



Beschluss

Az. BK6-18-072

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlages aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für eine Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Netzmodelle gemäß Art. 67 Abs. 1 und 70 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

der Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

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

– Antragstellerin zu 2 –

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

– Antragstellerin zu 3 –

der TransnetBW GmbH, Pariser Platz- Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 4 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

durch ihren Vorsitzenden Christian Mielke,
ihren Beisitzer Dr. Jochen Patt
und ihren Beisitzer Jens Lück

am 20.09.2018 beschlossen:

1. Der angehängte Vorschlag der Antragstellerinnen vom 12.02.2018 für eine Methode für die Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Netzmodelle wird genehmigt.

2. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für eine Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Netzmodelle (im Weiteren nur „Methode für ein gemeinsames Netzmodell“ genannt) gem. Art. 67 Abs. 1 und 70 Abs. 1 VO (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Weiteren nur „SO-VO“).

I. Einordnung des Vorschlags für ein gemeinsames Netzmodell

Die am 14. September 2017 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) gilt unmittelbar in allen europäischen Mitgliedstaaten und gibt einen Rahmen mit harmonisierten Vorschriften für den Netzbetrieb der Übertragungsnetzbetreiber, unter Einbeziehung von Verteilernetzen und signifikanten Netznutzern, vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes soll der unionsweite Stromhandel erleichtert, die Systemsicherheit gewährleistet, die Integration erneuerbarer Energieträger unterstützt und eine effiziente Netznutzung und Wettbewerb im Interesse der Verbraucher gefördert werden. Dazu werden in der SO-VO gemeinsame Bestimmungen mit Mindestanforderungen für den unionsweiten Netzbetrieb

und die grenzübergreifende Zusammenarbeit zwischen den ÜNB sowie die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen der Verteilernetzbetreiber festgelegt. Von den ÜNB sind diesbezüglich Vorschläge für Modalitäten und Methoden zu entwickeln, welche den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen sind.

Das primäre Ziel der SO-VO ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und seiner Ressourcen.

Die Methode für ein gemeinsames Netzmodell¹ dient dabei dazu, gemeinsame Betriebssicherheitsanforderungen und Grundsätze durch die Bestimmung einer gemeinsamen Methode für die Erstellung von Einzelnetzmodellen zur Zusammenführung in einem gemeinsamen europaweiten Netzmodell zu bestimmen. Sie soll im Zusammenspiel mit weiteren Festlegungen gemeinsamer Verbundsystem-Betriebsplanungsgrundsätze zu einem effizienten und sicheren Betrieb des europäischen Übertragungsnetzsystems beitragen. Ein gemeinsames Netzmodell wird als ein von verschiedenen ÜNB vereinbarter unionsweiter Datensatz definiert, der die Hauptmerkmale des elektrischen Energiesystems unter Einbeziehung der Erzeugung, Last und Netztopologie und die Regeln für die Änderungen dieser Merkmale während des Kapazitätsberechnungsprozesses beschreibt.²

Die verfahrensgegenständliche Methode eines gemeinsamen Netzmodells soll die Koordination des Netzbetriebs und der Betriebsplanung unter den einzelnen ÜNB in der EU unterstützen. Die Methode muss im Einklang mit den Betriebsbedingungen aus den nach Art. 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 (CACM-VO)³ und Art. 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 (FCA-VO)⁴ entwickelten und genehmigten Methoden⁵ stehen und diese erforderlichenfalls zum Zwecke der Systemführung des Übertragungsnetzes nach der SO-VO ergänzen.

II. Verfahrensverlauf

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 2 lit. b) i. V. m. Art. 67 Abs. 1, 70 Abs. 1 SO-VO eines gemeinsamen Vorschlages aller ÜNB für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell.

¹ Auch verkürzt CGMM v3 genannt; CGMM: Common Grid Model Methodology.

² Vgl. Art. 2 Abs. 2 CACM-VO.

³ CACM-VO: Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

⁴ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe von langfristiger Kapazität.

⁵ Gemeinsames Netzmodell nach CACM-VO (sog. CGMM v1), vgl. Beschluss der BNetzA BK6-16-052 vom 11.05.2017 und gemeinsames Netzmodell nach FCA-VO (sog. CGMM v2), vgl. Beschluss der BNetzA BK6-17-035 vom 02.07.2018.

Die Antragstellerinnen sind die deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB. Sie haben gemäß Art. 67 Abs. 1 und 70 Abs. 1 SO-VO gemeinsam mit allen anderen ÜNB der EU einen Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell zu erarbeiten und allen zuständigen europäischen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen.

Mit E-Mail vom 12.03.2018 reichten die Antragstellerinnen den von allen regelzonenverantwortlichen ÜNB erarbeiteten Vorschlag vom 12.02.2018 für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell bei der Beschlusskammer 6 zur Genehmigung ein. Der Vorschlag für die Methode für ein gemeinsames Netzmodell ist gemäß Art. 6 Abs. 2 lit. b) und Art. 6 Abs. 7 S. 3 i. V. m. Art. 67 Abs. 1, 70 Abs. 1 SO-VO von allen Regulierungsbehörden innerhalb von sechs Monaten nach Antragstellung bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde zu genehmigen. Mit Datum vom 21.03.2018⁶ hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde den Antrag erhalten.

Der Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell wurde am 28.03.2018 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 25.04.2018 eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat keine Stellungnahmen zu dem Vorschlag erhalten.

Vor der Antragstellung war der Vorschlag einer Methode für ein gemeinsames Netzmodell Gegenstand einer gemäß Art. 11 Abs. 1 SO-VO durchgeführten europaweiten öffentlichen Online-Konsultation im Zeitraum zwischen 06.11.2017 und 06.12.2017.

Die Vertreter der Regulierungsbehörden der europäischen Mitgliedstaaten haben in einer Online-Abstimmung der Mitglieder des ERF⁷ am 11.07.2018 bekundet, den Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell genehmigen zu wollen.

III. Inhalte des Vorschlags für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell

Mit dem Vorschlag einer Methode für ein gemeinsames Netzmodell beantragen die Antragstellerinnen Regelungen für die Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Einzelnetzmodelle und Regelungen zu Ablauf, Fristen und Verantwortlichkeiten sowie zu organisatorischen Voraussetzungen der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle in ein europaweites einheitliches Netzmodell für jeden Zeitbereich.

Im Einzelnen beinhaltet der vorliegende Vorschlag grundlegende Anforderungen und Verpflichtungen für die Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells und der dafür zugrundeliegenden

⁶ Maßgeblich für den Beginn der Entscheidungsfrist der Regulierungsbehörden von sechs Monaten ist der Zeitpunkt des Einganges bei der nationalen Regulierungsbehörde, die den zu genehmigenden Vorschlag zuletzt erhalten hat, vgl. Art. 6 Abs. 7 S. 3 SO-VO.

⁷ ERF: European Regulators Forum .

Einzelnetzmodelle:

- die Festlegung von Szenarien der Einzelnetzmodelle für alle drei Zeitbereiche (Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday),
- die einzuhaltenden Verfahrensschritte bei der Erstellung der Einzelnetzmodelle,
- die Bestimmung derjenigen Daten, Netzelemente, Kuppelstellen, Erzeugungs- und Last-einheiten, HGÜ-Verbindungen zu benachbarten und unterlagerten Netzen, die im Rahmen der Erstellung der Einzelnetzmodelle zu berücksichtigen sind,
- Bestimmungen zu den zu modellierenden Grenzwerten und Regelungseinstellungen der Netzbetriebsmittel,
- Vorgaben an den Abstimmungsprozess für die Erstellung der gemeinsamen Netzmodelle,
- Aufgaben und Verantwortlichkeiten des Zusammenführungsbeauftragten der Einzelnetzmodelle in ein gemeinsames Netzmodell,
- Eine Beschreibung zur Implementierung und Verwaltung einer gemeinsamen Informationsplattform, die die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zu einem einheitlichen gemeinsamen Netzmodell unterstützt,
- Vorgaben an den Zusammenführungsprozess der Einzelnetzmodelle
- Regeln und Kriterien der Qualitätskontrolle und Überprüfung der Angaben der ÜNB in ihren Einzelnetzmodellen bei der Zusammenführung in ein gemeinsames Netzmodell.

Der von den Antragstellerinnen vorgeschlagene Einführungszeitplan sieht vor, dass die ÜNB bis 3 Monate nach erfolgter Genehmigung den Prozess der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle und der dafür erforderlichen Voraussetzungen abgestimmt und organisiert haben müssen. Bis 6 Monate nach erfolgter Genehmigung verpflichten sich die Antragstellerinnen, die erforderlichen Daten zur Bildung des gemeinsamen Netzmodells auf der entsprechenden Datenplattform bei ENTSO-E⁸ (OPDE⁹) bereitstellen zu können und betriebsbereit zu haben. Damit sollen die in diesem Vorschlag beschriebenen Funktionen allen relevanten und betroffenen Parteien ab diesem Zeitpunkt zur Verfügung gestellt werden können.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere den diesem Beschluss angehängten Vorschlag einer Methode für ein gemeinsames Netzmodell Bezug genommen.

⁸ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity- Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

⁹ Electricity Operational Planning Data Environment: Betriebsplanungs-Datenumgebung von ENTSO-E. Diese beinhaltet Anwendungsprogramme und Instrumente, die es ermöglichen, die bei den Betriebsplanungsverfahren mehrerer ÜNB genutzten Daten zu speichern, auszutauschen und zu verwalten.

B.

Der gemeinsame Vorschlag der Antragstellerinnen für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell gemäß Art. 67 Abs. 1, 70 Abs. 1 SO-VO ist genehmigungsfähig. Der Antrag ist zulässig und begründet. Die Anforderungen an die Ausgestaltung des Vorschlags sind nach Art. 67 und 70 sowie den Artikeln 2-6, 8, 11 und 64 ff., 71, 114 SO-VO unter Wahrung der allgemeinen Ziele und Prinzipien der SO-VO erfüllt.

I. Zulässigkeit des Antrages

Der Antrag ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der SO-VO, sind gewahrt worden.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 67 Abs. 1, 70 Abs. 1 SO-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 18 Abs. 3 lit. d und Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („Stromhandels-VO“), die der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Absatz 1 Satz 1 EnWG i. V. m. § 56 EnWG.

Die Antragstellerinnen haben den zur Genehmigung vorgelegten Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell mit Eingang am 12.03.2018 bei der Beschlusskammer ordnungsgemäß und fristgerecht eingereicht.

Der Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell ist ausreichend mit den Interessenträgern durch die ÜNB konsultiert worden. Es wurde eine Konsultation nach Artikel 11 SO-VO ordnungsgemäß durchgeführt. Die Anforderungen des Art. 11 Abs. 1 SO-VO an die öffentliche Konsultation mit den betroffenen Interessenträgern sind damit erfüllt. Die Antragstellerinnen haben den Ablauf ausreichend dokumentiert und die erhaltenen Stellungnahmen ausgewertet. Sie haben die Stellungnahmen teilweise übernommen oder andernfalls fundiert mit der diesem Antrag beigefügten Konsultationsauswertung begründet, weshalb einzelne Stellungnahmen nicht im Antrag berücksichtigt wurden.

II. Begründetheit des Antrages

Der Antrag auch begründet. Der Vorschlag der Antragstellerinnen erfüllt die Vorgaben der Regelungen des Art. 67 Abs. 1, 70 Abs. 1 SO-VO und steht im Übrigen im Einklang mit den weiteren Vorschriften und Zielen der SO-VO.

Der Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell erfüllt die Voraussetzungen der Art. 67 Abs. 1 und 70 Abs. 1 SO-VO. Danach ist erforderlich, dass der Antrag eine Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Netzmodelle auf Grundlage der von den ÜNB zu erstellenden Einzelnetzmodelle beschreibt.

Die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zu einem gemeinsamen Netzmodell wird ausführlich in den Artikeln 19 bis 22 des Antrags beschrieben. Dies gilt sowohl für den Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Zeitbereich. Der konkrete Prozess zur Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zu einem gemeinsamen Netzmodell ist in Art. 22 des Antrags detailliert dargestellt. Von der Prozessbeschreibung umfasst sind – wie von Art. 67 Abs. 1 a) bzw. Art. 70 Abs. 1 b) SO-VO gefordert – auch Fristen für die Einholung der Einzelnetzmodelle und für deren Zusammenführung zum gemeinsamen Netzmodell.

Der Vorgabe des Art. 67 Abs. 1 b) bzw. Art. 70 Abs. 1 c) SO-VO nach einer Qualitätskontrolle ist explizit durch Art. 23 des Antrags zur Qualitätsüberwachung Rechnung getragen. Auch die detaillierten Vorgaben in den Artikeln 4 bis 18 des Antrags zu den Anforderungen an Einzelnetzmodelle sowohl für den Year-Ahead, Day-Ahead und Intraday-Zeitbereich dienen der Schaffung eines hohen Qualitätsstandards. Diese Vorgaben umfassen u. a. Regelungen zur Modellierung von Netzelementen, von Grenzpunkten, von Erzeugung, von Last und von HGÜ-Verbindungen sowie Regelungen zur Netztopologie, zur Überwachung und zu Steuerungseinstellungen. Der geforderte Umfang der Vorgaben dient der Vollständigkeit und Konsistenz der Einzelnetzmodelle und bildet damit die Voraussetzung für ein qualitativ hochwertiges Gesamtnetzmodell.

Die Vorgaben zu den Einzelnetzmodellen und deren Zusammenführung zu einem Gesamtnetzmodell enthalten darüber hinaus – wie in Art. 70 Abs. 1 e) SO-VO für den Day-Ahead und Intraday-Zeitbereich gefordert – auch Vorgaben zum Umgang mit weitergehenden Informationen zu betrieblichen Regelungen.

Eine Definition des Marktzeitstempels für den Intraday-Zeitbereich ist in Art. 4 (3) des Antrags enthalten. Damit ist auch der Vorgabe des Art. 70 Abs. 1 a) SO-VO nach einem Zeitstempel Rechnung getragen.

Der zur Genehmigung der Beschlusskammer vorgelegte Vorschlag trägt nicht zuletzt auch den bereits genehmigten Methoden nach CACM-VO und FCA-VO zur Entwicklung gemeinsamer Netzmodelle¹⁰ ausreichend Rechnung und ergänzt diese an den erforderlichen Stellen.

Der Vorschlag steht auch im Übrigen im Einklang mit den Zielen und Zwecken der SO-VO. Der Vorschlag enthält in Art. 24 des Antrags einen Implementierungszeitplan, mit welchem die Anforderung des Art. 6 Abs. 6 SO-VO erfüllt ist. Die vorgesehene Umsetzungsfrist von 6 Monaten

¹⁰ Siehe dazu bereits an anderer Stelle oben unter Fn. 5.

nach Genehmigung der Methode durch die Regulierungsbehörden erscheint dabei – soweit das durch die Beschlusskammer beurteilt werden kann – ambitioniert, aber machbar. Der Vorschlag enthält in seiner Präambel auch eine Beschreibung der voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele der SO-VO. Die Auswirkungen sind nachvollziehbar dargelegt.

Gründe, die gegen eine Genehmigung des vorgelegten Vorschlags einer Methode für ein gemeinsames Netzmodell sprechen, sind nicht ersichtlich. In der nationalen Konsultation sind keine Stellungnahmen eingegangen. Eigene Erkenntnisse, die eine Ablehnung des Antrags begründen könnten, liegen der Beschlusskammer nicht vor.

Für eine Genehmigung des Antrags spricht nicht zuletzt, dass die anderen nationalen Regulierungsbehörden bereits bekundet haben, den Antrag genehmigen zu wollen. Eine Ablehnung des Antrags ohne einen triftigen, überzeugenden Grund brächte die von den europäischen ÜNB auf Grundlage der SO-VO aufgesetzten Prozesse zur unionsweiten Harmonisierung der Systemführung ins Stocken und liefere damit dem mit der SO-VO verfolgten Ziel einer weiteren Intensivierung und Koordinierung der Zusammenarbeit der europäischen ÜNB beim Netzbetrieb zuwider. Unmittelbar betroffen wäre beispielsweise die von jedem ÜNB durchzuführende koordinierte Betriebssicherheitsanalyse nach den Art. 72 ff. SO-VO, welche auf den gemeinsamen Netzmodellen unmittelbar aufsetzt.

III. Widerrufsvorbehalt in Tenorziffer 2

Der Widerrufsvorbehalt der Tenorziffer 2 dieser Genehmigung ist notwendig, da die Genehmigung auf Grundlage der zum Genehmigungszeitpunkt vorliegenden tatsächlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen erfolgt. Da die SO-VO jedoch weitere Genehmigungen vorsieht, die auch den hier zu genehmigenden Vorschlag der Antragstellerinnen betreffen können, können Anpassungen dieser Genehmigung in Zukunft aufgrund sich ändernder tatsächlicher und auch rechtlicher Rahmenbedingungen erforderlich werden.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer

Vorschlag aller ÜNB für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

12. Februar 2018

1
2

3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45

Die ÜNB unter Erwägung nachstehender Gründe:

Präambel

- (1) Dieses Dokument ist ein gemeinsam von allen Übertragungsnetzbetreibern (im weiteren Verlauf „ÜNB“ genannt) entwickelter Vorschlag für die Entwicklung eines Vorschlags für eine gemeinsame Netzmodellmethode (im weiteren Verlauf „CGMM“ genannt).
- (2) Dieser Vorschlag (im weiteren Verlauf „CGMM-Vorschlag“ genannt) berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf „Verordnung 2017/1485“ genannt) sowie der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (im weiteren Verlauf „Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ genannt). Ziel der Verordnung 2017/1485 ist es, detaillierte Leitlinien zu den Anforderungen und Grundsätzen betreffend den Systembetrieb festzulegen, um den sicheren Betrieb des Verbundsystems zu gewährleisten. Um dieses Ziel zu unterstützen, müssen alle ÜNB ein gemeinsames Netzmodell nutzen. Ein gemeinsames Netzmodell kann nur auf Grundlage einer gemeinsamen Methode zur Entwicklung eines solchen Modells erstellt werden.
- (3) Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf „Verordnung 2015/1222“ genannt), auf den in Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 verwiesen wird, legt eine Reihe spezifischer Anforderungen fest, die im CGMM-Vorschlag berücksichtigt werden sollten:
 - „1. Spätestens zehn Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB zusammen einen Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.*
 - 2. Die Methode für ein gemeinsames Netzmodell ermöglicht die Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells. Sie enthält mindestens Folgendes:*
 - (a) eine Definition von Szenarios gemäß Artikel 18;*
 - (b) eine Definition der Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 19;*
 - (c) eine Beschreibung des Prozesses für die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zum gemeinsamen Netzmodell.“*
- (4) Artikel 67 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 bildet die rechtliche Grundlage für den Vorschlag für eine gemeinsame Netzmodellmethode im Hinblick auf gemeinsame Year-Ahead-Netzmodelle und legt eine Reihe weiterer Anforderungen fest:
 - „Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für die Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen Year-Ahead-Netzmodelle auf der Grundlage der gemäß Artikel 66 Absatz 1 erstellten Einzelnetzmodelle. Die Methode muss den Betriebsbedingungen der im Einklang mit Artikel 17 der Verordnung (EU) 2015/1222 und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 entwickelten Methode für gemeinsame Netzmodelle Rechnung tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen; dies betrifft:*

- 46 *a) Fristen für die Einholung der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu*
47 *einem gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der*
48 *gemeinsamen Netzmodelle;*
- 49 *b) Qualitätskontrolle für die Einzelnetzmodelle und die gemeinsamen Netzmodelle zur*
50 *Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Konsistenz; und*
- 51 *c) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle,*
52 *wobei mindestens die unter Buchstabe b genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind.“*
- 53 (5) Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 bildet die rechtliche Grundlage für den Vorschlag für
54 eine gemeinsame Netzmodellmethode im Hinblick auf gemeinsame Day-Ahead- und Intraday-
55 Netzmodelle und beinhaltet die folgenden weiteren Anforderungen:
- 56 *„Innerhalb von 6 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung entwickeln alle ÜNB*
57 *gemeinsam einen Vorschlag für die Methode zur Erstellung und Speicherung der gemeinsamen*
58 *Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle auf der Grundlage der Einzelnetzmodelle. Diese Methode*
59 *muss hinsichtlich der folgenden Aspekte den Betriebsbedingungen der nach Artikel 17 der*
60 *Verordnung (EU) 2015/1222 entwickelten Methode für gemeinsame Netzmodelle Rechnung*
61 *tragen und diese erforderlichenfalls ergänzen:*
- 62 *a) Festlegung der Zeitstempel;*
- 63 *b) Fristen für die Einholung der Einzelnetzmodelle, für deren Zusammenführung zu einem*
64 *gemeinsamen Netzmodell und für die Speicherung der Einzelnetzmodelle und der gemeinsamen*
65 *Netzmodelle. Die Fristen müssen mit den regionalen Verfahren für die Vorbereitung und*
66 *Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen vereinbar sein;*
- 67 *c) Qualitätskontrollen für die Einzelnetzmodelle und das gemeinsame Netzmodell zur*
68 *Gewährleistung ihrer Vollständigkeit und Konsistenz;*
- 69 *d) Korrekturen und Verbesserungen der Einzelnetzmodelle und gemeinsamen Netzmodelle,*
70 *wobei mindestens die unter Buchstabe c genannten Qualitätskontrollen durchzuführen sind; und*
- 71 *e) Verwaltung zusätzlicher Informationen zu betrieblichen Regelungen, wie z. B. Schutzsollwerte*
72 *oder Netzschutzkonzepte, Stromlaufpläne und Konfigurationen von Umspannwerken zur*
73 *Bewerkstelligung der Betriebssicherheit.“*
- 74 (6) Während die CGMM nach der Verordnung 2015/1222 die Einrichtung eines gemeinsamen
75 Netzmodells zum Zwecke der Berechnung der Kapazität für die Day-Ahead- und Intraday-
76 Kapazitätsberechnungszeitbereiche und die gemeinsame Netzmodellmethode nach der Verordnung
77 (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die
78 Vergabe langfristiger Kapazität die Einrichtung eines gemeinsamen Netzmodells zum Zwecke der
79 Berechnung langfristiger Kapazität zum Ziel haben, befasst sich der vorliegende CGMM-Vorschlag
80 mit der Erstellung gemeinsamer Netzmodelle für unterschiedliche Systemführungsprozesse. Da die
81 durch Artikel 67 Absatz 1 bzw. Artikel 70 Absatz 1 geforderten Methoden, auf die vorstehend
82 verwiesen wurde, inhärent verbunden sind, stellt dieser CGMM-Vorschlag aus Gründen der Effizienz
83 einen gemeinsamen Vorschlag für beide Methoden dar.
- 84 (7) Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2015/1222 definiert das gemeinsame Netzmodell als:
- 85 *„einen von verschiedenen ÜNB vereinbarten unionsweiten Datensatz, der die Hauptmerkmale*
86 *des elektrischen Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die Regeln für die*
87 *Änderung dieser Merkmale während des Kapazitätsberechnungsprozesses beschreibt“*
- 88 (8) Artikel 2(4) der Verordnung 2015/1222 definiert ein Szenario als:
- 89 *„den für einen bestimmten Zeitbereich prognostizierten Status des elektrischen Energiesystems“*
- 90 (9) Artikel 2(1) der Verordnung 2015/1222 definiert ein Einzelnetzmodell als:

- 91 *„einen von den zuständigen ÜNB erstellten Datensatz, der die Merkmale des elektrischen*
92 *Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die dazugehörigen Regeln für die*
93 *Änderung dieser Merkmale während der Kapazitätsberechnung beschreibt und der zur Bildung*
94 *des gemeinsamen Netzmodells mit den übrigen Einzelnetzmodellkomponenten*
95 *zusammengeführt werden muss“*
- 96 (10) Die Anforderungen gemäß Artikel 17 werden in Artikel 18 und 19 der Verordnung 2015/1222
97 näher beschrieben. Artikel 18 schreibt Folgendes zu den Szenarien vor:
98 *„1. Für jeden Kapazitätsberechnungsbereich des Artikels 14 Absatz 1 Buchstaben a und b*
99 *erarbeiten alle ÜNB zusammen gemeinsame Szenarios. Die gemeinsamen Szenarios werden*
100 *verwendet, um für das Verbundnetz im gemeinsamen Netzmodell eine bestimmte*
101 *prognostizierte Situation in Bezug auf Erzeugung, Last und Netztopologie zu beschreiben.*
102 *2. Für den Day-Ahead- und für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich wird jeweils ein*
103 *Szenario pro Marktzeiteinheit entwickelt.*
104 *3. Für jedes Szenario legen alle ÜNB zusammen gemeinsame Regeln fest, um die Nettoposition*
105 *in jeder Gebotszone und den Lastfluss für jede Gleichstromleitung zu bestimmen. Diese*
106 *gemeinsamen Regeln beruhen für jedes Szenario auf der besten verfügbaren Prognose der*
107 *Nettoposition für jede Gebotszone und auf der besten Prognose der Lastflüsse auf jeder*
108 *Gleichstromleitung und sehen vor, dass die Bilanz zwischen Erzeugung und Last im*
109 *Übertragungsnetz der Union insgesamt ausgeglichen ist. Bei der Entwicklung der Szenarios darf*
110 *es gemäß Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 keine unzulässige*
111 *Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen geben.“*
112 1.7 im Anhang I zu der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 schreibt vor:
113 *„Bei der Bestimmung der Netzgebiete, in denen und zwischen denen Engpassmanagement*
114 *betrieben werden soll, lassen sich die ÜNB von den Grundsätzen der Rentabilität und der*
115 *Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt leiten. Insbesondere*
116 *dürfen die ÜNB die Verbindungskapazität, außer aus Gründen der Betriebssicherheit, nicht*
117 *beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben, es sei denn aus*
118 *den oben genannten Gründen und aus Gründen der Betriebssicherheit. Falls eine solche*
119 *Situation eintritt, wird sie von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter*
120 *Weise dargelegt. Eine solche Situation kann nur so lange geduldet werden, bis eine langfristige*
121 *Lösung gefunden wird. Die Methodik und die Projekte, durch die eine langfristige Lösung*
122 *erreicht werden soll, werden von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter*
123 *Weise dargelegt.“*
- 124 (11) Artikel 19 der Verordnung 2015/1222 legt spezifischere Anforderungen im Hinblick auf
125 Einzelnetzmodelle, die grundlegenden Erstellungselemente des gemeinsamen Netzmodells, fest:
126 *„1. Für jede Gebotszone und für jedes Szenario gilt:*
127 *a) Alle ÜNB der Gebotszone stellen gemeinsam ein einheitliches Einzelnetzmodell bereit, das die*
128 *Anforderungen des Artikels 18 Absatz 3 erfüllt, oder*
129 *b) jeder ÜNB der Gebotszone stellt ein Einzelnetzmodell für seine Regelzone, einschließlich*
130 *Verbindungsleitungen, bereit, sofern die Summe der Nettopositionen in den Regelzonen,*
131 *einschließlich Verbindungsleitungen, die die Gebotszone abdecken, die Vorgaben des Artikels 18*
132 *Absatz 3 erfüllt.*
133 *2. Jedes Einzelnetzmodell stellt für jedes von dem (den) ÜNB festgelegte Szenario die zum*
134 *Zeitpunkt der Erstellung des Einzelnetzmodells bestmögliche Prognose der*
135 *Übertragungsnetzbedingungen dar.*

- 136 3. Die Einzelnetzmodelle umfassen alle Netzelemente des Übertragungsnetzes, die in der
137 regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden.
- 138 4. Die Art und Weise, in der die Einzelnetzmodelle erstellt werden, wird von allen ÜNB soweit
139 wie möglich harmonisiert.
- 140 5. Jeder ÜNB stellt im Einzelnetzmodell alle Daten bereit, die für Wirk- und
141 Blindleistungsflussanalysen und Spannungsanalysen im stationären Zustand erforderlich sind.
- 142 6. Gegebenenfalls tauschen die einzelnen ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion nach einer
143 entsprechenden Vereinbarung aller ÜNB dieser Kapazitätsberechnungsregion untereinander
144 Daten aus, um Spannungs- und dynamische Stabilitätsanalysen zu ermöglichen.“
- 145 (12) Artikel 79 Absatz 5 der Verordnung 2017/1485 legt die folgende Anforderung im Hinblick auf
146 regionale Sicherheitskoordinatoren fest:
147 „Ein regionaler Sicherheitskoordinator wird von allen ÜNB gemäß den in Artikel 67 Absatz 1 und
148 Artikel 70 Absatz 1 genannten Methoden sowie im Einklang mit Artikel 28 der Verordnung (EU)
149 2015/1222 damit beauftragt, das gemeinsame Netzmodell für jeden Zeitbereich zu erstellen und
150 es in der OPDE von ENTSO (Strom) zu speichern.“
- 151 (13) Artikel 6 Absatz 6 der Verordnung 2017/1485 legt zwei weitere Verpflichtungen fest:
152 „Der Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden enthält einen Vorschlag für den
153 Zeitplan ihrer Umsetzung und eine Beschreibung ihrer voraussichtlichen Auswirkungen auf die
154 Ziele dieser Verordnung.“
155 Die erwartete Auswirkung auf die Ziele wird nachstehend beschrieben (Punkte (13) bis (18)
156 dieser Präambel).
- 157 (14) Der CGMM-Vorschlag unterstützt die Erreichung der Zielsetzungen gemäß Artikel 4 Absatz 1 der
158 Verordnung 2017/1485 ohne diese zu behindern. Der CGMM-Vorschlag dient insbesondere dazu,
159 gemeinsame Betriebssicherheitsanforderungen und Grundsätze durch Vorschreiben einer
160 gemeinsamen Methode für die Erstellung von Einzelnetzmodellen zur Zusammenführung in
161 einem gemeinsamen europaweiten Netzmodell zu bestimmen.
- 162 (15) Die Entwicklung des gemeinsamen Netzmodells und dessen Nutzung für die betriebliche
163 Planung werden gemäß Artikel 4 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 und unter
164 Berücksichtigung der gemäß Verordnung 2017/1485 zu entwickelnden weiteren Methoden zur
165 Festlegung gemeinsamer Verbundsystem-Betriebsplanungsgrundsätze beitragen, indem sie eine
166 gemeinsame Methode und Informationen für die Erstellung der in einem gemeinsamen
167 europaweiten Netzmodells zusammenzuführenden Einzelnetzmodelle sicherstellen.
- 168 (16) Der CGMM-Vorschlag gewährleistet durch ein gemeinsames Netzmodell auf der Grundlage einer
169 gemeinsamen, bindenden Methode das Erreichen des Ziels eines effizienten Betriebes und
170 Ausbaus des Stromübertragungssystems und des Stromsektors in der Union insoweit, als die
171 Entwicklung eines gemeinsamen Netzmodells auf einer bindenden Methode basiert, die von den
172 Stakeholdern gemäß der Verordnung 2017/1485 geprüft wurde und von den
173 Regulierungsbehörden vor der Anwendung in der Union genehmigt wird.
- 174 (17) Die gemeinsame Netzmodellmethode gewährleistet und verbessert die Transparenz und
175 Zuverlässigkeit der Informationen im Übertragungssystembetrieb durch die Überwachung von
176 Qualitätsindikatoren und die Veröffentlichung der Indikatoren und Überwachungsergebnisse.
- 177 (18) Der CGMM-Vorschlag unterstützt zudem das Ziel der Gewährleistung der Bedingungen zur
178 Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union (Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe
179 (d) der Verordnung 2017/1485) durch die Lieferung eines gemeinsamen Netzmodells auf der
180 Grundlage einer gemeinsamen Methode, welche die für die Erstellung der Einzelnetzmodelle zur

181 Zusammenführung in einem gemeinsamen europaweiten Netzmodell zu liefernden
182 Informationen definiert.

183 (19) Schließlich unterstützt der CGMM-Vorschlag die Koordination des Netzbetriebes und der
184 Betriebsplanung durch die Einrichtung eines gemeinsamen Netzmodells des europaweiten
185 Stromnetzes, das in koordinierter Weise in der gesamten Union angewendet wird (Artikel 4
186 Absatz 1 Buchstabe (f) der Verordnung 2017/1485).

187 (20) Zusammenfassend fördert der CGMM-Vorschlag die allgemeinen Zielsetzungen der Verordnung
188 2017/1485 zum Wohl aller ÜNB, der NEMO, der Agentur, der Regulierungsbehörden und der
189 Marktteilnehmer.

190

191 LEGEN DEN FOLGENDEN CGMM-VORSCHLAG ALLEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN VOR:

Artikel 1

Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Die in diesem Vorschlag beschriebene gemeinsame Netzmodellmethode ist der gemeinsame Vorschlag aller ÜNB gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485.
2. Diese Methode gilt für alle ÜNB in dem in Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Bereich.
3. ÜNB aus Ländern außerhalb des in Artikel 2 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Bereichs können ihr Einzelnetzmodell vorlegen und in das gemeinsame Netzmodell einbinden lassen und freiwillig an dem CGM-Prozess teilnehmen, sofern
 - a. dies für diese ÜNB technisch möglich und mit den Anforderungen der Verordnung 2017/1485 zu vereinbaren ist;
 - b. die ÜNB zustimmen, dass sie dieselben Rechte und Pflichten in Bezug auf den CGM-Prozess haben wie die in Absatz 1 genannten ÜNB und insbesondere akzeptieren, dass diese Methode für die relevanten Parteien auch in ihren Regelzonen gilt;
 - c. die ÜNB alle anderen eventuell von den in Absatz 1 genannten ÜNB gestellten Bedingungen in Verbindung mit der Freiwilligkeit ihrer Beteiligung an dem CGM-Prozess akzeptieren;
 - d. die in Absatz 1 genannten ÜNB eine Vereinbarung über die Bedingungen der freiwilligen Teilnahme mit den in diesem Absatz genannten ÜNB getroffen haben;
 - e. die in Absatz 1 genannten ÜNB nach der Prüfung der Erfüllung der in (a), (b), (c) und (d) beschriebenen Anforderungen und nachdem die an dem CGM-Prozess teilnehmenden ÜNB die objektive Erfüllung der Anforderungen gemäß (a), (b), (c) und (d) nachgewiesen haben, den Antrag der ÜNB auf Teilnahme an dem CGM-Prozess gemäß dem in Artikel 5 Absatz 3 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Verfahren genehmigt haben.
4. Die in Absatz 1 genannten ÜNB verpflichten sich, dafür Sorge zu tragen, dass die in Absatz 3 genannten und freiwillig an dem CGM-Prozess teilnehmenden ÜNB ihre Verpflichtungen erfüllen. Sofern ein gemäß Absatz 3 an dem CGM-Prozess teilnehmender ÜNB seine wesentlichen Verpflichtungen in einer Weise missachtet, welche die Implementierung und Anwendung der Verordnung 2017/1485 gefährdet, verpflichten sich die in Absatz 1 genannten ÜNB, die freiwillige Beteiligung dieses ÜNB an dem CGM-Prozess gemäß dem in Artikel 5 Absatz 3 der Verordnung 2017/1485 beschriebenen Verfahren zu kündigen.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen und Auslegung

Die verwendeten Begriffe haben für die Zwecke dieses Vorschlags die Bedeutung der in Artikel 3 der Verordnung 2017/1485 und in anderen darin genannten Rechtsvorschriften sowie in Artikel 2 der gemeinsamen Netzmodellmethode gemäß Artikel 17 der Verordnung 2015/1222 enthaltenen Definitionen.

Artikel 3

Szenarien

1. Bei der Entwicklung von Year-Ahead-Einzelnetzmodellen gemäß Artikel 66 der Verordnung 2017/1485 erstellt jeder ÜNB ein Year-Ahead-Einzelnetzmodell für jedes der gemäß Artikel 65 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien, sowie gegebenenfalls weitere nach der gemäß

- 237 Artikel 18 der Verordnung (EU) 2016/1719 entwickelten gemeinsamen Netzmodellmethode
238 bestimmte Szenarien.
- 239 2. Bei der Entwicklung von Day-Ahead-Einzelnetzmodellen für jeden Marktzeitbereich am Tag vor dem
240 Tag der Lieferung und bei der Entwicklung von Intraday-Einzelnetzmodellen für jede zukünftige
241 Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung muss jeder ÜNB die in Absatz 3 beschriebenen Grundsätze
242 anwenden.
- 243 3. Die folgenden Grundsätze gelten für alle Day-Ahead- und Intraday-Szenarien:
- 244 a. Prognostizierte Situation für die Netz-Topologie:
- 245 i. Ausfälle sind ungeachtet der Ursache abzubilden, egal ob das Netzelement
246 erwartungsgemäß für die gesamte Dauer des Szenarios oder nur für einen Teil
247 desselben nicht verfügbar sein wird;
- 248 ii. Netzelemente, die eine Spannungsregelung unterstützen, sind einzubinden, auch
249 wenn diese aus betrieblichen Gründen abgeschaltet werden können;
- 250 iii. Die Topologie muss die betriebliche Situation wiedergeben.
- 251 b. Wo strukturelle Daten sich während des Zeitraums, auf den sich das Szenario bezieht,
252 ändern:
- 253 i. Netzwerkelemente, die hinzugefügt oder entfernt werden, sind für die gesamte
254 Dauer des Szenarios einzubinden und aus der Einzelnetzmodell-Topologie in allen
255 Szenarien zu entfernen, wenn diese nicht mindestens für einen Teil des Szenarios
256 verfügbar sind;
- 257 ii. Änderungen der Eigenschaften der Netzelemente sind durch Einbindung der
258 Eigenschaften, deren Nutzung aus Sicht der Betriebssicherheit besonders
259 konservativ ist, zu handhaben;
- 260 c. Betriebliche Grenzen:
- 261 i. Jeder ÜNB muss die geeigneten Grenzen entsprechend Artikel 14 Absatz 3 für
262 jedes Netzelement anwenden;
- 263 ii. Für Wärmegrenzen muss jeder ÜNB die PATL und TATL anwenden.
- 264 d. In Bezug auf die prognostizierte Erzeugungssituation
- 265 i. muss jeder ÜNB für die variable Erzeugung die aktuellste Prognose der variablen
266 Erzeugung verwenden;
- 267 ii. Für die abrufbare Erzeugung: Jeder ÜNB muss seine Prognose auf Fahrpläne
268 stützen;
- 269 e. In Bezug auf die prognostizierte Lastsituation
- 270 i. muss jeder ÜNB seine Prognose auf die beste Lastprognose stützen;
- 271 f. in Bezug auf die Nettoposition in jeder Gebotszone und den Fluss für jede
272 Gleichstromleitung
- 273 i. muss jeder ÜNB die aktuellsten verfügbaren Ergebnisse gemäß Artikel 13 und
274 Artikel 18 nutzen.

Artikel 4

Einzelnetzmodelle

- 279 1. Gemäß Artikel 66 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB ein Year-Ahead-
280 Einzelnetzmodell für jedes der gemäß Artikel 65 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien
281 erstellen.

- 282 2. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB ein Day-Ahead-
283 Einzelnetzmodell für jede Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung erstellen. Der Mittelpunkt jeder
284 Marktzeiteinheit ist als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 285 3. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 muss vor jeder Referenzzeit jeder ÜNB ein
286 Intraday-Einzelnetzmodell für jede Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung zwischen der
287 Referenzzeit und der acht Stunden nach der Referenzzeit liegenden Zeit erstellen. Die
288 Referenzzeiten sind 00:00 Uhr, 08:00 Uhr und 16:00 Uhr. Der Mittelpunkt jeder Marktzeiteinheit ist
289 als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 290 4. Gemäß Artikel 70 Absatz 2 und Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 muss
291 jeder ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion ein Intraday-Einzelnetzmodell für jede
292 Marktzeiteinheit am Tag der Lieferung zwischen den gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a)
293 definierten Referenzzeiten (sofern vorhanden) und der Zeit T Stunden später als Referenzzeit
294 erstellen. Alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion müssen gemeinsam den Parameter T sowie
295 die weiteren Referenzzeiten gemäß Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485
296 festlegen und diese Informationen (sofern vorhanden) im Internet veröffentlichen. Der Mittelpunkt
297 jeder Marktzeiteinheit ist als Referenzzeitstempel zu verwenden.
- 298 5. Bei der Erstellung der Einzelnetzmodelle muss jeder ÜNB zur Gewährleistung von Qualität,
299 Vollständigkeit und Konsistenz die folgenden Schritte ausführen:
- 300 a. Erstellen eines aktuellen Netzmodells, welches die in Artikel 5 bis 11 beschriebenen
301 strukturellen Daten umfasst;
 - 302 b. Identifizieren und Einbinden struktureller Veränderungen anhand der in Artikel 3
303 beschriebenen Grundsätze;
 - 304 c. Einbinden aktueller betrieblicher Annahmen durch Aufnahme der in den Artikeln 12 bis 16
305 beschriebenen variablen Daten in das Modell;
 - 306 d. Austausch der in Artikel 17 beschriebenen Daten mit allen anderen ÜNB über die in Artikel
307 21 genannte OPDE der ENTSO (Strom);
 - 308 e. Anwendung der gemeinsamen Regeln für die Bestimmung der Nettoposition in jeder
309 Gebotszone und den Fluss für jede Gleichstromleitung gemäß den Artikeln 18 und 19;
 - 310 f. Sicherstellen, dass das Modell mit den Nettopositionen und Lastflüssen in den
311 Gleichstromleitungen gemäß den Artikeln 18 und 19 konsistent ist;
 - 312 g. Sicherstellen, dass bereits beschlossene und in das Modell eingebundene
313 Entlastungsmaßnahmen (sofern vorhanden) gemäß Artikel 70 Absatz 4 der Verordnung
314 2017/1485 eindeutig identifizierbar und - unter anderem - mit der gemäß Artikel 76 Absatz
315 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 in koordinierter Weise verwalteten Methode
316 zur Vorbereitung von Entlastungsmaßnahmen und der allgemeinen Zielsetzung der
317 diskriminierungsfreien Behandlung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe (a) der Verordnung
318 2017/1485 vereinbar sind;
 - 319 h. Durchführen einer Lastflussrechnung, um Folgendes zu prüfen:
 - 320 i. die Konvergenz der Lösung;
 - 321 ii. die Plausibilität der Knotenspannungen und Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse
322 in Netzelementen;
 - 323 iii. die Plausibilität der Wirkleistung und Blindleistung der einzelnen Generatoren;
 - 324 iv. die Plausibilität der Blindleistung/des Stromverbrauchs der mit
325 Nebenschlussstromkreisen verbundenen Blindstromgeräte; und
 - 326 v. die Konformität mit allen anzuwendenden Betriebssicherheitsnormen;

- 327 i. Bei Bedarf Ändern des Netzmodells bzw. der betrieblichen Annahmen und Schritt (h)
328 wiederholen;
329 j. Gegebenenfalls eine Netzreduktion gemäß Artikel 11 vornehmen;
330 k. Das Einzelnetzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485 exportieren
331 und zur Zusammenführung in einem gemeinsamen Netzmodell über die in Artikel 21
332 beschriebene OPDE der ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
333 l. Sicherstellen, dass das Einzelnetzmodell die Qualitätskriterien gemäß Artikel 23 erfüllt;
334 m. Bei Bedarf Wiederholen der entsprechenden Schritte gemäß den anderen in dieser
335 Methode beschriebenen Verpflichtungen.
- 336 6. Jeder ÜNB muss den in Artikel 20 beschriebenen Prozess zur Zusammenführung der
337 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell beachten.
- 338 7. Jeder ÜNB muss die in Artikel 22 festgelegten Anforderungen einhalten. Alle in diesem CGMM-
339 Vorschlag angegebenen Zeiten beziehen sich auf Marktzeitbereiche gemäß der Definition in Artikel
340 2(15) der Verordnung 2015/1222.
- 341
342

Artikel 5

In die Einzelnetzmodelle einzubindende Daten

- 345 1. Einzelnetzmodelle müssen die Elemente der 220 kV und Hochspannungsübertragungssysteme,
346 einschließlich Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme, enthalten. Elemente des
347 Übertragungssystems mit einer Spannung von unter 220 kV sind einzubinden, soweit diese
348 signifikante Auswirkungen auf das Übertragungssystem des ÜNB haben. Dies verlangt mindestens
349 die Einbindung der Elemente des Hochspannungsnetzes, die für die Analyse der regionalen
350 Betriebssicherheit für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden, sowie aller weiteren
351 Netzelemente, deren Einbindung für eine angemessene Darstellung der entsprechenden Teile des
352 Netzes erforderlich ist, einschließlich der mit diesen verbundenen Netzelemente.
- 353 2. Jedes eingebundene Netzelement ist durch einen unverwechselbaren Identifikator zu
354 kennzeichnen.
- 355 3. Sofern sich diese Methode auf eine Aufschlüsselung nach primären Energieträgern bezieht, ist eine
356 Aufschlüsselung nach primären Energieträgern wie auf der zentralen
357 Informationstransparenzplattform gemäß der Verordnung 543/2013 erforderlich.
- 358 4. Sofern die erforderlichen Daten dem ÜNB nicht zur Verfügung stehen, muss der ÜNB stattdessen
359 seine bestmögliche Schätzung verwenden.
- 360
361

Artikel 6

Netzelemente

- 364 1. Die in Paragraph 2 dieses Artikels beschriebenen Netzelemente sind in jedes Einzelnetzmodell
365 einzubinden, unabhängig davon, ob diese von dem ÜNB oder einem VNB (einschließlich Anschluss-
366 Netzbetreiber) betrieben werden, wenn die Spannungsebene dieser Netzelemente
367 a. mindestens 220 kV beträgt;
368 b. weniger als 220 kV beträgt und die Netzelemente für die regionale
369 Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
- 370 2. Hierfür sind die folgenden Netzelemente und Daten zu liefern:

- 371 a. Umspannwerke: Spannungsebenen, Sammelschienen und, sofern für den von dem ÜNB
372 verwendeten Abbildungsansatz zutreffend, Schaltanlagen zur Einbindung des
373 Schaltanlagenidentifikators und des Schaltanlagentyps, einschließlich entweder Trenner,
374 Trennschalter oder Lasttrennschalter;
375 b. Leitungen oder Kabel: elektrische Eigenschaften und die Umspannwerke, mit denen diese
376 Kabel oder Leitungen verbunden sind;
377 c. Leistungstransformatoren einschließlich Querregel-transformatoren: elektrische
378 Eigenschaften der Umspannwerke, mit denen die Transformatoren verbunden sind, des
379 Laststufenschaltertyps und der Regelungsart, sofern anwendbar;
380 d. Kompensationsgeräte und flexible Wechselstromübertragungssysteme (FACTS): Typ,
381 elektrische Eigenschaften und Art der Regelung, sofern anwendbar.
- 382 3. Ein Modell oder Modell-Äquivalent dieser Teile des mit einer Spannung von weniger als 220 kV
383 betriebenen Netzes ist in das Einzelnetzmodell einzubinden, unabhängig davon, ob diese Teile des
384 Netzes von dem ÜNB oder einem VNB (einschließlich Anschluss-Netzbetreiber) betrieben werden,
385 wenn
- 386 a. diese Teile des Netzes Elemente beinhalten, die für die regionale Betriebssicherheitsanalyse
387 verwendet werden, oder
- 388 b. die relevanten Netzelemente in diesen Teilen des Netzes eine
- 389 i. detailliert abgebildete Erzeugungsanlage oder Last gemäß Artikel 8 oder 9 mit dem
390 220-kV- oder höheren Spannungsebenen verbinden;
- 391 ii. zwei Knoten am 220-kV- oder höheren Spannungsebenen verbinden.
- 392 4. Modelle oder Modell-Äquivalente dieser Teile des mit einer Spannung von weniger als 100 kV
393 betriebenen Netzes sind nur dann in das Einzelnetzmodell einzubinden, soweit dies für eine
394 geeignete Darstellung der entsprechenden Teile des Netzes, einschließlich der mit diesen
395 verbundenen Netzteile, erforderlich ist.
- 396 5. Ungeachtet der Spannungsebene müssen Netzmodelle und Netzmodell-Äquivalente gemäß
397 Paragraph 3 bzw. 4 mindestens die Lastgesamtsummen getrennt von der Erzeugung und die
398 Erzeugungskapazität getrennt nach primären Energieträgern und getrennt von der Last in den
399 entsprechen Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents
400 oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind,
401 enthalten.

Artikel 7

Grenzpunkte

- 406 1. Die betroffenen ÜNB müssen für jede relevante Grenze ihre jeweiligen Verantwortlichkeiten für die
407 Abbildung des Netzes abgrenzen, indem sie entsprechende Grenzpunkte vereinbaren.
- 408 2. Jeder ÜNB muss alle relevanten Netzelemente auf seiner Seite jedes Grenzpunkts in sein
409 Einzelnetzmodell einbinden.
- 410 3. Jeder ÜNB muss alle Grenzpunkte mit einer fiktiven Einspeisung in sein Einzelnetzmodell einbinden.
411

412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451

Artikel 8 Erzeugung

1. Erzeugungsanlagen einschließlich rotierender Phasenschieber und Pumpen sind detailliert abzubilden, soweit diese mit einer Spannungsebene von
 - a. mindestens 220 kV;
 - b. oder weniger als 220 kV verbunden sind und für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
2. Mehrere identische oder vergleichbare Erzeugungseinheiten können detailliert in einem Verbund abgebildet werden, wenn dieser Abbildungsansatz für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ausreichend ist. Für detailliert im Verbund abgebildete Erzeugungsanlagen ist ein Äquivalenzmodell in das Einzelnetzmodell einzubinden.
3. Nicht detailliert abgebildete Erzeugungskapazitäten sind in dem Einzelnetzmodell als Gesamtsummen abzubilden.
4. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Erzeugungsanlagen und Erzeugungskapazitätsgesamtsummen getrennt nach primären Energieträgern und von der Last getrennt in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Anschlusspunkt;
 - b. primärer Energieträger.
5. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Erzeugungsanlagen in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Maximale und minimale Wirkleistung definiert als die Werte, auf die sich eine Erzeugungsanlage einstellen kann. Im Fall von Erzeugungsanlagen mit hydroelektrischem Pumpspeicher sind zwei Zyklen abzubilden und zwei Datentypen müssen geliefert werden (d. h. eine für den Erzeugungs- und eine für den Pumpenmodus);
 - b. Einer der folgenden Steuermodi: „deaktiviert“, „Spannungsregelung“, „Leistungsfaktorregelung“, „Blindleistungsregelung“ und für spannungsgesteuerte Erzeugungsanlagen die geregelten Sammelschienen, an denen der Spannungs-Sollwert anliegt;
 - c. Die maximale und minimale Blindleistung, sofern die minimale und maximale Wirkleistung geliefert wird, sowie gegebenenfalls die verbundene Kapazitätskurve für die regionale Betriebssicherheitsanalyse;
 - d. Der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage entsprechend dem eigenen Bedarf der Erzeugungsanlage ist als nicht-konforme Last am Anschlusspunkt der Erzeugungsanlage abzubilden, sofern dies für die regionale Betriebssicherheitsanalyse erforderlich ist.
6. Die folgenden Daten für als Gesamtsummen abgebildete Erzeugungsanlagen sind in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Aggregierte Erzeugungskapazität getrennt nach primären Energieträgern und getrennt von der Last in den entsprechenden Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind.

Artikel 9

Last

1. Lasten sind detailliert abzubilden, wenn diese mit einer Spannungsebene von
 - a. mindestens 220 kV;
 - b. oder weniger als 220 kV verbunden sind und für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
2. Mehrere identische oder vergleichbare Lasten können detailliert in einem Verbund abgebildet werden, wenn dieser Abbildungsansatz für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ausreichend ist. Für detailliert im Verbund abgebildete Lasten ist ein Äquivalenzmodell in das Einzelnetzmodell einzubinden.
3. Nicht detailliert abgebildete Lasten sind in dem Einzelnetzmodell als Gesamtsummen abzubilden.
4. Die folgenden Daten sind für detailliert abgebildete Lasten und Last-Gesamtsummen von der Erzeugung getrennt in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Anschlusspunkt;
 - b. Leistungsfaktor oder Blindleistung;
 - c. Anpassungsmarker (wobei „wahr“ bedeutet, dass der Wirk- und Blindleistungsverbrauch der Last bei Skalierung der Gesamtlast anzupassen ist).
5. Die folgenden Daten für als Gesamtsummen abgebildete Lasten sind in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Last-Gesamtsummen (getrennt von der Erzeugung) in den entsprechenden Teilen des Netzes aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodell-Äquivalents oder den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind.

Artikel 10

HGÜ-Verbindungen

1. HGÜ-Verbindungen sind abzubilden, unabhängig davon, ob sich diese vollständig in einer einzigen Gebotszone befinden oder zwei Gebotszonen verbinden.
2. Die ÜNB, in deren Gebotszone(n) sich die HGÜ-Verbindung(en) befindet/befinden, oder die ÜNB, deren Gebotszonen durch die HGÜ-Verbindung verbunden werden, müssen über den Detailgrad entscheiden, mit dem die HGÜ-Verbindung abgebildet werden soll. Die Entscheidung muss auf dem Verwendungszweck der HGÜ-Verbindung basieren. Die HGÜ-Verbindung ist im Normalfall detailliert abzubilden und der Wechselstrom/Gleichstrom-Teil der HGÜ-Verbindung ist von den betroffenen ÜNB auszutauschen, sofern der Verwendungszweck dies erfordert.
3. Die folgenden Daten sind für detailliert und vereinfacht abgebildete HGÜ-Verbindungen in das Einzelnetzmodell einzubinden:
 - a. Anschlusspunkte.
4. Die betroffenen ÜNB müssen sich für detailliert abgebildete gebotszonenübergreifende HGÜ-Verbindungen einigen, welcher ÜNB das detaillierte Modell durch Einbindung in sein Einzelnetzmodell oder separate Bereitstellung liefern soll. Im Fall von HGÜ-Verbindungen, die den CGM-Bereich mit einer Gebotszone verbinden, die nicht Teil des CGM-Bereichs ist, muss der ÜNB innerhalb des CGM-Bereichs das detaillierte Modell in sein Einzelnetzmodell einbinden. Detaillierte Modelle der HGÜ-Verbindungen müssen Folgendes umfassen:
 - a. Elektrische Eigenschaften;
 - b. Arten und Eigenschaften der unterstützten Steuerungsmodi.

- 497 5. In vereinfachter Weise abgebildete HGÜ-Verbindungen müssen durch äquivalente Einspeisungen
498 an den Anschlusspunkten dargestellt werden.
499 6. Im Fall von HGÜ-Verbindungen, die den CGM-Bereich mit einer Gebotszone verbinden, die nicht
500 Teil des CGM-Bereichs ist, muss der ÜNB innerhalb des CGM-Bereichs versuchen, eine
501 Vereinbarung mit den nicht an diese Methode verbundenen Eigentümern der HGÜ-Verbindungen zu
502 schließen, um ihre Unterstützung bei der Erfüllung der in diesem Artikel beschriebenen
503 Anforderungen sicherzustellen.
504
505

Artikel 11

Abbildung angrenzender Netze

- 508 1. Jeder ÜNB muss HGÜ-Verbindungen mit angrenzenden Netzen gemäß Artikel 10 darstellen.
509 2. Jeder ÜNB muss Wechselstrom-Verbindungen mit angrenzenden Netzen gemäß diesem Artikel
510 darstellen.
511 3. Jeder ÜNB muss zu Beginn des in Artikel 4 beschriebenen Prozesses ein Netzmodell-Äquivalent der
512 benachbarten Netze in seinem Einzelnetzmodell nutzen.
513
514

Artikel 12

Topologie

- 517 1. Der ÜNB muss bei der Erstellung seines Einzelnetzmodells dafür Sorge tragen, dass
518 a. das Einzelnetzmodell den Schaltzustand – offen oder geschlossen – aller abgebildeten
519 Schaltanlagen darstellt;
520 b. das Einzelnetzmodell die Stufenposition aller abgebildeten Leistungstransformatoren mit
521 Laststufenschaltern einschließlich Querregeltransformatoren anzeigt;
522 c. die Topologie des Einzelnetzmodells die geplante oder ungeplante Nichtverfügbarkeit der
523 abgebildeten Betriebsmittel darstellt, die bekanntermaßen entsprechend den in Artikel 3
524 beschriebenen Szenarien nicht verfügbar sein werden;
525 d. die Topologie des Einzelnetzmodells aktualisiert wird, um Entlastungsmaßnahmen gemäß
526 Artikel 76 Absatz 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 sowie weitere Topologie-
527 Entlastungsmaßnahmen (sofern anwendbar) wiederzugeben;
528 e. die Topologie des Einzelnetzmodells unter Berücksichtigung der Punkte c) und d) die beste
529 Prognose der Betriebssituation wiedergibt;
530 f. die Einzelheiten der Abbildung und der Schaltzustand der Interkonnektoren und
531 Kuppelleitungen zu anderen ÜNB mit den Einzelnetzmodellen der jeweils benachbarten
532 ÜNB konsistent sind;
533 g. die Topologie aller für Intraday-Zwecke erstellten Einzelnetzmodell die ungeplante
534 Nichtverfügbarkeit der abgebildeten Anlagen wiedergibt.
535
536

Artikel 13

Energieeinspeisung und Lasten

- 538 1. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung seines Einzelnetzmodells die folgenden allgemeinen
539 Grundsätze für Energieeinspeisungen und Lasten beachten:
540 a. Für die Energieeinspeisungsmuster
541

- 542 i. definiert das Einzelnetzmodell eine Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung
543 für jede in Betrieb befindliche abgebildete Erzeugungsanlage einschließlich
544 Synchronphasenschieber und Pumpen und dies gilt für jede detailliert einzelne
545 oder im Verbund oder als Gesamtsumme abgebildete Erzeugungsanlage;
546 ii. ist die Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung für jede abgebildete
547 Erzeugungsanlage konsistent mit den angegebenen maximalen und minimalen
548 Wirkleistungs- und Blindleistungsgrenzen bzw. der anzuwendenden
549 Blindleistungskapazitätskurve;
550 iii. müssen Wirkleistungseinspeisungen in Verbindung mit der Erzeugung in dem
551 Einzelnetzmodell mit den relevanten Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 76
552 Absatz 1 Buchstabe (b) der Verordnung 2017/1485 und anderen erforderlichen
553 Maßnahmen zur Erhaltung des Systems innerhalb der anzuwendenden
554 Betriebssicherheitsgrenzen, einschließlich, aber nicht darauf beschränkt, der
555 Aufwärts- und Abwärts-Wirkleistungsreserven für die Zwecke des
556 Frequenzmanagements konsistent sein;
- 557 b. Für die Lastmuster
- 558 i. definiert das Einzelnetzmodell eine Wirkleistungs- und Blindleistungsentnahme für
559 jede abgebildete und in Betrieb befindliche Last und Pumpe;
- 560 ii. muss die Summe der aktiven abgebildeten Lastleistungsentnahme aller
561 abgebildeten und in Betrieb befindlichen Lasten und Pumpen der Gesamtlast des
562 betreffenden Szenarios entsprechen.
- 563 2. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung seines Einzelnetzmodells die folgenden Grundsätze für
564 Energieeinspeisungen beachten:
- 565 a. Der ÜNB muss zur Erstellung des Einspeisungsmusters für das relevante Szenario die
566 Wirkleistungseinspeisungen in Verbindung mit den abgebildeten Erzeugungsanlagen
567 skalieren oder auf andere Weise einzeln ändern;
- 568 b. Für detailliert abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss der Verfügbarkeitsstatus
569 entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen Szenarien Folgendes berücksichtigen:
- 570 i. Abschaltplanung;
- 571 ii. Testprofile;
- 572 iii. geplante Nichtverfügbarkeiten;
- 573 iv. jegliche Wirkleistungskapazitätsbeschränkungen;
- 574 c. Für detailliert abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss das abgebildete Abrufmuster
575 entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen Szenarien Folgendes berücksichtigen:
- 576 i. Für alle Szenarien
- 577 1. den Verfügbarkeitsstatus;
- 578 2. die anzuwendenden Prioritätsabrufprinzipien und -vereinbarungen;
- 579 ii. für Year-Ahead-Modelle die beste Abrufprognose auf der Grundlage einer Auswahl
580 des Folgenden:
- 581 1. die relevanten aktuellen, historischen oder prognostizierten Handels-
582 /Marktdaten;
- 583 2. eine Unterscheidung zwischen der Grundlastabdeckung und der
584 zusätzlichen Erzeugung;
- 585 3. definierte Erzeugungsverschiebungsschlüssel, Einsatzreihenfolgen oder
586 Beteiligungsfaktoren;

- 587 4. alle anderen relevanten Informationen;
- 588 iii. für Day-Ahead- und Intraday-Modelle
- 589 1. die neuesten verfügbaren Marktfahrpläne;
- 590 d. Für als Gesamtsummen abgebildete abrufbare Erzeugungsanlagen muss das abgebildete
- 591 Abrufmuster Folgendes berücksichtigen:
- 592 i. Für alle Szenarien die beste Abrufprognose auf der Grundlage einer Auswahl des
- 593 Folgenden:
- 594 1. die relevanten aktuellen, historischen oder prognostizierten Handels-
- 595 /Marktdaten;
- 596 2. eine Unterscheidung zwischen der Grundlastabdeckung und der
- 597 zusätzlichen Erzeugung;
- 598 3. definierte Erzeugungsverschiebungsschlüssel, Einsatzreihenfolgen oder
- 599 Beteiligungsfaktoren;
- 600 4. Daten zur Erzeugungskapazität der als Gesamtsummen abgebildeten
- 601 Erzeugungsanlagen, getrennt nach primären Energieträgern und getrennt
- 602 von der Last unter der Verwaltung eines Aggregators, dessen Daten in
- 603 regionalen Betriebssicherheitsanalysen aufgeschlüsselt nach
- 604 Umspannwerken des Netzmodells oder den Umspannwerken, mit denen
- 605 die entsprechenden Teile des Netzes verbunden sind, verwendet werden;
- 606 5. alle anderen relevanten Informationen;
- 607 e. Das abgebildete Abrufmuster muss in allen Szenarien für detailliert abgebildete variable
- 608 Erzeugungsanlagen den Verfügbarkeitsstatus entsprechend den in Artikel 3 beschriebenen
- 609 Szenarien berücksichtigen;
- 610 f. Das abgebildete Abrufmuster muss für alle detailliert oder als Gesamtsumme abgebildeten
- 611 variablen Erzeugungsanlagen die geeignetste Prognose entsprechend den in Artikel 3
- 612 beschriebenen Szenarien berücksichtigen
- 613 i. für Year-Ahead-Modelle die geeignetste Prognose entsprechend den gemäß Artikel
- 614 65 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 entwickelten Szenarien;
- 615 ii. für Day-Ahead- und Intraday-Modelle die aktuellste Prognose der variablen
- 616 Erzeugung auf der Grundlage der Wettervorhersagen;
- 617 3. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung seines Einzelnetzmodells die folgenden Grundsätze in Bezug auf
- 618 die Lasten beachten:
- 619 a. Um das Lastmuster zu erstellen, muss der ÜNB die knotenscharfen Wirkleistungs- und
- 620 Blindleistungsentnahmen in Verbindung mit den abgebildeten Lasten und Pumpen skalieren
- 621 oder auf andere Weise individuell anpassen;
- 622 b. Dies muss für alle Szenarien auf einer Auswahl des Folgenden basieren:
- 623 i. Repräsentative historische Referenzdaten für die relevante Saison, den Tag, die
- 624 Uhrzeit und andere relevante Daten;
- 625 ii. SCADA- bzw. gemessene Daten;
- 626 iii. Zustands-Schätzdaten;
- 627 iv. Statistische Analyse- oder Prognosedaten;
- 628 v. Unterscheidung zwischen konformen und nicht-konformen Lasten;
- 629 vi. Geplante Ausfälle mindestens für die detailliert abgebildeten Lasten;
- 630 vii. für detailliert modellierte Lasten der maximale Wirkleistungsverbrauch und die
- 631 Eigenschaften der eventuell installierten Blindleistungssteuerung sowie die für

- 632 Lastmanagement verfügbare maximale und minimale Wirkleistung und
633 Blindleistung und die maximale und minimale Dauer jeder potenziellen Nutzung
634 dieser Leistung zum Lastmanagement;
635 viii. für als Gesamtsummen abgebildete Lasten unter der Verwaltung eines
636 Aggregators, dessen Daten für die regionale Betriebssicherheitsanalyse verwendet
637 werden, die Gesamtsummen der für Lastmanagement zur Verfügung stehenden
638 maximalen und minimalen Wirkleistung getrennt von der Erzeugung und die
639 maximale und minimale potenzielle Dauer der Nutzung dieser Leistung zum
640 Lastmanagement unter der Verwaltung des Aggregators in den entsprechenden
641 Teilen des Netzes, aufgeschlüsselt nach Umspannwerken des Netzmodells oder
642 den Umspannwerken, mit denen die entsprechenden Teile des Netzes verbunden
643 sind;
644 ix. für aggregiert abgebildete Lasten unter der Verwaltung eines Aggregators, dessen
645 Daten in regionalen Betriebssicherheitsanalysen eingebunden werden, eine
646 Prognose der uneingeschränkt für die Bedarfsdeckung und jede geplante
647 Bedarfsdeckung verfügbaren Wirkleistung;
648 x. das Einzelnetzmodell muss bei Day-Ahead- und Intraday-Modellen für detailliert
649 abgebildete Lasten den geplanten Wirkleistungs- und prognostizierten
650 Blindleistungsverbrauch wiedergeben;
651 xi. alle anderen relevanten Informationen.

Artikel 14 Überwachung

- 654
655
656 1. Jeder ÜNB muss bei der Entwicklung der einzelnen Einzelnetzmodelle die in diesem Artikel
657 beschriebenen Regeln für die betrieblichen Sicherheitsgrenzen für alle abgebildeten Netzelemente
658 beachten.
659 2. Alle betrieblichen Grenzen für jedes Szenario müssen mit den Betriebsbedingungen einschließlich,
660 aber nicht darauf beschränkt, der Jahreszeiten und anderer relevanter Umwelt- und
661 Wetterbedingungen konsistent sein.
662 3. Der ÜNB muss für jedes Szenario sicherstellen, dass
663 a. das Einzelnetzmodell für alle ausdrücklich abgebildeten Übertragungsleitungen, Kabel,
664 Transformatoren und relevanten Elemente der Gleichstromanlagen Folgendes definiert:
665 i. eine PATL, sofern die Bemessung nicht von Wetterbedingungen oder der Belastung
666 vor Fehlereintritt abhängt; oder
667 ii. die beste Bemessungsprognose, sofern die Bemessung von Wetterbedingungen
668 oder der Belastung vor Fehlereintritt abhängt;
669 b. das Einzelnetzmodell für alle relevanten Anlagen eine oder mehrere TATL auf der
670 Grundlage der entsprechenden Jahreszeit und der anzuwendenden PATL für ausdrücklich
671 abgebildete Übertragungsleitungen, Kabel, Transformatoren und relevante Elemente von
672 Gleichstromanlagen definiert;
673 c. das Einzelnetzmodell eine TATL-Dauer für jede definierte TATL für alle Elemente von
674 Übertragungsanlagen, für die eine TATL vorgegeben ist, definiert;
675 d. das Einzelnetzmodell einen Auslösestrom für alle relevanten Elemente ausdrücklich
676 abgebildeter Übertragungsanlagen definiert, sofern anwendbar;

- 677 e. das Einzelnetzmodell die akzeptablen maximalen und minimalen Spannungen bei jeder
678 Nennspannungsebene gemäß den lokal anzuwendenden gesetzlichen Vorschriften,
679 Normen, Lizenzen, Richtlinien und Vereinbarungen angemessen wiedergibt;
680 f. betriebliche Sicherheitsgrenzen, die für Interkonnektoren und Kuppelleitungen zu anderen
681 ÜNB gelten, konsistent mit den in den Einzelnetzmodellen der benachbarten ÜNB
682 angegebenen Grenzen sind;
683 g. die in dem Einzelnetzmodell angegebenen betrieblichen Sicherheitsgrenzen wechselseitig
684 konsistent sind;
685 h. das Einzelnetzmodell die virtuellen PATL- und TATL-Grenzen an den jeweiligen
686 individuellen Elementen oder Elementgruppen abgebildeter Übertragungsanlagen definiert,
687 um lokale Übertragungsbeschränkungen, die nicht mit Wärme- oder Spannungssicherheit
688 verbunden sind (einschließlich Beschränkungen der Transienten- oder Spannungsstabilität),
689 einzubinden;
690 i. für alle Äquivalenzmodelle von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz und modellierte
691 Betriebsmittel, die nicht von dem ÜNB betrieben werden, einschließlich Verteilungsnetze,
692 die für die Betriebssicherheitsanalyse und gebotszonenübergreifende Kapazitätsberechnung
693 relevant sind, werden im Einzelnetzmodell geeignete äquivalente Betriebsgrenzen definiert.
694
695

Artikel 15

Steuerungseinstellungen

- 698 1. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung aller Einzelnetzmodell geeignete Steuerungseinstellungen
699 mindestens für die folgenden Elemente der Steuerungsanlagen angeben, soweit diese abgebildet
700 werden und relevant sind:
701 a. Leistungstransformatoren und damit verbundene Laststufenschalter;
702 b. Querregeltransformatoren und damit verbundene Laststufenschalter;
703 c. Blindleistungskompensatoren, einschließlich, aber nicht darauf beschränkt:
704 i. Shunt-Kompensatoren einschließlich Shunt-Kondensatoren oder
705 Kompensationsdrosselspulen oder einzeln schaltbarer Shunt-Kondensatoren- oder
706 Kompensationsdrosselspulen-Bänke;
707 ii. statische Blindleistungskompensatoren;
708 iii. rotierender Phasenschieber;
709 iv. statische Phasenschieber (STATCOM) und andere flexible
710 Wechselstromübertragungssystemgeräte (FACTS);
711 d. Generatoren zur Unterstützung der Spannungsregelung;
712 e. Gleichstromanlagen.
713 2. Im Fall der in den Punkten (a), (b), (c) und (d) des Paragraphen 1 genannten Anlagenelemente
714 muss jedes Einzelnetzmodell die folgenden Informationen enthalten (sofern anwendbar):
715 a. Regelungsstatus - aktiviert/deaktiviert;
716 b. Regelmodus - Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Leistungsfaktor, Strom oder anderer
717 anzuwendender Modus;
718 c. Regelungssollwert oder -sollwert-Bereich in kV, MW, Mvar, p.u. oder anderen geeigneten
719 Einheiten;
720 d. Regelungssollwert-Totband;
721 e. Regelungsbeteiligungsfaktor;

- 722 f. betroffener Knoten.
- 723 3. Im Fall der in Punkt (e) des Paragraphen 1 genannten Anlagenelemente muss jedes IGM die
- 724 folgenden Informationen enthalten (sofern anwendbar):
- 725 a. Betriebsmodus - Umrichter/Gleichrichter;
- 726 b. Steuermodus - Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, Leistungsfaktor, Strom oder anderer
- 727 anzuwendender Modus;
- 728 c. Wirkleistungs-Sollwert;
- 729 d. Spannungs-Sollwerte;
- 730 e. betroffene Knoten.
- 731 4. Sofern ein abgebildetes Element einer Gleichstromanlage Teil eines Interkonnektors ist, muss jeder
- 732 ÜNB sicherstellen, dass alle daraus resultierenden Flüsse in dem Interkonnektor mit den
- 733 vereinbarten Flüssen in den Gleichstromleitungen für das relevante Szenario gemäß Artikel 18
- 734 konsistent sind.
- 735 5. Jeder ÜNB muss sicherstellen, dass die Spannungssollwerte und Spannungssollwertbereiche das
- 736 relevante Szenario und die anzuwendenden Spannungsregelungsprinzipien sowie
- 737 Betriebssicherheitsgrenzen wiedergeben.
- 738 6. Jeder ÜNB muss mindestens einen Slack Node in jedem Einzelnetzmodell zur Behandlung von
- 739 Abstimmungsfehlern zwischen der Gesamterzeugung und dem Bedarf bei Anwendung einer
- 740 Lastflussrechnung angeben.

Artikel 16

Annahmen zu benachbarten Netzen

- 744
- 745 1. Jeder ÜNB muss bei der Erstellung aller Einzelnetzmodell die betrieblichen Annahmen in Bezug auf
- 746 benachbarte Netze mit den unter normalen Umständen zuverlässigsten Schätzungen aktualisieren.
- 747 Nach dem erfolgreichen Abschluss der in Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (h) beschriebenen
- 748 Prüfungen sind die Modell-Äquivalente der benachbarten Netze zu entfernen und durch äquivalente
- 749 Einspeisungen an den entsprechenden Grenzpunkten zu ersetzen.
- 750 2. Die Summe der Einspeisungen an den Grenzpunkten für jedes Einzelnetzmodell muss der
- 751 betreffenden Nettoposition entsprechen.

Artikel 17

Verbundene Informationen

- 754
- 755
- 756 1. Um die Anwendung der Regeln für die Änderung der Eigenschaften der Einzelnetzmodelle während
- 757 relevanter Geschäftsprozesse zu ermöglichen, muss jeder ÜNB allen anderen ÜNB die folgenden
- 758 Informationen über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen:
- 759 a. Erzeugungverschiebungsschlüssel (GSK).

Artikel 18

Nettopositionen und Stromflüsse in den Gleichstromleitungen

- 762
- 763
- 764 1. Jeder ÜNB muss für alle Szenarien der Year-Ahead-Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 3 die in Artikel
- 765 19 beschriebene CGM-Abstimmungsverfahrensanweisung anwenden.
- 766 2. Für alle Szenarien für die Day-Ahead- und Intraday-Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 3

- 767 a. müssen die besten Prognosen der Nettoposition für jede Gebotszone und den Fluss in jeder
768 Gleichstromleitung auf einem geprüften, abgestimmten und geplanten Austausch basieren;
769 b. muss jeder ÜNB allen anderen ÜNB die Nettoposition für seine Gebotszone(n) und die
770 Flusswerte für jede in seinem Einzelnetzmodell verwendete Gleichstromleitung über die in
771 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) innerhalb der in Artikel 22
772 beschriebenen Fristen für den CGM-Prozess mitteilen.
- 773 3. Die betroffenen ÜNB müssen für alle Szenarien gemäß Artikel 3 im Fall von durch mehr als eine
774 Gleichstromleitung verbundenen Gebotszonen konsistente Werte für die Flüsse in den für die
775 Einzelnetzmodelle aller ÜNB zu verwendenden Gleichstromleitungen vereinbaren. Dieselben Werte
776 sind von den ÜNB an alle anderen ÜNB zu übermitteln.
777
778

Artikel 19

CGM-Abstimmung

- 781 1. Jeder ÜNB muss für alle Szenarien der Year-Ahead-Modelle gemäß Artikel 3 über die in Artikel 21
782 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) entsprechend dem in Artikel 22 beschriebenen CGM-
783 Prozess allen anderen ÜNB seine besten Prognosen zu den folgenden Punkten übermitteln:
784 a. die Nettoposition für seine Gebotszone als vorläufige Nettoposition;
785 b. den Fluss in jeder mit seiner Gebotszone verbundenen Gleichstromleitung als vorläufige
786 Flüsse aller Gleichstromleitungen;
787 c. alle anderen durch den Algorithmus gemäß Absatz 2 geforderten Eingabedaten.
- 788 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam einen Algorithmus vereinbaren, der für jedes Szenario und alle
789 Gebotszonen die vorläufigen Nettopositionen und vorläufigen Flüsse in jeder Gleichstromleitung
790 abstimmt, sodass nach der Abstimmung durch den Algorithmus
791 a. die Summe der bereinigten Nettopositionen für alle Gebotszonen in dem CGM-Bereich die
792 Ziel-Nettoposition für den CGM-Bereich ausgleicht;
793 b. die Summe der Flüsse aller Gleichstromleitungen für alle durch mindestens eine
794 Gleichstromleitung verbundenen Gebotszonen gegenseitig für beide betroffenen
795 Gebotszonen konsistent ist.
- 796 3. Der Algorithmus muss die folgenden Eigenschaften oder Funktionen aufweisen, um sicherzustellen,
797 dass keine unangemessene Diskriminierung zwischen dem internen und dem
798 gebotszonenübergreifenden Austausch stattfindet:
799 a. Die Abstimmung der vorläufigen Nettopositionen und vorläufigen Flüsse in allen
800 Gleichstromleitungen muss über alle Gebotszonen verteilt werden und keine Gebotszone
801 darf von einer Vorzugsbehandlung oder einem privilegierten Status in Bezug auf die
802 Anwendung des Algorithmus profitieren;
803 b. der Algorithmus muss in seiner objektiven Funktion bei der Bestimmung der notwendigen
804 Abstimmungen Folgendes angemessen berücksichtigen:
805 i. die Größe der erforderlichen Anpassungen jeder vorläufigen Nettoposition und der
806 vorläufigen Flüsse in jeder Gleichstromleitung, die zu minimieren sind;
807 ii. die Fähigkeit einer Gebotszone, ihre vorläufige Nettoposition und die vorläufigen
808 Flüsse in jeder Gleichstromleitung auf der Grundlage objektiver und transparenter
809 Kriterien anzupassen;
810 c. der Algorithmus muss objektive und transparente Konsistenz- und Qualitätskriterien
811 definieren, welche die von jedem ÜNB geforderten Eingabedaten erfüllen müssen;

- 812 d. der Algorithmus muss ausreichend robust sein, um unter allen Umständen und in
813 Anbetracht der zur Verfügung gestellten Eingabedaten die Ergebnisse gemäß Absatz 2 zu
814 liefern.
- 815 4. Die ÜNB müssen sich auf Verfahren einigen, um:
- 816 a. den absoluten Wert der Summe der vorläufigen Nettopositionen für alle Gebotszonen in
817 dem CGM-Bereich zu reduzieren; und
- 818 b. bei Bedarf aktualisierte Eingabedaten zu liefern; und
- 819 c. Reservekapazitäten und Stabilitätsgrenzen zu berücksichtigen, wenn eine Aktualisierung
820 der Eingabedaten erforderlich sein sollte.
- 821 5. Die ÜNB müssen den Algorithmus regelmäßig prüfen und gegebenenfalls verbessern.
- 822 6. Die ÜNB müssen den Algorithmus als Teil der zu liefernden Daten gemäß Artikel 31 Absatz 3 der
823 Verordnung 2015/1222 und Artikel 26 Absatz 3 der Verordnung 2016/1719 veröffentlichen. Sofern
824 der Algorithmus während des Berichtszeitraums geändert wurde, müssen die ÜNB eindeutig
825 angeben, welcher Algorithmus in welchem Zeitraum verwendet wurde und die Gründe für die
826 Änderung des Algorithmus angeben.
- 827 7. Alle ÜNB müssen gemeinsam sicherstellen, dass der Algorithmus für alle relevanten Parteien über
828 die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zugänglich ist.
- 829 8. Jeder ÜNB muss einen regionalen Sicherheitskoordinator benennen, der im Auftrag des ÜNB die
830 folgenden Aufgaben gemäß dem in Artikel 22 beschriebenen Prozess übernimmt:
- 831 a. Prüfung der Vollständigkeit und Qualität der gemäß Absatz 1 gelieferten Eingabedaten und
832 gegebenenfalls die Ersetzung fehlender Daten oder Daten von unzureichender Qualität
833 durch Ersatzdaten;
- 834 b. Anwendung des Algorithmus zur Berechnung der abgestimmten Nettopositionen und
835 abgestimmten Flüsse in allen Gleichstromleitungen für jedes Szenario und jede
836 Gebotszone, die die in Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen und Übermittlung
837 dieser Daten an alle ÜNB über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom);
- 838 c. Sicherstellen, dass die erhaltenen Ergebnisse mit den durch alle anderen regionalen
839 Sicherheitskoordinatoren erhaltenen Ergebnissen (sofern vorhanden) konsistent sind.
- 840 9. Jeder ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe f sicherstellen, dass sein Einzelnetzmodell mit
841 der durch den regionalen Sicherheitskoordinator abgestimmten Nettoposition und den
842 abgestimmten Flüssen in den Gleichstromleitungen konsistent ist.
- 843
- 844

Artikel 20

Gemeinsames Netzmodell

- 847 1. Gemäß Artikel 77 Absatz 1 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 muss jeder ÜNB einen
848 regionalen Sicherheitskoordinator benennen, der im Auftrag des ÜNB die folgenden Aufgaben
849 gemäß dem in Artikel 22 beschriebenen Prozess übernimmt:
- 850 a. Prüfung der Konsistenz der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodelle im
851 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien;
- 852 b. Sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (a) nicht besteht, entweder
853 Anforderung eines neuen Einzelnetzmodells in ausreichender Qualität von dem
854 verantwortlichen ÜNB oder Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter
855 Anwendung der in Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln und Bereitstellung des

- 856 validierten Einzelnetzmodells über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO
857 (Strom);
- 858 c. Anwenden der Anforderungen gemäß Absatz 2, um alle Einzelnetzmodelle in einem
859 gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen
860 und Bereitstellung der sich ergebenden gemeinsamen Netzmodelle für alle ÜNB über die in
861 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom);
- 862 d. Sicherstellen, dass jedes erstellte gemeinsame Netzmodell mit den gemeinsamen
863 Netzmodellen aller anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren (sofern vorhanden)
864 konsistent ist;
- 865 e. Identifizieren von Verstößen gegen die Betriebssicherheitsgrenzen in dem gemeinsamen
866 Netzmodell;
- 867 f. Anforderung der aktualisierten Einzelnetzmodelle von den ÜNB im Fall der Anwendung der
868 vereinbarten Entlastungsmaßnahmen, sofern anwendbar, und Wiederholen der Schritte (a)
869 bis (e) nach Bedarf;
- 870 g. Validierung des sich ergebenden gemeinsamen Netzmodells durch Prüfung der Konsistenz
871 mit den von allen anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren (sofern vorhanden)
872 angeforderten gemeinsamen Netzmodellen und Bereitstellung über die in Artikel 21
873 genannte OPDE von ENTSO (Strom).
- 874 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam die Anforderungen an die regionalen Sicherheitskoordinatoren und
875 den Zusammenführungsprozess gemäß Artikel 23 definieren.
- 876 3. Jeder regionale Sicherheitskoordinator muss die in Absatz 2 beschriebenen Anforderungen erfüllen
877 und die in Absatz 2 beschriebenen Anforderungen an den Zusammenführungsprozess
878 implementieren.
- 879 4. Alle ÜNB müssen gemeinsam Ersatzregeln für Einzelnetzmodelle definieren, welche die in Artikel 23
880 beschriebenen Qualitätskriterien nicht erfüllen.
- 881 5. Jeder ÜNB muss die durch die Ersetzungsregeln gemäß Absatz 4 geforderten Daten über die in
882 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen.

Artikel 21

OPDE von ENTSO (Strom)

- 887 1. Alle ÜNB müssen die Aufgabe der Implementierung und Verwaltung einer gemeinsamen OPDE von
888 ENTSO (Strom) übertragen, welche mindestens die in Absatz 2 beschriebenen Dienste gemäß
889 Artikel 114 der Verordnung 2017/1485 bietet.
- 890 2. Die OPDE von ENTSO (Strom) muss den CGM-Prozess mindestens auf die folgenden Arten
891 unterstützen und alle zu diesem Zweck erforderlichen Funktionen bieten:
- 892 a. Year-Ahead-Modelle - Jeder ÜNB muss in der Lage sein, die OPDE von ENTSO (Strom) zu
893 nutzen, um seine beste Prognose zu den folgenden Aspekten gemäß dem in Artikel 22
894 beschriebenen CGM-Prozess mit allen anderen ÜNB zu teilen:
- 895 i. die Nettoposition für seine Gebotszone einschließlich der vorläufigen Nettoposition;
- 896 ii. den Fluss in jeder mit seiner Gebotszone verbundenen Gleichstromleitung
897 einschließlich der Flüsse aller Gleichstromleitungen;
- 898 iii. alle anderen durch den Algorithmus gemäß Artikel 19 Absatz 2 geforderten
899 Eingabedaten;

- 900 b. der Algorithmus gemäß Artikel 19 Absatz 2 muss über die OPDE von ENTSO (Strom) zur
901 Verfügung stehen;
- 902 c. der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) muss/müssen in der Lage sein, die
903 abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in allen Gleichstromleitungen, die
904 die in Artikel 19 Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen, an alle ÜNB über die OPDE
905 von ENTSO (Strom) zu übermitteln;
- 906 d. Day-Ahead- und Intraday-Modelle - Jeder ÜNB muss in der Lage sein, die OPDE von
907 ENTSO (Strom) zu nutzen, um die Nettoposition seiner Gebotszone(n) und die Flusswerte
908 aller in seinem Einzelnetzmodell verwendeten Gleichstromleitungen gemäß dem in Artikel
909 22 beschriebenen CGM-Prozess mit allen anderen ÜNB zu teilen;
- 910 e. die OPDE von ENTSO (Strom) muss die Bereitstellung aller relevanten Informationen über
911 den geplanten Austausch auf der OPDE von ENTSO (Strom) ermöglichen;
- 912 f. jeder ÜNB muss in der Lage sein, die verbundenen Informationen gemäß Artikel 17 allen
913 ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 914 g. jeder ÜNB muss in der Lage sein, alle seine Einzelnetzmodelle allen ÜNB über die OPDE
915 von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 916 h. alle durch die Ersetzungsregeln gemäß Artikel 20 Absatz 5 geforderten Daten müssen für
917 jeden ÜNB und jedes Szenario über die OPDE von ENTSO Strom zur Verfügung stehen;
- 918 i. die OPDE von ENTSO (Strom) muss in der Lage sein, Informationen über den
919 Qualitätsstatus der übermittelten Einzelnetzmodelle, einschließlich eventuell erforderlicher
920 Ersetzungen zur Verfügung zu stellen;
- 921 j. alle regionalen Sicherheitskoordinatoren müssen in der Lage sein, das gemeinsame
922 Netzmodell allen ÜNB über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung zu stellen;
- 923 k. alle in Bezug auf die Grenzpunkte gemäß Artikel 7 erforderlichen Informationen müssen
924 über die OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stehen;
- 925 l. die folgenden Informationselemente bzw. Daten müssen allen ÜNB über die OPDE von
926 ENTSO (Strom) zur Verfügung stehen:
- 927 i. Erzeugungsverschiebungsschlüssel (GSK).
- 928
- 929

Artikel 22

CGM-Prozess

- 930
- 931
- 932 1. Bei der Vorbereitung gemeinsamer Year-Ahead-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen
933 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 934 a. Bis zum 15. Juli plus drei Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden Jahres
935 muss jeder ÜNB allen ÜNB die vorläufigen Nettopositionen, die vorläufigen Flüsse in den
936 Gleichstromleitungen sowie alle anderen für den CGM-Abstimmungsprozess erforderlichen
937 Daten über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 938 b. bis zum 15. Juli plus fünf Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden Jahres
939 muss/müssen der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) die Vollständigkeit und
940 Qualität der gemäß Artikel 19 Absatz 1 gelieferten Eingabedaten überprüfen und
941 gegebenenfalls fehlende Daten oder Daten von unzureichender Qualität durch Ersatzdaten
942 ersetzen;
- 943 c. bis zum 15. Juli plus sechs Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden
944 Jahres muss/müssen der/die regionale(n) Sicherheitskoordinator(en) den Algorithmus zur

- 945 Berechnung der abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in allen
946 Gleichstromleitungen für jedes Szenario und jede Gebotszone, welche die in Artikel 19
947 Absatz 2 angegebenen Anforderungen erfüllen, anwenden;
- 948 d. bis zum 15. Juli plus neun Geschäftstage des dem Jahr der Lieferung vorangehenden
949 Jahres muss/müssen der/die regional(en) Sicherheitskoordinator(en) allen ÜNB die
950 abgestimmten Nettopositionen und abgestimmten Flüsse in den Gleichstromleitungen über
951 die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 952 e. bis zum 1. September muss jeder ÜNB sein Einzelnetzmodell über die OPDE von ENTSO
953 (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung stellen; der ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5
954 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass sein Einzelnetzmodell der von dem/den
955 regional(en) Sicherheitskoordinator(en) abgestimmten Nettoposition und den
956 abgestimmten Flüssen in den Gleichstromleitungen entspricht;
- 957 f. bis zum 1. September plus fünf Geschäftstage muss der regionale Sicherheitskoordinator
958 des ÜNB
- 959 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im
960 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 961 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder
962 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen
963 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter
964 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen
965 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE
966 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 967 g. bis zum 1. September plus zehn Geschäftstage muss der regionale Sicherheitskoordinator
968 des ÜNB
- 969 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 3 anwenden, um alle
970 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5
971 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden
972 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21
973 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 974 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren und dessen Konsistenz mit den
975 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren
976 (sofern vorhanden) sicherstellen.
- 977 2. Gemäß Artikel 68 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 müssen die regionalen
978 Sicherheitskoordinatoren für den Fall, dass die jeweiligen ÜNB aktualisierte Modelle bis zum
979 Stichtag 1. September jedes Jahres und gemäß Artikel 68 Absatz 2 der Verordnung 2017/1485
980 übermitteln, aktualisierte gemeinsame Netzmodelle bis zum 1. September plus zehn
981 Geschäftstagen jedes Jahres erstellen.
- 982 3. Die in Absatz 1 genannten Fristen gelten für die Erstellung eines gemeinsamen Year-Ahead-
983 Netzmodells, welches ein am 1. Januar beginnendes und am 31. Dezember endendes volles
984 Kalenderjahr umfasst. Soweit der Soll-Zeithorizont für das gemeinsame Year-Ahead-Netzmodell
985 hiervon abweicht, verschieben sich die Fristen entsprechend. Alle ÜNB können gemeinsam eine
986 Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder
987 mehrerer der in Absatz 1 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird.
- 988 4. T0 ist als der Punkt im gemeinsamen Day-Ahead-Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem jeder
989 ÜNB seine Einzelnetzmodelle für den folgenden Tag übermittelt haben muss, damit der

- 990 gemeinsame Netzmodellprozess fristgerecht unter Berücksichtigung aller nachträglichen
991 Prozessschritte fortgeführt werden kann. T3 ist als der Punkt im gemeinsamen Day-Ahead-
992 Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem ein auf mindestens einer vollständigen Iteration, d.h.
993 einem Satz aktualisierter Einzelnetzmodelle in Anbetracht einer vorherigen Version des
994 gemeinsamen Netzmodells basierendes Netzmodell verfügbar sein muss, um den fristgerechten
995 Abschluss aller anschließenden Prozessschritte zu ermöglichen. T5 ist als der Punkt im
996 gemeinsamen Day-Ahead-Netzmodellprozess definiert, bis zu welchem alle auf der auf einem
997 gemeinsamen Netzmodell aufbauenden koordinierten Sicherheitsanalyse beruhenden Erkenntnisse
998 und Entscheidungen konsolidiert und kommuniziert sind und der Prozess endet. Bei der
999 Vorbereitung gemeinsamer Day-Ahead-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen
1000 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 1001 a. Bis T0 minus 95 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss jeder ÜNB seine
1002 Nettoposition und die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Day-Ahead-Szenario
1003 über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen. Diese
1004 Nettopositionen und Stromflüsse in den Gleichstromleitungen müssen
1005 gebotszonenübergreifende Austausche zum Zeitpunkt T0 minus 120 Minuten wiedergeben.
1006 ÜNB in Gebotszonen, in denen der gebotszonenübergreifende Intraday-Markt für den
1007 folgenden Tag vor T0 minus 90 Minuten öffnet, müssen die Daten per T0 minus 120
1008 Minuten verwenden.
 - 1009 b. Bis T0 minus 90 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung müssen allen ÜNB die
1010 abgestimmten Nettopositionen und die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Day-
1011 Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur
1012 Verfügung stehen.
 - 1013 c. Unmittelbar nach dem Zeitpunkt T0 minus 15 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung
1014 müssen allen ÜNB aktualisierte Nettopositionen und Flüsse in den Gleichstromleitungen für
1015 jedes Day-Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom)
1016 von den ÜNB zur Verfügung gestellt werden, deren Nettopositionen und Stromflüsse in den
1017 Gleichstromleitungen sich aufgrund von diesen ÜNB aktivierter vorbeugender
1018 Entlastungsmaßnahmen gegenüber den zum Zeitpunkt T0 minus 120 Minuten etablierten
1019 Werten geändert haben. Diese Nettopositionen und Stromflüsse in den
1020 Gleichstromleitungen müssen gebotszonenübergreifende Austausche per T0 minus 120
1021 Minuten sowie zwischen dieser Zeit und T0 minus 20 Minuten zum Zwecke der Aktivierung
1022 vorbeugender Entlastungsmaßnahmen abgeschlossene ÜNB-ÜNB-Transaktionen
1023 wiedergeben.
 - 1024 d. Bis T0 minus 10 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung müssen allen ÜNB
1025 aktualisierte abgestimmte Nettoposition und Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes
1026 Day-Ahead-Szenario über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur
1027 Verfügung stehen.
 - 1028 e. Bis zum Zeitpunkt T0 am Tag vor dem Tag der Lieferung muss jeder ÜNB sein
1029 Einzelnetzmodell über die OPDE von ENTSO (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung
1030 stellen; der ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass
1031 sein Einzelnetzmodell mit dem geplanten Austausch gemäß Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe
1032 (d) sowie den im vorherigen Zeitbereich bestimmten und vereinbarten
1033 Entlastungsmaßnahmen konsistent ist.

- 1034 f. Bis zum Zeitpunkt T0 plus 50 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss der
1035 regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
- 1036 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im
1037 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 1038 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder
1039 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen
1040 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter
1041 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen
1042 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE
1043 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 1044 g. Bis zum Zeitpunkt T0 plus 60 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung muss der
1045 regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
- 1046 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 2 anwenden, um alle
1047 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5
1048 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden
1049 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21
1050 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 1051 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren, um dessen Konsistenz mit den
1052 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren
1053 (sofern vorhanden) sicherzustellen;
- 1054 h. Im Anschluss an die Validierung des gemeinsamen Netzmodells zum Zeitpunkt T0 plus 60
1055 Minuten am Tag vor dem Tag der Lieferung
- 1056 i. müssen die ÜNB und die regionalen Sicherheitskoordinatoren koordinierte
1057 Betriebssicherheitsanalysen entsprechend der Methode zur Koordination der
1058 Betriebssicherheit gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485, den
1059 gemeinsamen Bestimmungen für die Koordination der regionalen Betriebssicherheit
1060 gemäß Artikel 76 Absatz 1 und weiteren relevanten Verfahren und Vereinbarungen
1061 ausführen;
- 1062 ii. muss der regionale Sicherheitskoordinator - soweit anwendbar - ein aktualisiertes
1063 gemeinsames Netzmodell, einschließlich aller vereinbarten Entlastungsmaßnahmen
1064 bis zum Zeitpunkt T3 zur Verfügung stellen;
- 1065 i. Der Prozess ist zwischen dem Zeitpunkt T0 und dem Zeitpunkt T5 entsprechend den
1066 Anforderungen der Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel
1067 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 zu wiederholen.
- 1068 5. Alle ÜNB legen gemeinsam die Zeitpunkte T0, T3 und T5 entsprechend der Methode zur
1069 Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485
1070 fest und veröffentlichen diese Zeitpunkte auf der ENTSO-E-Website. Alle ÜNB können gemeinsam
1071 eine Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder
1072 mehrerer der in Absatz 4 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird.
- 1073 6. Bei der Vorbereitung gemeinsamer Intraday-Netzmodelle müssen alle ÜNB und regionalen
1074 Sicherheitskoordinatoren die folgenden Schritte ausführen:
- 1075 a. Bis 1 Stunde und 35 Minuten vor der Referenzzeit muss jeder ÜNB seine Nettoposition und
1076 die Flüsse in den Gleichstromleitungen für jedes Intraday-Szenario über die in Artikel 21
1077 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen. Diese Nettopositionen und

- 1078 Stromflüsse in den Gleichstromleitungen müssen gebotszonenübergreifende Austausche
1079 zum Zeitpunkt der Referenzzeit minus 2 Stunden wiedergeben;
- 1080 b. bis 1 Stunde und 30 Minuten vor der Referenzzeit müssen abgestimmte Nettopositionen
1081 und Flüsse in den Gleichstromleitungen für jeden ÜNB und für jedes Intraday-Szenario
1082 allen ÜNB über die in Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung
1083 stehen;
- 1084 c. bis 1 Stunde vor der Referenzzeit muss jeder ÜNB sein Einzelnetzmodell für jede
1085 Marktzeiteinheit zwischen der Referenzzeit und dem acht Stunden später liegenden
1086 Zeitpunkt über die OPDE von ENTSO (Strom) gemäß Artikel 21 zur Verfügung stellen; der
1087 ÜNB muss gemäß Artikel 4 Absatz 5 Buchstabe (f) dafür Sorge tragen, dass sein
1088 Einzelnetzmodell mit dem geplanten Austausch gemäß Artikel 22 Absatz 6 Buchstabe (b)
1089 sowie den im vorherigen Zeitbereich bestimmten und vereinbarten Entlastungsmaßnahmen
1090 konsistent ist;
- 1091 d. bis 55 Minuten vor der Referenzzeit muss der regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
1092 i. die Konsistenz des von dem ÜNB zur Verfügung gestellten Einzelnetzmodells im
1093 Vergleich zu den gemäß Artikel 23 definierten Qualitätskriterien prüfen;
- 1094 ii. sofern ein Einzelnetzmodell die Qualitätsprüfung gemäß (i) nicht besteht, entweder
1095 ein neues Einzelnetzmodell in ausreichender Qualität von dem verantwortlichen
1096 ÜNB anfordern oder eine Ersetzung durch ein alternatives Einzelnetzmodell unter
1097 Anwendung der in Artikel 20 Absatz 4 beschriebenen Austauschregeln vornehmen
1098 und dieses validierte Einzelnetzmodell über die in Artikel 21 beschriebene OPDE
1099 von ENTSO (Strom) bereitstellen;
- 1100 e. bis 45 Minuten vor der Referenzzeit muss der regionale Sicherheitskoordinator des ÜNB
1101 i. die Anforderungen gemäß Artikel 20 Absatz 2 anwenden, um alle
1102 Einzelnetzmodelle in einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 79 Absatz 5
1103 der Verordnung 2017/1485 zusammenzuführen und die sich ergebenden
1104 gemeinsamen Netzmodelle allen relevanten Parteien über die in Artikel 21
1105 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung stellen;
- 1106 ii. jedes erhaltene gemeinsame Netzmodell validieren, um dessen Konsistenz mit den
1107 gemeinsamen Netzmodellen der anderen regionalen Sicherheitskoordinatoren
1108 (sofern vorhanden) sicherzustellen;
- 1109 f. unverzüglich im Anschluss an die Validierung des gemeinsamen Netzmodells 45 Minuten
1110 vor der Referenzzeit
- 1111 i. muss der regionale Sicherheitskoordinator - soweit anwendbar - ein aktualisiertes
1112 gemeinsames Netzmodell auf der Grundlage der von jedem ÜNB zu übermittelnden
1113 aktualisierte Einzelnetzmodelle, einschließlich aller vereinbarten
1114 Entlastungsmaßnahmen entsprechend der Methode zur Koordination der
1115 Betriebssicherheit gemäß Artikel 75 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485, den
1116 gemeinsamen Bestimmungen für die Koordination der regionalen Betriebssicherheit
1117 gemäß Artikel 76 Absatz 1 und weiteren relevanten Verfahren und Vereinbarungen
1118 zur Verfügung stellen.
- 1119 7. Die in Absatz 6 genannte Referenzzeit muss anfänglich bei 00:00 Uhr, 08:00 Uhr und 16:00 Uhr
1120 liegen. Alle ÜNB können gemeinsam die Festlegung weiterer Referenzzeiten vereinbaren bzw. eine
1121 Verkürzung der Fristen dergestalt vereinbaren, dass weniger Zeit für den Abschluss einer oder
1122 mehrerer der in Absatz 6 aufgeführten Aufgaben eingeräumt wird. Gemäß Artikel 76 Absatz 1

1123 Buchstabe (a) der Verordnung 2017/1485 sowie Artikel 4 Absatz 4 können alle ÜNB einer
1124 Kapazitätsberechnungsregion gemeinsam die Festlegung weiterer, ausschließlich für die ÜNB dieser
1125 Kapazitätsberechnungsregion geltender Referenzzeiten sowie die damit verbundenen
1126 Austauschregeln vereinbaren.

1127 8. Alle ÜNB müssen sicherstellen, dass der Zusammenführungsprozess und die gemeinsamen
1128 Netzmodelle rechtzeitig für die Einhaltung der nach geltendem Recht vorgeschriebenen
1129 betrieblichen Fristen und die Erfüllung der entsprechenden vorgeschriebenen Methoden
1130 abgeschlossen sind und in einer Weise erfolgt sind, dass das gelieferte Modell so exakt und aktuell
1131 wie möglich ist.

Artikel 23

Qualitätsüberwachung

- 1136 1. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den Einzelnetzmodellen vor der Einbindung in ein
1137 gemeinsames Netzmodell zu erfüllenden Qualitätskriterien definieren. Ein Einzelnetzmodell, das
1138 diese Qualitätskriterien nicht erfüllt, ist durch ein Ersatz-Einzelnetzmodell auszutauschen.
- 1139 2. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den gemeinsamen Netzmodellen vor der Bereitstellung über
1140 die OPDE von ENTSO (Strom) zu erfüllenden Qualitätskriterien definieren.
- 1141 3. Alle ÜNB müssen gemeinsam die von den vorläufigen Nettopositionen und den vorläufigen Flüssen
1142 in den Gleichstromleitungen sowie anderen für den CGM-Abstimmungsprozess gemäß Artikel 19 zu
1143 erfüllenden Kriterien definieren. Datensätze, die diese Qualitätskriterien nicht erfüllen, sind durch
1144 Ersatz-Datensätze zu ersetzen.
- 1145 4. Alle ÜNB müssen gemeinsam die Qualitätsindikatoren, welche die Bewertung aller Phasen des
1146 CGM-Prozesses und insbesondere des CGM-Abstimmungsprozesses gemäß Artikel 19 ermöglichen,
1147 definieren. Sie müssen diese Qualitätsindikatoren überwachen und diese, sowie die Ergebnisse der
1148 Überwachung als Teil der gemäß Artikel 31 Absatz 3 der Verordnung 2015/1222 sowie Artikel 26
1149 Absatz 3 der Verordnung 2016/1719 zu liefernden Daten veröffentlichen.

Artikel 24

Implementierungszeitrahmen

- 1154 1. Jeder ÜNB muss die vorliegende Methode nach der Freigabe gemäß Artikel 8 Absatz 1 der
1155 Verordnung 2017/1485 im Internet veröffentlichen.
- 1156 2. Alle ÜNB entwickeln gemeinsam ein Steuerungsrahmenwerk für die in Artikel 21 beschriebene
1157 OPDE von ENTSO (Strom), welches mindestens die Aspekte des Eigentums, des Hostings, der
1158 Kostenzuteilung, der Lizenzierungsanforderungen und der betrieblichen Verantwortung behandelt.
1159 Dieses Steuerungsrahmenwerk ist möglichst frühzeitig zu erstellen, damit die ÜNB die in Absatz 3
1160 angegebene Frist einhalten können.
- 1161 3. Bis drei Monate nach der Freigabe der gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70 Absatz 1 der
1162 Verordnung 2017/1485 eingereichten gemeinsamen Netzmodellmethode müssen alle ÜNB den
1163 Prozess der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle organisieren und hierzu die folgenden
1164 Aufgaben ausführen:
- 1165 a. Alle ÜNB erarbeiten gemeinsam das in Absatz 2 beschriebene Steuerungsrahmenwerk;
1166 b. alle ÜNB müssen die Abtretungsvereinbarung mit dem regionalen Sicherheitskoordinator
1167 gemäß Artikel 19 formalisieren;

- 1168 c. alle ÜNB müssen gemeinsam den in Artikel 19 beschriebenen Algorithmus sowie die darauf
1169 anzuwendenden Regeln und Prozesse definieren und entwickeln. alle ÜNB werden die
1170 Spezifikationen, Regeln und Prozesse in Verbindung mit dem in Artikel 19 beschriebenen
1171 Algorithmus im Internet veröffentlichen;
- 1172 d. alle ÜNB müssen gemeinsam die in Artikel 23 genannten Qualitätskriterien und
1173 Qualitätsindikatoren definieren;
- 1174 e. alle ÜNB müssen gemeinsam die Anforderungen an die regionalen
1175 Sicherheitskoordinatoren und den Zusammenführungsprozess gemäß Artikel 20 Absatz 2
1176 und die Ersetzungsregeln gemäß Artikel 20 Absatz 4 formulieren;
- 1177 f. alle ÜNB müssen die Abtretungsvereinbarung mit dem regionalen Sicherheitskoordinator
1178 gemäß Artikel 20 formalisieren.
- 1179 4. Innerhalb von sechs Monaten nach Genehmigung der gemäß Artikel 67 Absatz 1 und Artikel 70
1180 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 eingereichten gemeinsamen Netzmodellmethode muss die in
1181 Artikel 21 beschriebene OPDE von ENTSO (Strom) betriebsbereit sein. Alle ÜNB und alle regionalen
1182 Sicherheitskoordinatoren müssen mit der OPDE von ENTSO (Strom) verbunden und in der Lage
1183 sein, alle in der vorliegenden Methode beschriebenen Funktionen derselben zu nutzen. Alle ÜNB
1184 müssen gemeinsam sicherstellen, dass der CGM-Prozess betriebsbereit ist und von allen relevanten
1185 Parteien genutzt werden kann.
- 1186 5. Alle ÜNB müssen gemeinsam die verfügbaren Daten im Hinblick auf die Qualitätsüberwachung
1187 jährlich im Anschluss an die Implementierung der OPDE veröffentlichen.
- 1188
- 1189

Artikel 25

Sprache

1192 Die Referenzsprache für diesen CGMM-Vorschlag ist Englisch. Sofern ÜNB diesen Vorschlag in ihre
1193 Landessprache(n) übersetzen müssen, sind die ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den
1194 ÜNB gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung 2017/1485 veröffentlichten englischen Version und jeder
1195 Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den
1196 anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzungsversion des Vorschlags vorzulegen.