

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR
VERFÜGBAREN GEBOTZONENÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄT
FÜR DAS JAHR 2022 GEMÄß ARTIKEL 15 ABSATZ 4 ELEKTRIZITÄTS-
BINNENMARKT-VERORDNUNG (EU) 2019/943

VOM 21.03.2023

ERSTELLT VON

DEN DEUTSCHEN REGELZONENVERANTWORTLICHEN
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN



IN ZUSAMMENARBEIT MIT DEM NICHT-REGELZONEN-
VERANTWORTLICHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER



Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG.....	3
1. GESETZLICHER HINTERGRUND	4
2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPANS	5
3. METHODIK ZUM MONITORING	7
3.1 Core-Region	8
3.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien.....	8
3.1.2 Flow-Based Methodik für das Monitoring der CWE-Region und der CCR Core.....	10
3.1.2.1 Validierung im Rahmen der Core Kapazitätsberechnung	14
3.2 Hansa Region.....	16
3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2.....	16
3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2	18
3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4	19
4. ERGEBNISSE	20
4.1 Core-Region	20
4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien (bis zur IBN des Core FBMC).....	20
4.1.2 Ergebnisdarstellung für die CWE-Region und das Core FBMC	21
4.1.2.1 Ergebnisse für die CWE-Region	24
Amprion-Regelzone.....	25
TenneT-Regelzone.....	28
TransnetBW-Regelzone	29
4.1.2.2 Ergebnisse des Core FBMC.....	31
Darstellung der Ergebnisse	32
50Hertz-Regelzone	34
Amprion-Regelzone.....	35
TenneT-Regelzone.....	38
TransnetBW-Regelzone	40
4.2 Hansa-Grenzen	41
4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1	41
4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2	43
4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2	44
4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4	47
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	51
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	53

ZUSAMMENFASSUNG

Die am 04.07.2019 in Kraft getretene 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“¹ 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 Mindestwerte für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel an den Grenzen Deutschland – Dänemark 1, Deutschland – Dänemark 2, Deutschland – Norwegen 2 und Deutschland – Polen/Tschechien durch die jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bzw. TenneT zu jedem Zeitpunkt des Jahres 2022 eingehalten. An der Grenze Deutschland – Schweden 4 wurde der Mindestwert in Nordrichtung in 170 Stunden auf Grund von geplanten Leitungsnichtverfügbarkeiten in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung zur Gewährleistung der Systemsicherheit unterschritten.

Auf den Netzelementen der CWE-Region (bis zum 08.06.2022), bzw. der Core-Region (ab dem 09.06.2022), haben die rÜNB die Vorgaben entsprechend Art. 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in allen Stunden eingehalten, wobei es in wenigen Stunden Unterschreitungen des aktuell geltenden Mindestwertes von 31 % gab. In diesen Stunden war die Unterschreitung der Mindestwerte zur Gewährleistung der Systemsicherheit notwendig. Dies fand zu jeder Zeit im Einklang mit den Vorgaben des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung statt.

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 2022 zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

¹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10

1. GESETZLICHER HINTERGRUND

Die am 04.07.2019 in Kraft getretene 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 NTC²-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 Mitgliedsstaaten, 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 Mitgliedsstaaten – 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). Dieser Verpflichtung sind die regelzonenverantwortlichen ÜNB 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche ÜNB Baltic Cable AB (BCAB) erstmalig mit Bericht vom 18.05.2021 für das Jahr 2020 nachgekommen. Dieser Bericht wurde mit Bescheid vom 01.06.2021 seitens der BNetzA genehmigt. Mit dem vorliegenden Bericht kommen die ÜNB der Verpflichtung nach Art. 15 Abs. 4 für das Jahr 2022 nach.

² 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, früher: BMWi) 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 BNetzA³ haben die deutschen ÜNB 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT⁴ die Startwerte für die deutschen Gebotszonengrenzen⁵ und kritischen Netzelemente berechnet und veröffentlicht⁶. Die Prinzipien zur Startwertberechnung sehen unter anderem vor, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die Teil der lastflussbasierten Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion (Capacity Calculation Region, CCR) Core Flow-based Market Coupling (Core FBMC) 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 ihr voraussichtlich zukünftig zugeordnete 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 Mitgliedsstaat 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.

³https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html

⁴ Der Startwert für die Grenze DE-SE4 wurde durch TenneT ermittelt.

⁵ Gemeint ist die Deutsch-Luxemburgische Gebotszone. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der Begriff „deutsche Gebotszone“ verwendet.

⁶ <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CEP-Startwerte>

CCR Core

Grenze	% der Kapazität pro kritischem Netzelement (CNE)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
Core Region	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

Grenze	% der Kapazität pro Grenze							
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025	
DE-SE4	41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0	
DE-DK1	23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0	
DE-NO2	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0	
DE-DK2 ⁷	Kontek →	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS ⁸ →	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.

⁷ 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.

⁸ 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-Mitgliedsstaaten.⁹ Damit ist ein konsistentes Vorgehen zur Startwertberechnung der deutschen ÜNB sichergestellt.

Im Falle einer Unterschreitung der Mindestwerte gemäß der oben beschriebenen Standardmethode ist somit eine zusätzliche Detailprüfung erforderlich. Diese berücksichtigt sodann weitere für die Einhaltung der Vorgaben (Compliance) relevante Komponenten, wie angebotene Kapazität im Langfrist-¹⁰ und Intraday (ID)-Zeitbereich sowie für grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazitäten, genauso wie die Berücksichtigung weiterer europäischer Grenzen bei der Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge.¹¹ 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.^{12,13}

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

¹² 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.

¹³ 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.

Am 08.06.2022 erfolgte die Inbetriebnahme (IBN) des Core FBMC für den darauffolgenden Liefertag. Daher unterscheidet dieser Bericht die Zeitbereiche vor und nach diesem Zeitpunkt. Bis zum 08.06.2022 erfolgte die Kapazitätsberechnung für die Grenzen Deutschland – Tschechien (DE-CZ) und Deutschland – Polen (DE-PL) nach einem NTC-Verfahren und die Kapazitätsberechnung für alle in der CWE-Region enthaltenen Grenzen mittels eines lastflussbasierten Verfahrens. Aufgrund dieses Unterschieds ist die technische Umsetzung des Monitorings unterschiedlich und wird daher im Folgenden für diesen Zeitraum getrennt beschrieben. Für den Zeitbereich ab dem 09.06.2022, werden die deutschen Grenzen der CCR Core nach der Flow-Based-Methodik für das Monitoring überprüft.

3.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien

Die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenzen DE-CZ und DE-PL wird durch die ÜNB 50Hertz, TenneT und dem tschechischen ÜNB Czech Transmission System Operator (CEPS) als kombinierter Wert DE – PL/CZ auf Basis der NTC-Kapazitätsberechnungsmethode ermittelt. Die ÜNB führen dazu unabhängig voneinander NTC-Kapazitätsberechnungen unter ausschließlicher Berücksichtigung ihrer CNECs durch. Das Minimum der Ergebnisse je MTU (Harmonisierung) bildet die NTC DE – PL/CZ. Diese wird zur Hälfte in die NTC DE-CZ überführt, während die andere Hälfte als technisches Profil DE – PL/CZ verbleibt. Die Zuteilung der Kapazität des technischen Profils auf die beiden Gebotszonengrenzen DE-CZ und DE-PL erfolgt erst im Zuge der Allokation auf Basis der Nachfrage und somit im Sinne einer Wohlfahrtsoptimierung. Zur Abbildung des technischen Profils berücksichtigt 50Hertz in seiner Kapazitätsberechnung PL und CZ als eine Gebotszone. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von 50Hertz und TenneT angewendet wird.

Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Wie eingangs in diesem Kapitel beschrieben, besteht die angebotene Handelsmarge aus zwei Anteilen. Bei Anwendung eines NTC-Verfahrens ist zur Feststellung der Compliance nur das limitierende CNEC¹⁴ relevant, da es bzw. sie im Rahmen der Kapazitätsberechnung die koordinierte Handelsmarge determinieren. Entsprechendes gilt auch für die unkoordinierte Handelsmarge, welche ebenfalls nur auf dem limitierenden CNEC betrachtet werden muss.

¹⁴ Es können je MTU auch mehrere CNECs gleichzeitig limitierend sein.

Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge auf dem limitierenden CNEC entspricht dem Anteil der ermittelten gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazität, welche das limitierende CNEC belastet (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF¹⁵). Für die Grenzen DE – PL & CZ stellt auf deutscher Seite derjenige ÜNB das limitierende CNEC, der die geringere Kapazität in die Harmonisierung mit CEPS gegeben hat. Zur Berechnung der koordinierten Handelsmarge wird dementsprechend diese Kapazität herangezogen.

Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Die unkoordinierte Handelsmarge auf dem limitierenden CNEC entspricht den belastenden Anteilen der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche für diese auf dem limitierenden CNEC je Richtung angeboten wurden (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF).¹⁶ 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.

Datenquellen TenneT

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	F_{max}	D2CF CGM
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Eigene Alternating Current (AC) Lastflussberechnung auf Basis D2CF-CGM ¹⁷
Koordinierte Handelsmarge	PTDF	Eigene Berechnung aus D2CF CGM
Unkoordinierte Handelsmarge		
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Day-Ahead Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

Datenquellen 50Hertz

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Koordinierte Handelsmarge	F_{ref} , F_{max} , PTDF und Phase Shift Distribution Factor (PSDF)	Eigene Direct Current (DC) Lastflussberechnung und -optimierung auf Basis D2CF-CGM ¹⁸
Unkoordinierte Handelsmarge	PTDF	DC Lastflussberechnung
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Long-Term Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

¹⁵ PTDF (Power Transfer Distribution Factors) übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den CNEC.

¹⁶ 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.

¹⁷ D-2 Congestion Forecast Common Grid Model (D2CF-CGM) gemäß Art. 67 und Art. 70 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL).

¹⁸ 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.

3.1.2 Flow-Based Methodik für das Monitoring der CWE-Region und der CCR Core

Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von den ÜNB Amprion, TenneT und TransnetBW bis zum 08.06.2022 in der CWE-Region sowie ab dem 09.06.2022 von den ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in der CCR Core angewendet wurde.

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. Im Sonderfall der Ermittlung der Handelsmarge auf einer Gebots- oder Regelzonengrenze ist die geringere angebotene Kapazität der beiden beteiligten ÜNB ausschlaggebend. Bei der Anwendung von Default Flow-Based-Parametern (DFP) oder Spanning¹⁹ 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 www.JAO.eu veröffentlicht. Der Einfluss der Langfrist-Allokationen für die CWE-Grenzen wurde nicht betrachtet. Daher liegt die tatsächlich in CWE angebotene zonenübergreifende Handelskapazität teils über den berichteten Werten.

Für das Monitoring des Core FBMC ab dem 09.06.2022 wurden die Langfrist-Allokationen 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.

¹⁹ 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.

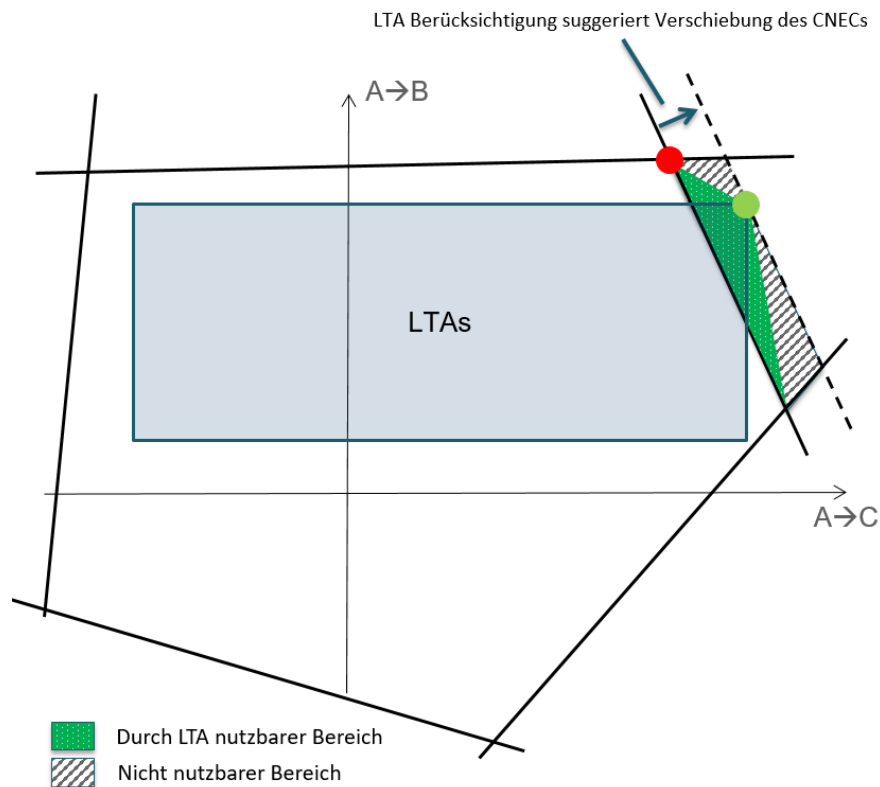


Abbildung 1: Berücksichtigung der allokierten Langfristkapazitäten in der koordinierten Handelsmarge (vereinfachte Darstellung)

- 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 außerhalb der CWE-Region bzw. CCR Core angebotenen zonenübergreifenden Handelskapazität auf den jeweiligen CNEC bestimmt. Konkret werden die entsprechenden belastenden PTFDs mit den jeweiligen betrachteten NTCs multipliziert und so der Einfluss der NTCs auf den jeweiligen CNEC bestimmt.²⁰ 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 wurden für die CWE-Region und das Core FBMC jeweils diejenigen Grenzen berücksichtigt, deren PTFD-Werte im Referenzprogramm der Day-Ahead Kapazitätsberechnung verfügbar sind.²¹

Datenquellen für die CWE-Region

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Unkoordinierte Handelsmarge	NTCs	Zum Zeitpunkt der jeweiligen Kapazitätsberechnung von der ENTSO-E Transparency Plattform abgerufene day-ahead ²² oder ersatzweise month ahead ²³ Forecasted Transfer Capacity. Falls keiner der beiden Werte verfügbar war, wurden auf Jahreskapazitäten basierende Default Werte verwendet.
Unkoordinierte Handelsmarge	PTDFs der CWE CNECs	CWE Flowbased Common System (teilweise öffentlich verfügbar unter JAO.eu ²⁴)
Koordinierte Handelsmarge	RAM	CWE Flowbased Common System (öffentlich verfügbar unter JAO.eu ²⁵)

²⁰ 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.

²¹ Die Grenzen des Referenzprogramms für CWE können im JAO Utility Tool unter folgendem Link eingesehen werden: <https://www.jao.eu/implicit-allocation>. Die Grenzen des Referenzprogramms für CORE können im JAO Publication Tool eingesehen werden: <https://publicationtool.jao.eu/core/refprog>

²² <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show>

²³ <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/forecastedTransferCapacitiesMonthAhead/show>

²⁴ <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

²⁵ <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

Datenquellen für die CCR Core

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Unkoordinierte Handelsmarge	NTCs	Von der ENTSO-E Transparency Plattform abgerufene day-ahead ²⁶ Net Transfer Capacity.
Koordinierte und unkoordinierte Handelsmarge	PTDFs der Core CNECs	Core CC Tool (teilweise öffentlich verfügbar unter JAO Publication Tool ²⁷)
Koordinierte Handelsmarge	RAM	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter JAO Publication Tool ²⁸)
Koordinierte Handelsmarge	LTAs	Core CC Tool (öffentlich verfügbar unter JAO Publication Tool ²⁹)

Einfluss der individuellen Validierung auf die angebotene Handelsmarge

Die auf den CNECs für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität wird pauschal auf den jeweiligen Mindestwert angehoben, falls der Mindestwert im Ergebnis der Kapazitätsberechnung nicht erreicht wurde. Im Rahmen der individuellen Validierung der ÜNB werden daher 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 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 PTDFs, um deren Einfluss auf die CNECs abzubilden.

²⁶ <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show>

²⁷ <https://core-parallelrun-publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>

²⁸ <https://core-parallelrun-publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>

²⁹ <https://core-parallelrun-publicationtool.jao.eu/core/finalComputation>

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.

3.1.2.1 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 mehreren Schritten, die im Folgenden kurz erläutert werden:

- Bestimmung wahrscheinlicher Marktergebnisse: Das Ergebnis der Core Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ist die für den grenzüberschreitenden Handel verfügbare Kapazität je CNEC. Wie der Markt schlussendlich 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 topologischer 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. Eine gemeinsame Validierung von sechs ÜNB führt zu Vorteilen. Im Folgenden sind wichtige Aspekte zusammengefasst:

- Kapazitätsreduktion 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.
- 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.
- Eine Kapazitätsreduktion bzw. IVA-Anwendung in einer Regelzone ist nicht mit dem Vorhandensein einer Überlastung in der gleichen Regelzone gleichzusetzen. Die DAVinCy-Ergebnisse zeigen sehr häufig, 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% reduziert³⁰. 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.

³⁰ 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.

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.³¹ Da das NordLink-Kabel, das die Grenze DE-NO2 bildet, mit impliziter Verlustbeschaffung bewirtschaftet wird, steht die Übertragungskapazitäten auf der abgebenden Seite nicht ausschließlich dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung, sondern wird zusätzlich durch die implizit beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen.

Berechnung der angebotenen Handelsmarge

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

³¹ 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).

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).³² 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.

Datenquellen

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 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

³² 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.

3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Folgenden wird die Methodik beschrieben, die 50Hertz auf der 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.

Datenquellen

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.

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 Gebotszone) im Verhältnis zur maximalen Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) mit der Mindestkapazität verglichen.³³

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.

Datenquellen TenneT

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 ³⁴	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

³³ 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).

³⁴ 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

4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien (bis zur IBN des Core FBMC)

Im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 wurde der für die Grenzen DE-PL&CZ geltende Mindestwert von 31 % in jeder MTU eingehalten. Die folgende Abbildung zeigt die relative Handelsmarge als das Verhältnis von angebotener Handelsmarge zu physischer Übertragungskapazität je CNEC und für alle MTUs auf den Grenzen DE-PL&CZ im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 für beide Handelsrichtungen.

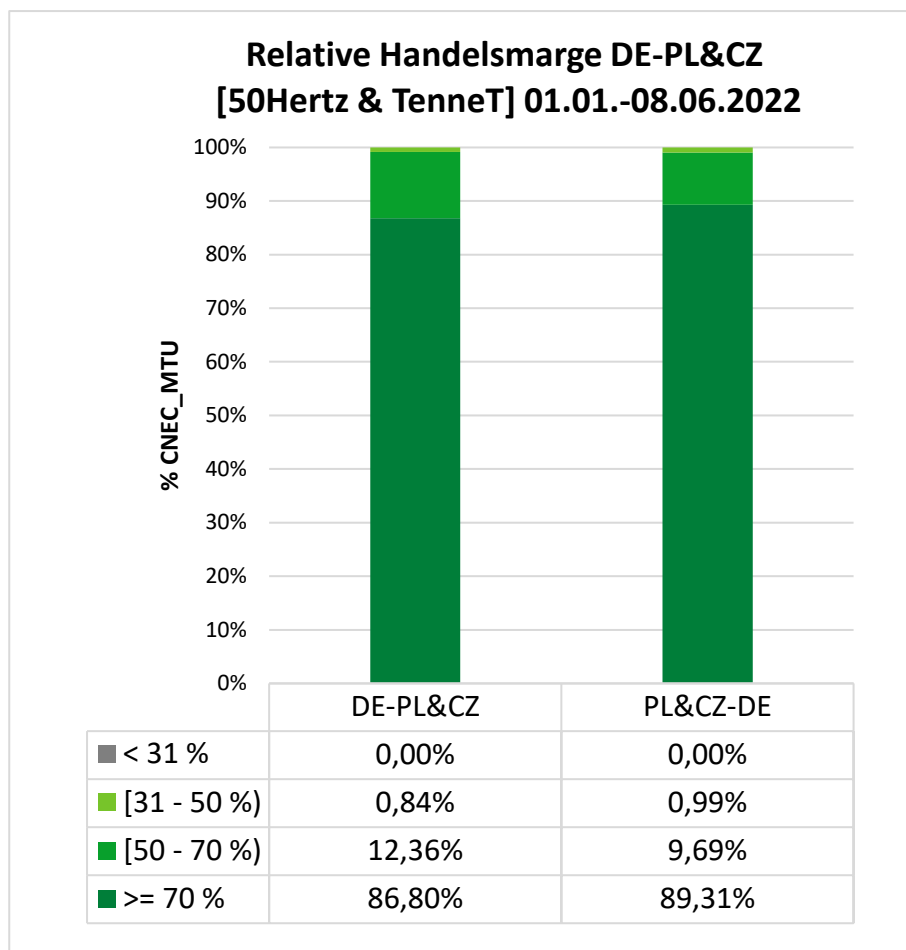


Abbildung 2: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

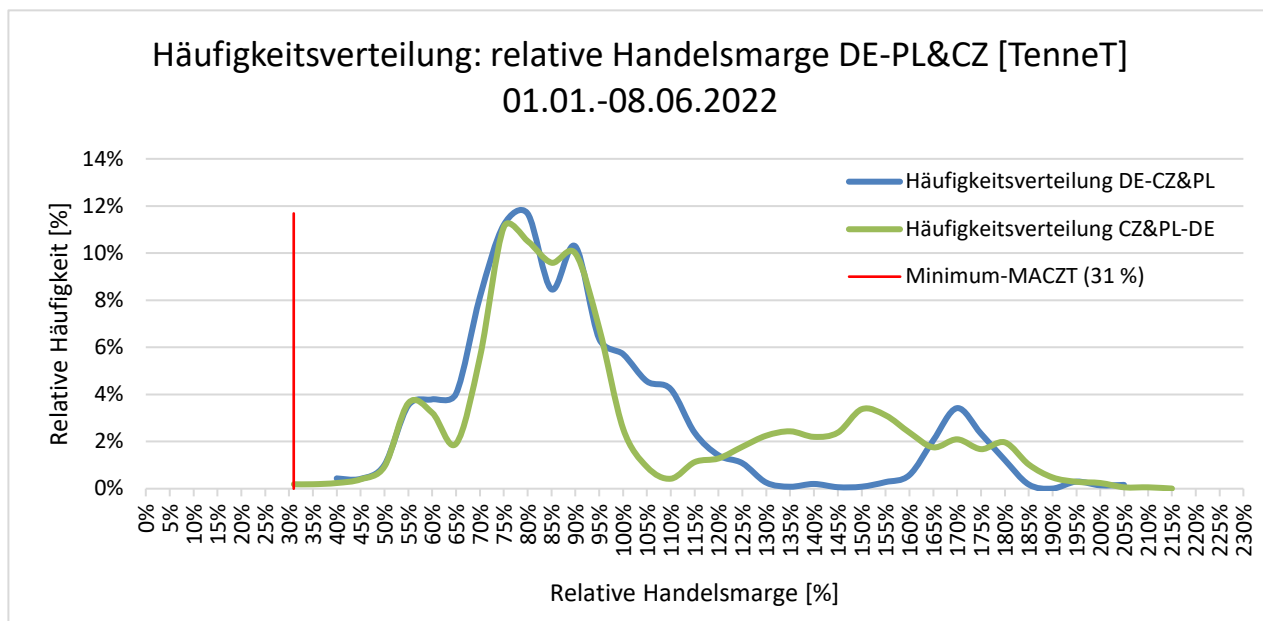


Abbildung 3: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen, dass in allen berücksichtigten MTUs eine Handelsmarge von mindestens 31 % bezogen auf die physische Übertragungskapazität (F_{max}) je limitierendem CNEC angeboten wurde. Da die zugrundeliegenden NTC-Werte unabhängig voneinander je Richtung ermittelt werden, wird in der Darstellung je Richtung unterschieden. Für beide Richtungen wurden alle 3.815 Stunden des Zeitraums 01.01.2022 bis 08.06.2022 berücksichtigt. Da zum Teil mehr als ein CNEC je MTU die Handelsmarge limitierte, basiert die Darstellung der Export-Richtung auf 5.091 Datenpunkten, während die Import-Richtung (PL&CZ-DE) auf 3.827 Datenpunkten basiert. Abbildung 2 zeigt außerdem, dass auf 86,8 % der in Export-Richtung und 89,31 % der in Import-Richtung limitierenden CNECs mindestens eine relative Handelsmarge von 70 % (Handelsmarge im Verhältnis zur physischen Übertragungskapazität) – und damit dem erst ab 31.12.2025 geltenden Mindestwert – freigegeben wurde.

4.1.2 Ergebnisdarstellung für die CWE-Region und das Core FBMC

Im Folgenden werden die Ergebnisse der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge auf den Netzelementen der CWE-Region sowie Core CCR ab Inbetriebnahme des Core FBMC 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 beschrieben³⁵,

³⁵ 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. [...]”

erfolgt die Ermittlung der angebotenen Handelsmarge je kritischem Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen (Contingencies). Dieses Vorgehen wird in Abbildung 4 und im Folgenden näher erläutert.

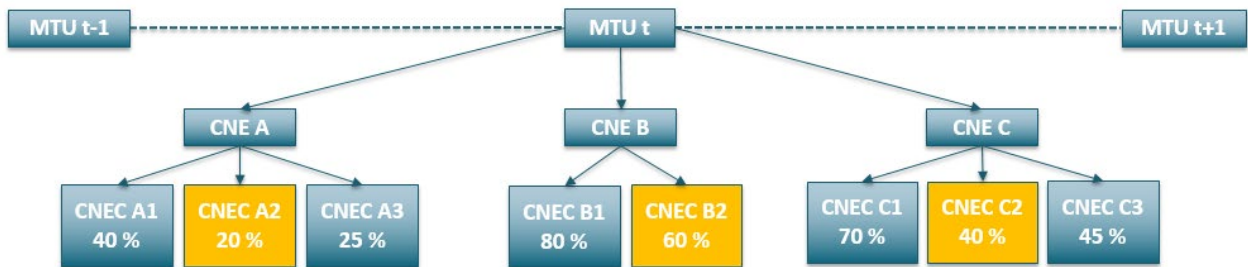


Abbildung 4: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

Abbildung 4 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.

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.³⁶ Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein³⁷. 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

³⁶ 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.

³⁷ 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.

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.

4.1.2.1 Ergebnisse für die CWE-Region

Für insgesamt eine MTU wurde am 06.03.2022 für die Stunde 10 aufgrund von technischen Problemen³⁸ in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung Spanning angewendet. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurde die betreffende MTU im Hinblick auf die CWE-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 3.814 von 3.815 Gesamtstunden betrachtet wurden, Abbildung 5 stellt dies grafisch dar.

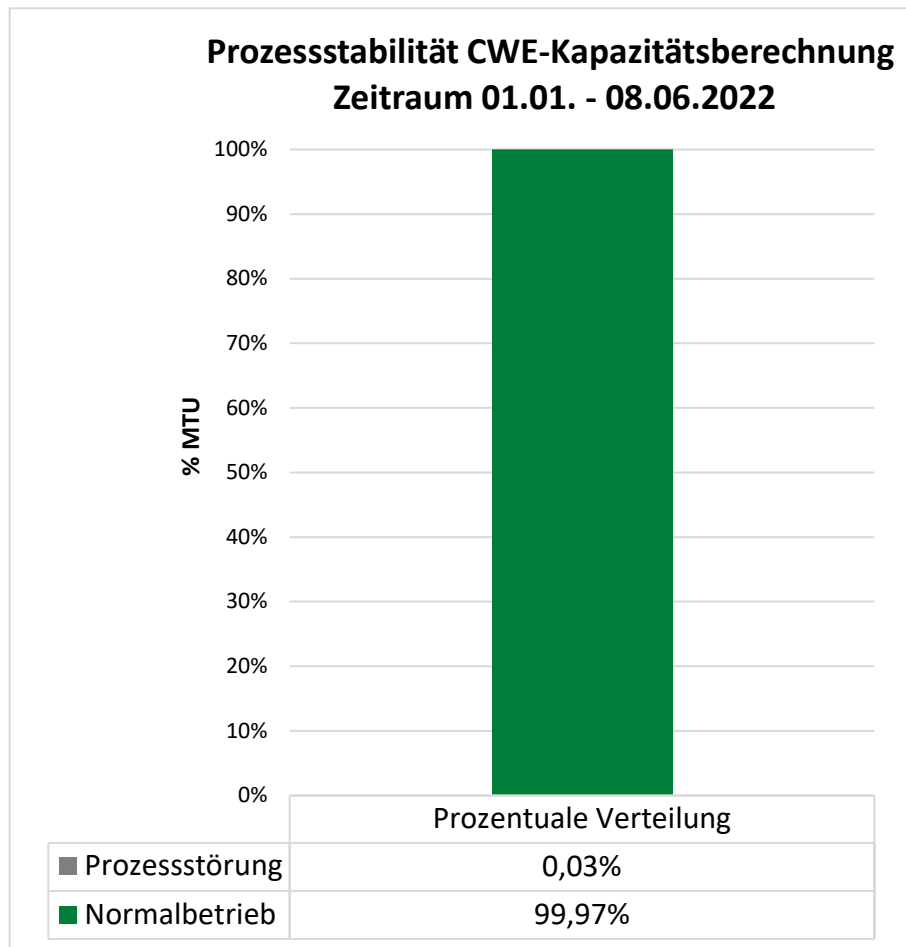


Abbildung 5: Prozessstabilität der CWE-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022

³⁸ Die technischen Probleme lagen dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB.

Amprion-Regelzone

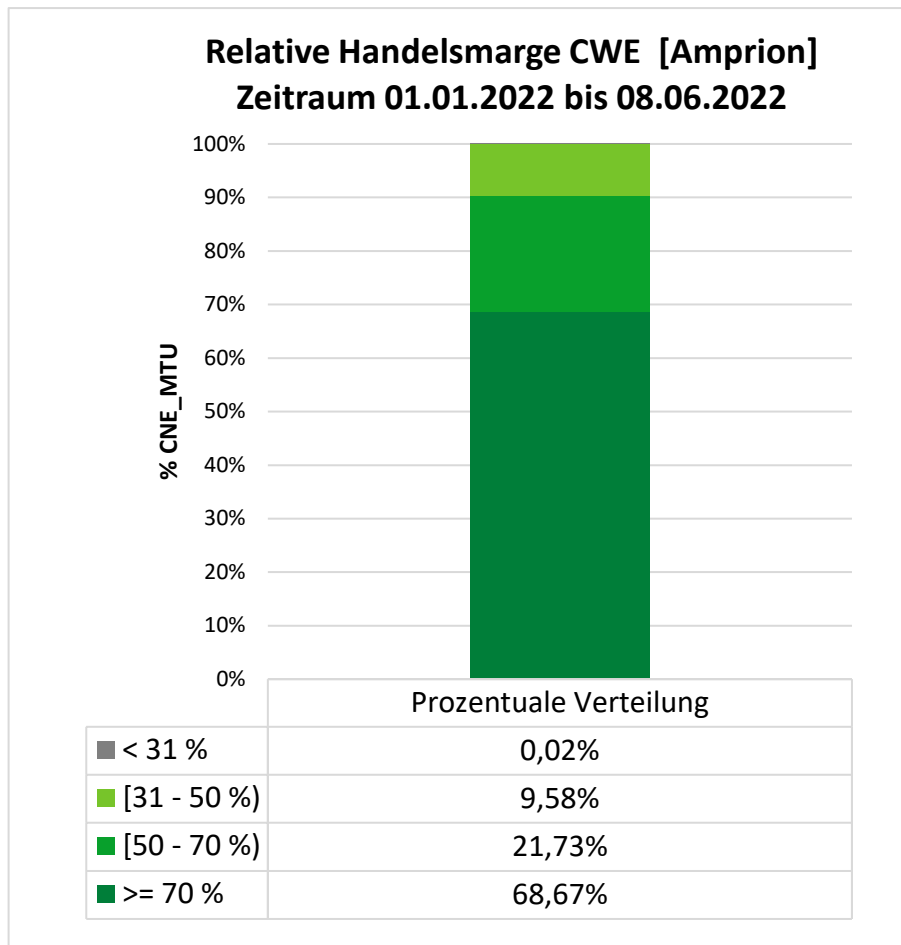


Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [Amprion]
im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 6 zeigt die Verteilung der angebotenen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022. Im Durchschnitt wurden 59 CNEs der Amprion-Regelzone pro MTU im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 6 225.649 Eingangsdaten berücksichtigt. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2022 (31 %) auf den CNEs innerhalb der Amprion-Regelzone während 99,98 % der Datenpunkte im Betrachtungszeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 eingehalten wurde.

Der Mindestwert wurde am 30.01.2022 in 34 Fällen (CNE je MTU) verteilt auf die drei Stunden 12, 14 und 15 unterschritten, was 0,02 % der CNE_MTU Datenpunkte entspricht. Hintergrund war eine kritische Netzsituation, welche zu einer hohen Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes geführt hat. In den drei betreffenden Stunden lag die Einspeisung von Wind (On- und Offshore) sowie Photovoltaik in Deutschland in der Summe bei rund 45 bis 50 GW. Währenddessen wurde ein Export von rund 10 GW aus Deutschland in das Ausland ermöglicht. Im gemeinsamen Validierungsprozess der deutschen CWE-ÜNB wurden für die

prognostizierte Netzsituation unter Anwendung des Mindestwertes im (n-1)-Fall Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz festgestellt, welche selbst mit sämtlichen zur Verfügung stehenden Abhilfemaßnahmen (Topologieänderung, Redispatch) für diese Stunden nicht hätten gelöst werden können. Um die Systemsicherheit aufrecht zu erhalten, musste die Anwendung des Mindestwertes für die drei betreffenden Stunden daher ausgesetzt werden. Sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität erfolgten nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Weitergehende Analysen zeigen, dass sich Fälle, in denen vergleichsweise wenig Handelsmarge angeboten wurde, auf relativ wenige Netzelemente lokal konzentrieren. Dies sind vor allem Leitungen im nordwestlichen Gebiet der Amprion-Regelzone, welche bei starker Windeinspeisung hohe Vorbelastungen durch Leistungsflüsse in die südeuropäischen Lastzentren aufweisen. In der Folge stellt es eine große Herausforderung dar, auf diesen Netzelementen zusätzliche Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bereitzustellen. Für diese besonders betroffenen Netzelemente sind die derzeit reduzierten Handelsvorgaben der linearen Verlaufskurve gemäß Aktionsplan erforderlich.

„ALEGrO“ – die erste direkte Stromverbindung zwischen Deutschland und Belgien – ist als DC-Verbindung über das „Evolved Flow-Based Verfahren“ in die CWE-Kapazitätsberechnung und -allokation eingebunden und unterliegt damit einer besonderen Monitoring-Methodik. Die für das Compliance-Monitoring von Amprion relevante Bemessungsgröße ist die im Flow-Based Market Coupling auf dem deutschen Hub „AL_DE“ von ALEGrO bereitgestellte maximale Übertragungskapazität³⁹. Diese muss mindestens dem gültigen prozentualen Mindestwert nach dem Aktionsplan multipliziert mit der thermisch verfügbaren Kapazität von ALEGrO entsprechen. Im Falle eines Ausfalls oder einer verringerten thermischen Kapazität von ALEGrO, verringert sich damit auch der Mindestwert für zonenübergreifende Handelskapazität von ALEGrO. Da es im vorgelagerten AC-Netz zu Engpässen kommen kann, kann die tatsächliche physische Handelskapazität über ALEGrO von der direkt auf ALEGrO angebotenen Kapazität abweichen. Dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Monitoringergebnisse von ALEGrO.

³⁹ Technisch wird dies im Rahmen des „Evolved Flow-Based“ über sogenannte „virtuelle Hubs“ der Konverterstationen Lixhe und Oberzier modelliert. Diese bilden in der Kapazitätsberechnung und -allokation eigene Hubs mit eigenen PTDFs aus. Die maximale bzw. minimale Nettositionen der virtuellen Hubs wird in der Regel auf die thermisch verfügbare Kapazität von ALEGrO limitiert und bildet damit auch die Bemessungsgrundlage für das vorliegende Compliance-Monitoring.

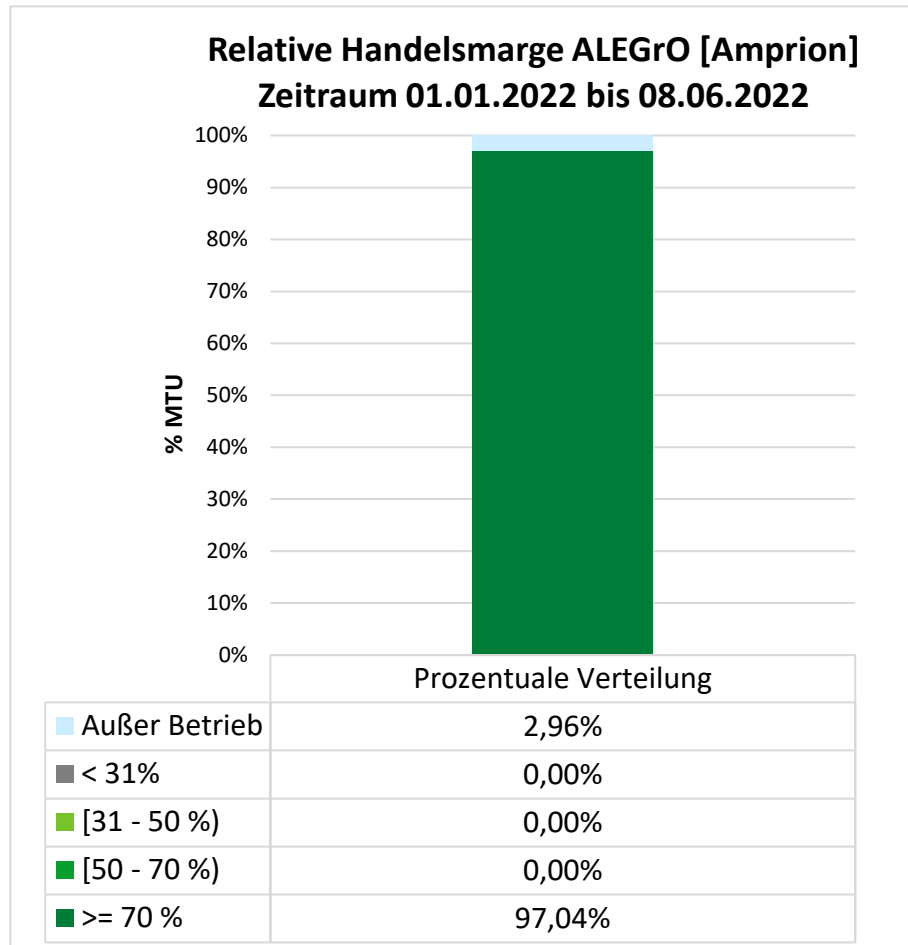


Abbildung 7: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion]
im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 7 zeigt die auf dem deutschen Hub „AL_DE“ von ALEGrO für den zonenübergreifenden Stromhandel bereitgestellte Übertragungskapazität bezogen auf die thermisch verfügbare Kapazität von ALEGrO. Je Stunde bzw. MTU ist ein Wert in die Grafik eingegangen. Amprion konnte dem zonenübergreifenden Stromhandel in 97 % des Betrachtungszeitraums vom 01.01.2022 bis 08.06.2022 100 % der verfügbaren thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW anbieten.

Im Zeitraum vom 16.05.2022 um 08:00 Uhr bis zum 20.05.2022 um 24:00 Uhr wurde ALEGrO aufgrund der geplanten jährlichen Wartungsmaßnahme in Abstimmung mit dem Projektpartner Elia außer Betrieb genommen. Diese Maßnahme hatten Elia und Amprion vorab an den Markt kommuniziert. In diesem Zeitraum ist die verfügbare thermische Kapazität auf 0 MW abgesunken, sodass dem zonenübergreifenden Stromhandel auf ALEGrO keine Kapazität bereitzustellen war.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der CWE-Region im Betrachtungszeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

TenneT-Regelzone

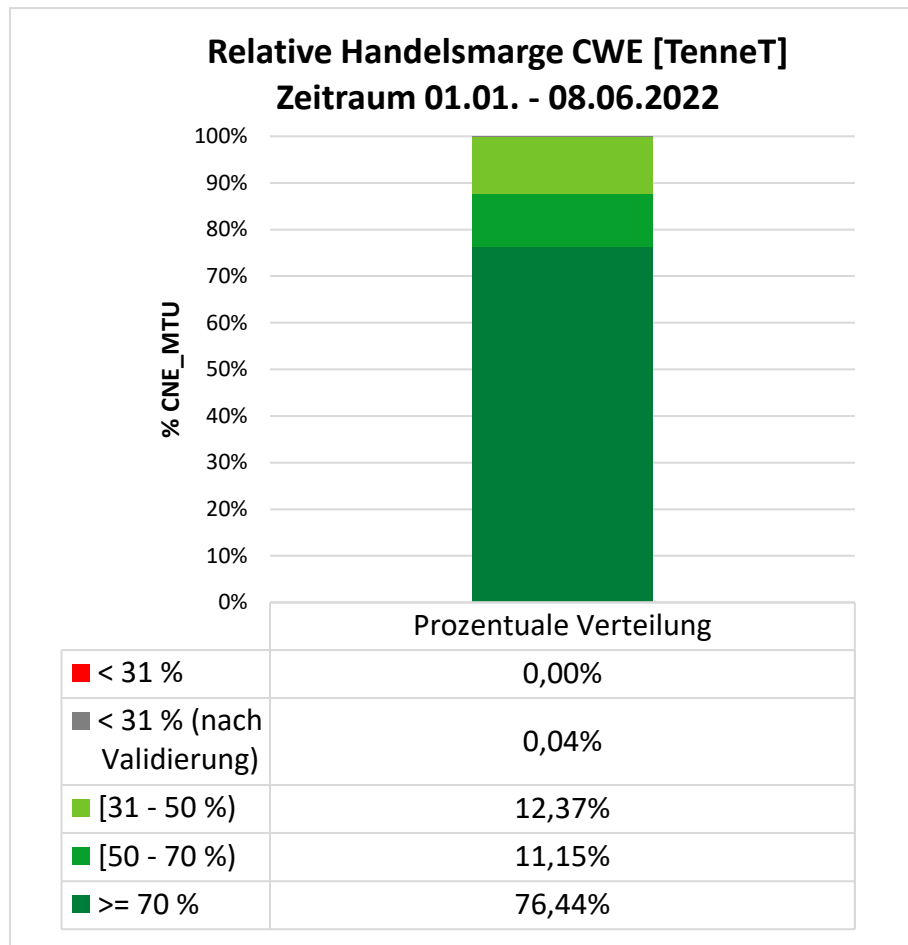


Abbildung 8: Relative Handelsmarge CWE [TenneT]
im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 8 zeigt die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2022 auf Basis von 121.327 Werten (ein Wert je CNE und MTU). Damit wurden in der Darstellung durchschnittlich pro MTU 31,8 CNEs der TenneT-Regelzone berücksichtigt.

Der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2022 (31 %) wurde am 30.01.2022 in 49 Fällen (CNE_MTU) verteilt auf 9 Stunden von 08:00 bis 17:00 Uhr unterschritten. Hintergrund war eine kritische Netzsituation, welche zu einer hohen Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes geführt hat. In den betreffenden Stunden lag die Einspeisung von Wind (On- und Offshore) sowie Photovoltaik in Deutschland bei etwa 45 bis 50 GW. Währenddessen wurde ein Export von rund 10 GW aus Deutschland in das Ausland ermöglicht. Im gemeinsamen Validierungsprozess der deutschen CWE-ÜNB wurden für die prognostizierte Netzsituation unter Anwendung des Mindestwertes im (n-1)-Fall Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz festgestellt, die selbst mit sämtlichen zur Verfügung stehenden Abhilfemaßnahmen (Topologieänderung, Redispatch) nicht hätten gelöst werden können. Um die Systemsicherheit aufrecht zu

erhalten, musste die Anwendung des Mindestwertes für die betreffenden Stunden daher ausgesetzt werden. Sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität erfolgten nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

TransnetBW-Regelzone

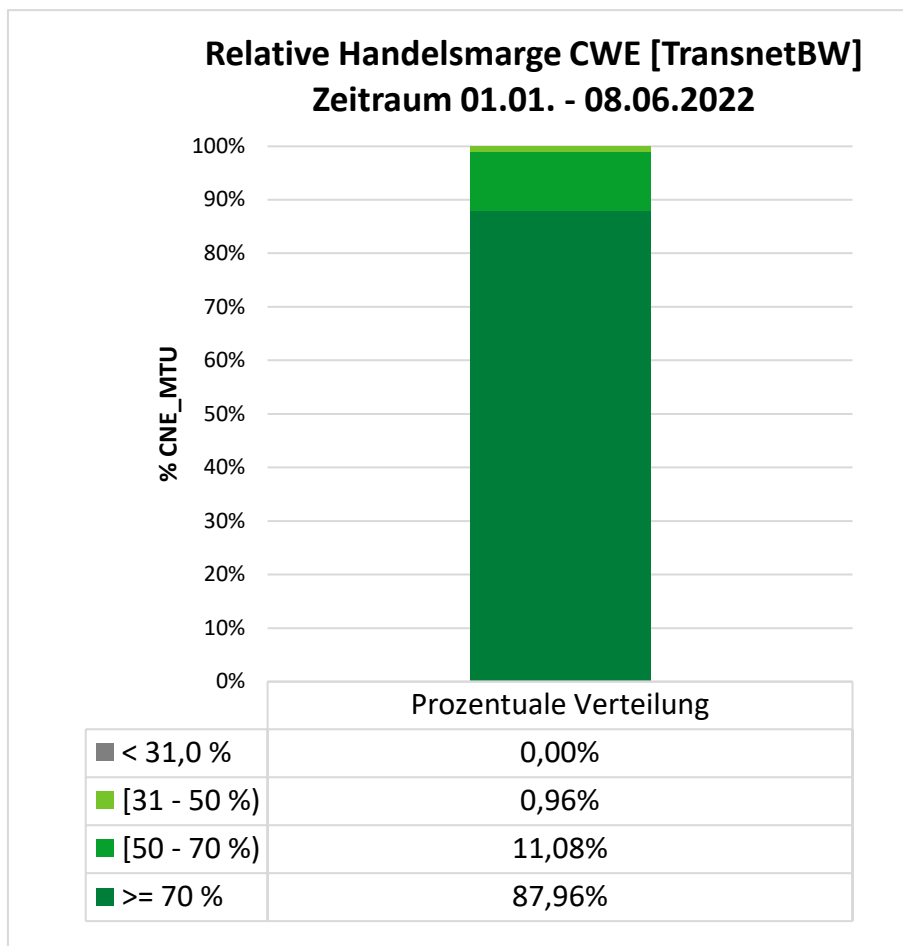


Abbildung 9: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 9 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone. Im Zeitraum wurden durchschnittlich 23 CNEs der TransnetBW-Regelzone im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 9 88.029 Werte berücksichtigt. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2022 (31 %) auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TransnetBW-Regelzone zu jedem Zeitpunkt eingehalten wurde.

Die geringste auf einem TransnetBW-CNE angebotene Handelsmarge lag im Jahresverlauf vom 01.01.2022 bis 08.06.2022 bei 32,6 %, womit die Mindestkapazität des Aktionsplans von 31 % in jeder Stunde übertroffen wurde.

Viele CNECs weisen eine große Handelsmarge auf. Dabei kann pro Stunde ein CNEC mit einer geringeren Handelsmarge ausreichen, um das Marktergebnis zu begrenzen. Folglich stellt es eine große Herausforderung dar, auf diesen Netzelementen zusätzliche Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bereitzustellen. Für diese besonders betroffenen Netzelemente sind die derzeit reduzierten Handelsvorgaben der linearen Verlaufskurve gemäß Aktionsplan erforderlich.

Zusammenfassend hat TransnetBW die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der CWE-Region im Betrachtungszeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

4.1.2.2 Ergebnisse des Core FBMC

Folgend werden die Ergebnisse des Core FBMC für den Zeitraum ab Inbetriebnahme am 9. Juni 2022 bis zum 31. Dezember 2022 dargestellt. Dabei wurde die in Kapitel 3.1.2 beschriebene Methodik angewendet. Für den Zeitraum wurden im Jahr 2022 in insgesamt 12 MTU Spanning bzw. Default Flow-Based Parameter aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung angewendet, wobei die technischen Probleme dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB lagen:

- 2 Stunden Spanning am 22.07.2022
- 1 Stunde Spanning am 24.08.2022
- 7 Stunden mit DFPs am 07.11.2022
- 1 Stunde Spanning am 22.12.2022
- 1 Stunde DFPs am 25.12.2022

Abbildung 10 zeigt den Anteil der MTU, in welchen es eine Prozessstörung in der Core-Kapazitätsberechnung gegeben hat. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTU im Hinblick auf die Core-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 4.933 von 4.945 Gesamtstunden betrachtet wurden.

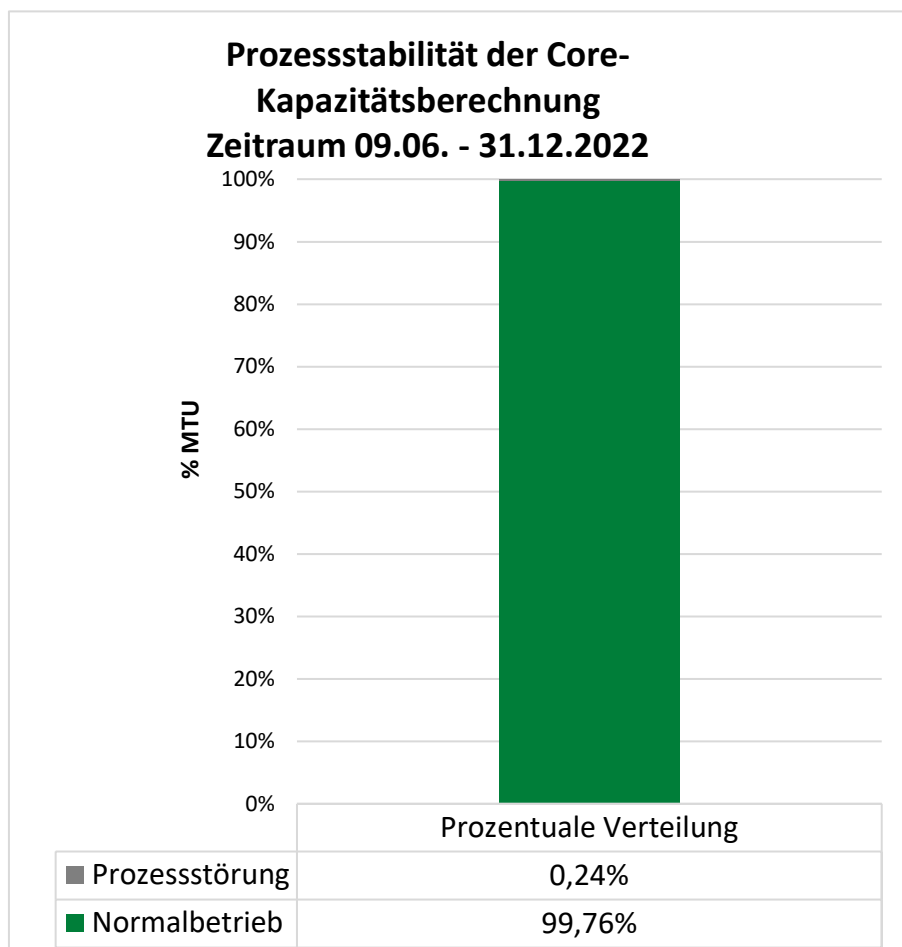


Abbildung 10: Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022

Darstellung der Ergebnisse

Im Anschluss an die folgende einführende Erläuterung werden die Ergebnisse für die vier deutschen Regelzonen separat dargestellt. Die Darstellung in den Balkendiagrammen ist analog der Darstellung für CWE. Zusätzlich wird die Verteilung der Datenpunkte ergänzend in einer Häufigkeitsverteilung für jede Regelzone dargestellt.

Aus den Balkendiagrammen je Regelzone wird ersichtlich, dass ein kleiner Teil der Werte unterhalb des aktuell geltenden Mindestwerts von 31 % liegt. Ursache ist (mit einer Ausnahme)⁴⁰ das Ergebnis des in Kapitel 3.1.2.1 beschriebenen Validierungsprozesses. Infolge des Validierungsprozesse 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 2022 wurden in 254 MTU auf deutschen CNECs IVAs angewendet. In 185 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 69 dieser MTU waren IVAs aufgrund eines DAVinCy-Fallback 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 53 von 185 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 24 von 69 MTU unterschritten (Kategorie „IVA (fallback)“ in den folgenden Abbildungen der relativen Handelsmarge).⁴¹ Für die Fälle einer Mindestwertunterschreitung infolge einer verbleibenden Überlastung zeigt Abbildung 11, in welchen Ländern die verbleibenden Überlastungen geographisch potentiell aufgetreten wären.

⁴⁰ Des Weiteren wurde ein Sonderfall, welcher zur Unterschreitung des Mindestwerts von 31 % geführt hat, beobachtet. Details werden in der Darstellung für die TenneT-Regelzone dargelegt.

⁴¹ Durch Überarbeitung der DAVinCy-Fallback-Strategie ist das Auftreten dieser Fälle zukünftig extrem unwahrscheinlich.

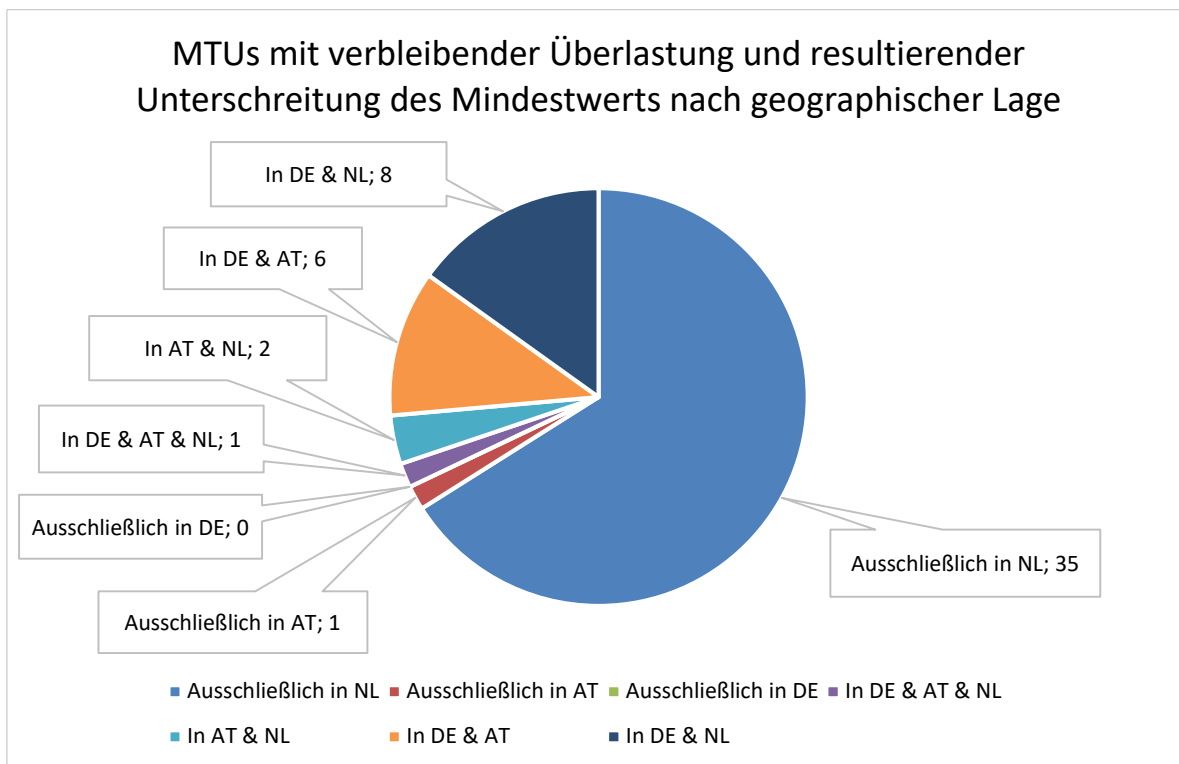


Abbildung 11: MTUs mit verbleibender Überlastung und resultierender Unterschreitung des Mindestwerts nach geographischer Lage

Abbildung 11 zeigt, dass nur in 15 Stunden eine Überlastung unter anderem auf einem deutschen Netzelemente erwartet wurde, infolge derer die angebotene Handelsmarge auf unterhalb des Mindestwerts reduziert werden musste. Weiter gab es keine Stunde in der ausschließlich für ein deutsches Netzelement eine potentielle Überlastung antizipiert wurde, in dessen Folge die Anwendung eines IVAs mit der Folge einer Mindestwertverletzung notwendig gewesen wäre. 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.

50Hertz-Regelzone

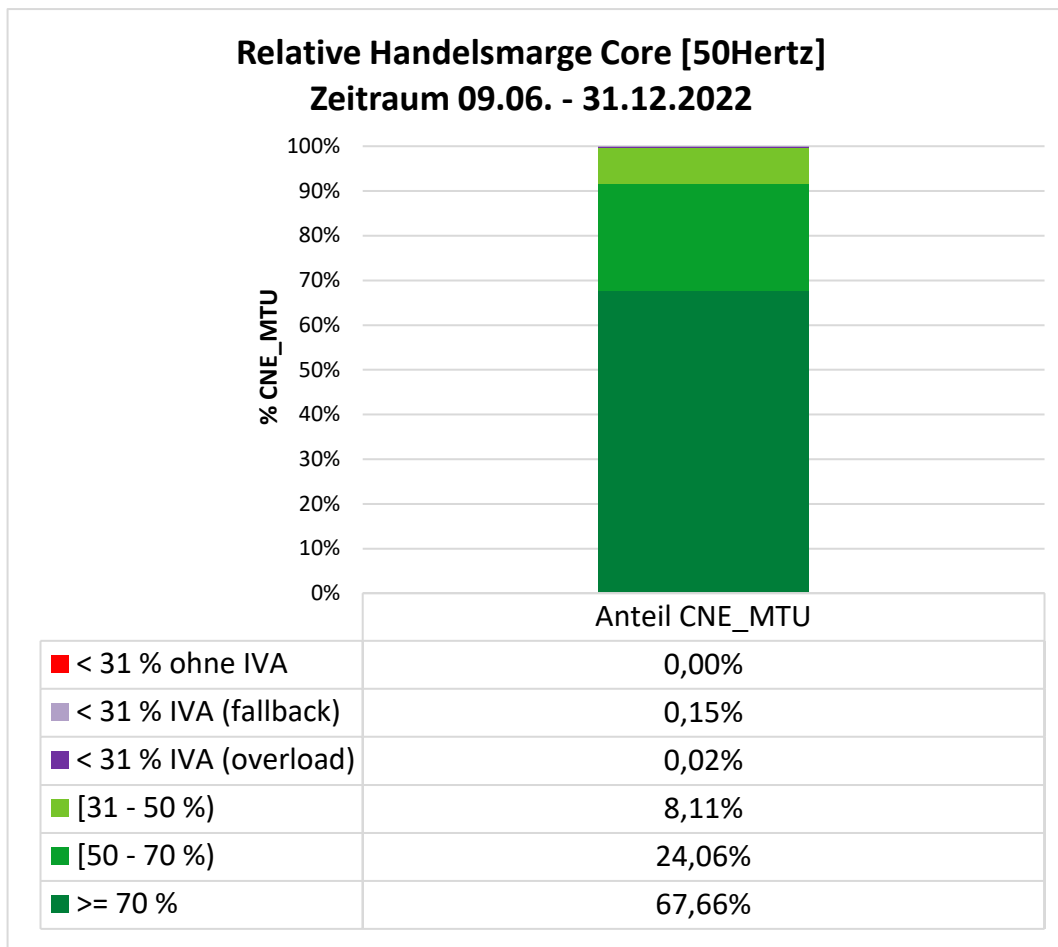


Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

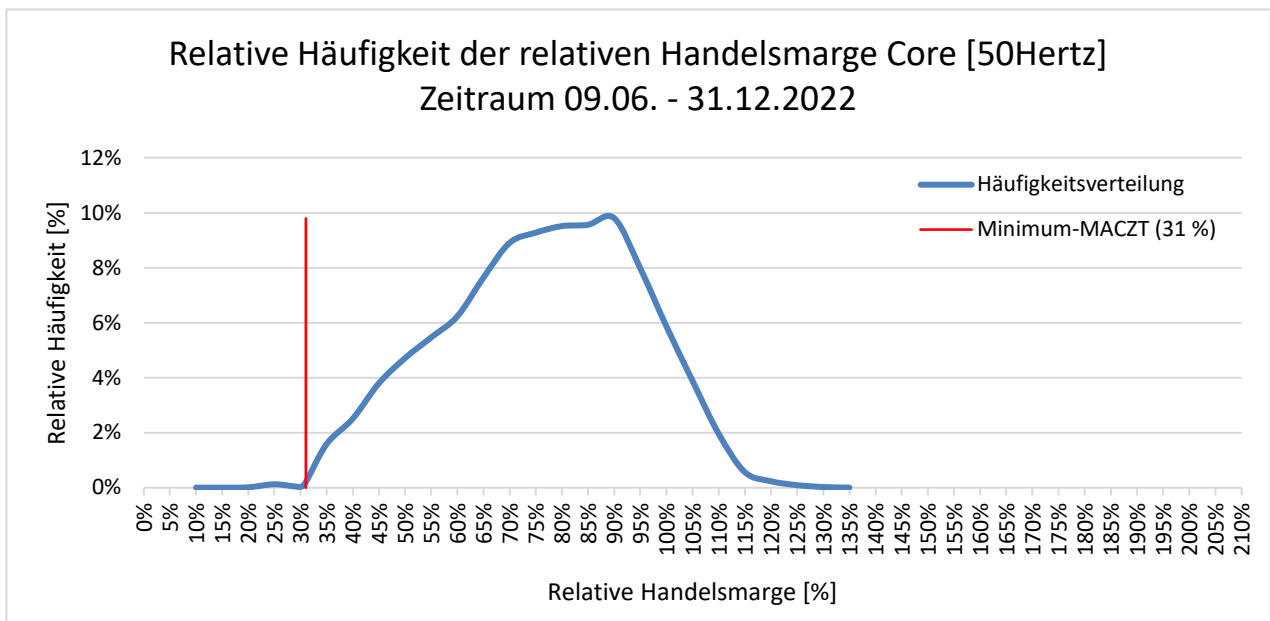


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den CNEs der 50Hertz-Regelzone im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 auf Basis von 201.562 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 4.933 MTUs. Die Anzahl der im Rahmen des Core-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigten 50Hertz CNEs variiert infolge von Ausschaltungen und ist somit teils unterschiedliche je Tag. Der geringfügige Anteil an CNE_MTUs im Datensatz mit Unterschreitung der Mindestwerte ist Ergebnis des eingangs beschriebenen Validierungsprozesses. Somit sind sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität als Maßnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründet und erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung.

Amprion-Regelzone

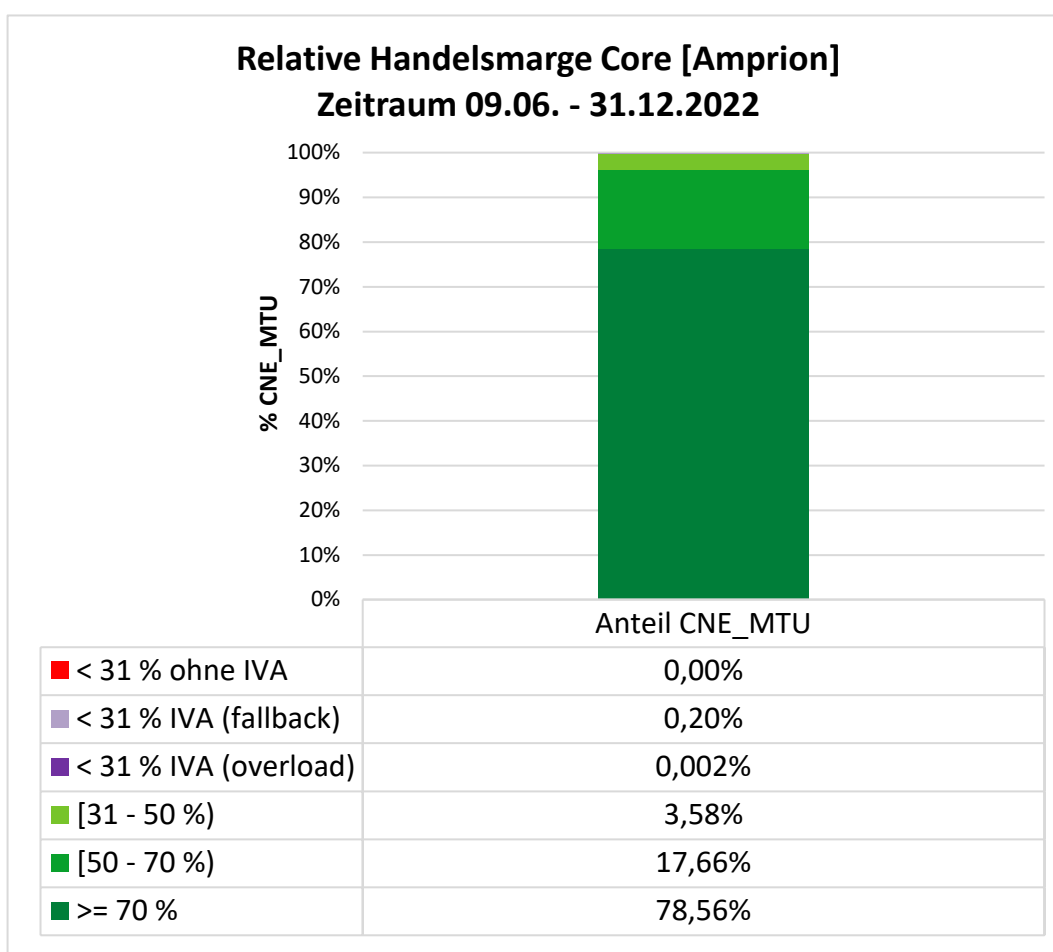


Abbildung 14: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

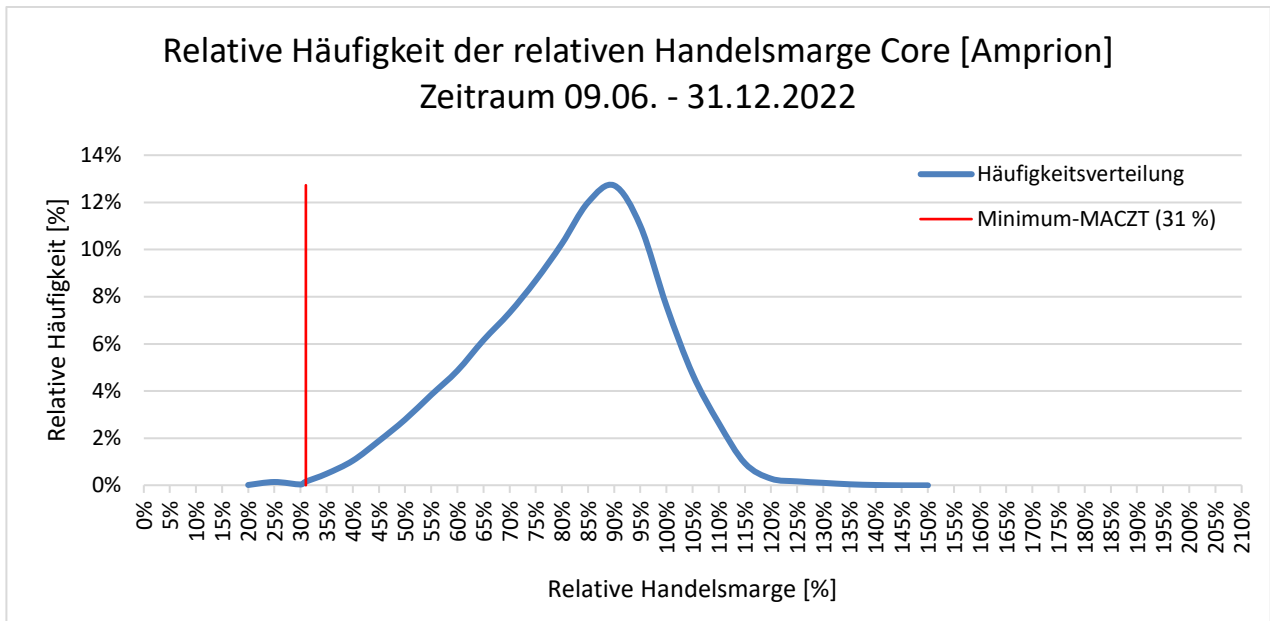


Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 auf Basis von 604.696 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 4.933 MTUs. Der geringfügige Anteil an CNE_MTUs im Datensatz mit Unterschreitung der Mindestwerte ist Ergebnis des eingangs beschriebenen Validierungsprozesses. Somit sind sämtliche Unterschreitungen der Mindestkapazität als Maßnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründet und erfüllen damit die Anforderungen des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung.

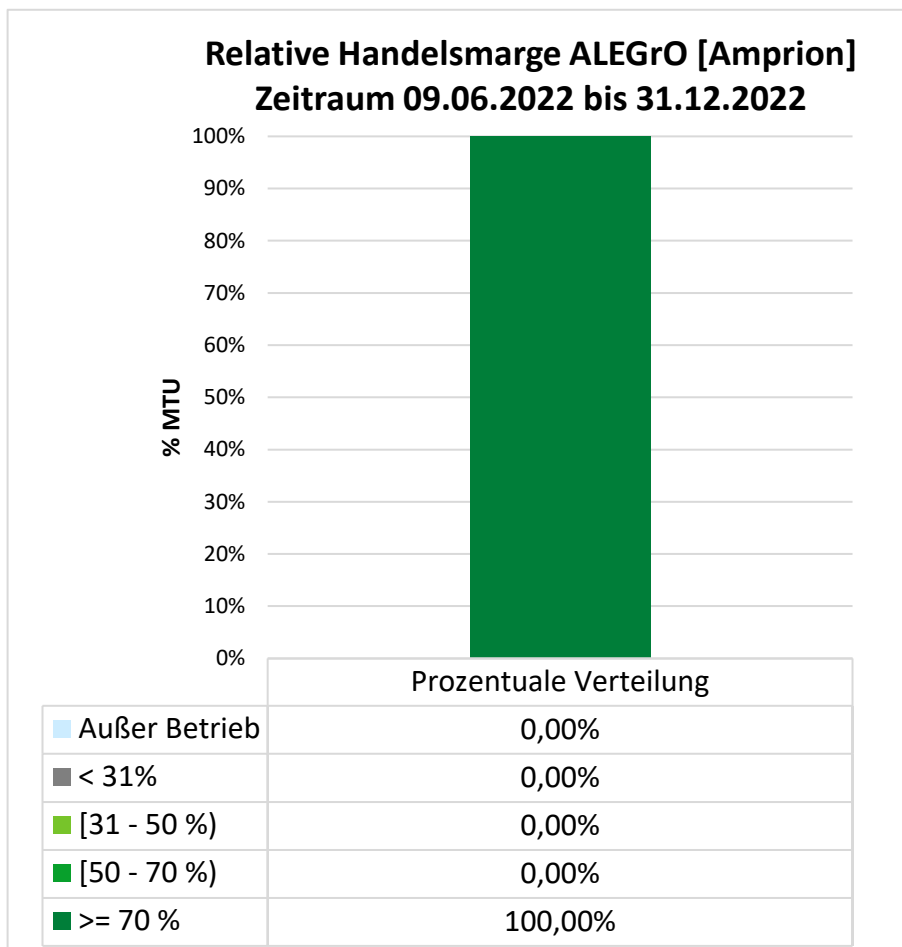


Abbildung 16: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion]
im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 16 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.⁴² Je betrachtete Stunde bzw. MTU ist ein Wert in die Grafik eingegangen, wodurch sich 4.933 Datenpunkte ergeben. Amprion konnte dem zonenübergreifenden Handel in allen MTU des Betrachtungszeitraums vom 09.06.2022 bis 31.12.2022 100 % der verfügbaren thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW anbieten. Aus trivialen Gründen stiftet eine Häufigkeitsverteilung aufgrund der Datenstruktur keinen Mehrwert, weshalb auf die Darstellung an dieser Stelle verzichtet wurde. 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 31 %.

Auf der belgischen Seite von ALEGrO gab es am 19.06.2022 während 7:45 Stunden sowie am 20.07.2022 während 8 Stunden einen ungeplanten Ausfall, sodass auf dem virtuellen Hub „AL_BE“ keine Kapazität

⁴² 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).

angeboten konnte und damit auf ALEGrO in diesem Zeitraum keine Kapazität allokiert werden konnte. Da dies außerhalb des Einflussbereiches von Amprion lag, berühren diese Vorfälle die Auswertung der angebotenen Handelsmarge auf dem Hub „AL_DE“ jedoch nicht.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Betrachtungszeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

TenneT-Regelzone

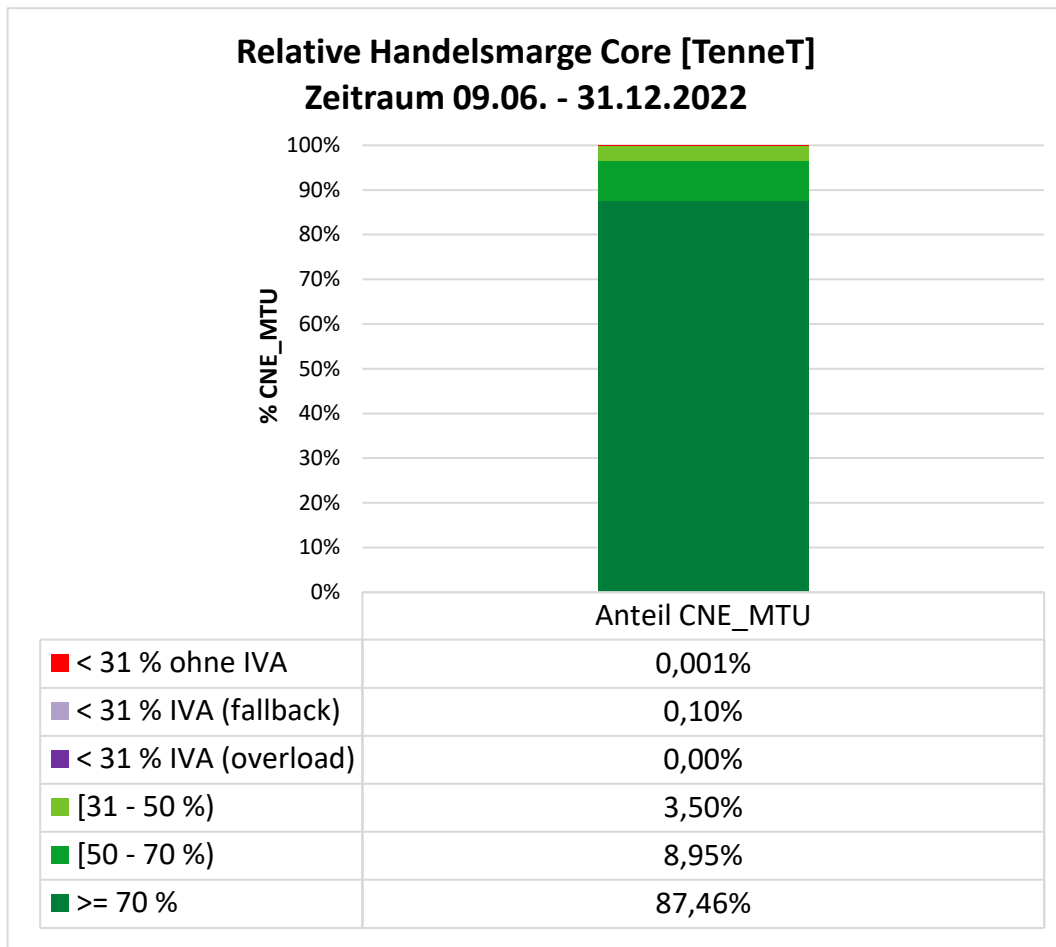


Abbildung 17: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

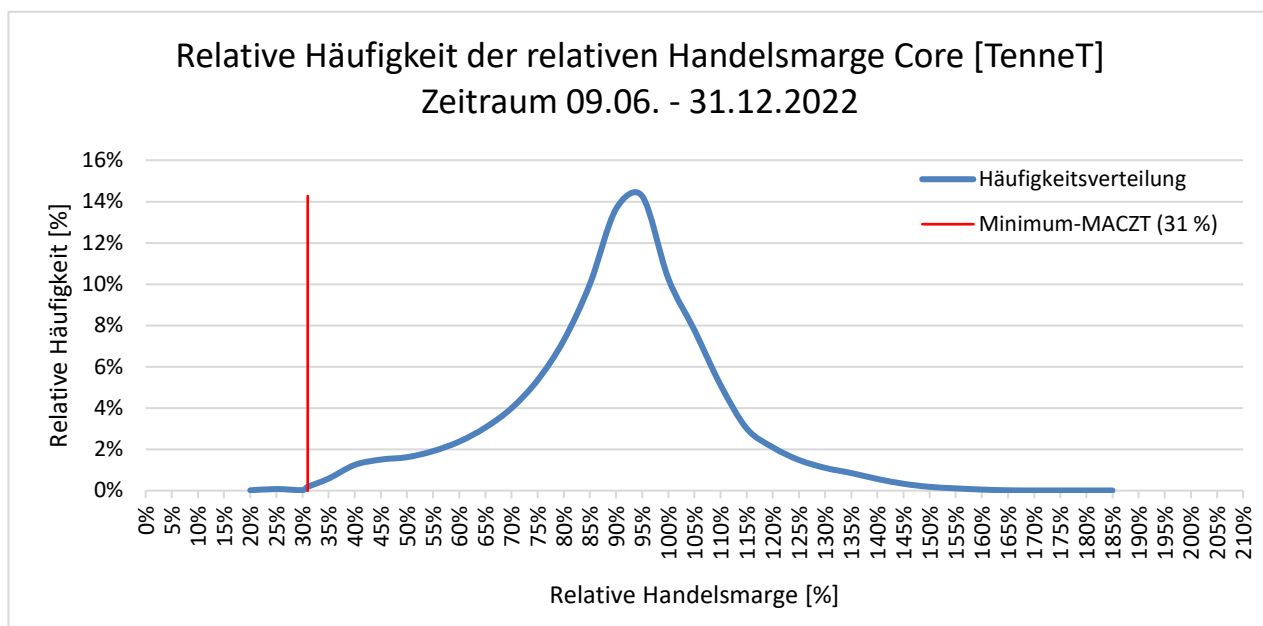


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2022 auf Basis von 169.060 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 4.933 MTUs. Damit wurden in den Darstellungen pro MTU durchschnittlich 34,3 CNEs der TenneT-Regelzone berücksichtigt.

Der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2022 (31 %) wurde am 15.11.2022 in Stunde 21 in 2 Fällen (CNE_MTU) unterschritten. Hintergrund der Unterschreitung ist die unterschiedliche Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge nach Maßgabe der BNetzA im Rahmen dieses Monitorings und der Core-Kapazitätsberechnung. Die Core-Kapazitätsberechnung wählt die Erhöhung der koordinierten Handelsmarge in Abhängigkeit von der erwarteten unkoordinierten Handelsmarge, welche auf prognostizierten Fahrplanwerten (Engl.: Forecasted Schedules) basiert. Die Monitoring-Methodik basiert auf tatsächlich angebotener Kapazität (Ex post Abruf der Forecasted Day-Ahead Capacity von der ENTSO-E Transparency Plattform (Vergleiche Abschnitt 3). Im vorliegenden Fall hat die Core-Kapazitätsberechnung eine höhere unkoordinierte Handelsmarge angenommen, als nach Monitoring-Methodik angelegt werden konnte. Die Core-Kapazitätsberechnung hat für das Cobra-Kabel einen prognostizierten Fahrplanwert von 700 MW angenommen, während die Monitoring-Methodik die tatsächliche NTC ansetzt, die null (0) MW betrug. Nach Monitoring-Methodik hätte in der Kapazitätsberechnung daher eine höhere koordinierte Handelsmarge angeboten werden müssen. Da die deutschen ÜNB allerdings keine Möglichkeit haben, die koordinierte Handelsmarge in Abhängigkeit der unkoordinierten Handelsmarge nach Monitoring-Methode zu bestimmen, sondern auf die Core-Methodik festgelegt sind, haben die deutschen ÜNB solche Fälle grundsätzlich und die TenneT im vorliegenden Fall nicht zu verantworten.

TransnetBW-Regelzone

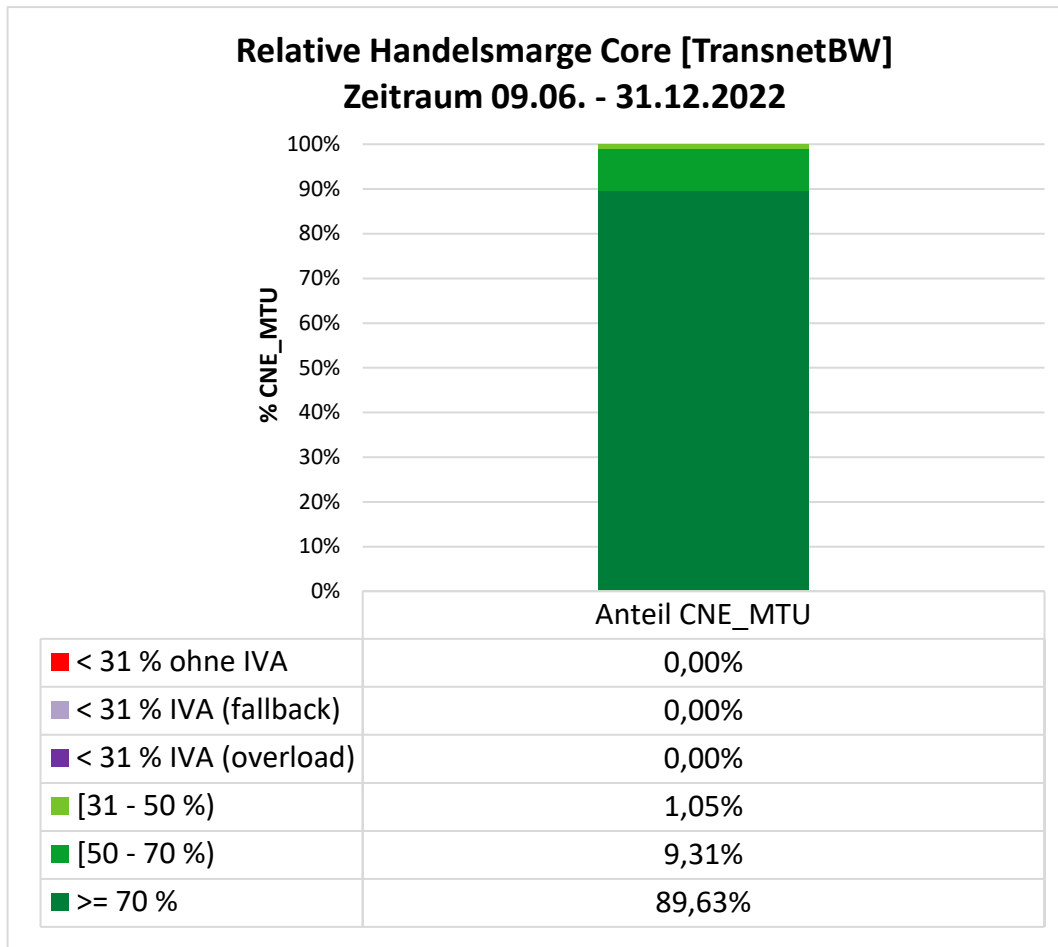


Abbildung 19: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

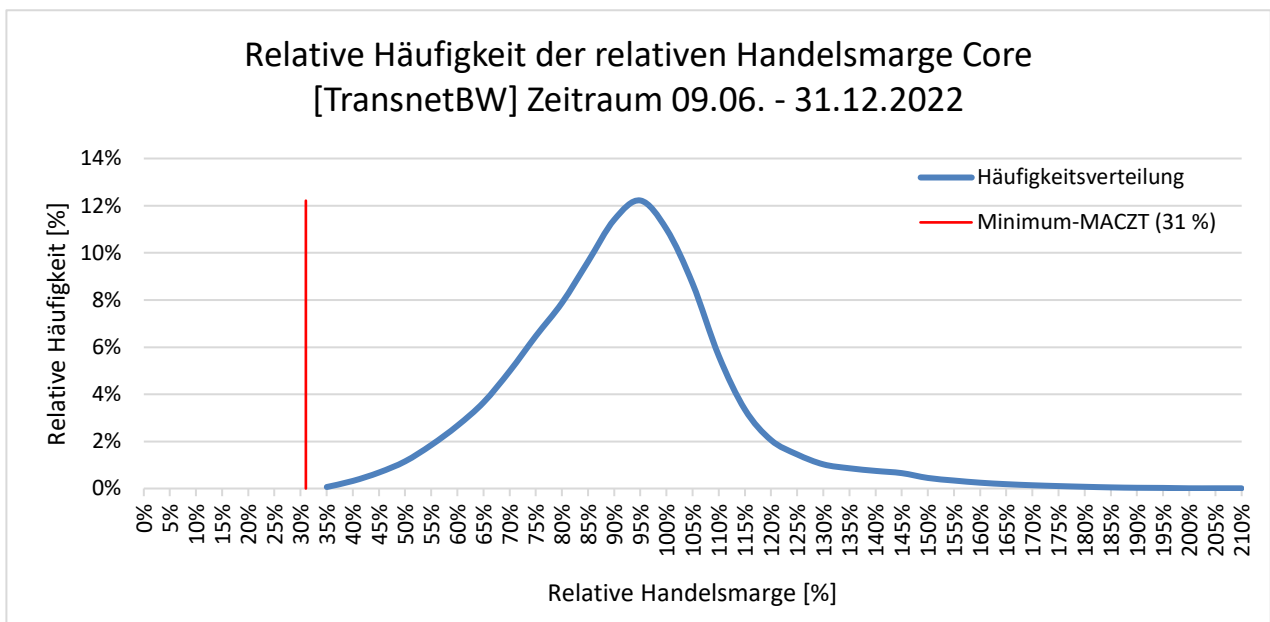


Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %)

Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone im Jahr 2022 auf Basis von 151.765 Werten (ein Wert je CNE und MTU) in insgesamt 4.933 MTUs. Damit wurden in den Darstellungen pro MTU durchschnittlich pro MTU 30,8 CNEs der TransnetBW-Regelzone berücksichtigt.

Der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2022 (31 %) wurde in der TransnetBW-Regelzone in keinem Fall unterschritten.

Viele CNECs weisen eine große Handelsmarge auf. Dabei kann pro Stunde ein CNEC mit einer geringeren Handelsmarge ausreichen, um das Marktergebnis zu begrenzen. In der Folge stellt es eine große Herausforderung dar, auf diesen Netzelementen zusätzliche Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bereitzustellen. Für diese besonders betroffenen Netzelemente sind die derzeit reduzierten Handelsvorgaben der linearen Verlaufskurve gemäß Aktionsplan erforderlich.

Zusammenfassend hat TransnetBW die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung in der Core-Region im Betrachtungszeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

4.2 Hansa-Grenzen

4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1

Abbildung 21 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2022 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.760 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2022 in Höhe von 39,4 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde auf allen CNEs innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten. Für die ersten 6 Stunden des 07.11.2022 war kein D2CF-Datensatz verfügbar, so dass keine Handelsmarge ermittelt werden kann. Diese Stunden machen 0,07 % der Gesamtstunden aus und sind der Kategorie „Prozessstörung“ zugeordnet. In diesen Stunden kam für beide Richtungen ein Backup-NTC in Höhe von 1.492 MW zur Anwendung, der durch Countertrading-Maßnahmen besichert wurde. Der Backup-NTC entspricht der Mindestkapazität laut TenneT's Commitment und kann nicht auf die hier betrachtete CNEC-basierte Mindestkapazität umgerechnet werden. Abbildung 22 zeigt die Häufigkeitsverteilung der relativen Handelsmargen der CNE_MTU als eine Art Dichtefunktion.

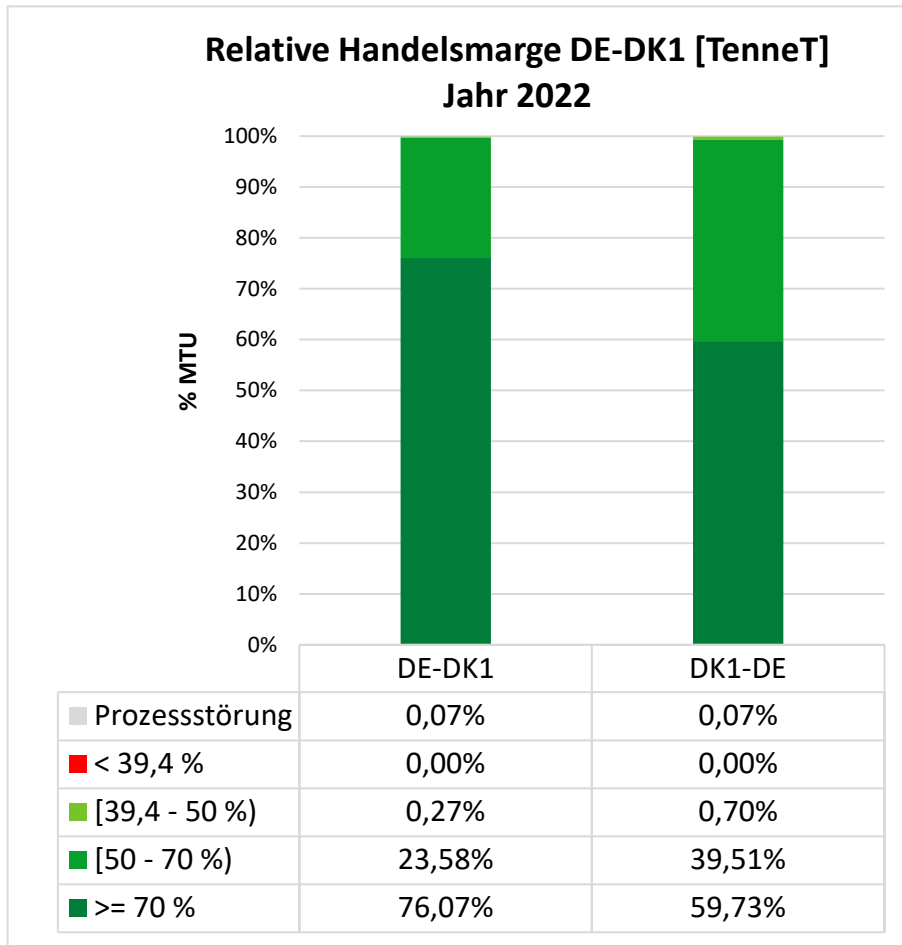


Abbildung 21: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 39,4 %)

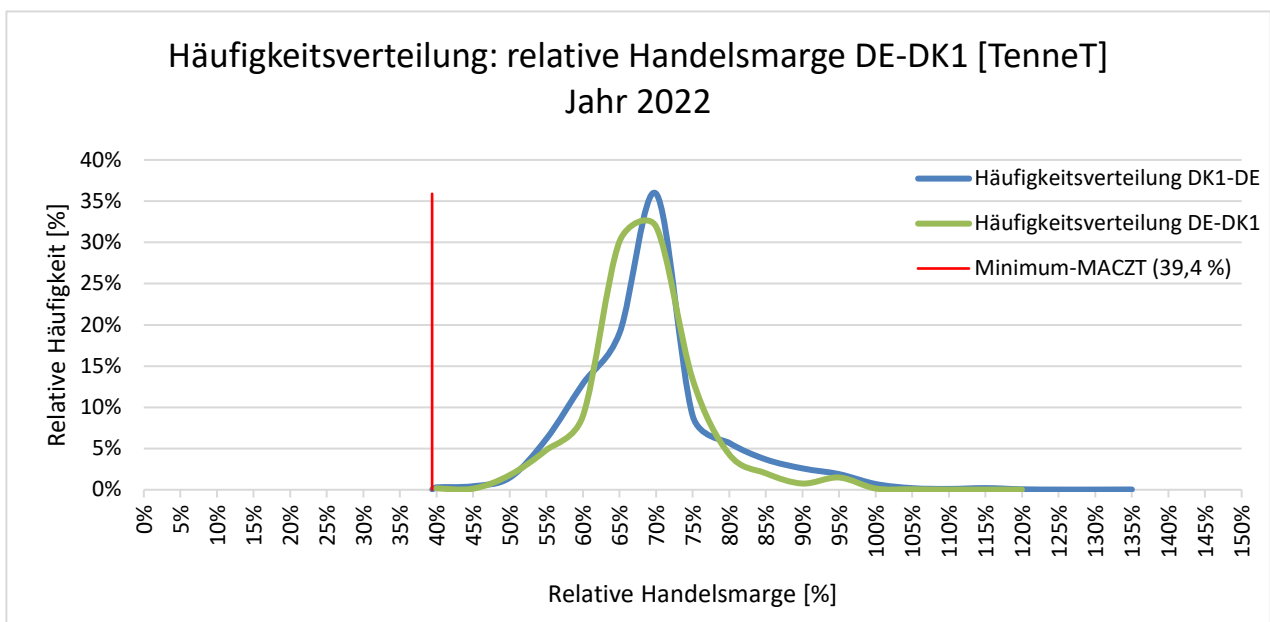


Abbildung 22: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 39,4 %)

4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Jahr 2022 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 23,3% des F_{max} der Kriegers Flak CGS (nach Abzug der DA prognostizierten offshore-Windeinspeisung) stundenscharf zusammen⁴³. 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 2022⁴⁴.

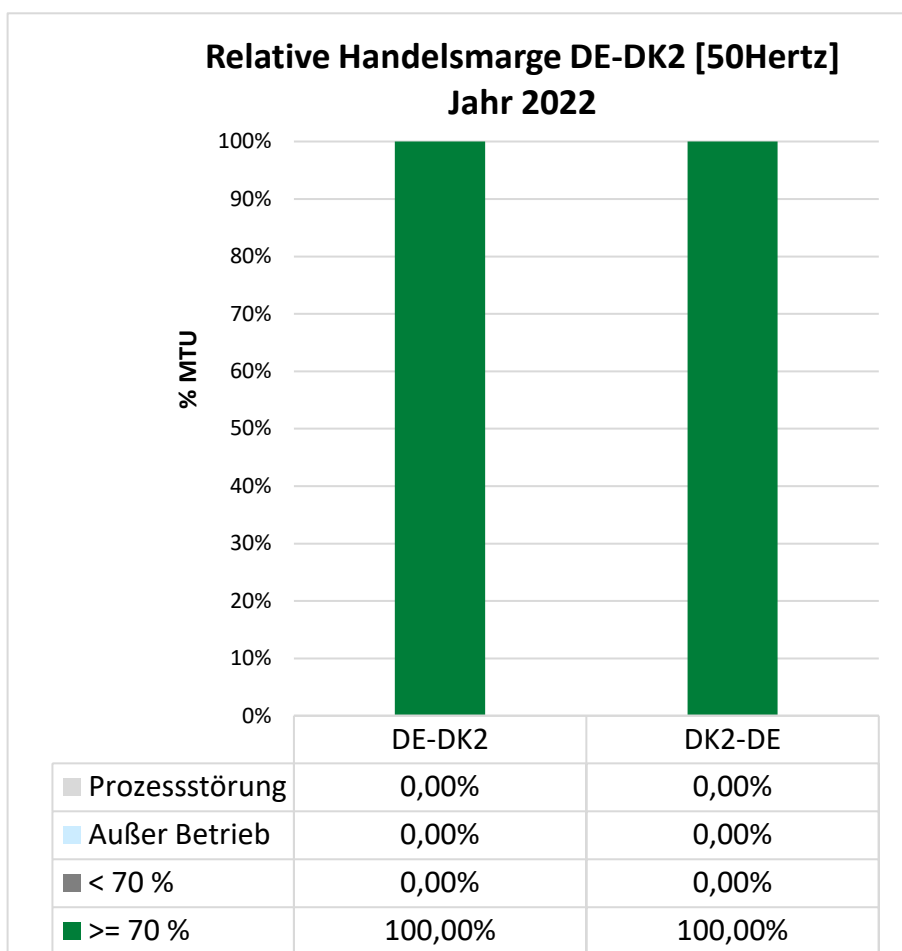


Abbildung 23: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] im Jahr 2022 (Mindestwert <70 %)⁴⁵

Abbildung 23 zeigt, dass in allen berücksichtigten Stunden die Handelsmarge mindestens 70 % der Übertragungskapazität ausgemacht hat. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 8.760 Stunden

⁴³ Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2 NTC-Grenze DE-DK2 im Kapitel Methodik zum Monitoring.

⁴⁴ Aus Vereinfachungsgründen wird in Abbildung 23 ein Abgleich mit 70% und nicht mit dem teils darunter liegenden Mindestwert gezeigt.

⁴⁵ Die Kategorie „Prozessstörung“ meint Stunden in denen die Kapazitätsberechnung nicht möglich war, die Kategorie „Außer Betrieb“ meint Stunden in denen auf der Grenze keine Kapazität angeboten wurde.

berücksichtigt. Folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden, in denen die Verfügbarkeit der beiden Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in 2022 eingeschränkt war.⁴⁶

Interkonnektor	Wartung	partielle Störung / Störung
Kontek Kabel	829	0 / 223
KF CGS	648	7.347 / 0

Die teilweise Einschränkung auf der Grenze ist begründet durch:

- **Wartung:** Jährlich werden an beiden Interkonnektoren Wartungsarbeiten durchgeführt für welche diese teilweise oder vollständig außer Betrieb genommen werden. Für das Kontek Kabel sind weitere Ausschaltungen für den Tausch des Landkabels und für die KF CGS Ausschaltungen für Arbeiten an Kabelmuffen in der Kategorie Wartung berücksichtigt worden.
- **Partielle Störung / Störung:** Das Kontek Kabel war infolge von Fehlerauslösungen im Januar sowie Dezember 2022 kurzzeitig gestört und damit außer Betrieb. Infolge einer Temperaturanomalie auf einem der KF CGS zugehörigen Kabel war die Übertragungsfähigkeit auf dem System insgesamt im Großteil des Jahres 2022 um 25 MW (und im Januar zeitweise um mehr als 25 MW) reduziert. Zur Behebung der Temperaturanomalie werden im Sommer 2023 weitere Maßnahmen erfolgen.

4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2

Abbildung 24 zeigt die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den AC- und DC-CNECs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2022 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.760 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2022 in Höhe von 23,3 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde stets auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten. Der NTC der Richtung DE nach NO2 wurde in 2.808 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Der NTC der Richtung NO2 nach DE wurde in 3.581 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%.

Für die ersten 6 Stunden des 07.11.2022 war kein D2CF-Datensatz verfügbar. Diese Stunden sind nicht in der Verteilung berücksichtigt, da ohne Netzmodell keine relative Handelsmarge ermittelt werden kann. In diesen Stunden kamen Backup-NTC in Höhe von 327 MW für die Richtung NO2 nach DE und 337 MW für die Richtung DE nach NO2 zur Anwendung.

⁴⁶ Stunden in denen mehrere Einschränkungen auf einem Interkonnektor vorlagen wurden der stärker kapazitätsmindernden Einschränkung zugeordnet. Eine Stunde in der eine Wartung stattgefunden hat und gleichzeitig eine (partielle) Störung vorgelegen hat wurde beispielsweise der Kategorie Wartung zugeordnet.

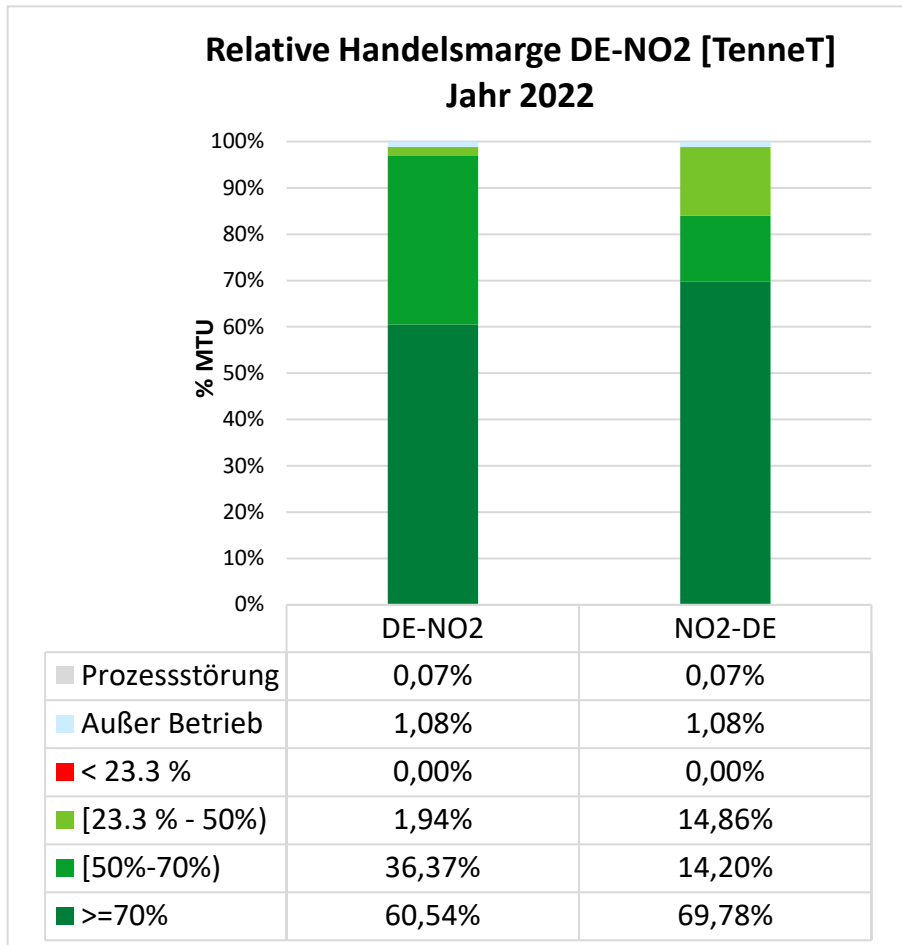


Abbildung 24: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 23,3 %)

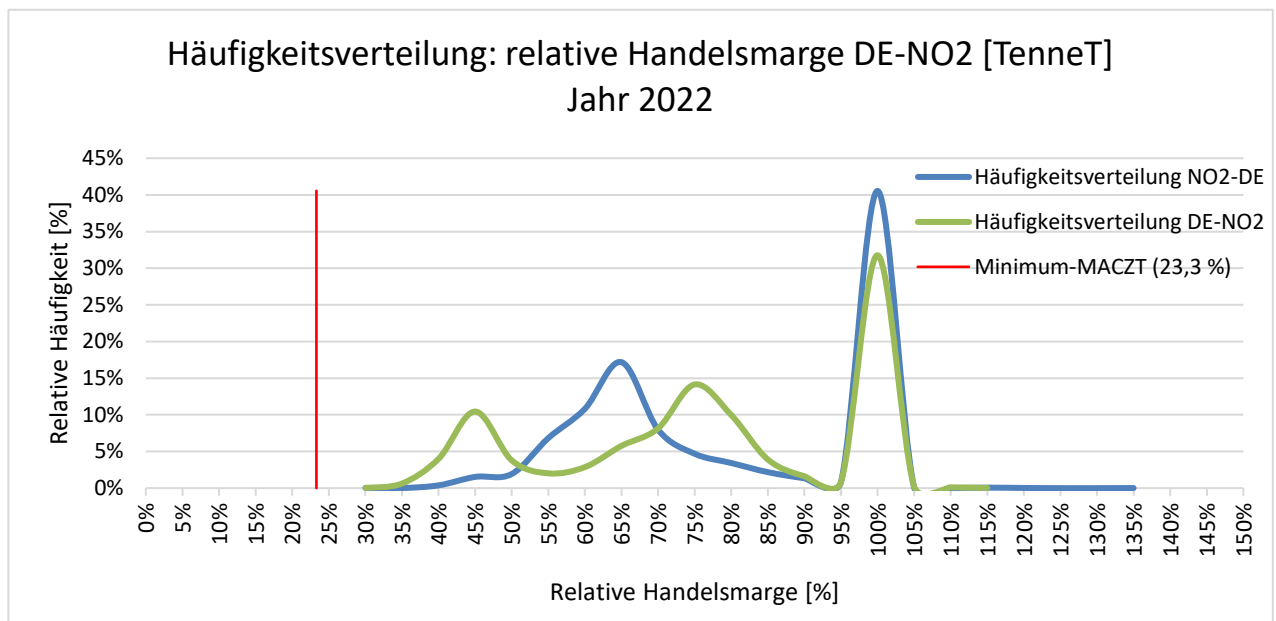


Abbildung 25: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 23,3%)

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2022 für 95 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Im Normalbetrieb beträgt der F_{\max} -Wert 1.400 MW. Während 625 Stunden befand sich das Kabel mit einer Begrenzung des F_{\max} -Werts (DC-CNEC) auf 685 MW im Monopolbetrieb⁴⁷. In 33 Stunden wurde der F_{\max} -Wert auf Anforderung des norwegischen ÜNB Statnett auf 1.000 MW begrenzt. Die Stunden mit eingeschränktem F_{\max} -Wert sind Teil der dargestellten Verteilungen. Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden mit F_{\max} -Einschränkungen nach Ursachen.⁴⁸

Betriebszustand	F_{\max} [MW]	Anzahl der Stunden mit geplanter Wartung	Anzahl der Stunden mit geplanter Instandsetzung	Anzahl der Stunden mit Störung	Summe
Außer Betrieb	0	42	18	35	95
Monopolbetrieb	685	179	86	360	625
Einschränkung der Richtung von NO2 nach DE durch Statnett	1.000	0	0	33	33
				Gesamtsumme	753

⁴⁷ 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.

⁴⁸ Quelle der Einschränkung auf Anforderung der Statnett: <https://umm.nordpoolgroup.com/#!/messages/b36d8bd8-8dca-478b-98ea-a12952411567/4>.

4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Im Jahr 2022 war das Kabel Baltic Cable, welches die Grenze DE-SE4 bildet, während 8.623 Stunden in Betrieb. In den übrigen 137 Stunden war das Kabel geplant außer Betrieb und somit war keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität verfügbar. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Verteilung der angebotenen Handelsmarge der Grenze DE-SE4 im Jahr 2022.

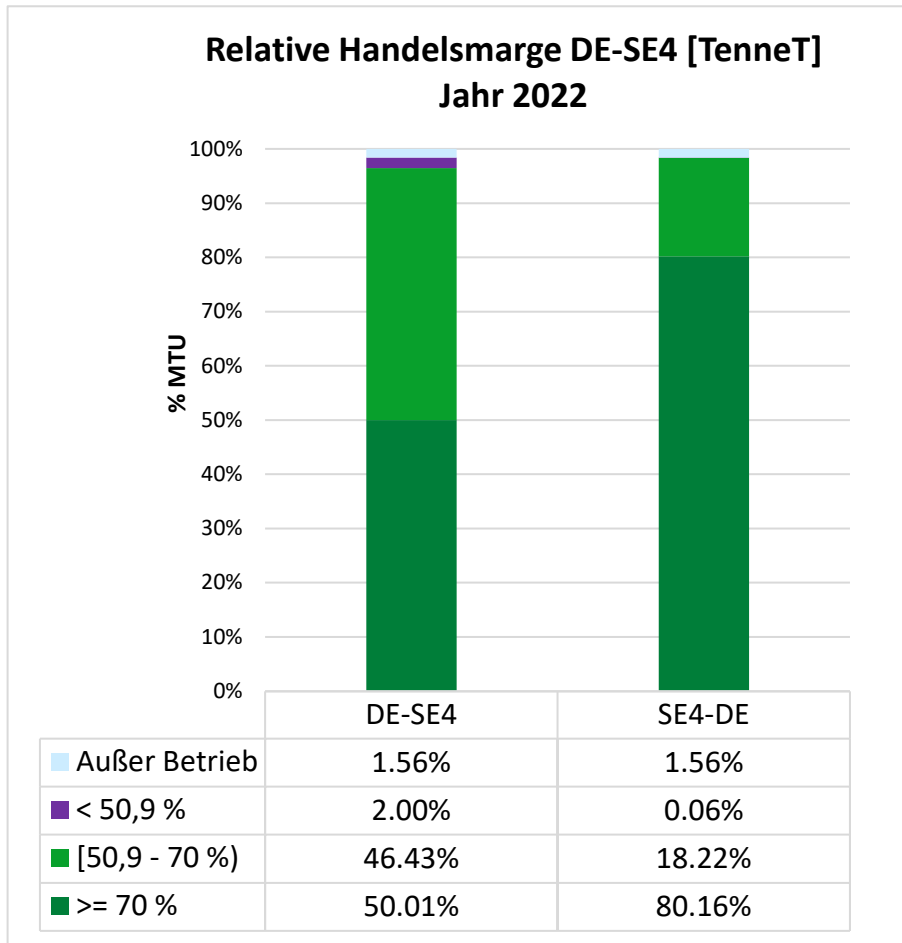


Abbildung 26: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 50,9 %)

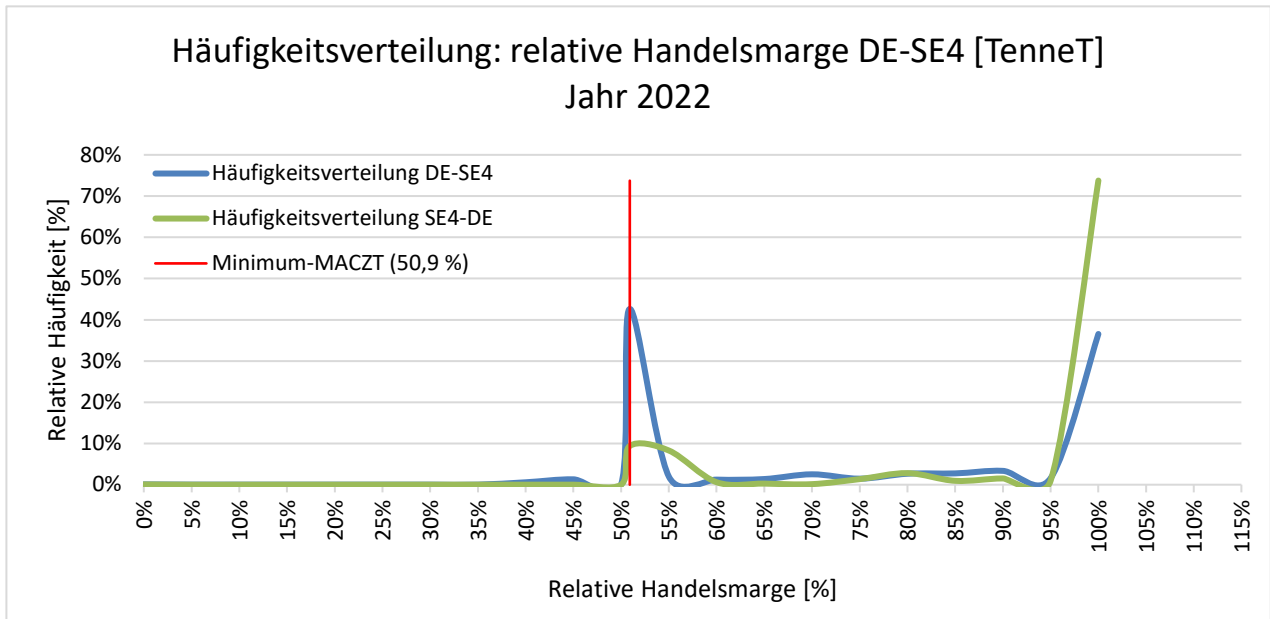


Abbildung 27: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 50,9%)

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 von 306 MW gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans, welche 50,9 % der maximalen Leistung des Baltic Cable entspricht, konnte in Südrichtung (SE4 nach DE) in 8.618 Stunden (99,9 % der Betriebsstunden) eingehalten werden. In Nordrichtung (DE nach SE4) konnte die Mindestkapazität in 8.448 Stunden (98 % der Betriebsstunden) eingehalten werden.

Im Normalschaltzustand (Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel) kam es im Jahr 2022 zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten.

Aufgrund geplanter Leitungsnichtverfügbarkeiten in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) waren Unterschreitungen der Mindestkapazität in 175 MTU in Nordrichtung und in 5 MTU in Südrichtung nach Maßgabe des Art. 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung erforderlich, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Sämtliche Unterschreitungen wurden der BNetzA unverzüglich angezeigt. Während 5 MTU betrug die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität in beiden Richtungen 0 MW aufgrund von Zu- bzw. Abschaltungen eines unmittelbar verbundenen Transformators (Direktkupppler T411 in Siems), die nicht unter Last erfolgen können. Ausschließlich in diesen 5 MTU kam es zu Einschränkungen des Marktes. Während der verbleibenden 170 MTU mit Unterschreitung der Mindestkapazität in Nordrichtung kam es zu keiner Einschränkung des Marktes.

Die Unterschreitungen der Mindestkapazität 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.

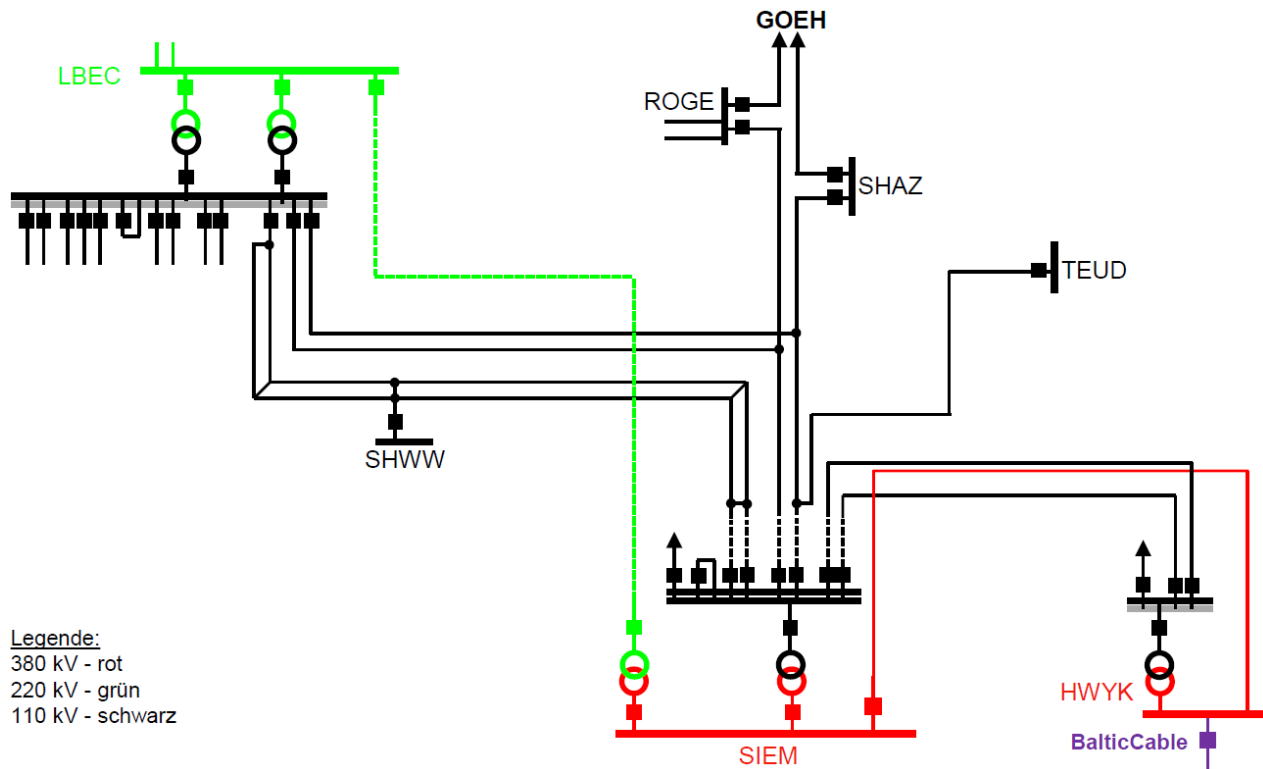


Abbildung 28: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN).

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 alleine 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. Dies ist insbesondere der Fall bei Nichtverfügbarkeit des 220-kV-Erdkabels zwischen Siems und Lübeck, sowie

bei Nichtverfügbarkeit mindestens einer der beiden 220-kV-Leitungen von Lübeck nach Hamburg-Nord. Vor diesem Hintergrund hat TenneT mit der SHN einen entsprechenden Kapazitätsberechnungsprozess entwickelt, der der Bundesnetzagentur vorliegt. 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 (Operational Instruction Manual) festgeschrieben.

Zu den Zeitpunkten der Unterschreitungen waren Netzelemente der TenneT und der SHN, die zur Bereitstellung der Mindestkapazität wesentlich sind, aufgrund von Wartungs-, Instandsetzungs- oder Umbauarbeiten nicht verfügbar. Die Unterschreitung der Mindestkapazität an der Grenze DE-SE4 basierte dabei auf drei Szenarien: Die Nichtverfügbarkeit einer der beiden 220-kV-Leitungen Hamburg-Nord – Lübeck, die Nichtverfügbarkeit einer der 110-kV-Leitungen Siems – Lübeck sowie die Spannungsfreischaltung des Direktkupplers T411 in Siems zur Durchführung von Schaltungen.

Die Unterschreitungen sind darin begründet, dass sie zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der TenneT sowie der Verteilnetzebene der SHN erforderlich waren. Eine Unterschreitung der Mindestkapazität an der Grenze DE-SE4 sei nach Maßgabe des Art. 16 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung aus Gründen der Systemsicherheit gerechtfertigt.

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
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)
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
F_{ref}	Referenzfluss
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IBN	Inbetriebnahme
ID	Intraday (untertägiger Markt)
IVA	Individual Validation Adjustment
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
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).....	11
Abbildung 2: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	20
Abbildung 3: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	21
Abbildung 4: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement.....	22
Abbildung 5: Prozessstabilität der CWE-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022.....	24
Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	25
Abbildung 7: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	27
Abbildung 8: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	28
Abbildung 9: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] im Zeitraum 01.01.2022 bis 08.06.2022 (Mindestwert 31 %).....	29
Abbildung 10: Prozessstabilität der Core-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022.....	31
Abbildung 11: MTUs mit verbleibender Überlastung und resultierender Unterschreitung des Mindestwerts nach geographischer Lage.....	33
Abbildung 12: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	34
Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [50Hertz] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	34
Abbildung 14: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	35
Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [Amprion] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	36
Abbildung 16: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	37
Abbildung 17: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	38
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TenneT] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	39
Abbildung 19: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	40
Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung: Relative Handelsmarge Core [TransnetBW] im Zeitraum 09.06.2022 bis 31.12.2022 (Mindestwert 31 %).....	40
Abbildung 21: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 39,4 %).....	42
Abbildung 22: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 39,4 %).....	42
Abbildung 23: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] im Jahr 2022 (Mindestwert <70 %).....	43
Abbildung 24: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 23,3 %).....	45

Abbildung 25: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 23,3%)	45
Abbildung 26: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 50,9 %)	47
Abbildung 27: Häufigkeitsverteilung: relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] im Jahr 2022 (Mindestwert 50,9%)	48
Abbildung 28: Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Netzanschluss des Baltic Cable (Quelle: SHN)	49