

Beschluss

Az. BK6-18-185

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber des Leistungs-Frequenz-Regelblocks TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS für die Dimensionierungsregeln der Frequenzwiederherstellungsreserven gem. Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. iv in Verbindung mit Art. 119 Abs. 1 lit. h sowie Art. 157 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 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 12.08.2019 beschlossen:

1. Der angehängte abgeänderte Vorschlag der Antragstellerinnen in der Fassung vom 27.05.2019 für die Dimensionierungsregeln der Frequenzwiederherstellungsreserven wird genehmigt.
2. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
3. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden „ÜNB“) des Leistungs-Frequenz-Regelblocks („LFR-Block“) TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS für die Dimensionierungsregeln der Frequenzwiederherstellungsreserven („FRR¹-Dimensionierungsregeln“) gem. Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. iv in Verbindung mit Art. 119 Abs. 1 lit. h sowie Art. 157 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SO-VO“). Die FRR umfassen die automatisch aktivierten Reserven aFRR (automatische FRR) entsprechend der Sekundärregelleistung in Deutschland und die manuell aktivierten Reserven mFRR (manuelle FRR) entsprechend der Minutenreserve in Deutschland.

I. Einordnung des Vorschlags für die FRR-Dimensionierungsregeln

Die am 14.09.2017 in Kraft getretene SO-VO gilt unmittelbar in allen europäischen Mitgliedstaaten und gibt einen Rahmen mit harmonisierten Vorschriften für den Netzbetrieb der ÜNB vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Betrieb des Übertragungsnetzes sollen der unionsweite Stromhandel erleichtert, die Systemsicherheit gewährleistet, die Integration erneuerbarer Ener-

¹ Frequency Restoration Reserves, Frequenzwiederherstellungsreserven (Art. 3 Abs. 2 Nr. 7 SO-VO)

gieträger 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.

Hierfür ist es u.a. erforderlich, gemeinsame Mindestanforderungen und Grundsätze für die Leistungs-Frequenz-Regelung festzulegen, die als Grundlage für die grenzübergreifende Zusammenarbeit der ÜNB dienen. Die durch die Regulierungsbehörden zu genehmigenden Modalitäten und Methoden – so auch der vorliegende Vorschlag für die FRR-Dimensionierungsregeln gem. Art. 157 Abs. 1 SO-VO – werden gemäß Art. 119 Abs. 1 SO-VO nach der Genehmigung in einer Betriebsvereinbarung für den betreffenden Leistungs-Frequenz-Regelblock zusammengefasst.

Deutschland gehört dem LFR-Block TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS an. Der LFR-Block TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS umfasst zusätzlich zu den Regelzonen der Antragstellerinnen Amprion GmbH (AMP), 50Hertz Transmission GmbH (50HZT), TenneT TSO GmbH (TTG) und TransnetBW GmbH (TNG) auch das Monitoring-Gebiet² des luxemburgischen Übertragungsnetzbetreibers Creos Luxembourg S.A. (CREOS) und dasjenige Monitoring-Gebiet des dänischen Übertragungsnetzbetreibers Energinet (EN), welches mit dem Synchrongebiet Kontinentaleuropa synchron verbunden ist.

II. Verfahrensverlauf

Die Antragstellerinnen sind die deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB. Sie haben gemäß Art. 119 Abs. 1 lit. h SO-VO gemeinsam mit den anderen ÜNB des LFR-Blocks TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS einen Vorschlag für die FRR-Dimensionierungsregeln zu erarbeiten und allen zuständigen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen.

Mit Schreiben vom 14.09.2018, hier eingegangen per E-Mail am gleichen Tage, reichten die Antragstellerinnen den Vorschlag bei der Beschlusskammer 6 zur Genehmigung ein. Der Vor-

² „Monitoring-Gebiet“ bezeichnet nach Art. 3 Abs. 2 Ziff. 145 SO-VO einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen von anderen Monitoring-Gebieten abgegrenzt wird und der/das von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen.

schlag ist gemäß Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. iv und Art. 6 Abs. 7 S. 3 i. V. m. Art. 119 Abs. 1 lit. h SO-VO von den Regulierungsbehörden des LFR-Blocks TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS innerhalb von sechs Monaten nach Antragstellung bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde zu genehmigen. Mit Datum vom 25.10.2018³ hat die letzte Regulierungsbehörde den Antrag erhalten.

Der Vorschlag wurde am 07.11.2018 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme von vier Wochen bis zum 04.12.2018 eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat keine Stellungnahmen zu dem Vorschlag erhalten. Vor der Antragstellung war der Vorschlag Gegenstand einer von den ÜNB durchgeführten öffentlichen Konsultation im Zeitraum zwischen dem 31.07.2018 und dem 31.08.2018. Mit dem Vorschlag haben die Antragstellerinnen auch das Gutachten eines Beratungsunternehmens, welches dem Vorschlag zu Grunde liegt, veröffentlicht. Vorschlag und Gutachten wurden von den Antragstellerinnen zudem vor Beginn der Konsultation im Rahmen eines öffentlichen Workshops am 19.07.2018 vorgestellt. Die Auswertung und die Ergebnisse der Konsultation wurden der Beschlusskammer mit der Antragstellung vorgelegt.

Am 25.03.2019 haben sich die zuständigen Regulierungsbehörden darauf verständigt, dass die ÜNB gemäß Art. 7 Abs. 1 SO-VO zur Änderung des eingereichten Vorschlags aufgefordert werden sollen („Änderungsverlangen“). Mit Schreiben vom 28.03.2019 hat die Bundesnetzagentur den Antragstellerinnen das gemeinschaftlich von den Regulierungsbehörden erstellte Änderungsverlangen zugestellt. Die Antragstellerinnen wurden aufgefordert, im Rahmen der Fristen des Art. 7 Abs. 1 SO-VO (innerhalb von zwei Monaten) einen abgeänderten Vorschlag vorzulegen. Die Forderungen der Regulierer im Rahmen des Änderungsverlangens umfassten neben redaktionellen Aspekten insbesondere eine detailliertere Beschreibung der Methode, die die Anforderungen der SO-VO in Art. 157 Abs. 2. erfüllt.

Mit E-Mail vom 29.05.2019 wurde der aufgrund des Änderungsverlangens abgeänderte Vorschlag bei der Bundesnetzagentur zur Genehmigung eingereicht. Mit Datum vom 12.06.2019 hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde den geänderten Vorschlag erhalten. Der geänderte Vorschlag wurde am 26.06.2019 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist von einer Woche bis zum 03.07.2019 eingeräumt. Es sind keine Stellungnahmen eingegangen.

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

III. Inhalte des Vorschlags für eine Methode für die FRR-Dimensionierungsregeln

Gegenstand des geänderten Vorschlags sind Regelungen für die Dimensionierung der FRR innerhalb des LFR-Blocks TNG+TTG+AMP+50HZZT+EN+CREOS in Gestalt einer auf einem probabilistischen Ansatz basierenden Dimensionierungsmethode.

Stimmen Erzeugung und Verbrauch – unter Berücksichtigung des Leistungsaustausches mit anderen LFR-Blöcken – innerhalb eines LFR-Blocks nicht überein, ist der LFR-Block energetisch nicht ausgeglichen. Um das Ungleichgewicht auszugleichen, setzen die ÜNB Regellenergie ein. Neben der Primärregellenergie sind das die Sekundärregellenergie (aFRR) und die Minutenreserve (mFRR). Die Summe aus aFRR und mFRR ergibt die Gesamtregelleistung FRR. Damit eine ausreichende Menge Regelleistung vorhanden ist, müssen die ÜNB diese entsprechend hoch dimensionieren. Die Methode zur Dimensionierung der benötigten Mengen an FRR und aFRR ist in dem vorliegenden geänderten Vorschlag zur Genehmigung vorgelegt. Der Bedarf an mFRR ergibt sich daraus als Differenz zwischen der FRR und der aFRR.

Der geänderte Vorschlag weist den deutschen ÜNB die Verantwortung für die FRR-Dimensionierung der Zonen 50HZZT, AMP, CREOS, TNG und TTG zu („DE-Gebiet“). Entsprechend wird dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber EN die Verantwortung für die FRR-Dimensionierung in dem dänischen Monitoring-Gebiet („DKW-Gebiet“) zugewiesen.

Die vorgeschlagene Dimensionierungsmethode für das DE-Gebiet stellt eine Weiterentwicklung des bisherigen Dimensionierungsverfahrens der Antragstellerinnen dar. Statt der bislang quartalsweise statischen Bemessung der Höhe der vorgehaltenen FRR und aFRR sieht die vorgeschlagene Dimensionierungsmethode für das DE-Gebiet nun eine situationsabhängige Bemessung der FRR und aFRR vor. Damit sollen die benötigte Regelleistung zukünftig möglichst noch bedarfsgerechter bestimmt und z. B. saisonale oder tageszeitliche Abhängigkeiten besser berücksichtigt werden. Zudem wird die bisherige isolierte Betrachtung der Einzelursachen von Leistungsungleichgewichten abgelöst. An deren Stelle tritt eine – mit Ausnahme der als stochastisch unabhängig einzustufenden Kraftwerksausfälle – gesamthafte Betrachtung der Leistungsungleichgewichte. Dazu wird in einer Analyse bis zu fünf Jahre zurückliegender Zeiträume bestimmt, wie hoch der Regelleistungsbedarf – ohne Kraftwerksausfälle – gewesen wäre, wenn jedes Leistungsungleichgewicht vollständig und ohne andere Maßnahmen allein durch Regelleistung ausgeglichen worden wäre. Dabei wird – ebenfalls anders als bei der bisherigen Dimensionierung – ein an die betriebliche Abrufpraxis angelehntes statt das bisher idealtypische Einsatzkonzept für mFRR unterstellt.

In einem zweiten Schritt wird der so bestimmte, auch als „synthetisch“ bezeichnete Regelleis-

tungsbedarf zurückliegender Zeiträume entsprechend den für die einzelnen Zeitpunkte ermittelten Bedarfen an FRR bzw. aFRR sogenannten Clustern zugeordnet. Die Clusterung erfolgt auf Viertelstundenbasis. Es ergeben sich Cluster mit unterschiedlich hohen Bedarfen an FRR und aFRR. Ziel ist die Identifizierung von Zeitpunkten mit möglichst vergleichbaren Bedarfen an FRR und aFRR.

Für einen Zeitraum, für den der Bedarf an FRR und aFRR bemessen werden soll (z. B. für die Produktzeitscheibe von 04:00 bis 08:00 Uhr an einem Sonntag), werden anschließend aus den historischen Daten viertelstundenscharfe repräsentative Referenzzeitpunkte gefiltert (hier z. B. die Viertelstunden der Sonntage der vorherigen Monate zwischen 04:00 bis 08:00 Uhr). Nur die Cluster, in denen die repräsentativen Referenzzeitpunkte liegen, werden zur weiteren Bestimmung der Bedarfe an FRR und aFRR herangezogen. Anschließend wird für jedes betroffene Cluster aus dessen Datenpunkten eine Häufigkeitsverteilung für den Bedarf an FRR und aFRR gebildet. Diese Häufigkeitsverteilungen werden – gewichtet entsprechend der Verteilung der repräsentativen Referenzzeitpunkte auf die Cluster und gefaltet mit einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für die zuvor aus der Datenbasis entfernten Kraftwerksausfälle – im Ergebnis zu einer gewichteten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion jeweils für den Bedarf an FRR und aFRR zusammengeführt.

In einem weiteren Schritt kann entsprechend der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aus den gewichteten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Bedarf an FRR bzw. aFRR abgelesen werden. Ist die auf diesem Wege bestimmte FRR kleiner als der dimensionierungsrelevante Referenzstörfall⁴, ist die FRR entsprechend des dimensionierungsrelevanten Referenzstörfalls zu bemessen. Die mFRR ergibt sich anschließend aus der Differenz zwischen der FRR und der aFRR.

Für das DKW-Gebiet sieht der Vorschlag eine Mindestmenge an aFRR von 90 MW vor. Die mFRR-Kapazität entspricht der Differenz zwischen dem Referenzstörfall und der aFRR-Kapazität.

Der geänderte Vorschlag enthält auch eine Regelung zur zeitlichen Umsetzung. Demnach soll der geänderte Vorschlag innerhalb von zwei Monaten nach Genehmigung umgesetzt werden.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere auf den diesem Beschluss angehängten gemeinsamen Vorschlag Bezug genommen.

⁴ Gemäß Art- 157 Abs. 2 d SO-VO ist der Referenzstörfall das größte Ungleichgewicht, das aus einer momentanen Änderung der Wirkleistung einer einzelnen Stromerzeugungsanlage, einer einzelnen Verbrauchsanlage oder einer einzelnen HGÜ-Verbindungsleitung oder aus einer Netztrennung einer Drehstromleitung innerhalb des LFR-Blocks resultieren kann.

B.

Der Vorschlag der Antragstellerinnen für die FRR-Dimensionierungsregeln gem. Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. iv in Verbindung mit Art. 119 Abs. 1 lit. h sowie Art. 157 Abs. 1 SO-VO wird genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet. Die Anforderungen an die Ausgestaltung des Vorschlags sind nach den Art. 2-8, 11 SO-VO unter Wahrung der allgemeinen Ziele und Prinzipien der SO-VO hinreichend 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 gem. Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. iv in Verbindung mit Art. 119 Abs. 1 lit. h sowie Art. 157 Abs. 1 SO-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG in Verbindung mit Art. 18 Abs. 3 lit. d und Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG in Verbindung mit § 56 EnWG.

Die Antragstellerinnen haben den zur Genehmigung vorgelegten Vorschlag mit Eingang am 14.09.2018 bei der Beschlusskammer ordnungsgemäß eingereicht.

Der Vorschlag ist ausreichend mit den Interessenträgern durch die ÜNB konsultiert worden. Es wurde eine Konsultation nach Art. 11 SO-VO ordnungsgemäß vom 31.07.2018 bis zum 31.08.2018 durchgeführt. Die Antragstellerinnen haben den Ablauf ausreichend dokumentiert. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden ordnungsgemäß ausgewertet. Dem Vorschlag ist ein separates Dokument beigelegt, in dem die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung der im Rahmen der ÜNB-Konsultation eingegangenen Stellungnahmen klar und fundiert begründet wurde. Die Anforderungen des Art. 11 Abs. 1 SO-VO an die öffentliche Konsultation mit den betroffenen Interessenträgern sind damit erfüllt.

II. Begründetheit des Antrages

Der Antrag ist auch begründet. Der Vorschlag der Antragstellerinnen erfüllt die Vorgaben des Art. 157 SO-VO hinreichend und steht im Übrigen im Einklang mit den Zielen der SO-VO.

Die beantragte Weiterentwicklung des bisherigen Dimensionierungsverfahrens ist sachgerecht

und nachvollziehbar. Ausreichend detailliert erläutert der Vorschlag die einzelnen Schritte der Dimensionierungsmethode. Die Dimensionierungsmethode ermöglicht eine situationsgerechte Bemessung der FRR und aFRR und wird damit den tageszeitlich und saisonal auftretenden Schwankungen der Leistungsungleichgewichte besser gerecht als das bisherige Verfahren. Zudem werden die Ursachen von Leistungsungleichgewichten nicht mehr wie bisher separat voneinander betrachtet. Diese Annahme stellte im bisherigen Verfahren aufgrund der partiellen Korreliertheit einiger Ursachen eine vereinfachende Näherung dar. Schließlich modelliert die beantragte Dimensionierungsmethode einen Einsatz von mFRR nicht mehr wie im bisherigen Verfahren entsprechend eines idealisierten Abrufs, sondern realitätsnäher angelehnt an die langjährige betriebliche Praxis beim Abruf von mFRR. Damit wird der im bisherigen Dimensionierungsverfahren innewohnenden Tendenz einer leichten Unterdimensionierung der aFRR entgegengetreten.

Der Vorschlag erfüllt auch die Kriterien des Art. 157 Abs. 2 SO-VO.

Die Anforderungen des Art. 157 Abs. 2 lit. a SO-VO sind erfüllt. Die vorgeschlagene Dimensionierungsmethode basiert auf einer Analyse der Leistungsungleichgewichte eines bis zu fünf Jahren zurückliegenden Zeitraums. Dazu werden auch – wie in Art. 157 Abs. 2 lit. a SO-VO gefordert – repräsentative Vergleichszeiträume der Vergangenheit herangezogen. Die viertelstündige zeitliche Auflösung der Methode entspricht der Frequenzwiederherstellungszeit für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa von 15 Minuten entsprechend Anhang III Tab. 1 SO-VO und erfüllt damit ebenfalls die Anforderungen des Art. 157 Abs. 2 lit. a SO-VO.

Die vorgeschlagene Dimensionierungsmethode fußt – wie in Art. 157 Abs. 2 lit. b SO-VO gefordert – auf einem probabilistischen Verfahren. Es werden Häufigkeitsverteilungen bzw. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen von Leistungsungleichgewichten gebildet, aus denen sich der Bedarf an FFR und aFRR anhand der Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit ergibt.

Die Forderung des Art. 157 Abs. 2 lit. c SO-VO nach einer vollständigen Aktivierung von aFRR und mFRR innerhalb der Frequenzwiederherstellungszeit von 15 Minuten ist ebenfalls erfüllt. Die Erbringung von aFRR erfolgt automatisiert über den Leistungs-Frequenz-Regler der Antragstellerinnen und folgt dem vorgegebenen Bedarf mit nur geringer Verzögerung. mFRR wird gemäß der in der Dimensionierungsmethode vorgesehenen betrieblichen Abrufpraxis, welche im Gutachten der ÜNB illustriert ist, mit einer Vorlaufzeit von höchstens 15 Minuten abgerufen.

Zutreffend und sachgerecht beschreibt der Vorschlag auch, dass der dimensionierungsrelevante Referenzstörfall vierteljährlich bestimmt wird. Gemäß Art. 157 Abs. 2 lit. d soll der dimensionierungsrelevante Referenzstörfall gleich dem größten Ungleichgewicht einer unmittelbaren Änderung der Wirkleistung durch einen einzelnen Kraftwerksblock, einen Verbraucher, einer HGÜ-Verbindung oder dem Ausfall einer AC-Verbindung innerhalb des DE-Gebietes sein. Dies gilt

jeweils in positiver und negativer Richtung. Die quartalsweise Bestimmung des Referenzstörfalls gewährleistet eine stets an die jeweils aktuellen Gegebenheiten angepasste Dimensionierung der FRR und aFRR. Dadurch wird eine Unterdimensionierung bei Hinzutreten neuer leistungsstarker Anlagen oder Betriebsmittel bzw. eine Überdimensionierung bei Stilllegung bestehender leistungsstarker Anlagen oder Betriebsmittel vermieden.

Der Vorschlag der Antragstellerinnen stellt auch sicher, dass die FRR stets den dimensionierungsrelevanten Referenzstörfall abdeckt (Art. 157 Abs. 2 lit. e und f SO-VO). Falls die Dimensionierungsmethode einen Bedarf an FRR ergibt, der kleiner als der dimensionierungsrelevante Referenzstörfall ist, ist die FRR entsprechend des dimensionierungsrelevanten Referenzstörfalls zu bemessen.

Eine gemeinsame Dimensionierung von FRR und aFRR mit anderen LFR-Blöcken und eine damit einhergehende Teilung von Regelreserven sieht die beantragte Dimensionierungsmethode nicht vor. Auch eine Vorgabe zur geographischen Verteilung der Regelreserven innerhalb des LFR-Blocks ist nicht vorgesehen. Eine Regelung entsprechend Art. 157 Abs. 2 lit. g, j und k SO-VO ist somit entbehrlich.

Auch die Anforderungen des Art. 157 Abs. 2 lit. h und i SO-VO, nach denen die FRR ausreichen muss, in mindestens 99% der Zeit Leistungsungleichgewichte auszugleichen, sind erfüllt. Denn die Dimensionierungsmethode stellt sicher, dass das bisherige – höhere – Sicherheitsniveau beibehalten werden kann. Maßgeblich hierfür ist die Höhe der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit. Das dem Antrag zu Grunde liegende Gutachten hat zur Beibehaltung des heutigen Sicherheitsniveaus eine Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit für die FRR von 0,025% errechnet. Eine Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit von 0,025% bedeutet, dass in etwa zwei Stunden eines Jahres die vorgehaltene FRR nicht ausreicht, um ein Leistungsungleichgewicht vollständig auszuregulieren. Wird von den Antragstellerinnen diese Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit bei der Dimensionierung zu Grunde gelegt, erscheint dieses Sicherheitsniveau ausreichend hoch. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der in der Dimensionierungsmethode unberücksichtigt gebliebenen, den Regelenergiebedarf reduzierenden Saldierung von Leistungsungleichgewichten innerhalb des Netzregelverbundes, der zusätzlichen Möglichkeit des Zugriffs auf abschaltbare Lasten und notfalls auch der Möglichkeit des Zugriffs auf den Intraday-Handel und weiterer Reserven. In jedem Fall übersteigt es das in Art. 157 Abs. 2 lit. h und i SO-VO geforderte Niveau deutlich, welches einer Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit von 1% entspricht. Ungeachtet dessen haben die Antragstellerinnen jederzeit die Möglichkeit und zugleich die Verantwortung, bei einer veränderten Sachlage oder bei Ereignissen, die den sicheren Netz- und Systembetrieb gefährden, die Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit entsprechend den Notwendigkeiten auch kurzfristig so anzupassen, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet bleibt. Dies schließt ein – wie bisher auch – notfalls

von der Dimensionierungsmethode abzuweichen und eine höhere Menge an aFRR und mFRR zu beschaffen. Im Übrigen hat das dem Antrag zu Grunde liegende Gutachten in einer Vergleichsbetrachtung herausgearbeitet, dass mit der beantragten neuen Dimensionierungsmethode im Jahr 2017 der Bedarf an FRR zwar volatiler, im Mittel aber nur etwa 5% geringer als mit dem derzeitigen Verfahren gewesen wäre. Dies bestätigt, dass das heutige hohe Sicherheitsniveau auch unter der neuen Dimensionierungsmethode beibehalten werden kann.

Der Vorschlag enthält auch einen Umsetzungszeitplan und eine Beschreibung der erwarteten Auswirkungen auf die Ziele der SO-VO, insbesondere auf die Systemsicherheit gemäß Art. 6 Abs. 6 SO-VO. Der Vorschlag steht auch im Übrigen im Einklang mit den Zielen und Zwecken der SO-VO. Etwaige Bedenken – wie z. B. in der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber durch einen Marktakteur vorgetragen – hinsichtlich einer durch die situationsgerechtere Bedarfsfeststellung erschwerten Marktteilnahme sind für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Durch die Veröffentlichung des Bedarfs jeweils mit einem Vorlauf von sieben Tagen (BK6-15-158/159) besteht genug Zeit für die Anbieter, sich auf etwaige Bedarfsänderungen einzustellen und diese bei der Gebotsstellung zu berücksichtigen. In den beiden Konsultationen der Beschlusskammer wurden diese Bedenken auch nicht mehr vorgetragen. Die Beschlusskammer hat insgesamt keine Stellungnahmen erhalten, die einer Genehmigung des Vorschlags entgegenstehen. Die Beschlusskammer hat auch keine eigenen Anhaltspunkte festgestellt, die gegen eine Genehmigung des Vorschlags sprechen.

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.

IV. Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

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 des LFR-Blocks
TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS für die FRR-
Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 Absatz 1 der Verordnung
(EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den
Übertragungsnetzbetrieb**

27.05.2019

50Hertz Transmission GmbH (50HZT), Amprion GmbH (AMP), Creos Luxembourg S. A. (CREOS), Energinet (EN), TenneT TSO GmbH (TTG), TransnetBW GmbH (TNG) unter Erwägung nachstehender Gründe:

Präambel

- (1) Dieses Dokument ist ein durch alle Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden als “ÜNB” bezeichnet) des dänisch-deutsch-luxemburgischen LFR-Blocks entwickelter, gemeinsamer Vorschlag für die FRR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Folgenden als “SOGL” bezeichnet).
- (2) Gemäß Artikel 6 Absatz 3 Buchstabe e Ziffer iv der SOGL bedarf der Vorschlag aller ÜNB hinsichtlich der “[...] *FRR-Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 Absatz 1*” der Genehmigung aller Regulierungsbehörden der betroffenen Region.
- (3) Artikel 157 Absatz 1 der SOGL verlangt: “*Alle ÜNB eines LFR-Blocks legen die FRR-Dimensionierungsregeln in der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block fest.*“
- (4) Artikel 157 Absatz 2 der SOGL definiert die Anforderungen an die FRR-Dimensionierungsregeln. Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe e, Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe f, Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe h und Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe i der SOGL legen die Minimalanforderungen an die dimensionierten FRR-Mengen fest, die mindestens den Referenzstörfall des LFR-Blocks sowie 99% der LFR-Block-Ungleichgewichte abdecken sollen.
- (5) Dieser Vorschlag erfüllt die Anforderungen der SOGL wie folgt:
 - (a) Artikel 3 Absatz 1 und Artikel 3 Absatz 4 legen die Zuständigkeitsstruktur der ÜNB des LFR-Blocks fest. Die ÜNB führen die Dimensionierung für das DE-Gebiet sowie für das DKW-Gebiet durch.
 - (b) Die Einhaltung der Anforderungen der SOGL ist erfolgt, in dem alle Anforderungen der SOGL individuell im DE-Gebiet als auch im DKW-Gebiet erfüllt werden.
 - (c) Artikel 3 Absatz 2 definiert die FRR Dimensionierungsregeln, welche durch alle ÜNB im DE-Gebiet angewendet werden. Diese Regeln stellen sicher dass der dimensionierungsrelevante Störfall als auch mindestens 99% der Unausgeglichenheiten des DE-Gebietes durch die FRR abgedeckt sind.
 - (d) Artikel 3 Absatz 5 definiert die FRR Dimensionierungsregeln, welche durch alle ÜNB im DKW-Gebiet angewendet werden. Diese Regeln stellen sicher dass der

dimensionierungsrelevante Störfall als auch mindestens 99% der Unausgeglichheiten des DKW-Gebietes durch die FRR abgedeckt sind.

- (e) Im Endergebnis, werden die SOGL Anforderungen für den DE-LU-DK LFR Block erfüllt, in dem die SOGL Anforderungen für das DE-Gebiet und das DKW-Gebiet erfüllt werden.
 - (f) Wie in der SOGL gefordert, enthält der Vorschlag einen Zeitplan für die Implementierung. Da die für das DE-Gebiet vorgeschlagene Methode prozessuale Änderungen und zusätzliche IT-Anpassungen erfordert um die Daten zu sammeln und aufzubereiten, benötigen die ÜNB nach der Genehmigung Zeit für die Implementierung. Daher schlagen die ÜNB eine Implementierungszeit von 2 Monaten nach Genehmigung vor.
- (6) Dieser Vorschlag erfüllt die Ziele der SOGL wie folgt:
- (a) Der Vorschlag definiert gemeinsame Anforderungen an und Grundsätze der Betriebssicherheit für FRR-Dimensionierungsregeln in dem DE-LU-DK LFR-Block.
 - (b) Der Vorschlag achtet die den ÜNB im nationalen Recht übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit.
 - (c) Die Transparenz ist durch Artikel 188 Absatz 2 der SOGL sichergestellt, der die Veröffentlichung der Dimensionierungsregeln durch ENTSO (Strom) vorsieht.

LEGEN DEN FOLGENDEN VORSCHLAG DEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN VON DÄNEMARK, DEUTSCHLAND UND LUXEMBURG VOR:

Artikel 1

Gegenstand, Anwendungsbereich und Zuständigkeitsstruktur

- (1) Dieser Vorschlag basiert auf der Struktur der LFR-Blöcke und der LFR-Zonen, die von allen ÜNB dem Synchrongebiet KE gemäß Artikel 141 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Folgenden als “SOGL” bezeichnet) vorgeschlagen und durch die Regulierungsbehörden genehmigt wurde.
- (2) Gemäß Absatz (1) gilt der Vorschlag nur für den Teil Dänemarks, der synchron mit dem Synchrongebiet KE verbunden ist.
- (3) Dieser Vorschlag definiert Dimensionierungsregeln gemäß Artikel 157 Absatz 1 der SOGL im DE-LU-DK LFR-Block.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen und Auslegung

- (1) Die verwendeten Begriffe haben für die Zwecke dieses Vorschlags die Bedeutung gemäß Artikel 3 der SOGL.
- (2) ‘DE-Gebiet’ steht für die LFR-Zonen 50HZT, AMP, CREOS, TNG und TTG.
- (3) ‘DKW-Gebiet’ steht für das Monitoring-Gebiet EN, das synchron mit dem Synchrongebiet KE verbunden ist.
- (4) ‘DE-LU-DK LFR-Block’ steht für den LFR-Block, der das DE-Gebiet und das DKW-Gebiet beinhaltet.

Artikel 3

FRR-Dimensionierungsregeln

- (1) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH sind verantwortlich für die FRR-Dimensionierung für das DE-Gebiet und wenden die Anforderungen von Artikel 157 Absatz 2 der SOGL für das DE-Gebiet einschließlich der Ungleichgewichte der LFR-Zone TTG+EN an.
- (2) Die Dimensionierungsmethode für das DE-Gebiet basiert auf einer probabilistischen Analyse der erwarteten Ungleichgewichte für den Dimensionierungszeitraum bei Erfüllung der Minimalanforderungen gemäß Artikel 157 Absatz 2 der SOGL:
 - (a) Gemäß Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe e der SOGL soll die positive FRR nicht kleiner als der positive dimensionierungsrelevante Referenzstörfall sein. Gemäß Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe f der SOGL soll die negative FRR nicht kleiner als der negative dimensionierungsrelevante Referenzstörfall des DE-Gebiets, bestimmt gemäß (2)(b), sein.
 - (b) Alle ÜNB des DE-Gebietes bestimmen die Größe des dimensionierungsrelevanten Referenzstörfalls auf einer vierteljährlichen Basis. Gemäß Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe d soll der dimensionierungsrelevante Referenzstörfall gleich dem größten Ungleichgewicht einer unmittelbaren Änderung der Wirkleistung eines einzelnen Kraftwerksblocks, eines Verbrauchers oder einer HGÜ-Verbindung oder dem Ausfall einer AC-Verbindung innerhalb des DE-Gebietes je Richtung sein.
 - (c) Die Dimensionierungsmethode basiert auf historischen Daten zu Ungleichgewichten für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren. Gemäß Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe a der SOGL beinhalten die historischen Daten einen Zeitraum von mindestens einem vollen Jahr und enden nicht früher als sechs Monate vor dem Dimensionierungszeitraum.
 - (d) Die Dimensionierungsmethode besteht aus den folgenden Schritten:
 - i. Schritt 1: Die historischen Daten der Ungleichgewichte aus (c) werden aufbereitet und um störungsbedingte Nichtverfügbarkeiten bereinigt.
 - ii. Schritt 2: Die Daten aus Schritt 1 bilden die Input-Daten für die Simulation der mFRR-Aktivierung. Die Simulation der mFRR-Aktivierung basiert auf dem Einsatzkonzept der mFRR und berücksichtigt Mindestaktivierungs- und Vorlaufzeiten. Das Ergebnis der Simulation sind die Daten des synthetischen aFRR- und des synthetischen mFRR-Bedarfs.
 - iii. Schritt 3: Berechnung der positiven und negativen Werte des synthetischen aFRR und FRR Bedarfs.
 - iv. Schritt 4: Clustern des synthetischen aFRR und FRR Bedarfs unter Nutzung eines k-Means-Algorithmus gemäß 2(e), 2(f) und 2(g).
 - v. Schritt 5: Bestimmung der Merkmale des Dimensionierungszeitraums gemäß 2(e), 2(f) und 2(g).
 - vi. Schritt 6: Der Gewichtungsfaktor jedes Clusters korrespondiert zu der Anzahl der Datenpunkte mit der gleichen Merkmale wie der Dimensionierungszeit-

raum in diesem Cluster geteilt durch die absolute Anzahl aller Datenpunkte mit den gleichen Merkmalen des Dimensionierungszeitraums (Schritt 4 und 5).

- vii. Schritt 7: Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der mit den Faktoren aus Schritt 6 gewichteten synthetischen Bedarfe der aFRR und FRR.
 - viii. Schritt 8: Faltung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen aus Schritt 7 für aFRR und FRR mit den Wahrscheinlichkeiten von störungsbedingten Nichtverfügbarkeiten.
 - ix. Schritt 9: Gemäß Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe e der SOGL und Artikel 157 Absatz 2 Buchstabe f der SOGL, muss die aFRR ausreichen um 99% der positiven und 99% der negativen Unausgeglichenheiten der aFRR-Wahrscheinlichkeitsverteilung aus Schritt 8 abzudecken. Die FRR muss ausreichen um 99% der positiven und 99% der negativen Unausgeglichenheiten der FRR-Wahrscheinlichkeitsverteilung aus Schritt 8. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH definieren, veröffentlichen und überwachen die verwendeten Defizitwahrscheinlichkeiten, um die notwendigen Anforderungen zu erfüllen.
 - x. Schritt 10: Die mFRR je Richtung ist gleich der Differenz zwischen FRR und aFRR aus Schritt 9.
 - xi. Schritt 11: Im Falle, dass die positive FRR kleiner ist als der positive dimensionierungsrelevante Referenzstörfall ist, wird die positive aFRR um die Differenz aus positiven dimensionierungsrelevantem Referenzstörfall und positiver FRR erhöht. Im Falle, dass die negative FRR kleiner ist als der negative dimensionierungsrelevante Referenzstörfall ist, wird die negative aFRR um die Differenz aus negativen dimensionierungsrelevantem Referenzstörfall und negativer FRR erhöht.
- (e) Die Relevanz wird mit Hilfe folgender saisonaler Merkmale des Dimensionierungszeitraums bestimmt:
- i. Uhrzeit;
 - ii. Datum und Monat;
 - iii. Wochentag und
 - iv. Tagestyp einschließlich Feiertage, Brückentage oder Tage mit besonderen Ereignissen;
- (f) Darüber hinaus kann die Relevanz mit Hilfe folgender externer Merkmale des Dimensionierungszeitraums bestimmt werden:
- i. Windeinspeisung;
 - ii. Solareinspeisung;
 - iii. Austauschfahrpläne;
 - iv. Energiepreise;
 - v. Last; und
 - vi. Temperatur.

- (g) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH müssen die Nutzung von weiteren Merkmalen mit Stakeholdern konsultieren und diese gemäß Absatz 3 veröffentlichen.
- (3) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH müssen die für die Dimensionierung verwendeten saisonalen und externen Merkmale mindestens ein Monat vor der Änderung der verwendeten externen Merkmale unter Angabe von Gründen für die Änderung auf einer gemeinsamen Internetseite veröffentlichen.
- (4) Energinet ist verantwortlich für die FRR-Dimensionierung für das DKW-Gebiet.
- (5) Die Dimensionierungsmethode für das DKW-Gebiet erfüllt folgende Anforderungen:
 - (a) Die Dimensionierungsmethode erfüllt die für das DKW-Gebiet berechneten Mindestmengen für FRR gemäß Artikel 157 Absatz 2 ein.
 - (b) Die aFRR-Kapazität für das DKW-Gebiet deckt mindestens die stochastischen Ungleichgewichte ab, die nach der Aktivierung von mFRR verbleiben. Die aFRR-Kapazität beträgt mindestens 90 MW.
 - (c) Die mFRR-Kapazität entspricht der Differenz zwischen dem Referenzstörfall und der aFRR-Kapazität. Im Falle, dass aus dem Dimensionierungsergebnis mehr als 90 MW aFRR benötigt werden um die zukünftigen stochastischen Unausgeglichheiten und die FRCE-Qualität nach mFRR-Aktivierung zu erfüllen, wird die aFRR entsprechend zusätzlich zu der Menge der mFRR erhöht um den Referenzstörfall abzudecken.

Artikel 4 **Umsetzungszeitplan**

- (1) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH setzen die Vorschriften gemäß Artikel 3 Absatz 2 innerhalb von 2 Monaten nach Genehmigung des Vorschlags durch die Regulierungsbehörden um.
- (2) EN wird die Vorschriften gemäß Artikel 3 Absatz 5 umsetzen.

Artikel 6 **Sprache**

Die Referenzsprache für diesen Vorschlag ist Englisch. Sofern ÜNB diesen Vorschlag in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind die ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 6 der SOGL vorgeschlagenen englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzungsversion des Vorschlags vorzulegen.