

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR  
VERFÜGBAREN GEBOTZONENÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄT  
FÜR DAS JAHR 2020 GEMÄß ARTIKEL 15 ABSATZ 4 STROMMARKT-  
VERORDNUNG (EU) 2019/943

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 CWE-Region.....	10
3.2 Hansa Region.....	12
3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2.....	12
3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	14
3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	14
4. ERGEBNISSE .....	16
4.1 Core-Region .....	16
4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien.....	16
4.1.2 CWE-Region.....	17
4.2 Hansa-Grenzen .....	24
4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1 .....	24
4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	25
4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2.....	26
4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	27
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	31
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	32

## 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“<sup>1</sup> eine in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung Art. 15 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 die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel durch die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber einher. Dieser Verpflichtung kommen die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB mit dem vorliegenden Bericht nach. Entsprechend den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung wurde die Methodik und Datengrundlage des vorliegenden Berichts der Bundesnetzagentur 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 2020 eingehalten. An der Grenze Deutschland – Schweden 4 konnte TenneT den Mindestwert in Süd-Richtung in einer Stunde und in Nord-Richtung in insgesamt 2301 Stunden im Zeitraum vom 01.01.2020 bis 27.08.2020 nicht einhalten. Dabei lag in 39 Stunden eine Limitierung des grenzüberschreitenden Handels vor. Keine der Unterschreitungen ist auf Einschränkungen durch Baltic Cable AB zurückzuführen. Die Unterschreitungen waren aus Systemsicherheitsgründen mangels alternativer Maßnahmen gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/943 gerechtfertigt und konnten durch das Etablieren notwendiger Prozesse ab dem 28.08.2020 verhindert werden.

Auf den Netzelementen der CWE-Region wurde der Mindestwert im Rahmen der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung durch die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

Abschließend ist somit festzuhalten, dass 50Hertz, Amprion, TransnetBW, TenneT und Baltic Cable AB die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2020 zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

---

<sup>1</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

## 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 ab dem 01.01.2020, unter Berücksichtigung der Systemsicherheit, bei Grenzen mit NTC<sup>2</sup>-Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Grenze und bei Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der kritischen Netzelemente für den zonenüberschreitenden Stromhandel anzubieten (Art. 16 Abs. 8).

Für Mitgliedsstaaten, die strukturelle Netzengpässe festgestellt haben, eröffnet die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die Möglichkeit einen Aktionsplan zur Verringerung dieser Engpässe vorzulegen (Art. 15 Abs. 1). In diesem Fall ist der Mindestwert für die gebotszonenübergreifende Handelskapazität ausgehend vom durchschnittlichen Niveau der vergangenen drei Jahre bzw. dem Maximum dieser Jahre ab dem 01.01.2020 jährlich schrittweise auf mindestens 70 % bis zum 31.12.2025 zu erhöhen (Art. 15 Abs. 2).

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesrepublik Deutschland – nach voriger Konsultation mit Stakeholdern und Mitgliedsstaaten – der Europäischen Kommission und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) am 28. Dezember 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 gebotszonenüberschreitenden Stromhandel von 70 % erreicht.

Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für zonenüberschreitende Handelskapazität durch die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber einher. Die Datengrundlage dieser Bewertung ist von der entsprechenden nationalen Regulierungsbehörde, in diesem 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 kommen die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB mit dem vorliegenden Bericht nach.

---

<sup>2</sup> NTC (Net Transfer Capacity) bezeichnet sowohl ein Kapazitätsberechnungsverfahren zur Ermittlung grenzspezifischer Übertragungskapazität als auch dessen Ergebnis.

## 2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPLANS

Auf Basis des Aktionsplans Gebotszone hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (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 BNetzA<sup>3</sup> haben die deutschen ÜNB 50Hertz Amprion, TransnetBW und TenneT<sup>4</sup> die Startwerte für die deutschen Gebotszonengrenzen<sup>5</sup> und kritischen Netzelemente berechnet und veröffentlicht<sup>6</sup>. Die Prinzipien zur Startwertberechnung sehen unter anderem vor, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die zukünftig Teil der lastflussbasierten Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) Core (Core FB MC) sind, ein gemeinsamer Mittelwert berechnet und als Startwert definiert wird. Ausgehend von diesem Startwert ist eine schrittweise lineare Verlaufskurve von Mindestwerten für die Jahre bis zum Erreichen des Zielniveaus von 70 % am 31.12.2025 zu ermitteln. Bis zur Implementierung des Core FB MC sollen die so ermittelten Mindestwerte im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung in der zentralwesteuropäischen Region (CWE) sowie auf die NTC-Grenzen, welche zukünftig Teil des Core FB MC werden, angewendet werden. Für die Grenzen in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa Deutschland – Dänemark 1 (DE-DK1) und Deutschland – Dänemark 2 (DE-DK2) und für die bisher keiner Region zugeordneten Grenzen Deutschland – Schweden 4 (DE-SE4) und 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 (EWR) ist in diesem Falle wie ein europäischer Mitgliedsstaat zu behandeln, obwohl es nicht unmittelbar der Verordnung (EU) 2019/943 unterliegt, solange es diese noch nicht angenommen hat. Gemäß diesen Berechnungen ergeben sich die folgenden Ausgangswerte und entsprechenden linearen Verlaufskurven.

<sup>3</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html)

<sup>4</sup> Der Startwert für die Grenze DE-SE4 wurde durch TenneT ermittelt.

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

<sup>6</sup> <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 weiterhin wie bisher gewährt, sofern dies unter Einhaltung der Systemsicherheit möglich ist.

## CCR Hansa

Für die Grenze DE-DK1 ergibt sich als Startwert eine Mindestkapazität gemäß den Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte der BNetzA in Höhe von 428 MW. Verpflichtungen aus „Commission Decision of 7.12.2018 [...] Case AT.40461 – DE/DK Interconnector“ (TenneTs Commitment) über eine Mindestkapazität an der Grenze DE-DK1 bleiben hiervon unberührt.

Für die Grenze DE-NO2 beträgt der Startwert der linearen Verlaufskurve, welcher für das Jahr 2020 maßgeblich ist, null (0) Prozent.

Der Startwert für die Grenze DE-SE4 via Baltic Cable beträgt 248 MW bzw. 41,4 %. Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 wird vorerst unmittelbar auf die maximale Übertragungsleistung des Baltic Cable in Höhe von 600 Megawatt angewendet.

Die Startwertberechnung für die Gebotszonengrenze DE-DK 2 hat gezeigt, dass bereits in der Vergangenheit, als die Grenze nur aus dem DC-Interkonnektor Kontek-Kabel bestand, mehr als 70 % der Kapazität dieser Grenze für den gebotszonenübergreifenden Handel zur Verfügung gestellt wurde. Daraus folgt, dass weder Startwert noch lineare Verlaufskurve für diese Grenze zu berechnen sind. Vielmehr ist die 70 % Mindestvorgabe aus der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ab 01.01.2020 direkt einzuhalten. Für den am 15.12.2020 in Betrieb genommenen neuen hybriden Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS) hat die Europäische Kommission am 11.11.2020 eine Ausnahme mit Befreiung der KF CGS von der 70 % Kapazitätsvorgabe gewährt. Diese erlaubt, eine Kapazität in Höhe der Day-Ahead-Einspeiseprognose für den Abtransport des Windstroms in das jeweils nationale Übertragungsnetz zu reservieren: Von der verbleibenden Übertragungskapazität müssen mindestens 70 % dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Außerdem legen die Vorgaben der BNetzA zur Startwertberechnung für Interkonnektoren, die nach dem 01.01.2020 in Betrieb genommen werden, fest, dass diese einen Startwert von 0 % im Jahr der Inbetriebnahme haben und dieser Wert in jährlichen Schritten auf 70 % bis zum 31.12.2025 ansteigt. Der Mindestwert der Grenze DE-DK2 setzt sich in 2020 somit wie folgt zusammen:

- 0 % (steigt in 2021 auf 11,7 %) der verfügbaren Übertragungskapazität der KF CGS (nach Abzug der prognostizierten Offshore-Windeinspeisung) plus
- 70 % der verfügbaren Übertragungskapazität des Kontek Kabels.

Ausgehend von den jeweiligen Startwerten ergeben sich die folgenden Verlaufskurven:

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	Kontek →	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS <sup>7</sup> →	0,0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3

### 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 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.

Die Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte erfolgt im ersten Schritt auf Basis der in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung angebotenen Kapazitäten. Aus der Datenverfügbarkeit und dem geringen elektrischen Einfluss weit entfernter Grenzen auf deutsche kritische Netzelemente in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination (CNECs) ergibt sich der Umstand, dass nicht alle

<sup>7</sup> Der Mindestwert in % ist auf die verfügbare Übertragungskapazität nach Abzug der prognostizierten Einspeisung der Offshore-Windparks anzuwenden

benachbarten Grenzen in Europa in die Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge einfließen. Drittstaaten, die nicht EU-Mitglied sind, werden jedoch genauso behandelt wie EU-Mitgliedsstaaten. Damit ist ein konsistentes Vorgehen zur Startwertberechnung der deutschen ÜNB sichergestellt.

Im Falle einer Unterschreitung der Mindestwerte nach oben beschriebener Standardmethode ist somit eine zusätzliche Detailprüfung erforderlich. Diese berücksichtigt sodann weitere für die Compliance relevante Komponenten, wie angebotene Kapazität im Langfrist- und Intraday-Zeitbereich sowie für grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazitäten, genauso wie die Berücksichtigung weiterer europäischer Grenzen bei der Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge. 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, so dass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.

### 3.1 Core-Region

Wie eingangs in Kapitel 2 beschrieben, wurde für alle deutschen Grenzen, die zukünftig Teil des Core FB MC sind, ein gemeinsamer Startwert und linearer Verlauf berechnet. Da in der CCR Core zukünftig ein gemeinsamer lastflussbasierter Kapazitätsberechnungsansatz angewendet wird, ist der durch den Startwert und der linearen Verlaufskurve gegebene Mindestwert auf jedem kritischen Netzelement in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination (CNEC) einzuhalten. Aktuell erfolgt die Kapazitätsberechnung für die Grenzen Deutschland – Tschechien und Deutschland – Polen 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 getrennt beschrieben.

#### 3.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien

Die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenzen Deutschland – Tschechien und Deutschland – Polen wird durch die ÜNB 50Hertz, TenneT und 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 Marktzeitbereich (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 der 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 CNEC<sup>8</sup> 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.

#### 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 PTDF<sup>9</sup>). Für die Grenzen DE – PL & CZ stellt auf deutscher Seite der 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<sup>10</sup> entspricht den belastenden Anteilen, der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche für diese auf dem limitierende CNEC je Richtung angeboten werden müssen (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF). 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 <sup>11</sup>
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

<sup>8</sup> Es können je Marktzeiteinheit auch mehrere CNECs gleichzeitig limitierend sein.

<sup>9</sup> PTDF (Power Transfer Distribution Factors) übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den CNEC.

<sup>10</sup> Es können je Marktzeiteinheit auch mehrere CNECs gleichzeitig limitierend sein.

<sup>11</sup> D-2 Congestion Forecast Common Grid Model (CGM) gemäß SO GL Verordnung Art. 67 und Art. 70.

Datenquellen 50Hertz

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Koordinierte Handelsmarge	$F_{ref}$ , $F_{max}$ , PTDF und Phase Shift Distribution Factor (PSDF)	Eigene DC Lastflussberechnung und -optimierung auf Basis D2CF-CGM <sup>11</sup>
Unkoordinierte Handelsmarge	PTDF	DC Lastflussberechnung
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Long-Term Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

### 3.1.2 CWE-Region

Es wird im Folgenden die Methodik des Monitorings beschrieben, die von den ÜNB Amprion, TenneT und TransnetBW in der CWE-Region angewendet wird.

Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Die angebotene Handelsmarge wird entsprechend der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung je kritischem Netzelement in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination (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 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 Regelzongengrenze ist die geringere angebotene Kapazität der beiden beteiligten ÜNB ausschlaggebend. Bei der Anwendung von Default Flow-Based Parametern (DFP)<sup>12</sup> aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ist eine Bestimmung der relativen angebotenen Handelsmarge nicht möglich. MTUs in denen DFP angewendet wurden, werden daher von der Compliance-Prüfung ausgenommen.

<sup>12</sup> Die Anwendung von DFP ist eine vorgesehene Rückfalloption, falls eine technische Störung in der vortägigen Day-Ahead-Kapazitätsberechnung auftritt. Dann wird die Kapazitätsberechnung ausgesetzt und dem Handel werden zonenübergreifende Kapazitäten in Höhe der schon vergebenen Langfristkapazitäten zur Verfügung gestellt.

### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge entspricht mindestens der im Rahmen der Day-Ahead CWE-Kapazitätsberechnung für den zonenübergreifenden Handel angebotenen Remaining Available Margin (RAM). Diese wird täglich auf JAO.eu als „Virgin Flow-Based Domain“ veröffentlicht. Die tatsächlich dem zonenübergreifenden Handel angebotene RAM gemäß „Final Flow-Based Domain“ (ebenfalls auf JAO.eu veröffentlicht) liegt teilweise über der im Folgenden dargestellten koordinierten Handelsmarge, weil die Inklusion der Langfrist-Allokationen (engl. LTA Inclusion) in der Virgin Flow-Based Domain noch nicht berücksichtigt ist. Allerdings kann die Final Flow-Based Domain nicht unmittelbar zum Monitoring genutzt werden. Die Inklusion der Langfrist-Allokationen erfolgt in CWE durch Substitution bestehender CNECs durch virtuelle CNECs. Die auf den virtuellen CNECs bereitgestellten Handelsmargen können nicht eindeutig auf reale Betriebsmittel umgerechnet werden. Da die Virgin Flow-Based Domain schon durch die CWE minRAM in Höhe von 20 % über die Mindestvorgabe des Aktionsplans für das Jahr 2020 hinaus vergrößert ist, wird auf eine standardmäßige Berücksichtigung der Inklusion der Langfrist-Allokationen verzichtet.

### Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Zur Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge wird der Einfluss der außerhalb der CWE-Region angebotenen zonenübergreifenden Handelskapazität auf den jeweiligen CNEC der CWE-Region bestimmt. Konkret werden die entsprechenden belastenden PTDFs mit den jeweiligen betrachteten NTCs multipliziert und so der Einfluss der NTCs auf den jeweiligen CNEC bestimmt.

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 nur Grenzen berücksichtigt, deren PTDF-Werte im Rahmen der Day-Ahead CWE-Kapazitätsberechnung verfügbar sind.

## Datenquellen

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Unkoordinierte Handelsmarge	NTCs	Zum Zeitpunkt der jeweiligen Kapazitätsberechnung von der ENTSO-E Transparency Plattform abgerufene <a href="#">day-ahead</a> <sup>13</sup> oder ersatzweise <a href="#">month ahead</a> <sup>14</sup> 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 <a href="#">JAO.eu</a> <sup>15</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	RAM	CWE Flowbased Common System (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO.eu</a> <sup>16</sup> )

## 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

Bis zur Inbetriebnahme des NordLink-Interkonnektors wurde die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenze DE-DK1 auf Basis einer NTC-Methode ermittelt. Die Mindestkapazität wurde unmittelbar für die NTC angewendet. Eine Berücksichtigung der unkoordinierten Handelsmarge fand nicht statt. Mit der Inbetriebnahme des NordLink-Interkonnektors am 09.12.2020 erfolgte die Umstellung der Kapazitätsberechnung der TenneT für die Gebotszonengrenzen DE-DK1 und DE-NO2 auf ein koordiniertes NTC-Verfahren (cNTC). Damit können die individuellen Mindestkapazitäten der Grenzen als Mindest-Handelsmargen (Anteil des maximal zulässigen Stromflusses / der physischen Kapazität) auf den jeweiligen kritischen Netzelementen angewendet werden. Die Berechnung erfolgt auf Basis eines Common Grid Model (CGM) gemäß System Operation Guideline (SOGL) Art. 67 und Art. 70 jeweils für die Import- und Exportrichtung und für sämtliche MTU. Ab dem 17.12.2020 wurden erstmals die individuellen Mindestwerte für die anzubietenden Handelsmargen des Jahres 2021 angewendet. 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) und Berücksichtigung der zuvor bestimmten Übertragungskapazität (DE-NO2) ermittelt. In Folge dessen können die

<sup>13</sup> <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show>

<sup>14</sup> <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/forecastedTransferCapacitiesMonthAhead/show>

<sup>15</sup> <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

<sup>16</sup> <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

Übertragungskapazitäten der beiden Grenzen durch unterschiedliche CNEC determiniert sein. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von TenneT angewendet wird.

#### 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 CNEC limitierend wirken, erfolgt die Berechnung und das Monitoring für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 separat.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge auf den limitierenden CNEC entspricht dem Anteil der ermittelten Übertragungskapazitäten, welche das jeweilige limitierende CNEC belastet (Berechnung erfolgt mittels NTC- und PTDF-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 PTDF 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 PTDF-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 CNEC entspricht den belastenden Anteilen, der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche auf dem limitierende CNEC je Richtung angeboten werden müssen (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF). Dazu werden die auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten auf Basis der zum Zeitpunkt der Day-Ahead (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 <sup>17</sup>
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

### 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 Interkonnektoren mit Direct Current (DC) Eigenschaften (Kontek Kabel und seit dem 15.12.2020 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, Svenska kraftnät und TenneT ermittelt. Die ÜNB führen unabhängig voneinander eine Kapazitätsberechnung durch. TenneT ermittelt die Übertragungskapazität anhand von Windeinspeisung im

<sup>17</sup> D-2 Congestion Forecast Common Grid Model (CGM) gemäß SO GL Verordnung Art. 67 und Art. 70.

Netz der Schleswig-Holstein Netz AG und Leitungsnichtverfügbarkeiten der TenneT und der Schleswig-Holstein Netz AG auf Basis eines gemeinsamen Grenzwertkonzepts. Baltic Cable AB ermittelt Verfügbarkeit und Einschränkung des Baltic Cable.

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 bezieht sich unmittelbar auf die Übertragungskapazität des Baltic Cable. Eine Berücksichtigung von unkoordinierter Handelsmarge findet nicht statt. Für das Monitoring der Grenze DE-SE4 wird die angebotene Kapazität (aufnehmende Seite) im Verhältnis zur maximalen Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) mit der Mindestkapazität verglichen. Dabei werden nur Betriebsstunden des Kabels betrachtet (sonst ist der maximal zulässige Fluss  $F_{\max}$  gleich Null).

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 implizite beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen wird.

Datenquellen TenneT

<b>Parameter</b>	<b>Eingangsdaten</b>	<b>Quelle</b>
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	Operational Handbook of Baltic Cable
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Berechnung mittels Grenzwertkonzept und Last- und Einspeiseprognosen
Koordinierte Handelsmarge	Kabelnichtverfügbarkeiten <sup>18</sup>	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

<sup>18</sup> In der Regel führt eine Nichtverfügbarkeit von einzelnen Betriebsmitteln des Baltic Cables zu einer übertragbaren Leistung von 0 MW, so dass diese Zeiten nicht als Betriebsstunden betrachtet werden. Bei einem Ausfall des statischen Blindleistungskompensators kann Baltic Cable jedoch immer noch 500 MW übertragen, so dass diese Zeiten sehr wohl als Betriebsstunden betrachtet werden.

## 4. ERGEBNISSE

### 4.1 Core-Region

#### 4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien

Im Jahr 2020 wurde der für die Grenzen DE-PL&CZ geltende Mindestwert von 11,5 % 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 Jahr 2020 für beide Handelsrichtungen.

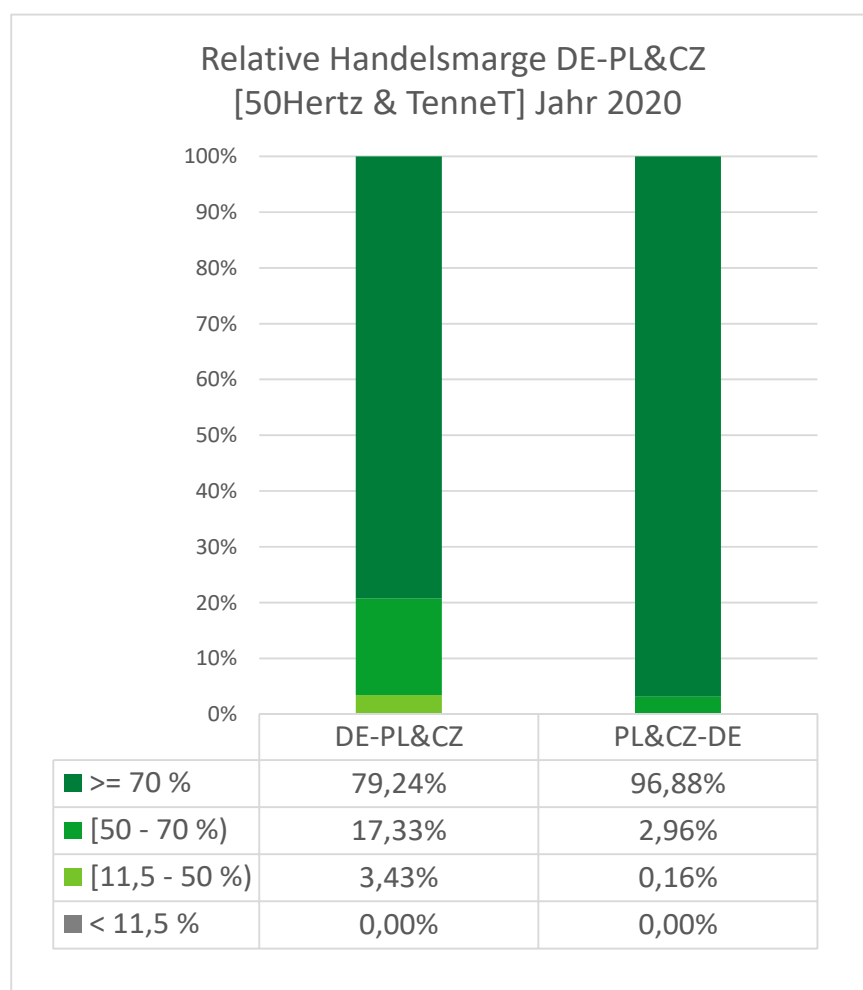


Abbildung 1: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %)

Abbildung 1 zeigt, dass in allen berücksichtigten MTUs eine Handelsmarge von mindestens 11,5 % bezogen zur physischen 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 8.784 Stunden des Jahres 2020 berücksichtigt. Da in Export-Richtung (DE-PL&CZ) zum Teil mehr als ein CNEC je MTU die Handelsmarge



limitierte, basiert die Darstellung der Export-Richtung auf 14.364 Datenpunkten, während die Import-Richtung (PL&CZ-DE) auf 8.784 Datenpunkten basiert (ein CNEC je MTU). Neben der Einhaltung des für 2020 geltenden Mindestwerts von 11,5 % je limitierendem CNEC zeigt Abbildung 1 weiter, dass auf 79,2 % der in Export-Richtung und 96,9 % 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 CWE-Region

Folgend werden die Ergebnisse der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge auf den Netzelementen der CWE-Region dargestellt. Wie in Art. 16 Abs. 8b der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung für Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsvergabe beschrieben<sup>19</sup>, erfolgt die Ermittlung der angebotenen Handelsmarge je kritischem Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen (Contingencies). Dieses Vorgehen wird in Abbildung 2 und im Folgenden näher erläutert.

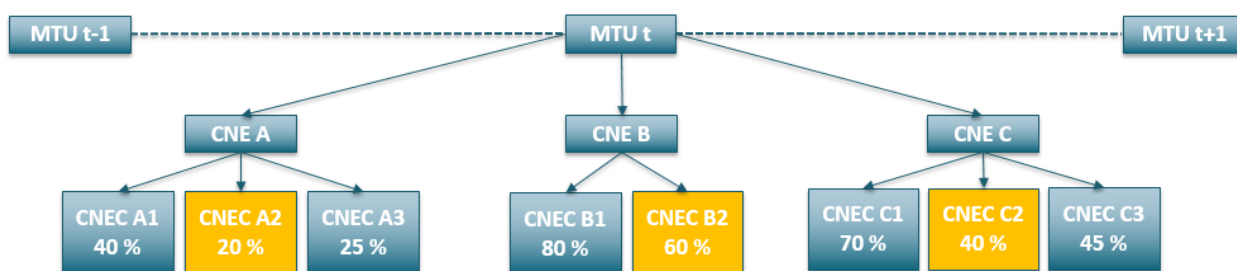


Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

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

Ein CNE bildet ein reales physisches Netzelement ab. Im operativen Kapazitätsberechnungsprozess werden in jeder MTU je CNE diverse kritische Ausfälle anderer Netzelemente (Contingencies) betrachtet. Die Kombination von CNE und Contingency bildet ein CNEC. Die minimale Handelsmarge, die auf einem

<sup>19</sup> Siehe Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung: “[...] for borders using a flow-based approach, the minimum capacity shall be a margin set in the capacity calculation process as available for flows induced by cross-zonal exchange. The margin shall be 70 % [Anm.: Für Deutschland gelten an dieser Stelle bis zum 31.12.2025 die Zielwerte des Aktionsplans] of the capacity respecting operational security limits of internal and cross-zonal critical network elements, taking into account contingencies, as determined in accordance with the capacity allocation and congestion management guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009. [...]”

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. Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein<sup>20</sup>. Damit werden in den folgenden Darstellungen nicht alle ermittelten Daten über alle CNECs dargestellt, sondern lediglich eine (kritische) Teilmenge. Bei Betrachtung aller CNECs, würde der relative Anteil mit vergleichsweise hohen angebotenen Handelsmargen noch weiter ansteigen. Die Darstellung erfolgt als relative Handelsmarge, die als das Verhältnis von angebotener Handelsmarge zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{\max}$ ) definiert ist.

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

Am 04.06.2020 (alle 24 Stunden) wurden aufgrund von technischen Problemen<sup>21</sup> in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung DFP angewendet. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTUs im Hinblick auf die CWE-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen.

---

<sup>20</sup> Dabei findet keine Differenzierung im Hinblick auf die Flussrichtung über das jeweilige CNE statt. D.h. der Minimalwert wird je CNE aus beiden Flussrichtungen bestimmt.

<sup>21</sup> Die technischen Probleme lagen dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB.

## Amprion-Regelzone

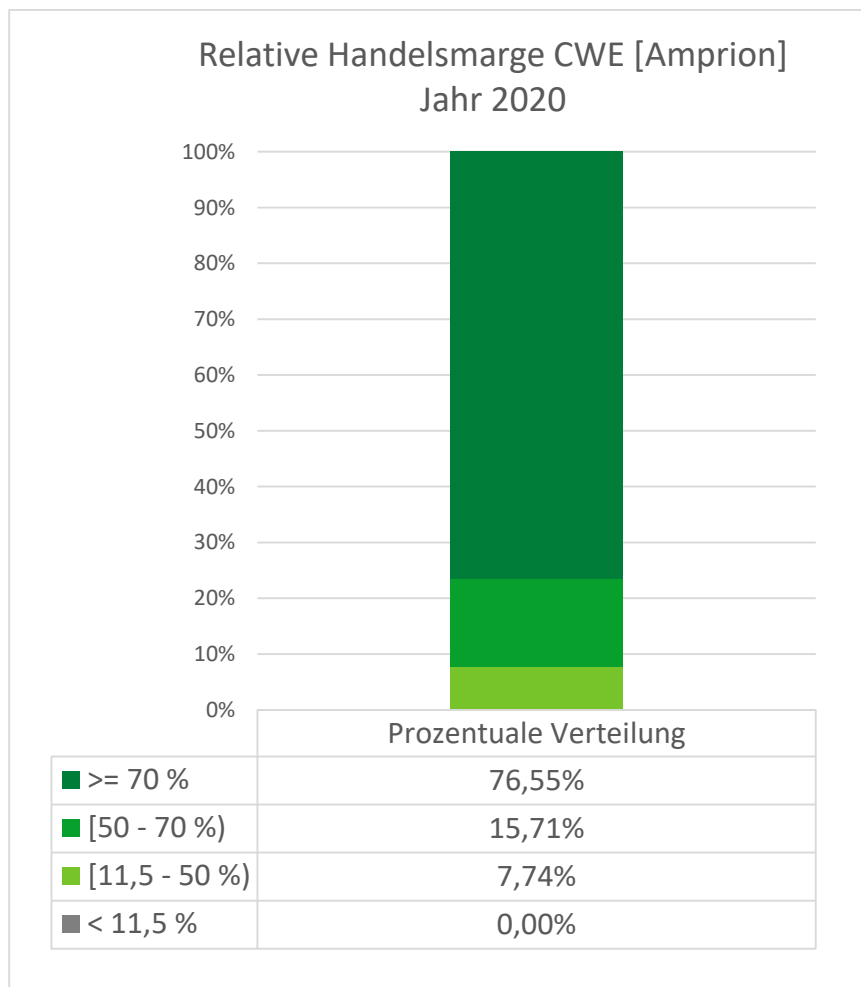


Abbildung 3: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %)

Abbildung 3 zeigt die Verteilung der angebotenen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Jahr 2020. Im Durchschnitt wurden im Jahr 2020 58 CNEs der Amprion-Regelzone pro MTU im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 3 ca. 0,5 Mio. Eingangsdaten berücksichtigt. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2020 (11,5 %) auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der Amprion-Regelzone zu jedem Zeitpunkt eingehalten wurde.

Die geringste auf einem Amprion-CNE angebotene Handelsmarge lag im Jahresverlauf 2020 bei 20,8 %, womit die Mindestkapazität des Aktionsplans von 11,5 % in jeder Stunde deutlich übertroffen wurde. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die vor dem Start des Aktionsplans in der CWE-Region gültige CWE-minRAM von 20 % durch die deutschen ÜNB in 2020 weiterhin garantiert wurde.

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 Stromflüsse 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.

Amprion und der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia haben im November 2020 „ALEGrO“ – die erste direkte Stromverbindung zwischen Deutschland und Belgien – in Betrieb genommen. ALEGrO wird als DC-Verbindung über das „Evolved Flow-Based Verfahren“ in die CWE-Kapazitätsberechnung und -allokation eingebunden. Im Gegensatz zu AC-Verbindungen wird ALEGrO damit nicht als kritisches Netzelement „CNE“ modelliert<sup>22</sup> und daher in diesem Kontext als DC-Grenze gesondert betrachtet.

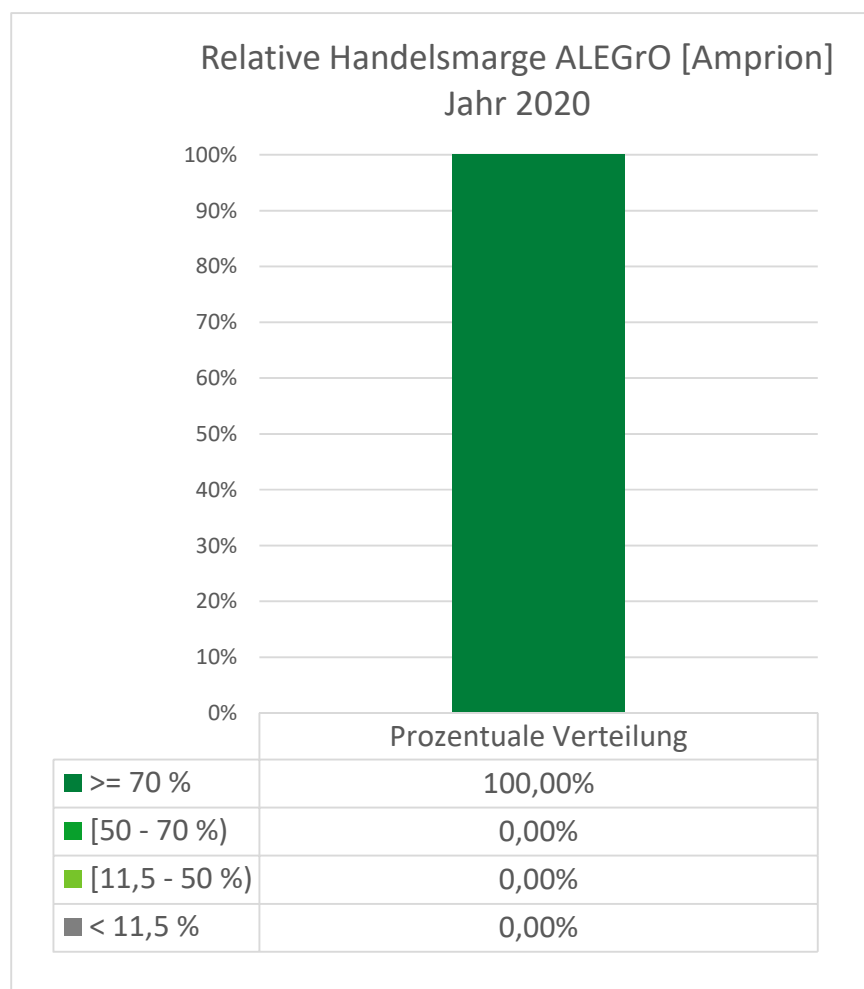


Abbildung 4: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] 18.11. - 31.12.2020 (Mindestwert 11,5 %)

<sup>22</sup> Dabei wird ALEGrO jedoch für relevante andere kritische Netzelemente als kritischer Ausfall bzw. Contingency berücksichtigt.

ALEGrO wurde dem CWE Day-Ahead Handel ab dem 18.11.2020 im Zuge des geplanten Testbetriebs („ramp-up approach“) schrittweise zur Verfügung gestellt. Wie Abbildung 4 zeigt, hat Amprion dem zonenübergreifenden Stromhandel während jeder Stunde bzw. MTU 100 % der im Zuge des Ramp-up Ansatzes technisch möglichen Übertragungskapazität angeboten<sup>23</sup>. Je Stunde bzw. MTU ist ein Wert in die Grafik eingegangen. Damit wurde die Mindestkapazität des Aktionsplans von 11,5 % auf ALEGrO zu jedem Zeitpunkt deutlich übertroffen.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2020 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

### TenneT-Regelzone

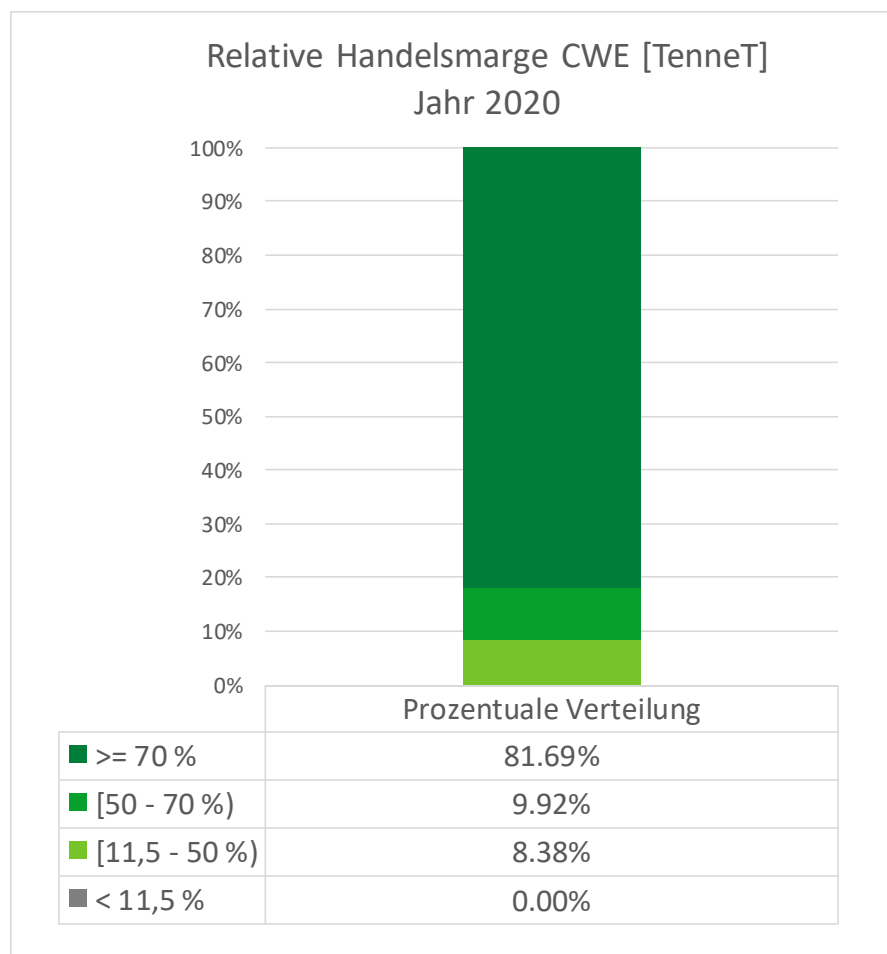


Abbildung 5: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %)

<sup>23</sup> Vom 05.12.2020 bis zum 13.12.2020 sowie vom 24.12.2020 bis zum 31.12.2020 konnten dem Strommarkt schon die vollen 1000 MW Nennleistung zur Verfügung gestellt werden.

Abbildung 5 zeigt die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2020 auf Basis von 271 919 Werten (ein Wert je CNE und MTU). Damit wurden im Jahr 2020 durchschnittlich pro MTU von ca. 31 CNEs der TenneT-Regelzone im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Der Mindestwert für 2020 (11,5 %) gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten.

Im Zeitraum 01.01.2020 bis 08.01.2020 kam es auf Grund eines Anwendungsfehlers zur Aussetzung der CWE minRAM. In Folge dessen zeigt die Auswertung der Daten gemäß der Standardmethode (3.1.2 CWE-Region) 187 Unterschreitungen in 79 Stunden (MTU) auf insgesamt fünf kritischen Netzelementen. Die tatsächlich angebotene Handelsmarge wies allerdings keine Unterschreitung auf, wie im Folgenden dargelegt wird.

Zur Bewertung der Compliance im Zeitraum 01.01.2020 bis 08.01.2020 ist zu beachten, dass die unkoordinierte Marge der CWE Grenzen standardmäßig unter anderem die angebotene Kapazität der Grenze DE-DK1, DE-DK2, DE-SE4 und DE-PL unberücksichtigt lässt. Da die PTDF dieser Grenzen nicht im CWE-Datensatz enthalten sind, werden diese nicht standardmäßig berücksichtigt. Außerdem vernachlässigt die koordinierte Handelsmarge die Inklusion der Langfrist-Allokationen. Beide Aspekte führen dazu, dass die tatsächlich an den Markt gegebene Handelsmarge teilweise deutlich über der standardmäßig für den vorliegenden Bericht ermittelten Handelsmarge liegt.

TenneT hat daher für den betroffenen Zeitraum ergänzende Auswertungen vorgenommen, welche sowohl die koordinierte als auch die unkoordinierte Handelsmarge für diesen Zeitraum abweichend von der allgemeinen Methode (gemäß Abschnitt 3.1.2 CWE-Region), um die fehlenden Komponenten erweitert.

Die geringste auf einem TenneT-CNE angebotene Handelsmarge innerhalb dieses Zeitraums beträgt 13,47 %. Außerhalb dieses Zeitraums (ab 09.01.2020) beträgt die geringste auf einem TenneT-CNE angebotene Handelsmarge 20,87 %. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die vor dem Start des Aktionsplans in der CWE-Region gültige CWE-minRAM von 20 % durch die deutschen ÜNB in 2020 weiterhin garantiert wurde.

**TransnetBW-Regelzone**

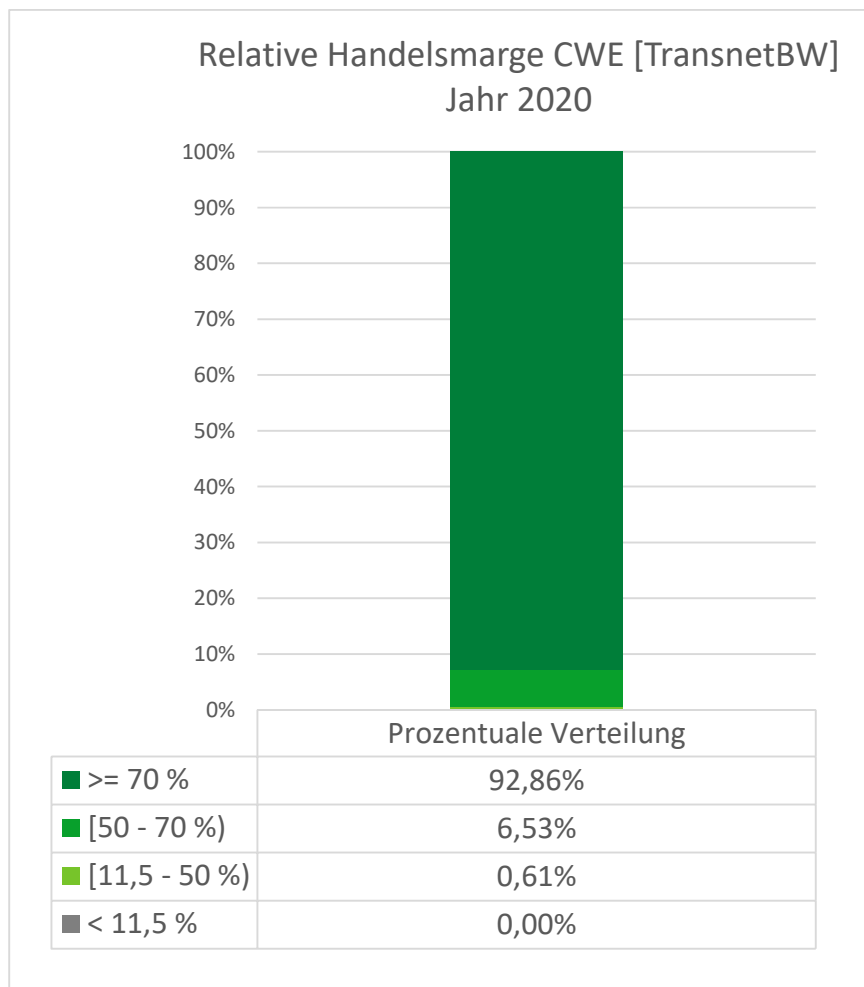


Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %)

Abbildung 6 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge im Jahr 2020 auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone. Im Jahr 2020 wurden 33 CNEs der TransnetBW-Regelzone im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 6 ca. 290.000 Werte berücksichtigt<sup>24</sup>. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2020 (11,5 %) auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TransnetBW-Regelzone zu jedem Zeitpunkt eingehalten wurde.

Die geringste auf einem TransnetBW-CNE angebotene Handelsmarge lag im Jahresverlauf 2020 bei 38,8 %, womit die Mindestkapazität des Aktionsplans von 11,5 % in jeder Stunde deutlich übertroffen wurde. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die vor dem Start des Aktionsplans in der CWE-Region gültige CWE-minRAM von 20 % durch die deutschen ÜNB in 2020 weiterhin garantiert wurde.

<sup>24</sup> 33 betrachtete CNEs multipliziert mit 8.784 Stunden des Jahres 2020.

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.

## 4.2 Hansa-Grenzen

### 4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1

Die gemäß Verlaufskurve für die Grenze DE-DK1 im Jahr 2020 maßgebliche Mindestkapazität in Höhe von 428 MW (Net Transfer Capacity) wurde im Rahmen der vortägigen Kapazitätsallokation während aller MTU eingehalten. Aufgrund von TenneTs Commitment über eine Mindestkapazität in Höhe von 1300 MW während des gesamten Jahres 2020, wurde die Mindestkapazität deutlich übertroffen.

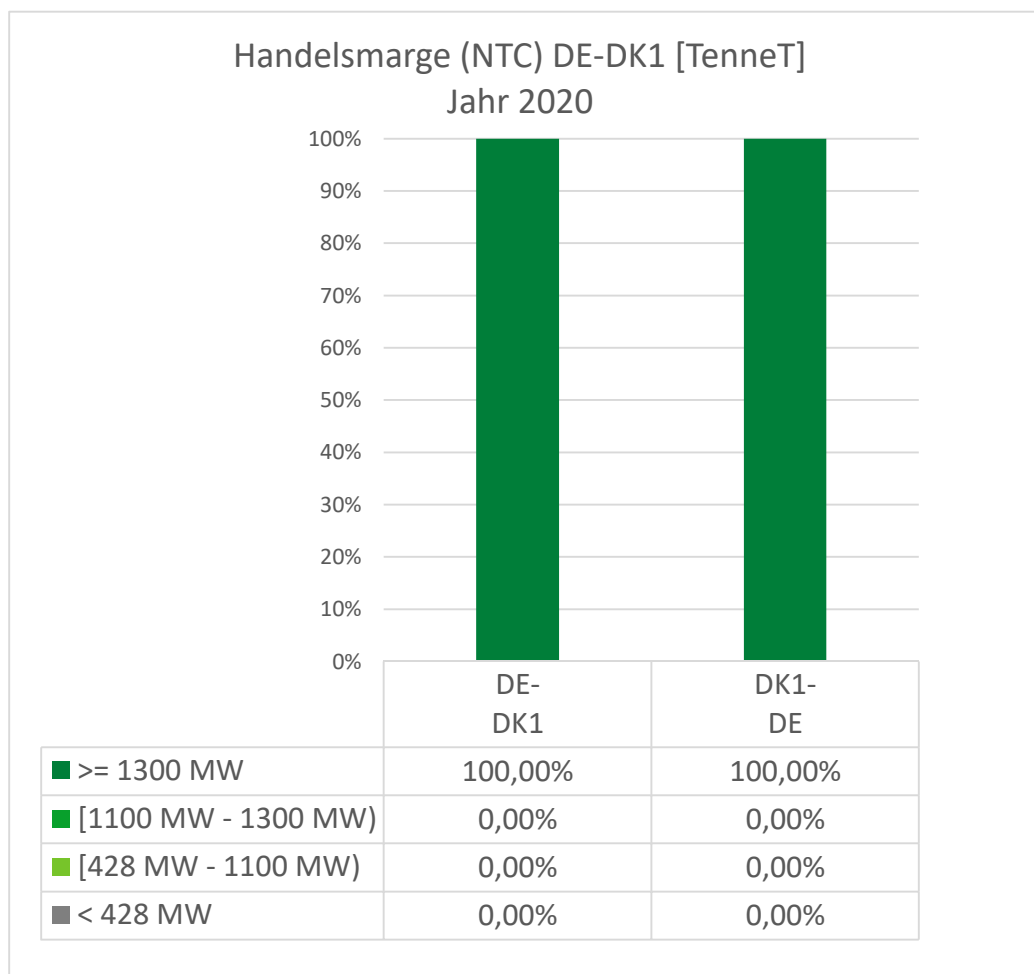


Abbildung 7: Handelsmarge (NTC) DE-DK1 [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 428 MW)



#### 4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Jahr 2020 wurde der für die Grenze DE-DK2 jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU eingehalten. Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde betrug bis zur Inbetriebnahme der KF CGS 70 % des  $F_{\max}$  des Kontek Kabels. Danach war er aus 70% des  $F_{\max}$  des Kontek Kabels plus 0% des  $F_{\max}$  der KF CGS (nach Abzug der DA prognostizierten offshore-Windeinspeisung) stundenscharf zu ermitteln<sup>25</sup>. Damit ergibt sich nach Inbetriebnahme der KF CGS in Summe für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70 % der stundenscharf zu ermitteln ist. Die folgende Abbildung zeigt die tatsächlich angebotene Handelsmarge bezogen auf die Übertragungskapazität auf der Grenze DE-DK2 im Jahr 2020<sup>26</sup>.

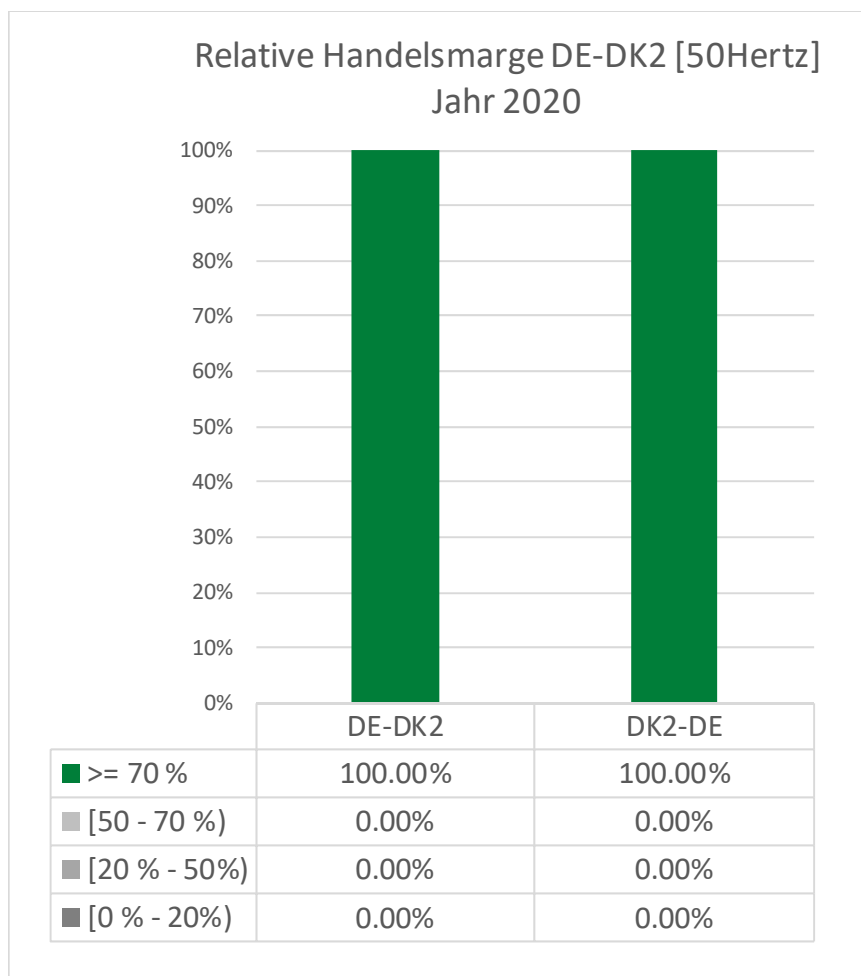


Abbildung 8: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] Jahr 2020 (Mindestwert 70 %)

Abbildung 8 zeigt, dass in allen berücksichtigten Stunden die Handelsmarge mindestens 70 % der Übertragungskapazität ausgemacht hat. Dabei wurden in Export-Richtung 6.244 Stunden und in Import-Richtung 6.199 Stunden berücksichtigt. In den jeweils übrigen Stunden war keine grenzüberschreitende

<sup>25</sup> Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2 NTC-Grenze DE-DK2 im Kapitel Methodik zum Monitoring.

<sup>26</sup> Aus Vereinfachungsgründen wird in Abbildung 8 ein Abgleich mit 70% und nicht mit dem teils darunter liegenden Mindestwert gezeigt.

Übertragungskapazität verfügbar. Stunden in 2020 ohne verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität sind begründet durch:

- die planmäßige Wartung des Kontek-Kabels im Zeitraum 31.08.-18.09. (für die Wartung muss der Interkonnektor vollständig außer Betrieb genommen werden),
- einen anschließenden Stillstand des Kontek-Kabels infolge eines Schadens der Kabelisolierung (dessen Reparatur bis zum 21.12. dauerte) und
- eine eingeschränkte Verfügbarkeit der KF CGS aufgrund von Störungen der (zu den OWP-Netzanbindungen gehörenden) Kabelsysteme 154 und 151 ab dem 17. und 19.12., welche bis ins Jahr 2021 andauerten.

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

Für die Grenze DE-NO2 galt im Jahr 2020 keine Mindestkapazität. Abbildung 9 zeigt dennoch die prozentuale Verteilung der relativen Handelsmarge (Verhältnis der angebotenen Handelsmarge zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{max}$ )) während der Betriebsstunden des NordLink-Interkonnektors im Jahr 2020.

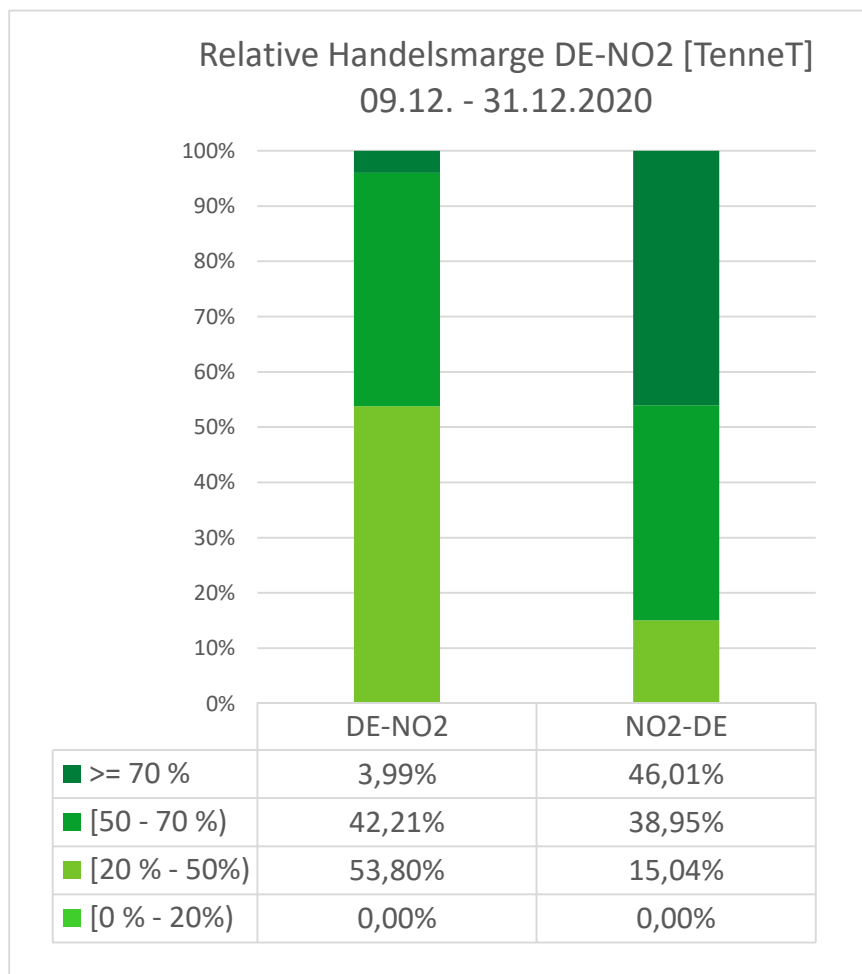


Abbildung 9: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 0 %)

#### 4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Im Jahr 2020 war das Baltic Cable, welches die Grenze DE-SE4 bildet, während 7.748 Stunden in Betrieb. Die verfügbare Übertragungskapazität des Kabels betrug stets mehr als 70 % der maximalen Übertragungsfähigkeit ( $F_{max}$ ). In den übrigen Stunden war das Baltic Cable außer Betrieb und somit war keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität verfügbar. Die Zeiträume der Nichtverfügbarkeiten des Baltic Cables sind durch geplante technisch notwendige Wartungsarbeiten und einen Kabelschaden aufgrund von Fremdeinwirkung (29 Tage und 16 Stunden im Mai 2020) begründet (siehe Abbildung 10).

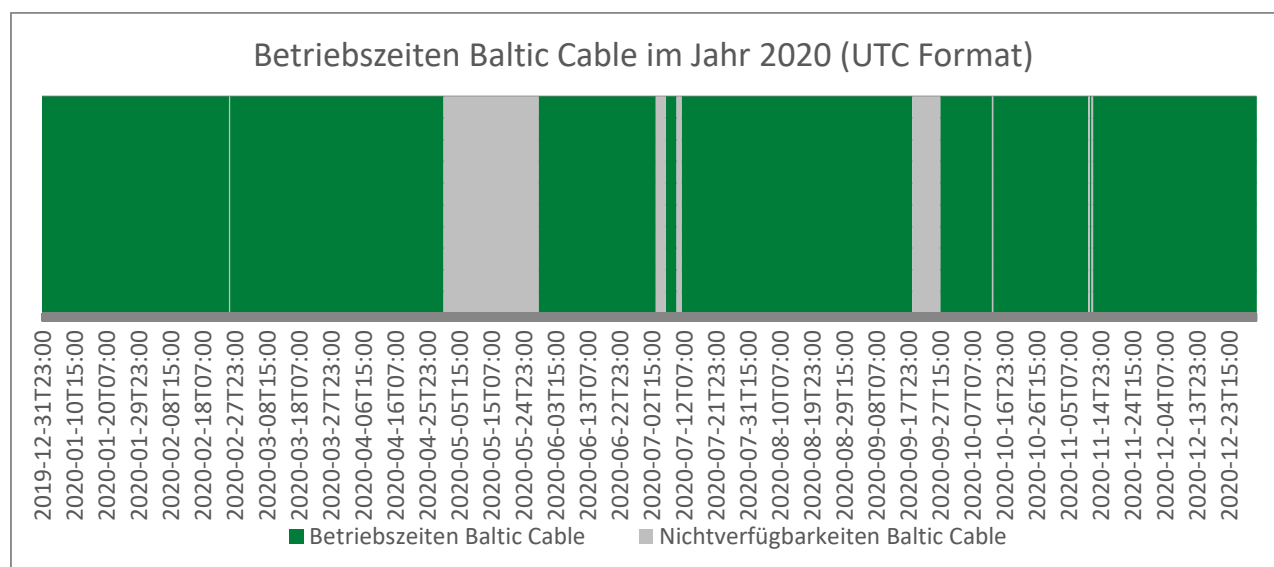


Abbildung 10: Betriebszeiten des Baltic Cable im Jahr 2020 (Zeitachse im UTC Format)

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 von 41,4 % konnte in Südrichtung (SE4 nach DE) in 7.747 Stunden (99,99 % der Betriebsstunden) eingehalten werden. In Nordrichtung (DE nach SE4) konnte sie in 5.447 Stunden (70,3 % der Betriebsstunden) eingehalten werden. Unterschreitungen traten – mit Ausnahme der letzten Stunde des 05.11.2020 – nur vor dem 28.08.2020 auf.

Hintergrund der Unterschreitungen ist die besondere technische Anschlusssituation des Baltic Cable. Die Leistung des Baltic Cable kann nur unter Hinzunahme des unterlagerten Verteilnetzes des Netzbetreibers Schleswig-Holstein Netz AG transportiert werden. Da das Verteilnetz nicht für die Bereitstellung grenzüberschreitender Übertragungskapazität ausgelegt ist, erfolgte der Netzanschluss des Baltic Cables zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter der vertraglichen Bedingung, dass die Übertragungskapazität des Interkonnektors durch den Anschlussnetzbetreiber zur Vermeidung bzw. Behebung von Überlastungen, die im ursächlichen Zusammenhang mit der Übertragungsleistung des Baltic Cable stehen, temporär eingeschränkt werden kann. Diese Möglichkeit wurde seitdem sowohl präventiv im Rahmen der Kapazitätsberechnung als auch kurativ durch entsprechende Schutztechnik angewendet.

Unter Moderation der Bundesnetzagentur begannen die beteiligten Parteien Baltic Cable AB, Schleswig-Holstein Netz AG und TenneT Optionen zu untersuchen, um die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 sicherzustellen. Auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber stehen national weder netzbezogene noch marktbezogene Maßnahmen zum Engpassmanagement zur Verfügung. Folglich wurden zunächst unterschiedliche Varianten des Countertrading und des grenzüberschreitenden Redispatch mit dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber Svenska kraftnät untersucht. Nach Einschätzung von Svenska kraftnät von Ende 2019 stehen jedoch in SE4 weder ausreichend Liquidität noch ausreichendes Erzeugungspotential zur Verfügung, um Countertrading oder grenzüberschreitenden Redispatch durchzuführen.

Die einzige Option war daher das Einspeisemanagement von Windenergieanlagen im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG gemäß §14 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Der hierfür erforderliche Prozess musste zunächst implementiert werden und kann erst seit dem 28.08.2020 eingesetzt werden. Eine Missachtung der Kapazitätsbeschränkungen hätte im Betrieb zu Reduzierungen des Lastflusses durch die vorhandene Schutztechnik geführt, welche zu Leistungsbilanzungleichgewichten in Deutschland und Schweden geführt hätten. Insbesondere ein Leistungsbilanzdefizit in Schweden hätte ein erhebliches Systemsicherheitsrisiko (Risiko des Lastabwurfs) dargestellt. Daher musste die angebotene Handelskapazität des Baltic Cables gemäß Artikel 16(3) der Verordnung (EU) 2019/943 vorerst reduziert werden, bis der Prozess zum Einspeisemanagement erarbeitet und implementiert war.

Nachdem TenneT und Schleswig-Holstein Netz AG am 28.08.2020 einen solchen Prozess für das Einspeisemanagement in Betrieb genommen hatten, kam es im Normalschaltzustand (Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel) zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität mehr, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten.

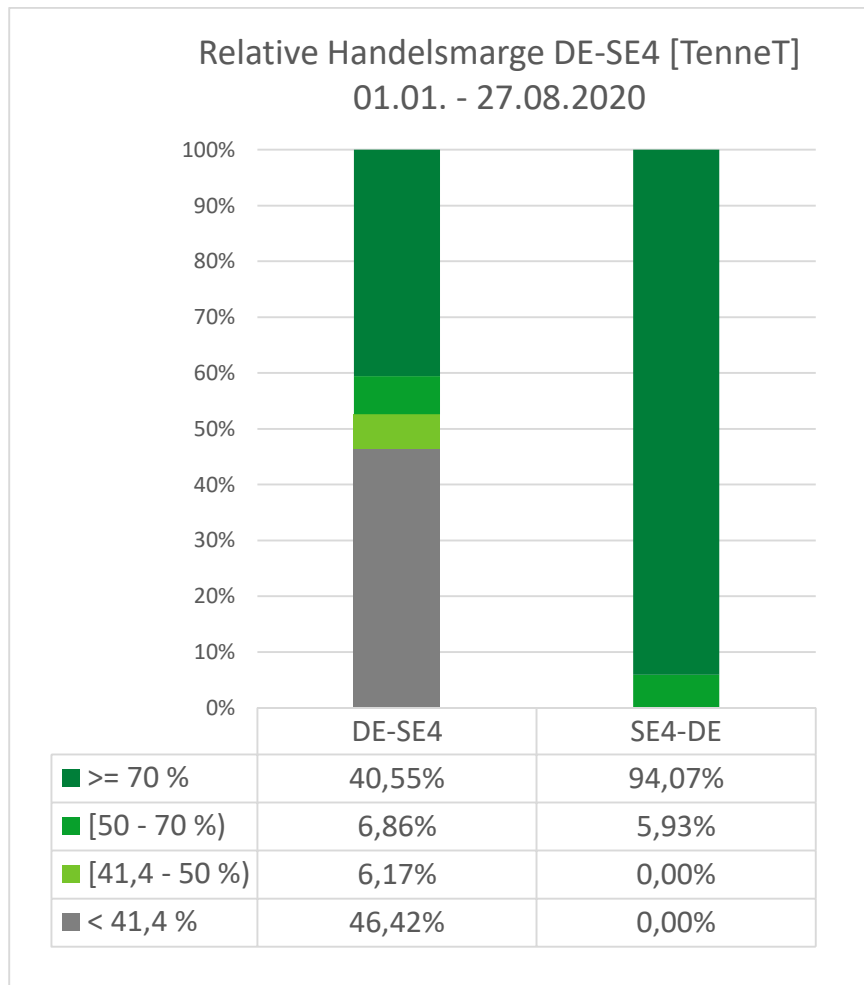


Abbildung 11: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 01.01. - 27.08.2020 (Mindestwert 41,4 %)

Im Zeitraum 01.01.2020 bis einschließlich 27.08.2020 kam es während 4.957 Betriebsstunden ausschließlich in Nord-Richtung (DE nach SE4) in 2.301 Stunden zu Unterschreitungen der Mindestkapazität durch TenneT. Ursache waren insbesondere Übertragungsengpässe im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG aufgrund hoher Windeinspeisung. Von den 2.301 Unterschreitungen in Nord-Richtung wirkten lediglich 39 Stunden limitierend auf den grenzüberschreitenden Stromhandel. Eine Limitierung des grenzüberschreitenden Stromhandels liegt vor, wenn die Kapazität vollständig genutzt wurde und eine Marktpreisdifferenz größer der impliziten Verlustbeschaffungskosten [d.h. Hochpreis \* (1 - Verlustfaktor 2,4 %) > Niedrigpreis] verblieben ist, so dass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.

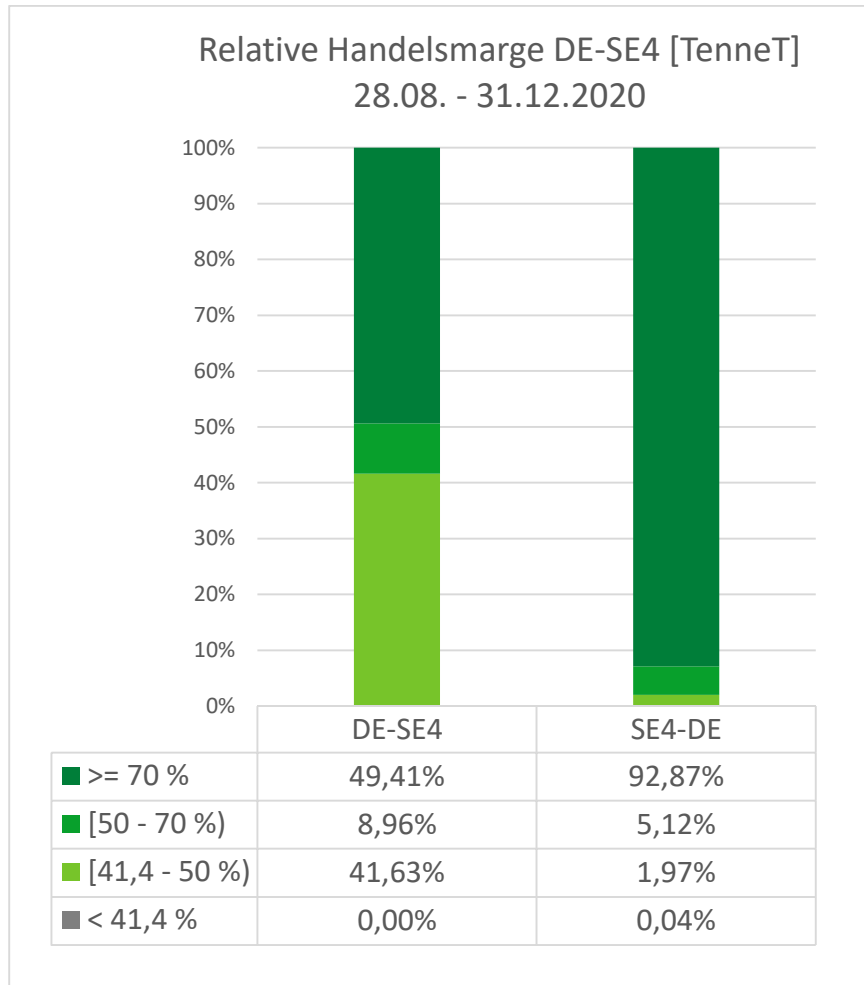


Abbildung 12: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 28.08. - 31.12.2020 (Mindestwert 41,4 %)

Im Zeitraum 28.08.2020 bis 31.12.2020 kam es während 2.791 Betriebsstunden in einer (1) Stunde in Süd-Richtung (SE4 nach DE) zu Unterschreitung der Mindestkapazität. Aufgrund der Nichtverfügbarkeit einer der beiden 220kV-Leitungen Hamburg-Nord nach Lübeck wurde die Kapazität auf 238 MW reduziert, was einer Unterschreitung der Mindestkapazität um 10 MW entspricht. Die Unterschreitung wirkte limitierend auf den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Im Jahr 2020 kam es daher insgesamt während 7.748 Betriebsstunden in einer (1) Stunde (0,01 % der Betriebsstunden) in Süd-Richtung (SE4 nach DE) und in 2.301 Stunden (29,7 % der Betriebsstunden) in Nord-Richtung (DE nach SE4) zu Unterschreitungen der Mindestkapazität, die aufgrund von Systemsicherheitsrisiken gemäß Art. 16(3) Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung jedoch gerechtfertigt waren.

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Alternating Current
ACER	Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCR	Kapazitätsberechnungsregion
CGM	Common Grid Model
CNE	Kritisches Netzelement
CNEC	Kritisches Netzelement in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination
cNTC	Koordiniertes NTC-Verfahren
Core FB MC	Lastflussbasierte Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion Core
CWE	Zentralwesteuropäische Region
CZ	Tschechien
DA	Day-Ahead
DC	Direct Current
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
DK	Dänemark
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
$F_{\max}$	Physische Kapazität
$F_{\text{ref}}$	Referenzfluss
KF CGS	Kriegers Flak Combind Grid Solution
minRAM	Minimum Remaining Available Margin
MTU	Marktzeitbereich
NO	Norwegen
NTC	Net Transfer Capacity
PL	Polen
PSDF	Phase Shift Distribution Factor
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
RAM	Remaining Available Margin
SE	Schweden
SOGL	System Operation Guideline
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %).....	16
Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement.....	17
Abbildung 3: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %) .....	19
Abbildung 4: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] 18.11. - 31.12.2020 (Mindestwert 11,5 %).....	20
Abbildung 5: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %) .....	21
Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] Jahr 2020 (Mindestwert 11,5 %).....	23
Abbildung 7: Handelsmarge (NTC) DE-DK1 [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 428 MW) .....	24
Abbildung 8: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] Jahr 2020 (Mindestwert 70 %) .....	25
Abbildung 9: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] Jahr 2020 (Mindestwert 0 %) .....	26
Abbildung 10: Betriebszeiten des Baltic Cable im Jahr 2020 (Zeitachse im UTC Format).....	27
Abbildung 11: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 01.01. - 27.08.2020 (Mindestwert 41,4 %).....	29
Abbildung 12: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 28.08. - 31.12.2020 (Mindestwert 41,4 %).....	30