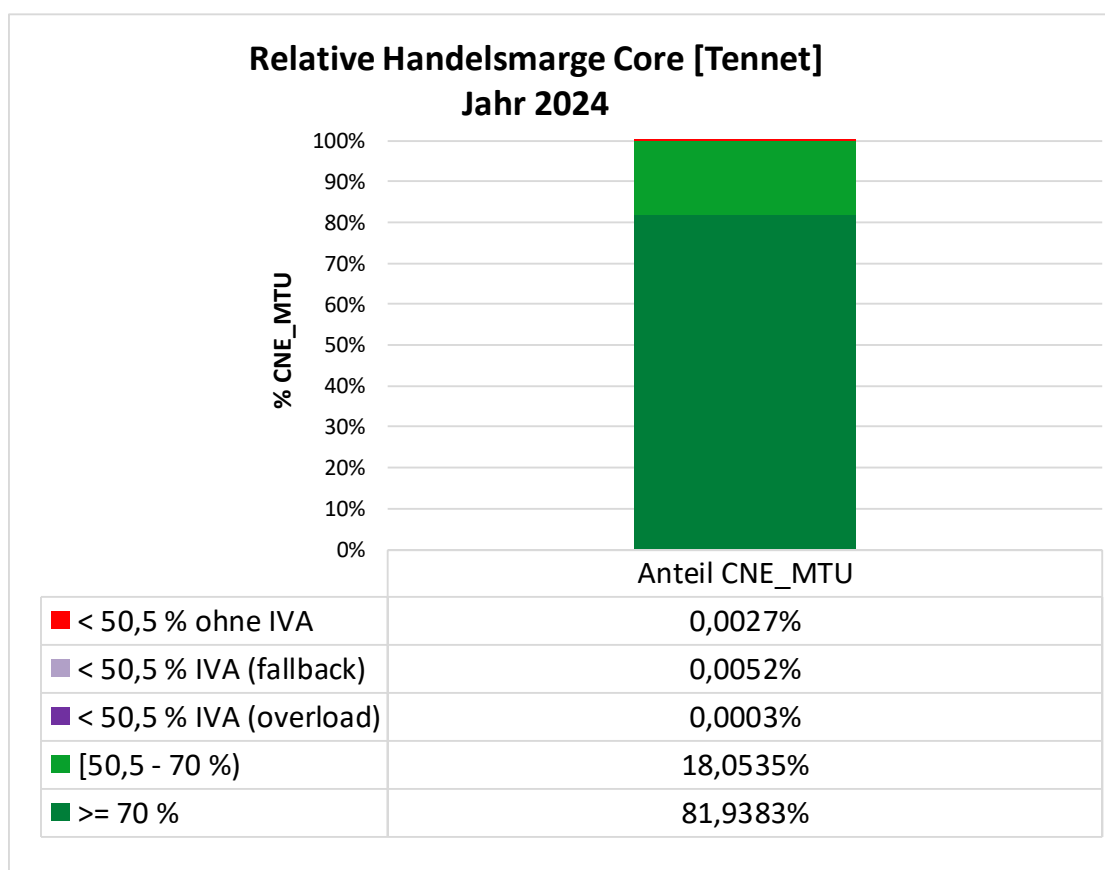


Abbildung 10: *Relative Handelsmarge Core [TenneT]  
im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)*

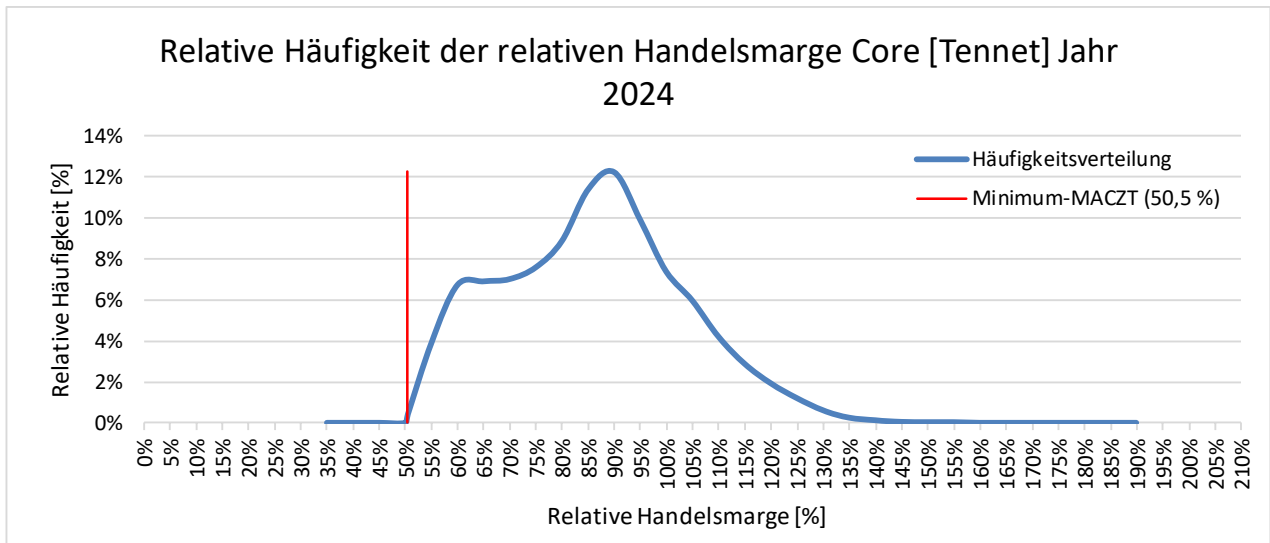


Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2024 auf Basis von 327.411 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.751 MTUs. Damit wurden in den Darstellungen pro MTU durchschnittlich 37 CNEs der TenneT-Regelzone berücksichtigt. Die geringfügige Anzahl CNE\_MTUs mit Unterschreitung der Mindestwerte ist Ergebnis des Validierungsprozesses oder der Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core-Kapazitätsberechnungsmethode. Somit sind sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität 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

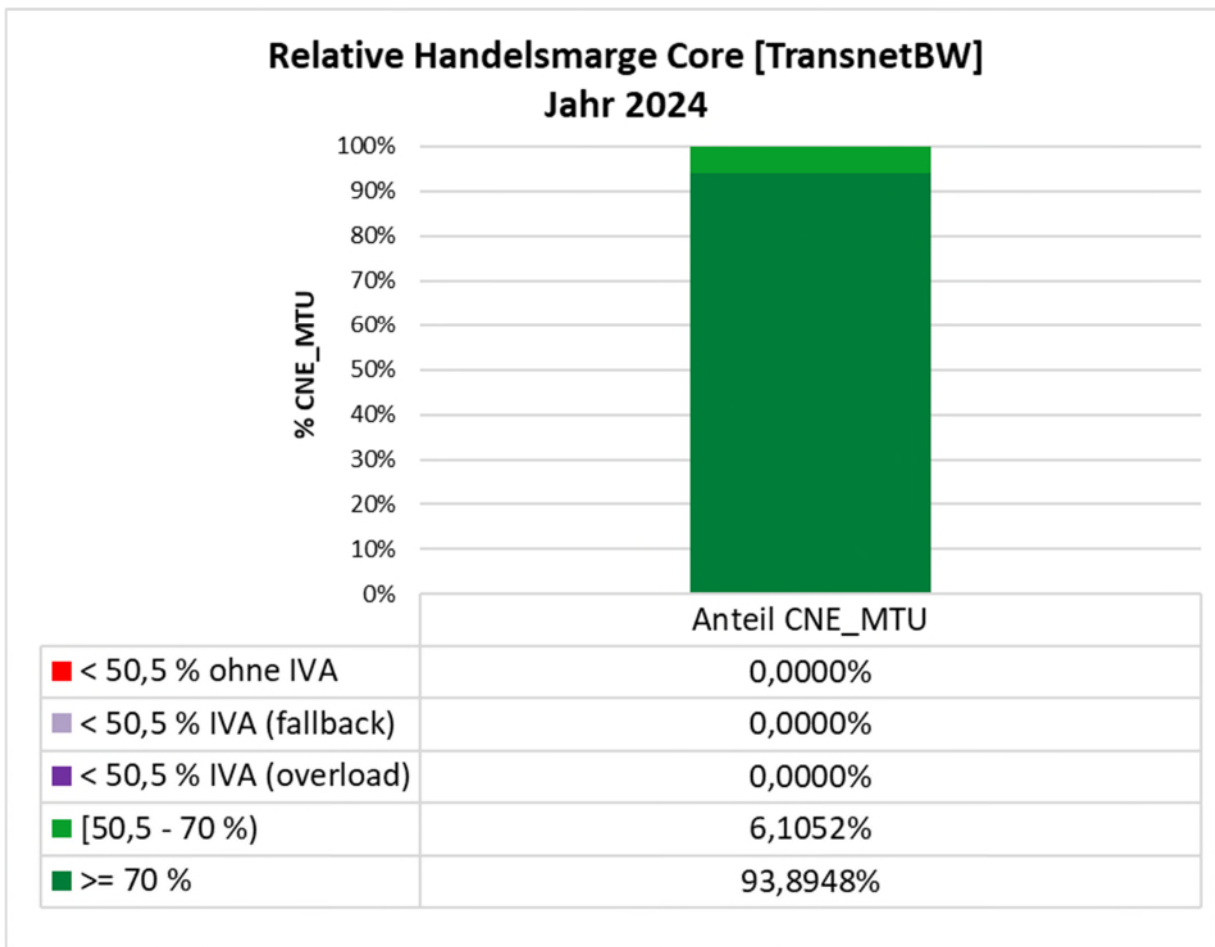


Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5%)

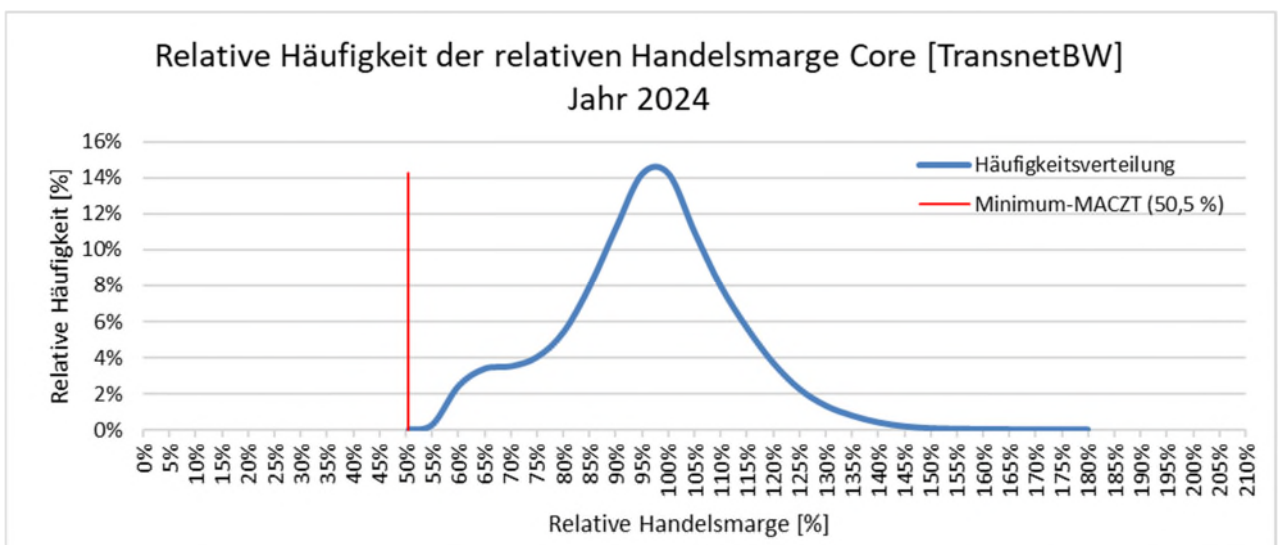


Abbildung 13: *Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)*

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone im Jahr 2024 auf Basis von 230.785 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 8.751 MTUs. Damit wurden pro MTU durchschnittlich etwa 26 CNEs der TransnetBW-Regelzone berücksichtigt. In der Regelzone der TransnetBW wurden die Mindestwerte zu jeder Zeit eingehalten.

Zusammenfassend hat TransnetBW die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Betrachtungszeitraum 01.01.2024 bis 31.12.2024 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 2024 der jeweiligen Richtungen determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.784 Werte (ein Wert je MTU). Die Kapazitätsberechnung führte aufgrund von Prozessstörungen bei der Richtung DE-DK1 für 56 MTUs und bei der Richtung DK1-DE für 63 MTUs zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam für beide Richtungen ein Backup-NTC in Höhe von 2095 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 in allen MTUs eingehalten und in Richtung Dänemark 1 nach Deutschland in allen bis auf zwei MTUs eingehalten. Diese zwei MTUs mit marginalen Unterschreitungen sind lediglich auf die Datenaufbereitung (z.B. Rundungsfehler) zurückzuführen. Abbildung 15 zeigt die Häufigkeitsverteilung der relativen Handelsmargen der CNE\_MTU als eine Art Dichtefunktion.

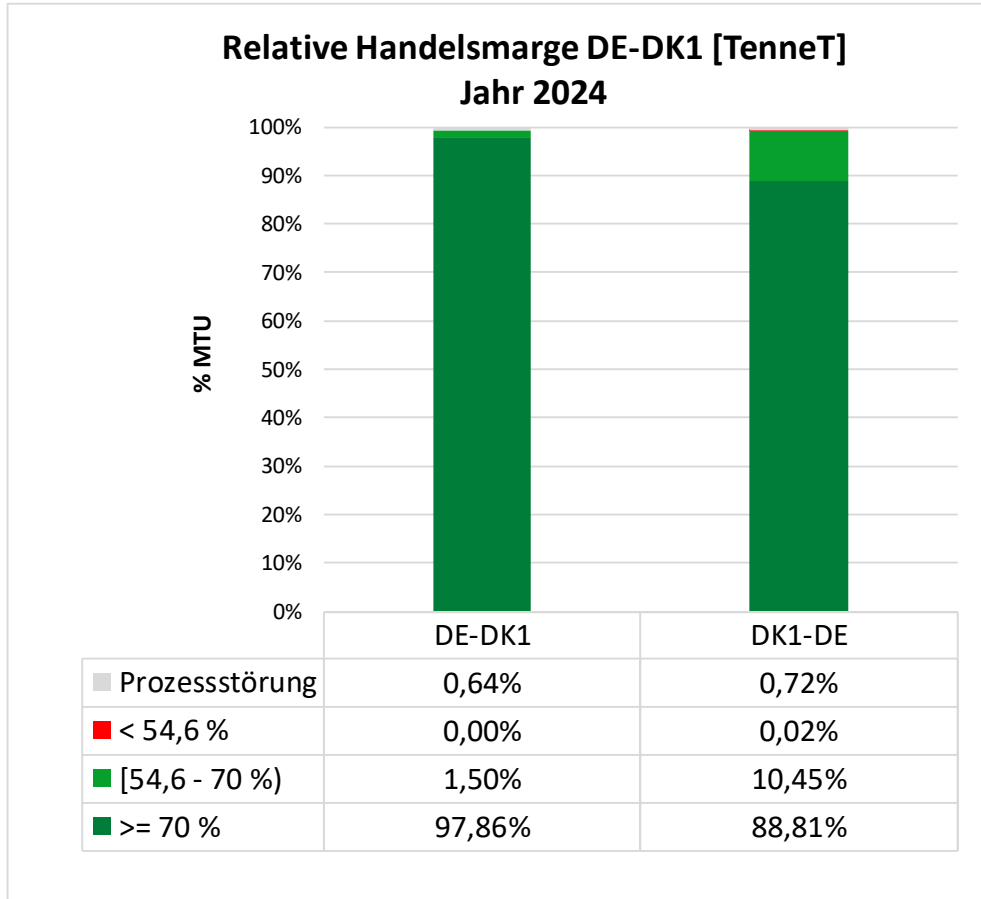


Abbildung 14: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 54,6 %)

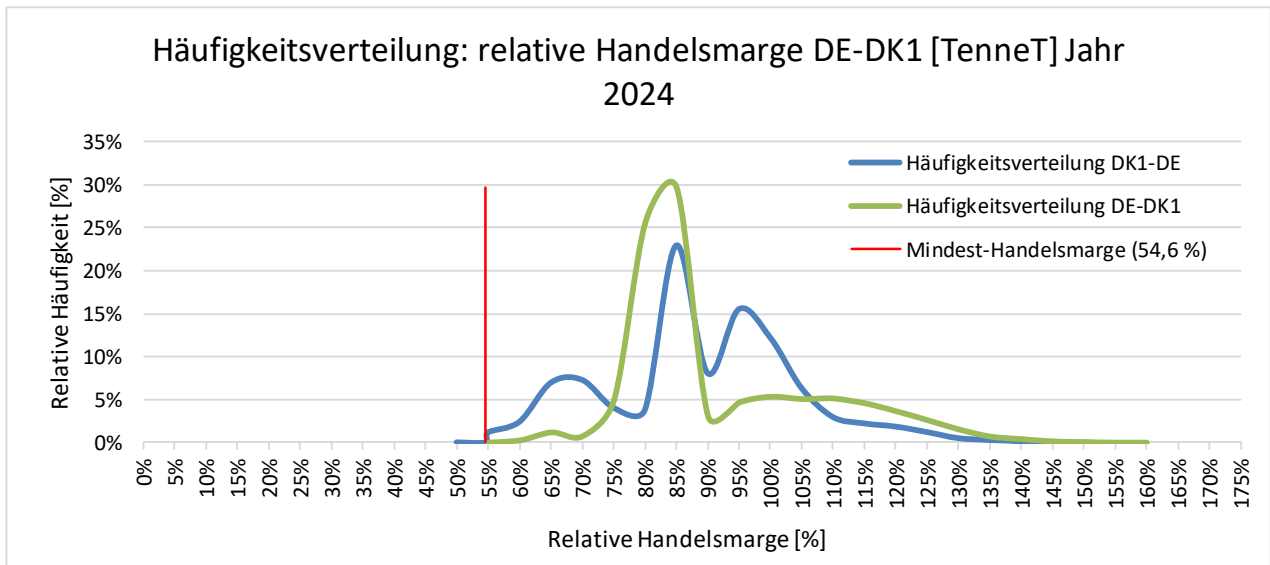
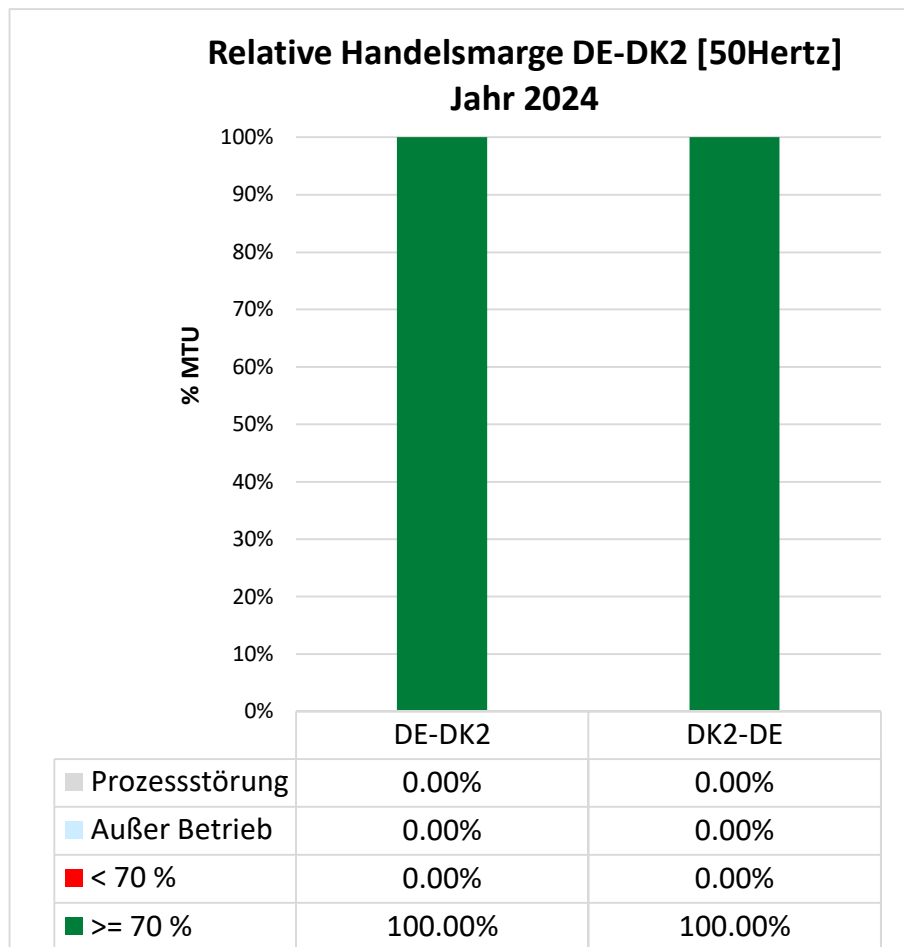


Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 54,6 %)

## 4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Jahr 2024 wurde der für die Grenze DE-DK2 jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU eingehalten. Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde setzt sich aus 70 % des  $F_{\max}$  des Kontek-Kabels plus 46,7% des  $F_{\max}$  der Kriegers Flak CGS (nach Abzug der DA prognostizierten offshore-Windeinspeisung) stundenscharf zusammen<sup>35</sup>. Damit ergibt sich nach Inbetriebnahme der KF CGS in Summe für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70 % der stundenscharf zu ermitteln ist. Die folgende Abbildung zeigt die tatsächlich angebotene Handelsmarge bezogen auf die Übertragungskapazität auf der Grenze DE-DK2 im Jahr 2024<sup>36</sup>.



<sup>35</sup> Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2 NTC-Grenze DE-DK2 im Kapitel Methodik zum Monitoring.

<sup>36</sup> Aus Vereinfachungsgründen wird in Abbildung 16 ein Abgleich mit 70% und nicht mit dem teils darunter liegenden Mindestwert gezeigt.

Abbildung 16: *Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz]  
im Jahr 2024 (Mindestwert <70 %) <sup>37</sup>*

Abbildung 16 zeigt, dass in allen berücksichtigten Stunden die Handelsmarge mindestens 70 % der Übertragungskapazität ausgemacht hat. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 8.784 Stunden berücksichtigt. Folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden, in denen die Verfügbarkeit der beiden Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in 2024 eingeschränkt war.<sup>38</sup>

Tabelle 11: *Eingeschränkte Verfügbarkeit der Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in Stunden*

Interkonnektor	Wartung	partielle Störung / Störung
Kontek Kabel	376	7 / 6
KF CGS	480	8.136 / 168

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 2024 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 2024 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.784 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2024 in Höhe von 46,7 % 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 5632 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Der NTC der Richtung NO2 nach DE wurde in 2630 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> Die Kategorie „Prozessstörung“ meint Stunden, in denen der Kapazitätsberechnungsprozess nicht prozessgemäß durchgeführt werden konnte, die Kategorie „Außer Betrieb“ meint Stunden, in denen auf der Grenze keiner der beiden Interkonnektoren in Betrieb war.

<sup>38</sup> In der Regel wurde hierbei folgende Logik angewendet: In Stunden 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 51 MTU und bei der Richtung NO2-DE für 62 MTU zu keinem Ergebnis. In diesen Stunden kam ein Backup-NTC in Höhe von 675 MW in DE-NO2 Richtung bzw. 654 MW in NO2-DE Richtung zur Anwendung.

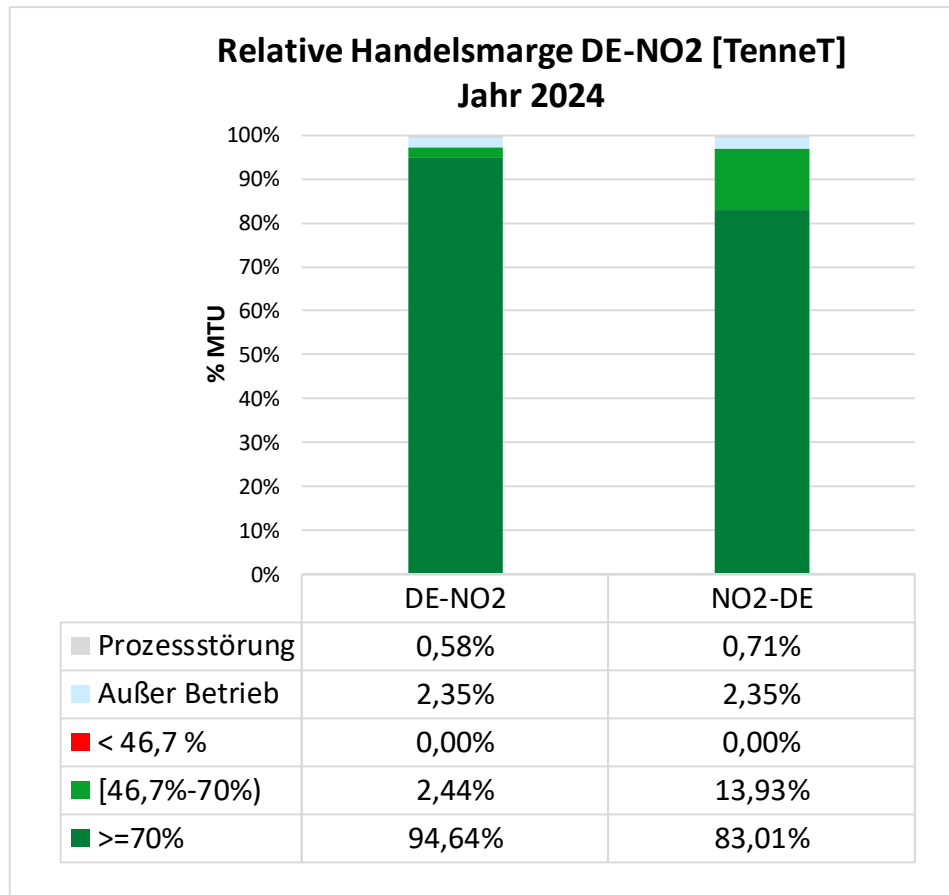


Abbildung 17: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 46,7 %)

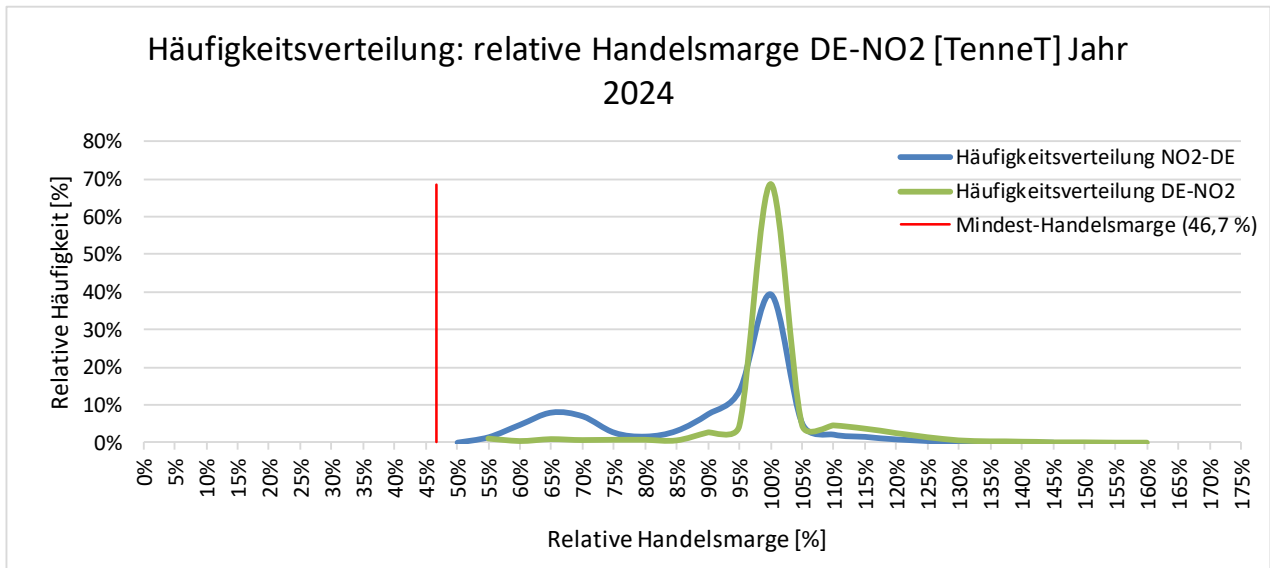


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 46,7 %)

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2024 für 206 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Im Normalbetrieb beträgt der  $F_{\max}$ -Wert 1.400 MW. Während 211 Stunden befand sich das Kabel mit einer Begrenzung des  $F_{\max}$ -Werts (DC-CNEC) auf 685 MW im Monopolbetrieb<sup>39</sup>. In 264 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 12: Verfügbarkeit des NordLink-Kabels an der Grenze DE-NO2

Betriebszustände (Anzahl der Stunden)	$F_{\max}$ [MW]	Wartung (geplant)	Instandsetzung (geplant)	Störung (ungeplant)	Summe
Außer Betrieb	0	116	34	56	<b>206</b>
Monopolbetrieb	685	89	10	112	<b>211</b>
Eingeschränkter Betrieb	1120	0	264	0	<b>264</b>
				Gesamtsumme	<b>681</b>

<sup>39</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.

## 4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Im Jahr 2024 war das Kabel Baltic Cable, welches die Grenze DE-SE4 bildet, während 8.415 Stunden in Betrieb. In den übrigen 369 Stunden war das Kabel zur Revision geplant außer Betrieb und somit war keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität verfügbar. Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die Verteilung der angebotenen Handelsmarge der Grenze DE-SE4 im Jahr 2024.

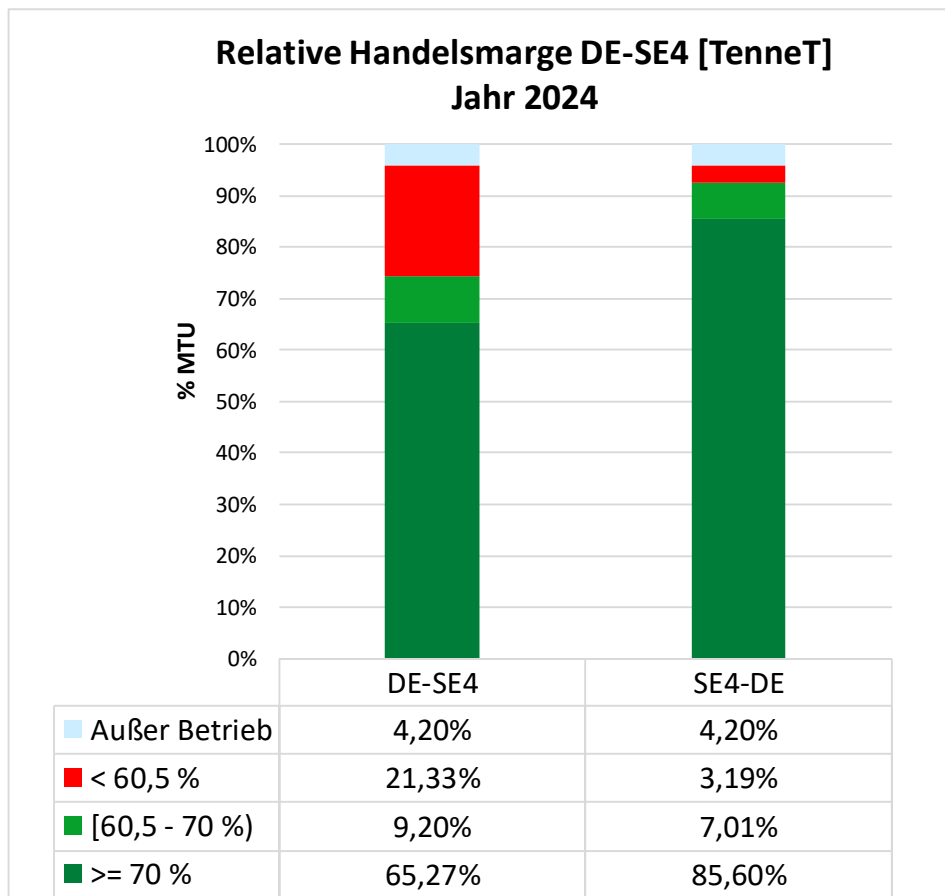


Abbildung 19: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 60,5 %)

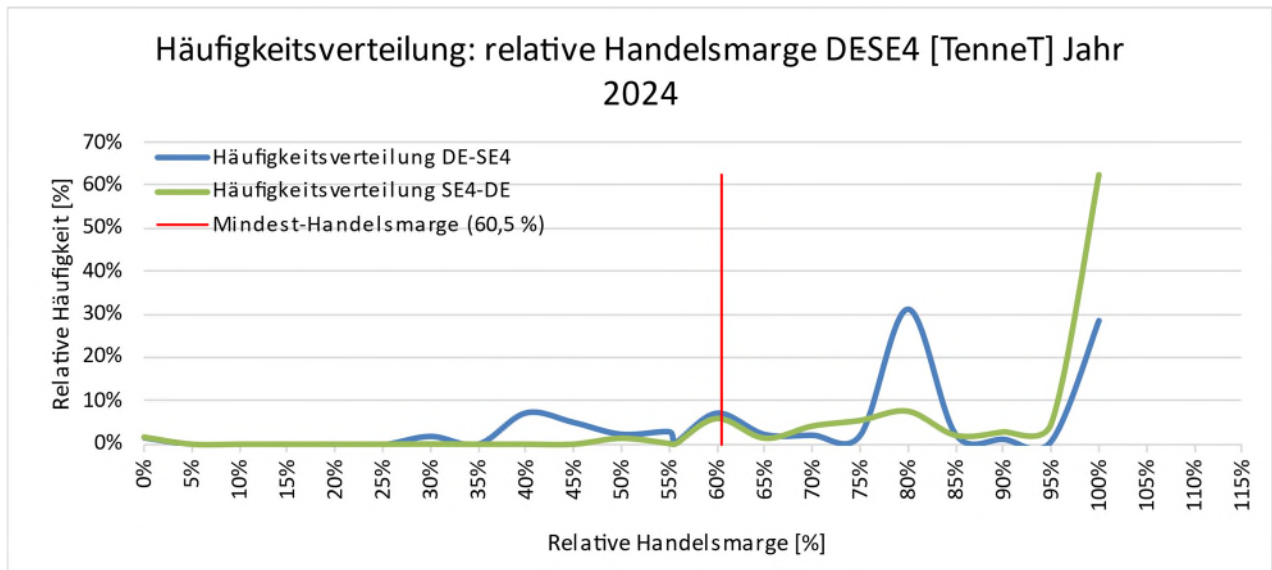


Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 60,5 %)

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 von 363 MW gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans, welche 60,5% der maximalen Leistung des Baltic Cable entspricht, konnte in Südrichtung (SE4 nach DE) in 8.135 Stunden (96,7 % der Betriebsstunden) eingehalten werden. In Nordrichtung (DE nach SE4) konnte die Mindestkapazität in 6541 Stunden (77,7 % der Betriebsstunden) eingehalten werden.

Im Normalschaltzustand (Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel) kam es im Jahr 2024 zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten.

Aufgrund geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten von kritischen Netzelemente in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) waren in 1894 MTU 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 1874 MTU die Nordrichtung und in 280 MTU die Südrichtung. Sämtliche Abweichung von der linearen Verlaufskurve wurden der BNetzA unverzüglich angezeigt. In 137 MTU davon betrug die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität in beiden Richtungen 0 MW. In 397 MTU mit Abweichung von der linearen Verlaufskurve kam es zur Einschränkung des Marktes. Als wesentlicher Treiber zeigten sich Baumaßnahmen Anfang 2024 im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG, sowie Baumaßnahmen im Netz der TenneT im August 2024 im Zuge des Baues der Ostküstenleitung.

Tabelle 13: Aufschlüsselung der Abschaltursache der Netzelemente mit Auswirkung auf Baltic Cable

Abschaltursache von Netzelementen	Anzahl mit Unterschreitungsauswirkung	Stunden
Einschränkungen auf einem Stromkreis der Tennet zwischen Hamburg und Lübeck aufgrund des Baues der Ostküstenleitung		678
Wartung der SHN im Umspannwerk Siems mit 1-Sammelschienenbetrieb		661
Baumaßnahmen oder Wartung in Siems an Tennet Netzelementen (Statischer Blindleistungskompensator oder Transformator)		173
Baumaßnahmen in Lübeck an Tennet Netzelementen (Statischer Blindleistungskompensator oder Transformator)		74
Reparaturmaßnahmen an Sammelschienen der TenneT im Umspannwerk Lübeck		59
Sonstige		250

Die Abweichung von der linearen Verlaufskurve sind der besonderen Anschlusssituation 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.

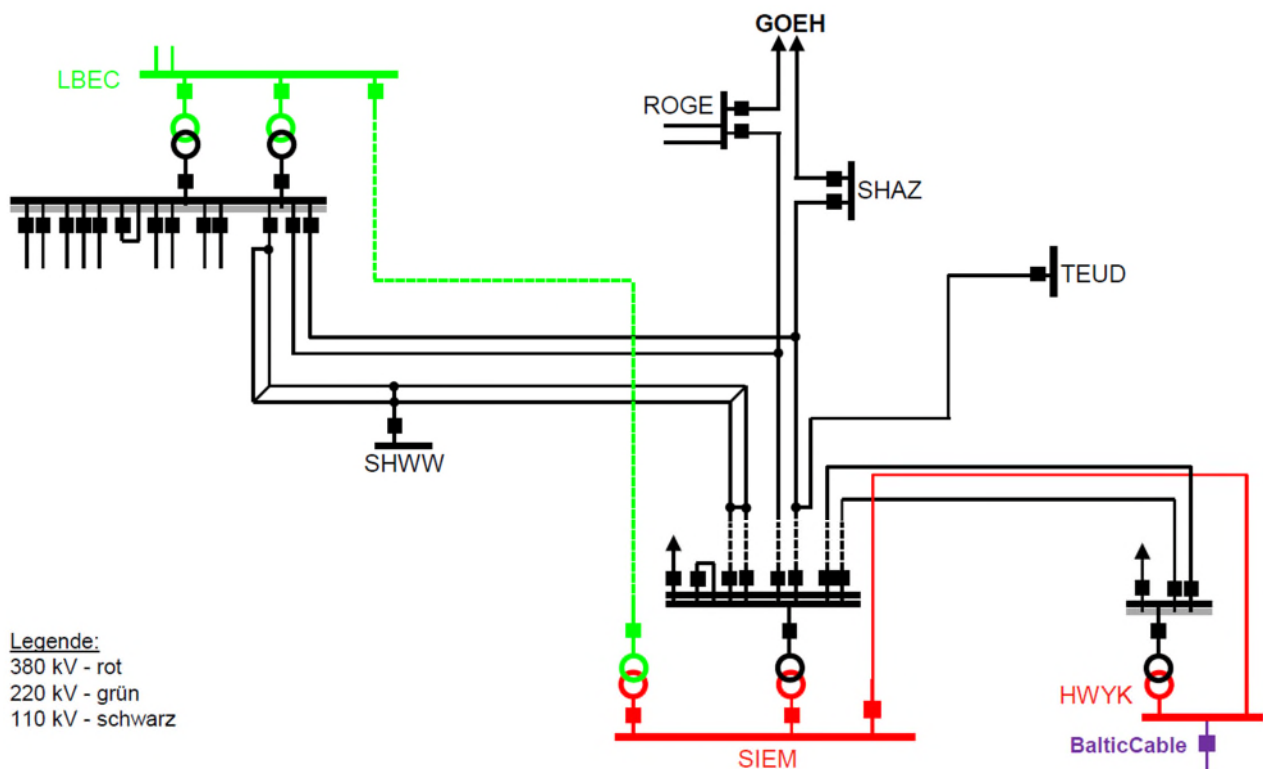


Abbildung 21: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN).

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 Abschaltenszenarien sind im Betriebshandbuch des Baltic Cable) festgeschrieben.

Zu den Zeitpunkten der Abweichung von der linearen Verlaufskurve waren Netzelemente der TenneT oder der SHN, die zur Bereitstellung der Mindestkapazität wesentlich sind, aufgrund von Störungen oder Arbeiten am Netz nicht verfügbar. Eine nach Kategorien aufgeschlüsselte Nichtverfügbarkeit der Netzelemente für das Jahr 2024 sind in Tabelle 13 dargestellt. Die Abweichung von der linearen Verlaufskurve an der Grenze DE-SE4 basierte im Wesentlichen auf folgenden Szenarien: Die technische Nichtverfügbarkeit oder Freischaltung zur Durchführung von Arbeiten einer der beiden 220-kV-Leitungen Hamburg-Nord – Lübeck, einer der beiden 110-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken Lübeck und Siems oder eines Transformators in Lübeck oder Siems.

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 2024 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>40</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 2027 zu erwarten.

---

<sup>40</sup> <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 Langfriskapazitäten in der koordinierten Handelsmarge (vereinfachte Darstellung) .....	10
Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement.....	19
Abbildung 3: Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2024 bis 31.12.2024 .....	22
Abbildung 4: Übersicht Ursachen für Mindestwertunterschreitungen infolge des Validierungsprozesses.....	23
Abbildung 5: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	28
Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	28
Abbildung 7: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	30
Abbildung 8: Relative Häufigkeit der relativen Handelsmarge Core [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	30
Abbildung 9: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %) .....	31
Abbildung 10: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	32
Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %).....	33
Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5%).....	34
Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Jahr 2024 (Mindestwert 50,5 %)35	35
Abbildung 14: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 54,6 %).....	36
Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 54,6 %)...	36
Abbildung 16: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] im Jahr 2024 (Mindestwert <70 %) .....	38
Abbildung 17: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 46,7 %) .....	39
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 46,7 %)...	40
Abbildung 19: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 60,5 %).....	41
Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2024 (Mindestwert 60,5 %)....	42
Abbildung 21: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN).....	43

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: <i>Relative Handelsmarge der deutschen rÜNB in der Core-Region im Jahr 2024</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> .....	17
Tabelle 7: <i>Datenquellen für die Bestimmung der Handelsmarge an der Grenze DE-SE4</i> .....	18
Tabelle 8: <i>Prozessstörungen in der Core-Kapazitätsberechnung</i> .....	21
Tabelle 9: <i>Wesentliche Ursache für die Diskrepanz zwischen deutscher Monitoring-Methode und der Core Kapazitätsberechnung</i> .....	25
Tabelle 10: <i>Mindestwert-Unterschreitungen ohne Anwendung von IVAs</i> .....	29
Tabelle 12: <i>Eingeschränkte Verfügbarkeit der Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in Stunden</i> .....	38
Tabelle 13: <i>Verfügbarkeit des NordLink-Kabels an der Grenze DE-NO2</i> .....	40
Tabelle 14: <i>Aufschlüsselung der Abschaltursache der Netzelemente mit Auswirkung auf Baltic Cable</i> .....	43



Ausschließlich per E-Mail an:

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom  
622-25-005

☎ 0228

oder 14-0

Bonn  
04. August 2025

## Berichtigung eines redaktionellen Fehlers gemäß § 42 VwVfG

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit wird die Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2024 welche die Bundesnetzagentur am

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.

21. Juli 2025 unter dem Aktenzeichen 622-25-005 erlassen hat gemäß § 42 VwVfG aufgrund eines redaktionellen Fehlers wie folgt berichtigt:

Seite 18, Absatz 4, Satz 2 lautet: "Die Verpflichtung zur Einhaltung der festgelegten Mindestkapazitäten trifft an dieser Grenze die **Antragstellerin zu 4** als Betreiberin der Verbindungsleitung."

Dies wird hiermit berichtigt durch: "Die Verpflichtung zur Einhaltung der festgelegten Mindestkapazitäten trifft an dieser Grenze die **Antragstellerin zu 3** als Betreiberin der Verbindungsleitung."

Bonn, 4. August 2025

Im Auftrag

Joachim Gewehr  
(Referatsleiter)