

**Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeits-  
Zeitbereich für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa  
gemäß Artikel 37 Absatz 3 der Verordnung  
(EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017  
zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im  
Elektrizitätsversorgungssystem**

---

16. Dezember 2022

---

## Inhaltsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| KAPITEL 1 Allgemeine Bestimmungen .....  | 3  |
| PRÄAMBEL .....   | 3  |
| Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich .....   | 6  |
| Artikel 2 Definitionen.....  | 6  |
| Artikel 3 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität .....  | 7  |
| KAPITEL 2 Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich.....  | 7  |
| Artikel 4 Mathematische Beschreibung.....  | 7  |
| Artikel 5 Neuberechnung und Validierung von Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich .....   | 9  |
| Artikel 6 Methode zur Vergabebeschränkung.....   | 10 |
| Artikel 7 Kapazitätsreserven für den Regelarbeit-Zeitbereich .....   | 11 |
| Artikel 8 Regeln zur Berücksichtigung bereits vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich .....                            | 11 |
| Artikel 9 Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle ..... | 11 |
| Artikel 10 Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung .....  | 12 |
| KAPITEL 3 Schlussbestimmungen .....  | 12 |
| Artikel 11 Implementierung.....  | 12 |
| Artikel 12 Sprache.....  | 12 |
| Anhang 1 Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Beschreibung in Artikel 6 Absatz 3 .....             | 14 |

# DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGION HANSA UNTER ERWÄGUNG NACHSTEHENDER GRÜNDE:

## KAPITEL 1 Allgemeine Bestimmungen

### PRÄAMBEL

- (1) Das vorliegende Dokument ist eine gemeinsame Methode der Übertragungsnetzbetreiber (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (engl. *Capacity Calculation Region*, im weiteren Verlauf als „CCR“ bezeichnet) gemäß Beschreibung in der Entscheidung der Regulierungsagentur ACER<sup>1</sup>.
- (2) Die vorliegende gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung (im weiteren Verlauf als „CCM“ bezeichnet) für die CCR Hansa berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im weiteren Verlauf als „EB-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (im weiteren Verlauf als „Verordnung (EU) 2019/943“ bezeichnet) sowie des Beschlusses (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (KF CGS) gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark<sup>2</sup>.
- (3) Das Ziel der vorliegenden CCM besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe im Regelarbeits-Zeitbereich.
- (4) An die vorliegende CCM ergeben sich nach Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung folgende Anforderungen:  
*„Binnen fünf Jahren nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion eine Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeits- oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs. Diese Methode darf nicht zu Marktverzerrungen führen und muss mit der Berechnungsmethode für die grenzüberschreitende Übertragungskapazität im Einklang stehen, die gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 im Intraday-Zeitbereich angewandt wird.“*  
Die vorliegende CCM ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 10 der EB-Verordnung.
- (5) Artikel 37 der EB-Verordnung besagt, dass die vorliegende CCM mit der Berechnungsmethode im Einklang stehen muss, die von der CCM für den Intraday(ID)-Zeitbereich für die CCR Hansa angewandt und gemäß den Artikeln 20 bis 21 der CACM-Verordnung festgelegt wurde. Daher folgt die vorliegende CCM den in der CACM-Verordnung vorgegebenen Grundsätzen.
- (6) Die CCM für die CCR Hansa unterstützt die Erreichung der Zielsetzungen gemäß Artikel 3 der CACM-Verordnung bzw. Artikel 3 der EB-Verordnung, ohne diese zu behindern.
- (7) Gemäß Artikel 5 Absatz 5 EB-Verordnung entspricht diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeits-Zeitbereich den in Artikel 3 Absatz 1 EB-Verordnung genannten Zielen, wie unten beschrieben. Diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeits-Zeitbereich
  - fördert gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a der EB-Verordnung einen wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz durch die Limitierung von Situationen, in denen

---

<sup>1</sup> Definition der ACER für die Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) vom 7. Mai 2021 (Anhang I zur CCR-Entscheidung)  
[https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2004-2021\\_Annexes/ACER%20Decision%2004-2021%20on%20the%20CCR%20-%20Annex%20I.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2004-2021_Annexes/ACER%20Decision%2004-2021%20on%20the%20CCR%20-%20Annex%20I.pdf)

<sup>2</sup>Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2123&qid=1608200554462>

grenzüberschreitende Austausch durch Engpässe innerhalb von Gebotszonen eingeschränkt werden, indem die verfügbaren Kapazitäten aus dem Intraday-Markt wiederverwendet werden und verfügbare Kapazitäten nur im Falle unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa angepasst werden, wie in Artikel 5 ausgeführt.

- erhöht gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b der EB-Verordnung die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte durch die Maximierung von Kapazitäten für den Regelarbeit-Zeitbereich unter Berücksichtigung der aktuellsten Marktvergaben und erforderlichenfalls Neuberechnung der Kapazitäten für den Regelarbeit-Zeitbereich nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes (IDCZGCT).
- unterstützt gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der EB-Verordnung die Integration der Regelreservemärkte, fördert Möglichkeiten zum Austausch von Regelreserve und trägt gleichzeitig zur Betriebssicherheit bei, indem maximale Kapazitäten innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzen bereitgestellt werden.
- trägt gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe d der EB-Verordnung zu einem effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und des Stromsektors in der Union bei und unterstützt gleichzeitig eine effiziente und einheitliche Funktionsweise der Day-Ahead-, Intraday- und Regelreservemärkte durch Gewährleistung der Einheitlichkeit mit der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode. Aufgrund der Abstimmung und Wiederverwendung von Grundsätzen unter den verschiedenen Kapazitätsberechnungsmethoden werden in der IT-Entwicklung und in den Betriebsverfahren Synergien geschaffen, was beim langfristigen Betrieb aller Zeitpläne auf einen maximalen Wirkungsgrad abzielt. Die Methode für den Regelarbeit-Zeitbereich gewährleistet eine Kohärenz mit dem ROSC-Prozess durch Erleichterung einer sequenziellen Prozesskette.

- (8) Gemäß Artikel 5 Absatz 5 EB-Verordnung entspricht diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich den in Artikel 3 Absatz 2 EB-Verordnung genannten regulatorischen Aspekten, wie unten beschrieben. Diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich
- wendet gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe a der EB-Verordnung die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit gemäß Erwägungsgrund 5 Buchstabe a an.
  - wurde gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe b der EB-Verordnung im Rahmen eines Verfahrens entwickelt und beschlossen, das die Einbindung aller relevanten Stakeholder gewährleistet.
  - stellt gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe e der EB-Verordnung sicher, dass die Entwicklung der Terminmärkte sowie der Day-Ahead- und Intraday-Märkte nicht beeinträchtigt wird, und zwar indem die Entwicklung der Märkte wie in Erwägungsgrund 5 Buchstabe a festgelegt gefördert wird und durch den Umstand, dass die Regelleistung-Aktualisierungen nach dem ID CZGCT durchgeführt werden und somit unabhängig von den Day-Ahead- und Intraday-Prozessen sind, wodurch die Beeinträchtigung derselben verhindert wird;
  - achtet gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe f der EB-Verordnung die den relevanten ÜNB übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit, indem sie eine individuelle Validierung ermöglicht, in der jeder ÜNB sein eigenes Netz überprüfen kann, bevor Kapazitäten den Regelarbeitsplattformen zur Verfügung gestellt werden.
  - berücksichtigt gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe h der EB-Verordnung vereinbarte europäische Normen und technische Spezifikationen, indem der Regelleistungsberechnungsprozess auf bewährten Prozessen, Grundsätzen und Mechanismen aufgebaut wird, die in den Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsberechnungsmethoden angewandt werden und der Reihe nach an die regionale Betriebssicherheitskoordination übermittelt wird, welche die Netzmodell-Inputs für diesen Prozess erstellt.
- (9) Jeder ÜNB der CCR Hansa muss die Liste kritischer Netzelemente (CNE) seiner eigenen Regelzone aus dem ID-Kapazitätsberechnungsprozess verwenden. In der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigte CNE müssen Teil eines Interkonnektors der CCR Hansa sein.
- (10) Kritische Netzelemente (CNE) in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den AC-Netzen abbilden, werden in den lastflussbasierten Parametern der CCR Nordic und der CCR Core nach deren jeweiligen Methoden für den Regelarbeit-Zeitbereich für die CNE-Auswahl und den Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen ermittelt.

- (11) Die CCM für die CCR Hansa behandelt alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa und angrenzenden CCR<sup>3</sup> gleich und ermöglicht einen diskriminierungsfreien Zugang zu gebotszonenübergreifender Kapazität. Sie schafft die Grundlage für einen fairen und geordneten Markt, sowie eine faire und geordnete Preisbildung durch Implementierung einer pragmatischen CCM-Lösung, welche in die Methoden der angrenzenden CCR integriert ist.
- (12) Die CCM für die CCR Hansa hat keine negativen Auswirkungen auf die Entwicklung von CCM in angrenzenden CCR und kann sich mit dem Ausbau und dem Zusammenschluss von CCR in der Zukunft dynamisch weiterentwickeln. Die CCM für die CCR Hansa stellt daher keine Behinderung eines effizienten langfristigen Betriebs in der CCR Hansa und/oder den angrenzenden CCR und der Entwicklung des Übertragungssystems in der Europäischen Union dar.

**ÜBERMITTELN HIERMIT DEN FOLGENDEN VORSCHLAG FÜR EINE GEMEINSAME KOORDINIERTE KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR DIE CCR HANSA:**

---

<sup>3</sup>Angrenzende CCR sind aus Sicht der CCR Hansa für die Zwecke dieser CCM die CCR Nordic und die CCR Core.

## **Artikel 1**

### **Gegenstand und Anwendungsbereich**

1. Gemäß den Anforderungen aus Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung haben alle ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion innerhalb der betreffenden Region eine CCM für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens (Imbalance-Netting-Verfahren) vorzulegen.
2. Das vorliegende Dokument legt eine gemeinsame koordinierte CCM für alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa fest.

## **Artikel 2**

### **Definitionen**

1. Für die Zwecke der vorliegenden CCM haben die verwendeten Begriffe die ihnen in Artikel 2 der EB-Verordnung, Artikel 2 der CACM-Verordnung, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2019/943, Artikel 3 der SO-Verordnung, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten sowie in dem Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 über die Freistellung für die KF CGS gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 zugewiesenen Bedeutungen.

Zusätzlich gelten in der vorliegenden CCM die folgenden Begriffsbestimmungen:

- a. Die Nettoübertragungskapazität (NTC) ist der die Sicherheitsstandards einhaltende maximale Gesamtaustausch zwischen zwei benachbarten Gebotszonen unter Berücksichtigung der technischen Unsicherheiten zukünftiger Netzbedingungen:  $NTC = TTC - TRM$ .
- b. Die bereits vergebene Kapazität (AAC) ist die für eine Leitung in einer bestimmten Richtung in früheren Marktzeitbereichen nominierte Kapazität.
- c. Die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) ist eine Messgröße der im physikalischen Übertragungsnetz nach bereits festgelegten Nutzungen für weitere wirtschaftliche Aktivität verbleibenden Übertragungskapazität:  $ATC = NTC - AAC$ .
- d. Bei einem Interkonnektor der CCR Hansa handelt es sich entweder um (eine) strahlenförmige Gleichstromleitung(en) oder die Kombination aus strahlenförmigen Wechselstromleitungen zwischen den maschigen Wechselstromnetzen an jeder Seite der Gebotszonengrenze.
- e. Ein kritisches Netzelement (CNE) ist ein Netzelement, das signifikant durch den gebotszonenübergreifenden Handel beeinflusst wird. Bei solchen Elementen kann es sich um eine Freileitung, ein Erdkabel oder einen Transformator handeln.
- f. „Regelarbeitsplattformen“ bezeichnet europäische Plattformen für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederstellungsreserven mit manueller und automatischer Aktivierung sowie aus Ersatzreserven und dem IN-Verfahren.
- g. „CMF“ bezeichnet die Kapazitätsmanagementfunktion und bezieht sich auf eine zentralisierte Lösung für die Steuerung gebotszonenübergreifender Kapazitäten zwischen den Regelarbeitsplattformen für den Austausch von Regelarbeit oder das IN-Verfahren.
- h. „CCC“ bezeichnet den koordinierten Kapazitätsberechner.
- i. „CNTC“ bezeichnet die koordinierte Nettoübertragungskapazität.
- j. „KF CGS“ bezeichnet die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak, einen der Interkonnektoren der CCR Hansa.
- k. „MTU“ bezeichnet eine Marktzeiteinheit.
- l. „OWP“ bezeichnet einen Offshore-Windpark.
- m. „PTR“ bezeichnet physische Übertragungsrechte.

- n. „ROSC“ bezeichnet die regionale Betriebssicherheitskoordination innerhalb der CCR Hansa.
  - o. „TRM“ bezeichnet die Übertragungszuverlässigkeitsmarge.
  - p. „TTC“ bezeichnet die Gesamtübertragungskapazität.
2. In der vorliegenden CCM gilt folgendes, sofern nicht anders durch den Kontext gefordert:
- a. Der Singular schließt den Plural mit ein und umgekehrt.
  - b. Überschriften dienen lediglich der Orientierung und haben keine Auswirkung auf die Interpretation der CCM.
  - c. Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel im vorliegenden CCM-Dokument.
  - d. Jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

### **Artikel 3**

#### **Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität**

1. Die ÜNB der CCR Hansa bzw. eine für diese handelnde juristische Person haben vor Ablauf der CMF-Firmness-Frist die folgenden Informationen für jede Marktzeiteinheit und Gebotszonengrenze an die CMF zu übermitteln:
  - a. Die NTC ist aus XBID abzurufen und bildet den Mindestwert aus der CCR Hansa und den angrenzenden CCR ab, soweit nicht eine Neuberechnung erforderlich ist (gemäß Artikel 5 Absatz 2 der CCM) und durchgeführt wird. Neuberechnungen innerhalb der CCR Hansa sind gemäß Artikel 4 durchzuführen.
  - b. AAC gemäß Artikel 8
  - c. Vergabebeschränkungen sind gemäß Artikel 6 zu übermitteln und
  - d. für den gebotszonenübergreifenden Austausch von Nebenleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 7.
2. Soweit eine Gebotszonengrenze der CCR Hansa über mehr als einen Interkonnektor verfügt, sind die NTC- und AAC-Werte dieser Interkonnektoren zu einem NTC- und AAC-Gesamtwert für die Gebotszonengrenze der CCR Hansa aufzusummieren.
3. Für den Fall, dass die ATC-Berechnung nicht von der CMF durchgeführt werden kann, ist das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 10 Absatz 3 anzuwenden.

## **KAPITEL 2**

### **Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich**

#### **Artikel 4**

##### **Mathematische Beschreibung**

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung von NTC auf den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen,  $A \rightarrow B$  und  $B \rightarrow A$ , zu berechnen.

Die  $NTC_{i,DC,A \rightarrow B}$  in einer Gleichstromleitung  $i$  in der Richtung  $A \rightarrow B$  wird wie folgt berechnet:

$$NTC_{i,DC A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max. thermisch} \cdot (1 - \beta_{i,Verlust,A \rightarrow B})$$

wobei gilt

|                                     |    |  |
|-------------------------------------|----|--|
| A                                   | := | Gebotszone A.  |
| B                                   | := | Gebotszone B.  |
| $\alpha_i$                          | := | Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, $\alpha_i$ , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.  |
| $P_{i,max. thermisch}$              | := | Thermische Kapazität für eine Gleichstromleitung $i$ .   |
| $\beta_{i,Verlust,A \rightarrow B}$ | := | Verlustfaktor für die Bewältigung eines expliziten Berücksichtigung der Netzverluste für eine DC-Leitung $i$ in Richtung $A \rightarrow B$ , wobei es sich abhängig von $\alpha_i$ um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Berücksichtigung der Netzverluste wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 6 berücksichtigt. |

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung von NTC auf den AC-Leitungen. Die Kapazität ist für beide Richtungen,  $A \rightarrow B$  und  $B \rightarrow A$ , zu berechnen.

Die  $NTC_{AC,A \rightarrow B}$  an einer Gebotszonengrenze, die durch Wechselstromleitungen in der Richtung  $A \rightarrow B$  angeschlossen ist, wird berechnet aus:

$$NTC_{AC,A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B}$$

wobei gilt

|                         |    |  |
|-------------------------|----|--|
| A                       | := | Gebotszone A.  |
| B                       | := | Gebotszone B.  |
| $TTC_{A \rightarrow B}$ | := | Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ . Die TTC wird anhand des aktuellsten verfügbaren CGM ermittelt. |
| $TRM_{A \rightarrow B}$ | := | Übertragungszuverlässigkeitsmarge für eine Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 14 der ID/DA CCM der CCR Hansa.           |

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung von NTC auf der KF CGS. Die sich hieraus ergebende Kapazitätsberechnung ergibt die Mindestkapazität für den Markt.

Die  $NTC_{KF CGS,DE \rightarrow DK}$  auf der KF CGS in Richtung von  $DE/LU \rightarrow DK2$  wird wie folgt berechnet:

$$NTC_{KF CGS,DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left( \min \left( \frac{P_{max. thermisch,DE}}{1 + Verlust_{DE} + Verlust_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{max. thermisch,DE} \times Verlust_{DE})}{1 + Verlust_{XB}}, P_{max. thermisch,DE} \right), \frac{P_{max. thermisch,DE}}{1 + Verlust_{XB}}, P_{max. thermisch,DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right)$$

Die  $NTC_{KF CGS,DK \rightarrow DE}$  auf der KF CGS in Richtung von  $DK2 \rightarrow DE/LU$  wird wie folgt berechnet:



$$\begin{aligned}
NTC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} &= \alpha_i \\
&\cdot \min\left(\min\left(\frac{P_{\max.\ thermisch,DK}}{1 + \text{Verlust}_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max.\ thermisch,DK} \times \text{Verlust}_{DK})\right), \right. \\
&P_{\max.\ thermisch,DK}\left.\right), P_{\max.\ thermisch, XB}, \frac{P_{\max.\ thermisch,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - \text{Verlust}_{XB}}, \\
&\frac{P_{\max.\ thermisch,DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - \text{Verlust}_{DE})}{1 - \text{Verlust}_{XB} - \text{Verlust}_{DE}} \left. \right)
\end{aligned}$$

Geplante oder ungeplante Nichtverfügbarkeiten können zu einer Reduzierung (teilweise Reduzierung oder vollständige Reduzierung auf Null) eines oder mehrerer der folgenden Parameter führen:  $P_{\max.\ thermal,DK}$ ,  $P_{\max.\ thermal,DE}$  oder  $P_{\max.\ thermal, XB}$ . Die relevanten ÜNB haben das Recht, die NTC-Berechnung unter Einbeziehung zusätzlicher Informationen weiter zu optimieren, ohne diese Methode zu ändern, sofern eine solche Optimierung zu höheren NTC als die Ergebnisse der vorgegebenen Formel führen.

Wobei gilt:

|                            |  |
|----------------------------|--|
| DE                         | := Gebotszone DE/LU.   |
| DK                         | := Gebotszone DK2.   |
| $AAC_{DE}^{Wind}$          | := Prognostizierte Windkrafterzeugung auf dem/den OWP aus der ÜNB-Prognose, der/die Teil der Gebotszone DE/LU und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 8. |
| $AAC_{DK}^{Wind}$          | := Prognostizierte Windkrafterzeugung an dem/den OWP aus der ÜNB-Prognose, der/die Teil der Gebotszone DK2 und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 8.    |
| $CP_{OWF, DE}$             | Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks.   |
| $CP_{OWF, DK}$             | Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks.   |
| $\text{Verlust}_{DE}$      | := Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{OWF, DE}$  |
| $\text{Verlust}_{XB}$      | := Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{OWF, DK}$ und $CP_{OWF, DE}$   |
| $\text{Verlust}_{DK}$      | := Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{OWF, DK}$  |
| $\alpha_i$                 | := Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, $\alpha_i$ , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.                 |
| $P_{\max.\ thermisch,DE}$  | := Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{OWF, DE}$   |
| $P_{\max.\ thermisch, XB}$ | := Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von $CP_{OWF, DK}$ nach $CP_{OWF, DE}$   |
| $P_{\max.\ thermisch,DK}$  | := Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{OWF, DK}$   |

## Artikel 5

### Neuberechnung und Validierung von Kapazität im Regelarbeitszeitbereich

1. Die NTC für den Regelarbeitszeitbereich kann von den ÜNB der CCR Hansa bzw. einer für diese handelnden juristischen Person neu bewertet werden.
2. Im Fall unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa bzw. in unmittelbarer Nähe zu diesen Interkonnektoren oder bei Vorliegen neuer Informationen mit Auswirkungen auf gebotszonenübergreifende Kapazität kann die Kapazität im Regelarbeitszeitbereich von den beteiligten ÜNB neu berechnet werden, es sei denn, die Neuberechnung kann nicht innerhalb des entsprechenden Regelarbeitszeitbereichs übermittelt werden.

3. Die AAC gemäß der Definition in den Artikeln 2 und 8 wird nach der Intraday-Marktschließungszeit festgelegt.
4. Da lediglich Interkonnektoren der CCR Hansa als CNE in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa enthalten sind, gilt eine Situation, in der ein internes AC-Netzelement eine Korrektur der verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität erfordert, nicht für die CCR Hansa.
5. Jeder ÜNB der CCR Hansa kann eine Validierung durchführen. Dies kann entweder lokal oder gemeinsam in der CCR Hansa erfolgen.
6. Jeder ÜNB der CCR Hansa kann gebotszonenübergreifende Kapazität während des Validierungsprozesses aus Gründen der Betriebssicherheit anpassen.
7. Alle Informationen zu einer erhöhten bzw. verminderten gebotszonenübergreifenden Kapazität, die von angrenzenden CCC an die ÜNB der CCR Hansa übermittelt werden, sind während der Validierung zu berücksichtigen.
8. Sofern eine Berechnung im Regelarbeit-Zeitbereich durchgeführt wird, kann ein ÜNB der CCR Hansa einen Validierungsschritt vornehmen und das Ergebnis der Validierung den anderen ÜNB der CCR Hansa übermitteln. Sofern ein ÜNB der CCR Hansa die Kapazität korrigiert, hat er den übrigen ÜNB der CCR Hansa eine Begründung hierfür vorzulegen.

## **Artikel 6**

### **Methode zur Vergabebeschränkung**

1. Gemäß Artikel 58 Absatz 4 Buchstaben a und b der EB-Verordnung tragen sämtliche von den Aktivierungs-Optimierungsfunktionen, IN-Verfahrensfunktionen und Funktionen zur optimierten Regelleistungsbeschaffung betriebenen Algorithmen betrieblichen Sicherheitsbeschränkungen Rechnung und berücksichtigen technische und netzbezogene Beschränkungen sowie gegebenenfalls die verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität. Zur Gewährleistung der Konsistenz mit der im Intraday-Zeitbereich angewandten gebotszonenübergreifenden CCM gemäß Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung können die ÜNB der CCR Hansa diese Beschränkungen als Vergabebeschränkungen während der Phase der Kapazitätsvergabe anwenden, um Folgendes zu berücksichtigen:
  - a. die Produktion in einer Gebotszone muss oberhalb eines festgelegten Mindestproduktionsniveaus liegen;
  - b. der kombinierte Import bzw. Export aus einer Gebotszone an andere benachbarte Gebotszonen muss begrenzt werden, um ein adäquates Niveau der für einen sicheren Systembetrieb erforderlichen Erzeugungsreserven zu gewährleisten;
  - c. maximale Lastflussänderung auf den DC-Leitungen und KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten(Ramping-Beschränkungen)
  - d. implizite Verlustfaktoren auf DC-Leitungen;
  - e. Mindestlastfluss auf DC-Leitungen;
  - f. Begrenzungen der Anzahl von Polaritätsumkehrungen (Zero-Crossings) auf DC-Leitungen für einen bestimmten Zeitraum;
  - g. Begrenzung des maximalen Lastflusses auf DC-Leitungen, abhängig von Kabeltemperatur und -druck.
2. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe a ist gegebenenfalls ein Mindestproduktionsniveau in einer Gebotszone sicherzustellen, um eine Mindestanzahl der im System betriebenen Erzeugungsanlagen zu garantieren, die in der Lage sind, die zur Spannungsstützung benötigte Blindleistung zu liefern bzw. um eine ausreichende Trägheit zur Gewährleistung dynamischer Stabilität sicherzustellen.
3. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe b kann ein ÜNB der CCR Hansa Vergabebeschränkungen im Falle eines zentralen Dispatch-Modells nutzen, um ein Mindestmaß an Betriebsreserven für den Bilanzausgleich sicherzustellen. Die eingeführten Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für Import- und Exportrichtungen, abhängig von der vorhergesehenen Bilanzausgleichssituation. Die Details, die Begründung für die Anwendung und die Methode für die Berechnung dieser Art Vergabebeschränkungen werden im Anhang 1 fortgeführt.

4. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe c ist eine Ramping-Beschränkung ein Instrument des Systembetriebes zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit für Frequenzmanagementzwecke. Hierdurch wird die maximale Änderung der DC-Lastflüsse und marktlichen Lastflüsse der KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten (max. MW/MTU pro Interkonnektor der CCR Hansa) festgelegt.
5. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe d stellt ein impliziter Verlustfaktor auf DC-Leitungen während der Kapazitätsvergabe im Fall einer Bewältigung eines impliziten Verlustes sicher, dass die DC-Leitung keinen Lastfluss führt, soweit nicht der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste überwiegt.
6. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe e gewährleistet die Berücksichtigung eines Mindestlastflusses auf jeder DC-Leitung während der Kapazitätsvergabe, dass die DC-Leitung nicht außerhalb ihrer technischen Leistungsfähigkeit betrieben wird.
7. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe f verursachen Polaritätsumkehrungen in Systemen mit netzgeführten Umrichtern eine erhöhte elektrische Beanspruchung der Kabelisolierung. Eine Vergabebeschränkung könnte zur Begrenzung von Polaritätsumkehrungen an der jeweiligen DC-Leitung genutzt werden, um den Verschleiß des Kabels und dessen Lebensdauer nicht negativ zu beeinflussen.
8. Gemäß Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe g könnte der maximale Lastfluss an einigen Stellen der DC-Leitungstechnik begrenzt werden, die sensibel auf Kabeltemperatur und -druck reagieren. In diesem Fall wird bei einer Überschreitung von Kabeltemperatur- und Kabeldruckgrenzwerten ein geringerer Spannungsmodus ausgelöst, der den maximalen Lastfluss der DC-Leitung begrenzt, beispielsweise im Fall einer Polaritätsumkehr oder des Hochfahrens der DC-Leitung.
9. Falls ein, mehrere oder alle ÜNB der CCR Hansa die Anwendung einer oder mehrerer der in Artikel 6 Absatz 1 aufgeführten Vergabebeschränkung(en) für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa plant/planen, haben die betreffenden ÜNB der CCR Hansa die Marktteilnehmer, die übrigen ÜNB der CCR Hansa und alle für die CCR Hansa zuständigen Regulierungsbehörden spätestens zwei (2) Monate vor der geplanten Anwendung der maßgeblichen Vergabebeschränkungen über dieselben zu informieren. Hierbei sind detaillierte Erläuterungen und Begründungen für die Vornahme der betreffenden Vergabebeschränkungen einzureichen.

## **Artikel 7**

### **Kapazitätsreserven für den Regelarbeit-Zeitbereich**

1. Grenzüberschreitende Kapazitäten, die für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung gemäß den Artikeln 40, 41 oder 42 der EB-Verordnung vergeben werden, sind von den ÜNB der CCR Hansa bzw. einer für diese handelnden juristischen Person für jede Marktzeiteinheit und für jedes Produkt an die CMF zu übermitteln, sodass jede Regelarbeitsplattform die für Reserven vergebene Kapazität nutzen kann.

## **Artikel 8**

### **Regeln zur Berücksichtigung bereits vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich**

1. Im Regelarbeit-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa bzw. eine für diese handelnde juristische Person die aktuellsten AAC für jede Marktzeiteinheit nach der IDCZGCT zu berücksichtigen, d. h. das Ergebnis aus:
  - a. der für nominierte PTR vergebenen Kapazität
  - b. der im Day-Ahead-Markt nominierten Kapazität
  - c. Für die KF CGS ist AACWind die prognostizierte Windkrafterzeugung in dem/den OWP, basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa.
  - d. der im Intraday-Markt vergebenen Kapazität, einschließlich der Berücksichtigung grenzüberschreitender Redispatch-, Countertrade- und zukünftiger ROSC-Prozesse

## **Artikel 9**

### **Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle**

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 1 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die in der gemäß Artikel 72 der SO-Verordnung durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen zu

beachten. Die in der gemeinsamen Kapazitätsberechnung verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen sind dieselben, wie die in der Betriebssicherheitsanalyse verwendeten; daher sind zusätzliche Beschreibungen gemäß Artikel 23 Absatz 2 der CACM-Verordnung nicht erforderlich. Insbesondere haben die ÜNB der CCR Hansa die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität zu beachten.

2. Thermische Grenzwerte der CNE der CCR Hansa werden im TTC-Berechnungsverfahren gemäß der Beschreibung in Artikel 4 berücksichtigt.
3. Weitere für den Regelarbeit-Zeitbereich in der CCR Hansa relevante Betriebssicherheitsgrenzen sind in Artikel 6 dargelegt, der die Vergabebeschränkungen definiert.
4. Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle in den an die CNE der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzelementen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, sind in der Kapazitätsberechnung der CCR Nordic und der CCR Core zu berücksichtigen.

## **Artikel 10**

### **Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung**

1. Für den Fall, dass die nach der IDCZGCT verbleibenden Kapazitäten nicht verfügbar sind, werden die betreffenden ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten bilateral berechnen und vereinbaren. Die ÜNB der CCR Hansa haben die CCM jeweils anzuwenden und die endgültige gebotszonenübergreifende Kapazität wird unter Verwendung des Mindestwertes der von den ÜNB der CCR Hansa an der betreffenden Gebotszonengrenze berechneten Kapazitäten ermittelt. Die betreffenden ÜNB der CCR Hansa haben die Kapazitäten den anderen ÜNB der CCR Hansa zu übermitteln.
2. Die ÜNB der CCR Hansa haben die Möglichkeit, die oben genannten Kapazitäten gemäß Artikel 5 zu validieren.
3. Für den Fall, dass die CMF die ATC-Berechnung nicht durchführen bzw. an die Regelarbeitsplattformen übermitteln kann, sollten die ÜNB die verfügbaren Kapazitäten mit Blick auf die Systemsicherheit anpassen und direkt an die Regelarbeitsplattformen übermitteln.
4. Für den Fall, dass die CMF keine Kapazitäten von den ÜNB erhält, sollten die verfügbaren Kapazitäten für die Regelarbeitsplattformen von der CMF auf 0 angepasst werden.

## **KAPITEL 3**

### **Schlussbestimmungen**

## **Artikel 11**

### **Implementierung**

1. Die Umsetzung der vorliegenden CCM ist ein Prozess mit den folgenden Go-Live-Voraussetzungen:
  - i. Der Go-Live durch die ÜNB der CCR Hansa erfolgt auf allen maßgeblichen Regelarbeitsplattformen.
  - ii. Die CMF-Plattform ist eingerichtet.
  - iii. Erforderlichenfalls wurden Vergabebeschränkungen implementiert.
2. Gemäß Artikel 5 Absatz 5 der EB-Verordnung muss die Umsetzung der vorliegenden CCM innerhalb von zwölf Monaten nach der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden erfolgen, ebenso wie die Umsetzung der Bedingungen aus Artikel 11 Absatz 1 Buchstaben i, ii und iii. Eine Ausnahme gilt, wenn alle zuständigen Regulierungsbehörden einer Verlängerung des Zeitraums zur Umsetzung zustimmen oder in der EB-Verordnung andere Zeiträume vorgesehen sind.

## **Artikel 12**

### **Sprache**

1. Die Referenzsprache für diese CCM ist Englisch.

2. Zum Ausschluss von Zweifeln gilt für den Fall, dass ÜNB der CCR Hansa die vorliegende CCM in Ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 14 der CACM-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache die englische Fassung als vorrangig.

## **Anhang 1**

### **Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Beschreibung in Artikel 6 Absatz 3**

Vergabebeschränkungen in Polen werden gemäß Artikel 6 Absatz 3 der CCM angewandt. Diese Beschränkungen spiegeln die Fähigkeit der polnischen Erzeuger wider, die Erzeugung zu erhöhen (potentielle Beschränkung in Export-Richtung) oder zu verringern (potentielle Beschränkung in Import-Richtung). Dies unterliegt den Beschränkungen individueller Erzeugungseinheiten sowie der Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung von Mindesterzeugungsréserven, die für den sicheren Betrieb des gesamten polnischen Stromsystems erforderlich sind. Dies wird in den folgenden Teilen dieses Anhangs ausführlich erläutert.

#### **Begründung der Implementierung der Vergabebeschränkungen auf PSE-Seite**

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen auf Seiten von PSE bezieht sich auf die Tatsache, dass die Verantwortlichkeit polnischer ÜNB hinsichtlich des Systemausgleichs unter den Bedingungen eines integrierten fahrplanbasierten Marktmodells (auch als zentrales Einsatzmodell bezeichnet) maßgeblich auf die standardmäßige Verantwortlichkeit von ÜNB in sogenannten Selbsteinsatzmarktmodellen erweitert wird. Letzteres wird üblicherweise bis zu einem Hour-Ahead-Zeitbereich definiert (einschließlich Echtzeit-Operationen), während dies für PSE als polnischen ÜNB auf kurze (Regelarbeit-Zeitbereich, Intraday und Day-Ahead) Laufzeiten erweitert wird. Daher trägt PSE die Verantwortung, die in einem Selbsteinsatzmarkt den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugewiesen wird. Aus diesem Grund muss sich PSE um Backup-Erzeugungsréserven für das gesamte polnische Stromsystem kümmern, was zu einer Implementierung von Vergabebeschränkungen führen kann, wenn dies für die Sicherstellung der Betriebssicherheit des polnischen Stromsystems in Bezug auf die Erzeugung von Kapazitäten für eine Aufwärts- oder Abwärtsregulierung und den verbleibenden Bedarf erforderlich ist<sup>4</sup>. In Selbsteinsatzmärkten sind die BKV selbst für ihre Erzeugungsréserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle in Zeiträumen von bis zu einer Stunde im Voraus sicherstellen müssen. In einem zentralen Einsatzmarkt setzen die ÜNB Erzeugungseinheiten ein, um die Balance zwischen Erzeugung und Nachfrage zu wahren. Dabei werden betriebliche Beschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reserveanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungsprozess als Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird. Daher stellen diese beiden Ansätze (d. h. Selbsteinsatzmarkt und Zentraleinsatzmarkt) eine ähnliche Stufe der Machbarkeit bzgl. der Übertragungskapazitäten sicher, die dem Markt in Hinblick auf Erzeugungskapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Es wurde vorstehend ausgeführt, dass eine systemische Interpretation aller Netz-Codes erforderlich ist, um deren kohärente Anwendung sicherzustellen. In der SO-Verordnung involvieren die Definitionen spezifischer Systemzustände eine Rolle signifikanter Netznutzer (Erzeugungsmodule und Verbrauchsanlagen). Im Normalzustand erfordert ein Übertragungsnetz ausreichende Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven, um auftretenden Ausfällen standzuhalten (Artikel 18) - der mögliche Einfluss solcher Probleme auf den gebotszonenübergreifenden Handel wurde vorstehend erwähnt. Betriebssicherheitsgrenzen im Sinne der SO-Verordnung sind ebenfalls nicht als geschlossener Satz definiert, da Artikel 25 jeden ÜNB verpflichtet, für jedes seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel betriebliche Sicherheitsgrenzwerte festzulegen und dabei mindestens die folgenden physikalischen Parameter zu berücksichtigen (...). Die Definition der CACM-Verordnung von Ausfall (ermittelte und mögliche oder bereits eingetretene Störung eines Elements, die nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes einschließt, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilernetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind) steht daher im Einklang mit dem vorgenannten Rahmen der SO-Verordnung und zeigt, dass die Anwendung der CACM-Verordnung Umstände im Zusammenhang mit Erzeugung und Last involvieren sollte.

Im Hinblick auf die Art und Weise, in der PSE Regelreserven beschafft, ist darauf hinzuweisen, dass die EB-Verordnung es den ÜNB erlaubt, integrierte Fahrplanerstellungs-Prozesse anzuwenden, in denen Energie und Reserven gleichzeitig beschafft werden (inhärentes Merkmal des zentralen Einsatzsystems). In einem solchen Fall erfordert die Gewährleistung ausreichender Reserven die Festlegung einer Begrenzung dahingehend, wie viel Elektrizität von dem System insgesamt importiert bzw. exportiert werden kann (nachstehend näher erläutert). Sofern die CACM-Verordnung als Ausschluss einer solchen Lösung interpretiert wird und unterstellt, dass ein ÜNB Kapazität auch dann anbietet, wenn dies gegebenenfalls zu unzureichenden Reserven führt, würde dies dazu führen, dass die Bestimmungen der EB-Verordnung nichtig wären und eine Einhaltung der SO-Verordnung unmöglich machen, mindestens jedoch deutlich erschweren.

---

<sup>4</sup> Restbedarf ist der Teil des Endverbraucherbedarfs, der nicht durch kommerzielle Verträge (Erzeugungs-Selbstfahrpläne) gedeckt ist.

### **Spezifikation verletzter Sicherheitsgrenzwerte, sofern die Vergabebeschränkung nicht angewendet wird**

Im Hinblick auf die verwendeten Beschränkungen zur Gewährleistung ausreichender betrieblicher Reserven, wenn ein verbundenes System unter unzureichenden Reserven im Fall unerwarteter Ausfälle bzw. geplanter Laständerungen leidet (gilt für zentrale Einsatzsysteme), kann eine nachhaltige Abweichung von geplanten Austauschen der betreffenden ÜNB die Folge sein. Diese Abweichungen können zu einem Ungleichgewicht im gesamten Synchronbereich führen und ein Abweichen der Systemfrequenz von deren nominalem Niveau zur Folge haben. Auch wenn Frequenzgrenzwerte nicht verletzt werden, aktiviert im Ergebnis eine Abweichung Frequenzerhaltungsreserven, die daher nicht für andere Ausfälle verfügbar sind, wenn sie bestimmungsgemäß benötigt werden. Sofern sich ein anderer Ausfall materialisiert, kann die Frequenz infolgedessen leicht über ihre Sicherheitsgrenzwerte hinausgehen - mit allen damit verbundenen negativen Konsequenzen. Deshalb kann eine solche Situation zu einem Verstoß gegen Betriebssicherheitsgrenzwerte führen und muss verhindert werden, indem notwendige Reserven innerhalb aller Gebotszonen behalten werden, sodann kein ÜNB nachhaltig von seinem Fahrplan abweicht (d.h. um mehr als 15 Minuten, innerhalb derer eine Frequenzwiederherstellungsreserve vollständig von einem bestimmten ÜNB einzusetzen ist). Schließlich wird das sich aus unzureichenden betrieblichen Reserven ergebende Unvermögen, einen fahrplanbezogenen Ausgleich aufrecht zu erhalten zu unkontrollierten Veränderungen in Lastflüssen führen, was eine Überlastung von Leitungen (d.h. Überschreitung der thermischen Grenzwerte) auslösen kann und in der Folge zu einem Systemsplitting mit unterschiedlichen Frequenzen in jedem der Untersysteme führen kann. Das vorgenannte Problem berührt PSE aus den im nachfolgenden Absatz erläuterten Gründen auf andere Weise als die übrigen ÜNB.

### **PSEs Rolle beim Systemausgleich**

PSE setzt alle wesentlichen Erzeugungseinheiten in Polen unter Berücksichtigung ihrer betrieblichen Merkmale und Übertragungsbeschränkungen direkt ein, um die erwartete Last abzudecken. Dabei müssen angemessene Reserveanforderungen bedacht werden. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, nutzt PSE den Prozess der operativen Planung, die drei Jahre im Voraus mit relevanter Wartungskoordination beginnt und über jährliche, monatliche und wöchentliche Aktualisierungen für das Day-Ahead-SCUD und SCED. Die Resultate dieses Day-Ahead-Marktes werden dann laufend im Intraday-Zeitbereich, Regelarbeit-Zeitbereich bis zum Echtzeitbetrieb aktualisiert.

In einem jährlichen Zeitbereich versucht PSE, die Anfragen bzgl. Wartungsarbeiten von Erzeugern über das Jahr hinweg so zu verteilen, dass die minimale Year-Ahead-Reservemarge<sup>5</sup> (überprognostizierte Lasten schließen bereits vergebene Kapazitäten bei Interconnections ein) jeden Monat dem Durchschnitt entspricht. Die monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen zielen darauf ab, jeden Tag eine bestimmte Reservemarge zu halten<sup>6</sup>, sofern möglich. Dieser Vorgang beinhaltet außerdem die Planung für die Netzwerkinstandhaltung, daher werden auch alle Beschränkungen aus dem Netzwerkbetrieb bedacht.

Der Day-Ahead-SCUC-Prozess zielt darauf ab, eine festgelegte<sup>7</sup> (bzw. schnell aktivierte - derzeit in Polen nur Einheiten in Pumpspeicherkraftwerken) Reserveleistungsmarge für jede Stunde des nächsten Tages zu erreichen, die eine Auf- und Abwärtsregulierung ermöglicht. Dies beinhaltet Strom aus Primär- und Sekundärregelung, die als Zusatzleistung im Voraus unter Vertrag genommen werden. Der Rest dieser Reserve kommt durch die Nutzung von Ausgleichsgeboten, die von allen zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten eingereicht werden müssen (in der Praxis sind das alle Einheiten, die an das Übertragungsnetzwerk und größere im 110 kV-Netz angeschlossen sind, ausgenommen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), da diese hauptsächlich nach Wärmenachfrage operieren). Die restliche Erzeugung wird als von den Eigentümern geplant betrachtet, was eine praktikable Lösung darstellt, wenn man deren stabilen Charakter bedenkt (KWK, kleine Thermal- und Hydroerzeuger). Die einzige Ausnahme dieser Regel stellen die Windkrafterzeuger dar, da diese aufgrund ihrer Unberechenbarkeit von PSE selbst prognostiziert werden. Daher hat PSE das Recht, jegliche verfügbare, zentral eingesetzte Erzeugung im Normalbetrieb zu nutzen, um das System auszugleichen. Die negativen Reserveanforderungen in Schwachlastphasen (nachts) und der potentielle Pumpenbetrieb von Pumpspeichieranlagen werden ebenfalls berücksichtigt.

Die weiteren Aktualisierungen von SCUC/SCED während des Betriebstages berücksichtigen jegliche Änderungen im System (Zwangsabschaltungen und jegliche Beschränkungen von Erzeugungseinheiten und Netzelementen,

---

<sup>5</sup> Die Erzeugungsreservemarge wird durch den polnischen Netzcode reguliert und liegt derzeit bei 18 % (Ziffer II.4.3.4.18). Sie ist abhängig von den Ergebnissen der Entwicklung betrieblicher Planungsprozesse Änderungen unterworfen.

<sup>6</sup> Die Erzeugungsreservemarge für die monatliche und wöchentliche Koordination wird ebenfalls durch den polnischen Netzcode (Ziffer II.4.3.4.18) reguliert und liegt derzeit bei 17 % bzw. 14 %.

<sup>7</sup> Die festgelegten Werte betragen entsprechend: 9 % über dem prognostizierten Bedarf für die Aufwärtsregulierung und 500 MW für die Abwärtsregulierung. Diese Werte werden durch den polnischen Netzcode (Ziffer 4.3.4.19) reguliert und unterliegen Änderungen.

Aktualisierungen von Last- und Windprognosen etc.). Diese Herangehensweise ermöglicht es, die One-Hour-Ahead-Reserveleistung auf einem Minimalniveau von 1.000 MW zu halten, d. h. dem potenziellen Verlust der größten Erzeugungseinheit von derzeit 850 MW (vorbehaltlich von Änderungen mit der Inbetriebnahme neuer Einheiten) und ca. 150 MW Primärregelreserve (Frequenzerhaltungsreserve) als PSEs Anteil im RGCE.

### Bestimmung von Vergabebeschränkungen in Polen

Bei der Bestimmung von Vergabebeschränkungen berücksichtigt der polnische ÜNB die aktuellsten Informationen zu den vorgenannten technischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, der prognostizierten Stromsystemlast sowie den im gesamten polnischen Stromsystem benötigten Mindestreservemargen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und Import-/Exportverträge abzudecken, die aus früheren Kapazitätsvergabe-Zeithorizonten einzuhalten sind.

Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für jede MTU und gelten separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$\text{EXPORT}_{\text{Beschränkung}} = P_{SKN} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NSKN} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{Beschränkung}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{SKNmin} - P_{NSKN} \quad (2)$$

Wobei gilt:

|               |  |
|---------------|--|
| $P_{SKN}$     | Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugern angegeben <sup>8</sup>   |
| $P_{SKNmin}$  | Summe der technischen Minima der zentral eingesetzten Einheiten in Betrieb   |
| $P_{NSKN}$    | Summe der Pläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugern eingesetzt werden (für Windparks: prognostiziert von PSE)   |
| $P_{NA}$      | Erzeugung aufgrund von Netzbeschränkungen nicht verfügbar (sowohl geplante Abschaltung und/oder voraussichtliche Engpässe).  |
| $P_{ER}$      | Berichtigung der Erzeugungs-Nichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugern angegeben wurden, prognostiziert von PSE aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z.B. Kühlzuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten) |
| $P_L$         | Von PSE prognostizierter Bedarf  |
| $P_{UPres}$   | Mindestreserve für Aufwärtsregulierung   |
| $P_{DOWNres}$ | Mindestreserve für Abwärtsregulierung  |

Als Beispiel für die praktische Festlegung der Vergabebeschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung werden die Abbildungen 1 und 2 angeführt. Sie stellen dar, wie vom ÜNB eine Prognose der polnischen Strombalance für jede Stunde des nächsten Tages morgens Day-Ahead entwickelt wird, um Reserven bei den Erzeugungskapazitäten für potentielle Exporte bzw. Importe für den Day Ahead-Markt zu bestimmen. Für den Intraday- und Regelarbeit-Zeitbereichsmarkt gilt dieselbe Methode mutatis mutandis.

Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der  $\Delta$ -Export geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der  $\Delta$ -Import geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Importrichtung.

<sup>8</sup> Es ist zu beachten, dass Erzeugungseinheiten, die auf der Grundlage strategischer Reserveverträge mit dem ÜNB aus dem Markt herausgehalten werden, in dieser Berechnung nicht berücksichtigt werden.



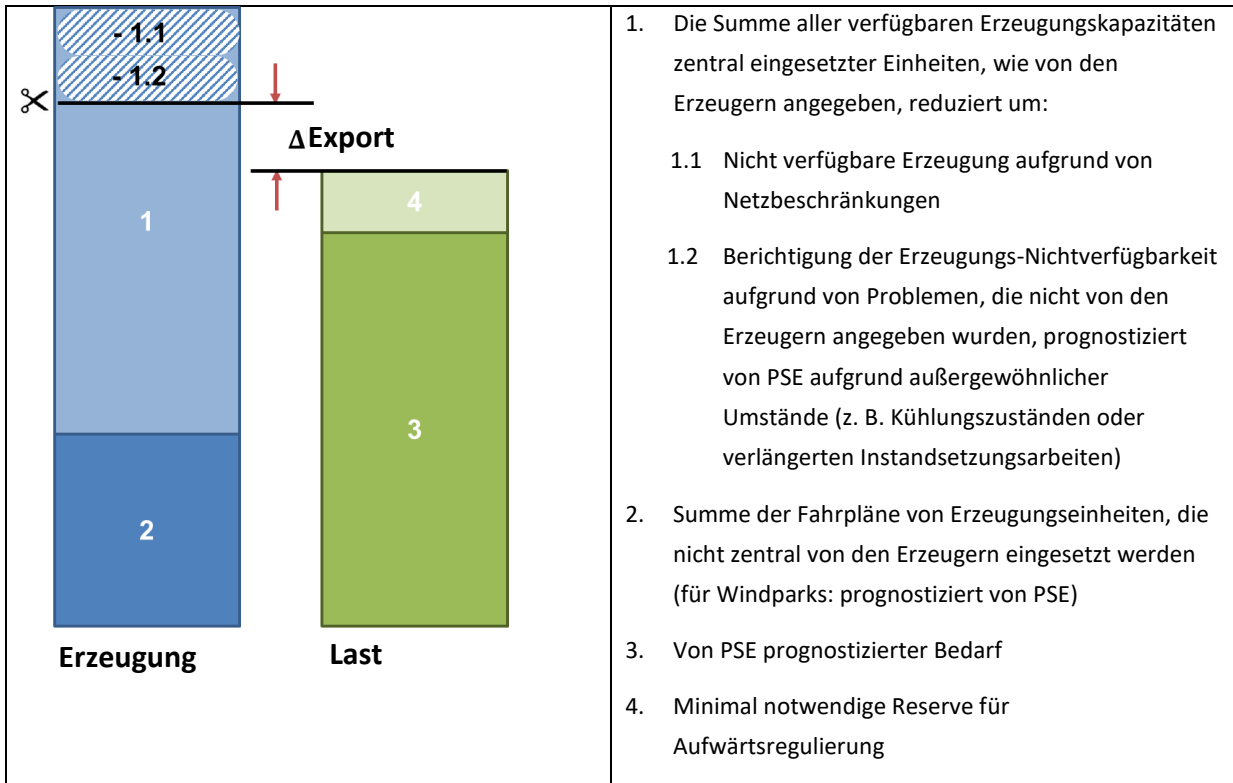


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

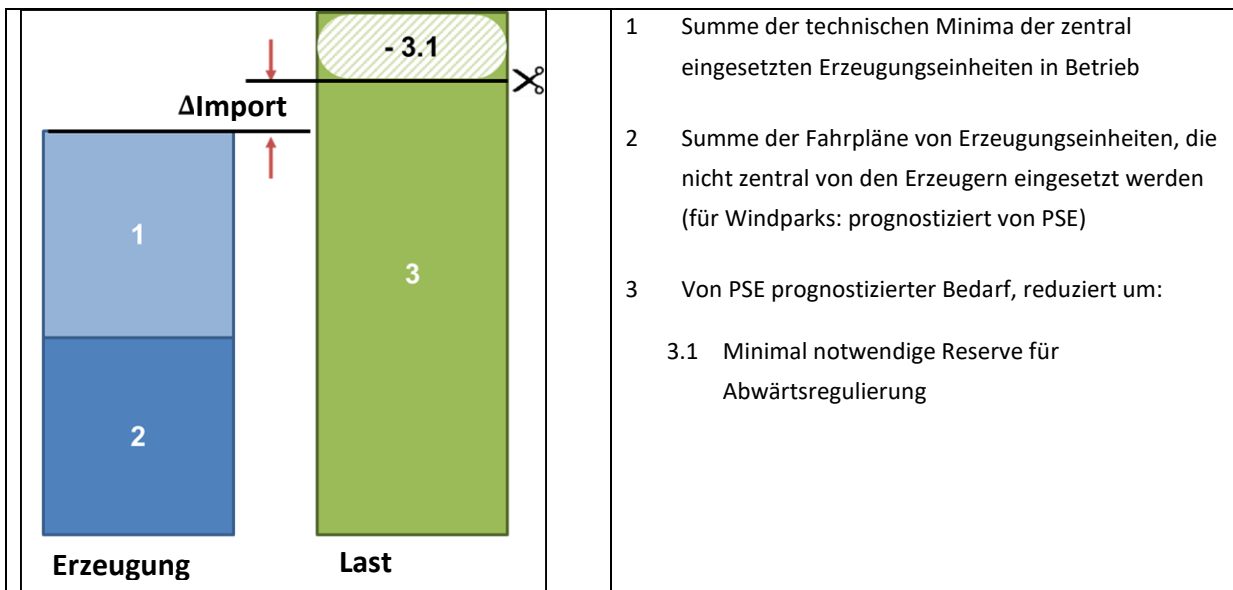


Abbildung 2: Festlegung der Vergabebeschränkungen in Import-Richtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

### Häufigkeit der Neubewertung

Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeithorizont der Kapazitätsvergabe – vom Forward- bis zum Day-Ahead-, Intraday- und Regelarbeit-Zeitbereich – bestimmt. Im Fall des Day-Ahead-Prozesses werden diese am Morgen von D-1 berechnet, was zu unabhängigen Werten für jede MTU, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

### **Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf die einheitliche Day-Ahead-Kopplung und die einheitliche Intraday-Kopplung**

Vergabebeschränkungen in Form von Vergabebeschränkungen, wie von PSE angewandt, mindern nicht die Effizienz der Marktkopplungsprozesse im Day-Ahead-, Intraday- und Regelarbeit-Zeitbereich. In Anbetracht der Notwendigkeit, eine adäquate Verfügbarkeit von Erzeugung und Erzeugungsreserven innerhalb des polnischen Stromsystems durch PSE als nach dem zentralen Einsatzmarktmodell handelnder ÜNB zu gewährleisten und der Tatsache, dass PSE keine betrieblichen Reserven im Vorfeld des Marktkopplungsprozesses beschafft, ist die Auferlegung von Beschränkungen für den maximalen Import und Export in Marktkopplungsprozessen - sofern erforderlich - der effizienteste Weg, Systemsicherheit und Handel in Einklang zu bringen. Dieser Ansatz führt mindestens zu demselben Niveau von Erzeugungskapazitäten, die am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen, wie dies in Selbsteinsatzsystemen der Fall ist, wo Reserven im Voraus von BKV bzw. ÜNB beschafft werden, sodass sie ebenfalls nicht am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Darüber hinaus besteht hierdurch die Möglichkeit, einen Wettbewerb zwischen dem ÜNB und den Marktteilnehmern um Erzeugungsressourcen zu vermeiden.

Es muss betont werden, dass die in Polen angewandten Vergabebeschränkungen nicht die Fähigkeit eines Hansa-Landes zum Austausch von Energie berühren, da diese Beschränkungen lediglich den polnischen Export bzw. Import betreffen. Daher ist ein Transit über Polen im Fall der Anwendung von Vergabebeschränkungen möglich.

### **Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf angrenzende CCR**

Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Stromsystem bestimmt, d.h. dass sie gleichzeitig für alle CCR angewandt werden können, in denen PSE mindestens eine Grenze hat (d.h. Core, Baltic und Hansa).

Es muss betont werden, dass sich diese Lösung als effizienteste Anwendung von Vergabebeschränkungen erwiesen hat. Die separate Berücksichtigung von Vergabebeschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale Vergabebeschränkungen in CCR-bezogene Unterwerte zu splitten, was weniger effizient wäre, als den globalen Wert beizubehalten. In den Stunden, in denen Polen aufgrund eines Verstoßes gegen Vorschriften der minimalen Abwärtserzeugung nicht in der Lage ist, weiteren Strom aufzunehmen oder Polen nicht in der Lage ist aufgrund unzureichender Erzeugungsreserven in Aufwärtsrichtung weiteren Strom zu exportieren, ist die polnische Übertragungsinfrastruktur weiterhin für den Transit verfügbar, wodurch die Handelschancen erhöht und das Gemeinwohl in allen betroffenen Kapazitätsberechnungsregionen verbessert werden.

### **Zeiträume, in denen Vergabebeschränkungen gelten**

Wie vorstehend beschrieben, werden Vergabebeschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabe-Zeitbereich bestimmt, sodass sie für alle MTU (Stunden) des jeweiligen Vergabetages anwendbar sind.

### **Warum die Vergabebeschränkungen nicht effizient in am Markt angebotene Kapazitäten einzelner Grenzen übersetzt werden können**

Die Anwendung von Kapazitätsvergabebeschränkungen ist darauf gerichtet, die wirtschaftliche Effizienz des Marktkopplungsmechanismus an diesen Interkonnektoren sicherzustellen und gleichzeitig die Sicherheitsanforderungen der Elektrizitätsversorgung für Kunden zu erfüllen. Sollen sich die vorstehend beschriebenen Erzeugungsbedingungen in Form entsprechender Anpassungen in durch PSE angebotenen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten niederschlagen, würde dies implizieren, dass PSE die wahrscheinlichste Marktrichtung (Importe bzw. Exporte an bestimmten Interkonnektoren) erraten müsste und die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten in diesen Richtungen entsprechend verringern müsste. Im CNTC-Ansatz müsste dies in Form einer ATC-Reduzierung pro Grenze erfolgen. Aus Sicht der Marktteilnehmer ist ein solcher Ansatz aufgrund inhärenter Unsicherheiten in den Marktergebnissen jedoch durch das Risiko eines suboptimalen Splits von Vergabebeschränkungen an einzelnen Interconnections – überbewertet an einer Interconnection und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt – belastet. Infolgedessen ermöglicht die Anwendung von Vergabebeschränkungen zur Bewältigung der polnischen Ausgleichsbeschränkungen insgesamt in der Vergabephase die effizienteste Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, d.h. vollständig in Übereinstimmung mit Preisunterschieden in einzelnen Märkten.