



## Beschluss

Az. BK6-18-017

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa zu den Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse nach Art. 156 Abs. 11 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 Andreas Faxel  
und ihren Beisitzer Dr. Jochen Patt,

am 06.03.2019 beschlossen:

1. Der angehängte Vorschlag der Antragstellerinnen in der Version vom 23.11.2018, eingegangen in deutscher Sprache am 07.12.2018, zu den Modalitäten und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse nach Art. 156 Abs. 11 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb wird genehmigt.
2. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
3. Eine Entscheidung über die Kosten bleibt vorbehalten.

## **Gründe**

### **A.**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa zu den Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse. Diese dient dazu, den Zeitraum zu prüfen, den die sogenannten FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern benötigen, um während des gefährdeten Zustands verfügbar zu bleiben. Sie beruht auf Art. 156 Abs. 11 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (**SO-VO**). Die von den ÜNB eingereichte deutsche Übersetzung des Vorschlags spricht zwar von „Modalitäten und Methoden“, hierbei handelt es sich allerdings um einen Übersetzungsfehler<sup>1</sup>,

---

<sup>1</sup> Im englischen Originalwortlaut des Antrags heißt es „assumptions“ und ist damit deckungsgleich zum Wortlaut der englischen Fassung der SO-VO, während der deutsche Antrag („Modalitäten“) und der Wortlaut der deutschen Fassung der SO-VO („Annahmen“) nicht deckungsgleich sind.

weswegen im Folgenden der Wortlaut des Art. 156 Abs. 11 SO-VO „Annahmen und Methoden“ verwendet wird.

## I. Einordnung des Vorschlags in den Kontext der SO-VO

1. 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, unter Einbeziehung von Verteilernetzen und signifikanten Netznutzern, vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes sollen 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, Mindestanforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung und Regelreserven sowie die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen der Verteilernetzbetreiber festgelegt. Von den ÜNB sind Vorschläge zu entwickeln, welche den Reguliierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen sind.

Das primäre Ziel der SO-VO ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und seiner Ressourcen. Der Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit dienen die verschiedenen Regelreservearten, insbesondere die Frequenzhaltungsreserven (**FCR**) und die Frequenzwiederherstellungsreserven (**FRR**<sup>2</sup>). Letztere bestehen aus der automatischen FRR (**aFRR**, äquivalent zur deutschen Sekundärregelleistung) und der manuellen FRR (**mFRR**, äquivalent zur deutschen Minutenreserve).

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft die Anbieter von FCR. Als FCR oder „Frequency Containment Reserves“ (Frequenzhaltungsreserven) werden gem. Art. 3 Abs. 2 Nr. 6 SO-VO die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven bezeichnet. Die FCR sind äquivalent zu der in Deutschland aktuell eingesetzten Primärregelung, welche gem. § 2 Nr. 8 Stromnetzzugangsverordnung (**StromNZV**) definiert ist als die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten.

---

<sup>2</sup> Frequency Restoration Reserve. Gem. Art. 3 Abs. 2 Nr. 7 SO-VO sind dies die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.

Je nach Art der FCR-Einheit stellt die SO-VO unterschiedliche Anforderungen an die Bereitstellung der FCR, wobei in Art. 156 SO-VO zwischen FCR-Einheiten oder -Gruppen mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt (im Folgenden „**LER-Einheiten**“ = FCR production units or groups with limited energy reservoirs), und FCR-Einheiten oder -Gruppen mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit nicht begrenzt (im Folgenden „**Nicht-LER-Einheiten**“), unterschieden wird. Während eine Nicht-LER-Einheit ihre FCR so lange aktivieren kann und muss, wie die Frequenzabweichung dauert, wird die Aktivierungszeit einer LER-Einheit durch die Kapazität ihres Energiespeichers begrenzt.

Gem. Art. 156 Abs. 9 S. 1 SO-VO müssen LER-Einheiten im Normalzustand kontinuierlich verfügbar sein. Ihre Speicherbegrenzung darf sich erst auf die Aktivierung der FCR auswirken, wenn der gefährdete Zustand eingetreten ist. Das Übertragungsnetz befindet sich gem. Art. 18 Abs. 2 lit. c SO-VO in Bezug auf die Frequenz im gefährdeten Zustand, wenn:

- der Absolutwert der Netzfrequenz im stationären Zustand höchstens der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand entspricht und
- der Absolutwert der Netzfrequenzabweichung im stationären Zustand 50 % der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand während eines Zeitraums, der die Auslösezeit des gefährdeten Zustands übersteigt, oder den Standard-Frequenzbereich während eines Zeitraums, der die Frequenzwiederherstellungszeit übersteigt, kontinuierlich überschritten hat.

Im Synchrongebiet Kontinentaleuropa, zu dem die Regelzonen der Antragstellerinnen gehören, beträgt die maximale Frequenzabweichung im stationären Zustand 200 mHz (Anhang 3 Tab. 1 SO-VO). Die Auslösezeit des gefährdeten Zustands beträgt für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa fünf Minuten und die Frequenzwiederherstellungszeit 15 Minuten (Anhang 3 Tab. 1 SO-VO). Der gefährdete Zustand tritt im Synchrongebiet Kontinentaleuropa also ein, wenn die Frequenzabweichung für fünf Minuten den Wert von +/-100 mHz übersteigt oder wenn die Frequenzabweichung für 15 Minuten den Standardfrequenzbereich für Kontinentaleuropa von +/-50 mHz kontinuierlich überschritten hat. In beiden Fällen bleibt die Frequenzabweichung innerhalb der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand von 200 mHz. Während des gefährdeten Zustands müssen LER-Einheiten für einen Mindestbringungszeitraum verfügbar sein, um ein weiteres Abweichen der Netzfrequenz zu verhindern.

2. Nach Art. 156 Abs. 10 S. 1 SO-VO ist vorgesehen, dass die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa einen Vorschlag für den Mindestbringungszeitraum erarbeiten, der von den FCR-Anbietern einzuhalten ist. Jener Vorschlag unterliegt ebenfalls der Genehmigungspflicht durch die betroffenen Regulierungsbehörden, vgl. Art. 6 Abs. 3 lit. d Ziffer v SO-VO. Der auf diese Weise festgelegte Zeitraum darf gem. Art. 156 Abs. 10 S. 2 SO-VO nicht

länger als 30 Minuten oder kürzer als 15 Minuten sein und muss die Ergebnisse der zuvor gem. Art. 156 Abs. 11 SO-VO von den ÜNB durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigen. Die Annahmen und Methoden für diese Kosten-Nutzen-Analyse sind Gegenstand des vorliegenden Genehmigungsverfahrens. Mit beiden Vorschlägen soll dem in Art. 4 Abs. 2 lit. c SO-VO niedergelegten Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure Rechnung getragen werden.

Das gegenständliche Verwaltungsverfahren bereitet als eine Art „Vorstufe“ die spätere Genehmigungsentscheidung über den von den FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern einzuhaltenden Mindesterbringungszeitraum vor. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse werden zudem von den ÜNB herangezogen, um die Präqualifikationsregeln für LER zu definieren.

## **II.      Verfahrensverlauf**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa zu den Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse, um den Zeitraum zu prüfen, den die FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern benötigen, um während des gefährdeten Zustands verfügbar zu bleiben, gemäß Art. 6 Abs. 3 lit. d Ziffer vi i.V.m. Art. 156 Abs. 11 SO-VO.

Die Antragstellerinnen sind die deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz. Sie haben gemäß Art. 156 Abs. 11 SO-VO gemeinsam mit allen ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa einen Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse zu erarbeiten und allen Regierungsbehörden dieser Synchrongebiete zur Genehmigung vorzulegen.

Vor der Antragstellung war der Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse Gegenstand einer europaweiten öffentlichen Online-Konsultation im Zeitraum zwischen dem 10.01.2018 und dem 18.02.2018 sowie eines Stakeholder-Workshops am 15.01.2018. Die Stellungnahmen aus der europäischen Konsultation und ihre Bewertung durch die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa wurden der Beschlusskammer als Anlage zum Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse vorgelegt.

Am 13.03.2018 reichten die Antragstellerinnen den von allen ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa erarbeiteten Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse und ein entsprechendes Erläuterungsdokument bei

der Beschlusskammer 6 zur Genehmigung ein. Dieser Vorschlag ist gemäß Art. 6 Abs. 7 S. 3 i.V.m. Art. 6 Abs. 3 lit. d Ziffer vi und Art. 156 Abs. 11 SO-VO von allen Regulierungsbehörden der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa innerhalb von sechs Monaten nach Antragstellung bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde<sup>3</sup> zu genehmigen.

Der Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse wurde mit Verfügung Nr. 43/2018 am 18.04.2018 im Amtsblatt Nr. 07/2018 der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 11.05.2018 eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin keine Stellungnahmen zum Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse erhalten.

Von den Regulierungsbehörden der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa wurde am 30.07.2018 beschlossen, dass die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa gemäß Art. 7 Abs. 1 SO-VO zur Änderung des eingereichten Vorschlags für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse aufgefordert werden sollen („Änderungsverlangen“).

Mit Schreiben vom 01.08.2018 hat die Beschlusskammer den Antragstellerinnen das gemeinschaftlich von allen Regulierungsbehörden der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa erstellte Änderungsverlangen zugestellt. Die letzte betroffene nationale Regulierungsbehörde hat das Änderungsverlangen mit Datum vom 25.09.2018 zugestellt. Die Antragstellerinnen wurden aufgefordert, im Rahmen der Fristen des Art. 7 Abs. 1 SO-VO (innerhalb von zwei Monaten) einen geänderten Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen. Im Änderungsverlangen wurde den ÜNB insbesondere aufgegeben, zu simulieren, wie sich Abhilfemaßnahmen zur Reduzierung deterministischer Frequenzabweichungen auswirken würden und einen Verweis auf die Vereinbarung für das Synchrongebiet<sup>4</sup> aufzunehmen. Auch sollten die ÜNB den Begriff der „LER“ vervollständigen und dazu – mindestens im Erläuterungsdokument – Angaben zu den verschiedenen Technologien sowie Beispiele ergänzen. Weiter wurden die ÜNB unter anderem aufgefordert, im Vorschlag klarzustellen, dass bei jeder Änderung der der Kosten-Nutzen-Analyse zu Grunde liegenden Annahmen ein geänderter Vorschlag zu unterbreiten ist.

---

<sup>3</sup> Die betroffenen Regulierungsbehörden sind die Regulierungsbehörden aus Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn.

<sup>4</sup> Gemeint ist die Vereinbarung i.S.d. Art. 118 SO-VO, wobei der Artikel im Änderungsverlangen nicht ausdrücklich genannt wird.

Am 23.11.2018 reichten die Antragstellerinnen den abgeänderten Vorschlag und das abgeänderte Erläuterungsdokument bei der Beschlusskammer 6 ein. Mit Datum vom 20.02.2019 hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde den abgeänderten Vorschlag erhalten.

Der abgeänderte Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse wurde mit Verfügung Nr. 157/2018 am 19.12.2018 im Amtsblatt Nr. 24/2018 der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist für Stellungnahmen bis zum 04.01.2019 eingeräumt. Es sind daraufhin Stellungnahmen des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), der REstore sowie der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) eingegangen.

Die Vertreter der Regulierungsbehörden der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa haben am 01.03.2019 bekundet, den abgeänderten Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse genehmigen zu wollen.

### **III. Inhalte des Vorschlags für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse**

Ziel des Vorschlags ist die Erstellung von Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse, um den Zeitraum zu beurteilen, in welchem die LER-Einheiten während des gefährdeten Zustands mindestens verfügbar bleiben müssen. Als Gesamtkonzept beinhaltet der Vorschlag sowohl eine Frequenzsimulation als auch eine Beurteilung der FCR-Kosten. Am Ende des Gesamtprozesses soll ein Mindesterbringungszeitraum für LER-Einheiten ausgewählt werden können, der die FCR-Kosten so gering wie möglich hält, ohne die Betriebssicherheit zu gefährden. Dazu sieht der Vorschlag Folgendes vor:

Zunächst werden Kombinationen von unterschiedlich hohen Anteilen von LER-Einheiten an der gesamten vorgehaltenen FCR-Leistung<sup>5</sup> (in zehn 10%-Schritten von 10% bis 100%, im Folgenden: **LER-Anteil**) und vier verschiedenen Mindesterbringungszeiträumen (15, 20, 25 und 30 Minuten) gebildet.

„LER-Anteil“ steht gem. Art. 2 Abs. 2 lit. b des Vorschlags für den „Anteil der LER an der Gesamtleistung der Anbieter“. Der Vorschlag der ÜNB adressiert gemäß Art. 2 Abs. 2 lit. a des Vorschlags LER-Einheiten oder -Gruppen, welche eine vollumfängliche Aktivierung über die vom

---

<sup>5</sup> Derzeit wird von den ÜNB im Synchrongebiet Kontinentaleuropa eine Leistung von 3.000 MW für die FCR vorgehalten. Die Höhe der vorgehaltenen FCR bemisst sich unter der Annahme, dass die beiden größten Kraftwerksblöcke im Synchrongebiet Kontinentaleuropa gleichzeitig ausfallen, vgl. Art. 153 Abs. 2 lit. b Ziffer i SO-VO.

ÜNB kontrahierte Zeitscheibe aufgrund der effektiv verfügbaren Energie zu Beginn der Zeitscheibe, auch im Falle eines vorhandenen Energiespeichermanagements, nicht garantieren können. Dabei hängt die Eigenschaft als LER-Einheit von verschiedenen Parametern ab: Zum einen von der Zeitscheibe, die vom ÜNB für die FCR-Bereitstellung kontrahiert wurde und zum anderen von der verfügbaren Energie im Energiespeicher der FCR-Einheit oder -Gruppe zu Beginn der Produktzeitscheibe. Kann die zur Verfügung stehende Energie während der Produktzeitscheibe vollständig erschöpft werden, so handelt es sich um eine LER-Einheit oder -Gruppe. Als LER-Einheiten kommen verschiedene Technologien und Speicherkapazitäten in Betracht. So können laut Antragstellerinnen neben Batteriespeichern auch Laufwasserkraftwerke und Wasserkraftwerke (etwa Pumpspeicher) sowie weitere Technologien unter die LER-Definition fallen.

Der in Art. 2 Abs. 2 lit. f des Vorschlags definierte „Zeitraum“ steht „gem. Art. 156 Abs. 9 SO-VO für die Zeitspanne, für die ein FCR-Anbieter nach dem Auslösen des gefährdeten Zustands oder während des gefährdeten Zustands sicherstellen muss, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich voll zu aktivieren“. Als festgelegte Eingangsgröße für die Simulation der FCR-Kosten wird der Zeitraum gem. Art. 6 Abs. 2 lit. a des Vorschlags mit 15, 20, 25 oder 30 Minuten angegeben.

Die zehn 10%-Schritte des LER-Anteils und die vier Mindesterbringungszeiträume ergeben 40 verschiedene Kombinationen. Neben den unterschiedlichen Kombinationen von LER-Anteil und Mindesterbringungszeitraum sind die Frequenzstörungsquellen „langfristige Frequenzabweichungen“, „Ausfälle der wichtigsten Netzbetriebsmittel bzw. Erzeugungsanlagen“ und „deterministische Frequenzabweichungen“ weitere Eingangsparameter des von den ÜNB vorgeschlagenen probabilistischen Simulationsmodells. Bei den deterministischen Frequenzabweichungen handelt es sich im Wesentlichen um typischerweise zum Stundenwechsel auftretende Frequenzsprünge<sup>6</sup>. Die deterministischen Frequenzabweichungen gehen in die Berechnung jeder Kombination einmal unter Berücksichtigung von Maßnahmen zur Reduzierung von Frequenzabweichungen i.S.d. Art. 138 SO-VO und einmal ohne Berücksichtigung dieser Maßnahmen ein.

Für jede der 40 Kombinationen wird mit Hilfe eines probabilistischen Simulationsmodells die Mindestmenge der FCR berechnet, die erforderlich ist, um die Frequenz innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten. Dazu wird für jede der 40 Kombinationen der Frequenzverlauf bei nach dem Zufallsprinzip auftretenden Störungsereignissen simuliert. Dabei gehen die vorstehend genannten Frequenzstörungsquellen – jeweils mit einer

---

<sup>6</sup> Die Frequenzsprünge werden z.B. durch die stufenförmige, mit hohen Leistungsgradienten („Rampen“) erfolgende Anpassung der Kraftwerkseinspeisung an eine geänderte Merit-Order-Liste bzw. an eine sich kontinuierlich verändernde Last hervorgerufen.

Eintrittswahrscheinlichkeit hinterlegt – als Eingangsparameter ein. Die Simulation wird n-mal wiederholt, um eine große Anzahl zufälliger Variationen all dieser Frequenzstörungenquellen zu generieren. Als Basis für die Simulation dient das Energieversorgungssystem mit den Netz-, Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen des aktuellen Jahres.

Ergibt auch nur einer der je Kombination n-mal durchgeführten Simulationsläufe, dass die Frequenz nicht mehr innerhalb des Bereichs der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand liegt, nimmt das probabilistische Simulationsmodell eine schrittweise Erhöhung der FCR für diese Kombination vor und simuliert mit der erhöhten FCR erneut den Frequenzverlauf wie beschrieben. Dieser Vorgang wird so lange fortgesetzt, bis der simulierte Frequenzverlauf für die entsprechende Kombination innerhalb des Bereichs der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand bleibt. Dann ist die Berechnung für die betrachtete Kombination beendet. Hierdurch ergibt sich für jede der verschiedenen Kombinationen von LER-Anteil und Zeitraum eine bestimmte FCR-Menge, mit der die Frequenz innerhalb der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand gehalten werden kann.

Im Anschluss wird – unter Zugrundelegung der für jede der Kombinationen berechneten FCR-Menge – ein Test durchgeführt, in welchem die Zulässigkeit der jeweiligen Kombination im Hinblick auf die wichtigsten Frequenzereignisse, die in der Vergangenheit aufgetreten sind, berechnet wird. Der Test erfolgt dabei anhand derjenigen realen Frequenzereignisse, die in den letzten 15 Jahren je Synchrongebiet aufgetreten sind. Zu den wichtigsten realen Frequenzereignissen der Vergangenheit zählen in Kontinentaleuropa z.B. die Systemstörung vom 04.11.2006 und der Stromausfall in Italien vom 28.09.2003. So kann beurteilt werden, wie sich der Frequenzhalte- und Frequenzwiederherstellungsprozess bei den wichtigsten tatsächlich aufgetretenen Frequenzereignissen der Vergangenheit unter Vorhandensein von LER entwickelt hätte. Sollte eine Kombination aus LER-Anteil und Zeitraum die Betriebssicherheit verschlechtern und möglicherweise zu einem Stromausfall führen, wird sie als nicht zulässig eingestuft. Nur diejenigen Kombinationen, die den Test anhand der wichtigsten realen Frequenzereignisse bestehen, werden für die Ermittlung der besten Kombination herangezogen.

Auf Basis des Vorschlags sollen zudem für die FCR-Menge, die sich aus dem Simulationsmodell für jede der als zulässig erachteten Kombinationen ergeben hat, unter Zugrundelegung verschiedener Annahmen die FCR-Kosten bestimmt werden. Dabei werden sowohl Anbieter mit begrenzten Energiespeichern entsprechend dem betrachteten LER-Anteil als auch Anbieter mit unbegrenzten Energiespeichern in Höhe der benötigten FCR-Restmenge berücksichtigt. Am Ende des Prozesses ergeben sich für jede zulässige Kombination aus Mindestbringungszeitraum und LER-Anteil die gesamten FCR-Kosten.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere den diesem Beschluss angehängten Vorschlag zu den Annahmen und Methoden für die Kosten-Nutzen-Analyse nach Art. 156 Abs. 11 SO-VO Bezug genommen.

## **B.**

Der gemeinsame Antrag der deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB auf Genehmigung des Vorschlags der ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse nach Art. 156 Abs. 11 SO-VO wird genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet. Die Anforderungen an die Ausgestaltung des Vorschlags sind nach Art. 156 Abs. 11 sowie den Art. 3, 4, 5, 8, 11 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 sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der SO-VO, gewahrt worden.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 3 lit. d Ziffer vi SO-VO i.V.m. 156 Abs. 11 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 (EG) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (**Stromhandels-VO**). Die Zuständigkeit der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 EnWG.

Die Antragstellerinnen haben den zur Genehmigung vorgelegten geänderten Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse mit Eingang am 23.11.2018 sowie den ursprünglichen Antrag mit Eingang am 13.03.2018 bei der Beschlusskammer ordnungsgemäß eingereicht.

Der ursprüngliche Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse ist ausreichend mit den Interessenträgern durch die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa konsultiert worden. Es wurde eine Konsultation gemäß den Vorgaben des Art. 11 SO-VO ordnungsgemäß durchgeführt. Die Antragstellerinnen haben die eingegangenen Stellungnahmen ausreichend dokumentiert und ausgewertet und die vorgetragenen Änderungsbegehren teilweise übernommen. In jedem Fall haben sie fundiert begründet, warum die aus der Konsultation hervorgegangenen Stellungnahmen berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden.

## II. Begründetheit des Antrages

Der Antrag ist auch begründet. Der Vorschlag der Antragstellerinnen erfüllt die Vorgaben der Regelungen des Art. 156 Abs. 11 SO-VO und steht im Übrigen im Einklang mit den weiteren Vorschriften und Zielen der SO-VO.

### 1. Anforderungen des Art. 156 Abs. 11 S. 3 SO-VO

Der Vorschlag erfüllt die Voraussetzungen des Art. 156 Abs. 11 S. 3 SO-VO, wonach die Kosten-Nutzen-Analyse mindestens Folgendes berücksichtigen muss:

- die Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien in verschiedenen LFR-Blöcken,
- die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR im Synchrongebiet,
- die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Netzstabilitätsrisiken, insbesondere aufgrund längerer oder wiederholter Frequenzereignisse,
- die Auswirkungen auf die Netzstabilitätsrisiken und die Gesamtkosten der FCR im Fall einer Erhöhung des Gesamtvolumens der FCR,
- die Auswirkungen technologischer Entwicklungen auf die Kosten der Verfügbarkeitszeiträume für FCR von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern.

#### a) Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien in verschiedenen LFR-Blöcken

Die ÜNB berücksichtigen in ihrem Vorschlag die Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien in verschiedenen LFR-Blöcken.

Eine Definition der „neu aufkommenden Technologie“ findet sich weder in Art. 3 der SO-VO noch in den jeweils in Art. 3 Abs. 1 in Bezug genommenen Definitionen anderer Verordnungen und Richtlinien. Soweit die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (**RfG-VO**) von „aufkommenden Technologien“ spricht, ist dieser Begriff weder in den von der SO-VO ausschließlich in Bezug genommenen Begriffsdefinitionen in Art. 2 RfG-VO enthalten, noch stimmen die Begrifflichkeiten überein, denn die SO-VO spricht in Art. 156 Abs. 11 von „neu aufkommenden Technologien“. Der Begriff der SO-VO muss daher eigenständig ausgelegt werden. Die teleologische Auslegung des Art. 156 Abs. 11 lit. a SO-VO ergibt, dass damit nur solche Technologien gemeint sein können, die zum Genehmigungszeitpunkt in den Synchrongebieten Kontinentaleuropa und Nordeuropa noch nicht so etabliert sind, dass sie – bezogen auf das Synchrongebiet – bereits

über einen hohen Marktanteil verfügen und die die Möglichkeit zur Speicherung elektrischer Energie bieten. Die ÜNB beziehen in ihre Kosten-Nutzen-Analyse sowohl den bisherigen Anteil von Speichertechnologien an der FCR als auch unterschiedliche Produktzeitscheiben ein und treffen so auch Aussagen zu unterschiedlichen Anteilen und Zeitbereichen neu aufkommender Technologien.

Da die ÜNB als Eingangsparameter unterschiedliche historische Frequenzverläufe für die Simulation nutzen, fließen – zumindest indirekt – die Erfahrungen mit den unterschiedlichen Anteilen der bereits an der FCR teilnehmenden neu aufkommenden Technologien und die Erfahrungen mit den unterschiedlichen Zeitbereichen in die Berechnungen ein. Zudem wird für die probabilistische Simulation der Zustand des Energieversorgungssystems im aktuellen Jahr zu Grunde gelegt. Auch dadurch geht das Verhalten derjenigen an das Stromnetz angeschlossenen Speicher und neuen Technologien in die Simulation ein, die in dem bei der Kosten-Nutzen-Analyse betrachteten aktuellen Jahr am Netz waren. Der Vorschlag berücksichtigt damit die Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien hinreichend.

Diese Erfahrungen werden auch, wie von Art. 156 Abs. 11 S. 3 lit. a SO-VO gefordert, für die verschiedenen LFR-Blöcke jeweils separat dargelegt. Ein Leistungs-Frequenz-Regelblock (**LFR-Block**) wird gem. Art. 3 Abs. 2 Nr. 18 SO-VO definiert als ein Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das physisch durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Blöcken abgegrenzt wird, eine oder mehrere LFR-Zonen umfasst und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die Verpflichtung zur Leistungs-Frequenz-Regelung erfüllt/erfüllen. In Art. 4 Abs. 1 des Vorschlags heißt es, dass „alle ÜNB eines Synchrongebietes“ ein probabilistisches Synchronmodell erarbeiten müssen. In Art. 9 S. 1 des Vorschlags heißt es, dass „die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa“ nach Genehmigung durch „alle Regulierungsbehörden der jeweiligen Region“ die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse bei den betreffenden Regulierungsbehörden vorlegen müssen. Hieraus ergibt sich, dass die Kosten-Nutzen-Analyse für jedes Synchrongebiet getrennt durchgeführt wird. Daher wird sowohl für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa als auch für das Synchrongebiet Nordeuropa jeweils eine separate Kosten-Nutzen-Analyse vorgenommen. Dies ist mit der Definition des LFR-Blocks vereinbar, da ein LFR-Block auch ein vollständiges Synchrongebiet umfassen kann. Soweit REstore in ihrer Stellungnahme zum vorliegenden Vorschlag meint, dass zwei unterschiedliche Mindestbringungszeiträume für die Synchrongebiete Kontinental- und Nordeuropa zu Marktverzerrungen führen würden, ist die Möglichkeit einer solchen Unterscheidung also in der SO-VO angelegt.

Durch die Separierung in jeweils eine Kosten-Nutzen-Analyse je Synchrongebiet werden automatisch Erfahrungen aus verschiedenen LFR-Blöcken berücksichtigt. So ist z. B. der historische

Frequenzverlauf des deutschen LFR-Blocks, der dem Frequenzverlauf im gesamten Synchrongebiet Kontinentaleuropa entspricht, anders als der historische Frequenzverlauf des nordischen LFR-Blocks im Synchrongebiet Nordeuropa. Auch unterscheiden sich die aufgetretenen Großstörungsereignisse und die Eintrittswahrscheinlichkeiten der in das Simulationsmodell eingegebenen Frequenzstörungsquellen.

## **b) Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR im Synchrongebiet**

In ihrem Vorschlag berücksichtigen die ÜNB auch die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR im Synchrongebiet.

Art. 3 i.V.m. Art. 6 Abs. 2 lit. a und b des Vorschlags sehen vor, dass in die Kosten-Nutzen-Analyse verschiedene Kombinationen aus LER-Anteil und Zeitraum einbezogen werden.

Art. 5 Abs. 1 des Vorschlags sieht vor, mit Hilfe einer FCR-Kostenkurve die FCR-Kosten zu bestimmen. Dabei werden anhand von Annahmen und Beschreibungen zur Kostenschätzung die FCR-Kosten bestimmt. Die Untersuchung gewährleistet dabei, dass alle vier Zeiträume (15, 20, 25 und 30 Minuten) – vergleichbar einer Sensitivitätsuntersuchung – betrachtet werden. Dadurch lassen sich die geforderten Auswirkungen des Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR analysieren. Je Synchrongebiet wird gem. Art. 5 Abs. 2 des Vorschlags eine FCR-Kostenkurve definiert, die sowohl LER- als auch Nicht-LER-Anbieter umfasst. In der Beurteilung der Gesamt-Systemkosten werden also sowohl Anbieter mit begrenzten Energiespeichern als auch Anbieter mit unbegrenzten Energiespeichern berücksichtigt.

Die Kosten bei Anbietern mit unbegrenzten Energiespeichern werden dabei in Abhängigkeit vom Energiepreis an den Energiemärkten und den variablen Kosten der Anlage berechnet. Dies folgt aus Art. 5 Abs. 2 S. 2 des Vorschlags, wonach die FCR-Kosten für Nicht-LER-FCR-Anbieter berechnet werden, indem im Mindestfall die Grenzkosten des FCR-Anbieters mit dem Day-Ahead-Energie-Grenzpreis des Marktgebiets verglichen werden. Der Vergleich ermöglicht die Schätzung der Kosten, die für die Reservekapazität zur FCR-Bereitstellung anfallen.

Bei den FCR-Kosten für Anbieter mit begrenzten Energiespeichern wird gem. Art. 5 Abs. 2 S. 4 bis 9 des Vorschlags unterschieden zwischen zukünftig installierten LER, deren Kosten unter Berücksichtigung von Investition, OPEX und Opportunitätskosten (sofern zutreffend) berechnet werden und bereits existierenden LER, bei denen OPEX und Opportunitätskosten (sofern zutreffend) berücksichtigt werden. Diese Beiträge sollen jeweils nur berücksichtigt werden, wenn sie anfallen, um sich für die Lieferung von FCR zu qualifizieren. Die zukünftig installierte LER-

Kapazität hängt von den verwendeten Annahmen in dem jeweiligen Szenario ab; zu jedem LER-Anteil korrespondiert ein Wert zukünftig installierter LER, unabhängig vom Jahr der Installation. Eine methodische Herleitung der FCR-Kosten für bestehende und zukünftig installierte LER fehlt bislang. Die Antragstellerinnen werden aufgefordert, der Bundesnetzagentur gemeinsam mit der Vorlage der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Art. 156 Abs. 11 SO-VO auch nachvollziehbar darzulegen, wie die Kosten für bestehende und zukünftig installierte LER hergeleitet wurden.

Der gewählte Mindestbringungszeitraum der LER-Einheiten kann sich dabei folgendermaßen auf die FCR-Kosten auswirken: Bei einem geringen Mindestbringungszeitraum benötigt das System möglicherweise aufgrund des Vorhandenseins von LER mit geringerer Speicherkapazität eine höhere Menge an Gesamt-FCR, die vorzuhalten und zu vergüten ist. Ein geringerer Mindestbringungszeitraum erfordert jedoch auch zugleich geringere Investitionskosten für LER und umgekehrt. Zudem werden gem. Art. 5 Abs. 2 S. 8 des Vorschlags die Auswirkungen, die die Schwankungen der Energiespeicheranforderungen (in Verbindung mit dem Zeitraum) auf die FCR-Kosten für LER haben, berücksichtigt.

Die TIWAG hält es für nicht nachvollziehbar, warum Investition, OPEX und Opportunitätskosten bei zukünftig installierten LER nur dann berücksichtigt werden sollen, wenn diese für die Präqualifikation zum FCR Markt anfallen. Sie meint, relevante Speicher für den 15-bis-30-Minuten-Zeitraum, welche mit einer Kapazität von weniger als einer Vollbetriebsstunde dediziert ausgelegt würden, müssten auch ihre Gesamtinvestitionskosten und Kosten für Betriebsführung am FCR-Markt verdienen können, da diesen LER im Wesentlichen entweder nur dieser Markt oder ggf. preislich damit verknüpfte Spotmärkte zur Verfügung stünden. Die TIWAG schließt daraus, dass Investition, OPEX und Opportunitätskosten bei diesen Speichertypen stets voll zu berücksichtigen seien. Dem ist entgegenzuhalten, dass als LER auch Anlagen in Betracht kommen, wie etwa Elektrofahrzeug-Batterien oder mit PV- oder Windanlagen gekoppelte Batteriesysteme, die zusätzlich zur FCR noch andere Dienste bereitstellen können. In diesen Fällen werden die Anlagen für Dienste entwickelt, die mit der FCR-Bereitstellung nichts zu tun haben und über die den Anlagen eine oder gar mehrere alternative Einnahmequellen zur Verfügung stehen. Es ist also gerechtfertigt, die Investitionskosten nur teilweise auf die FCR-Kosten anzurechnen. Vor allem aber handelt es sich bei der vorgeschlagenen Kosten-Nutzen-Analyse um ein reines Rechenmodell zur Berechnung möglicher FCR-Kosten. Die Kosten für zukünftig installierte FCR sind dabei einer der angenommenen Eingangsparameter, hindern den zukünftigen Anbieter einer solchen Anlage jedoch nicht daran, die benannten Kosten in sein Angebot einzupreisen. Ob er die Kosten letztendlich am FCR-Markt verdienen kann, hängt dabei nicht von der Rechensimulation für die Kosten-Nutzen-Analyse, sondern vom Marktergebnis ab. Eine Garantie darauf, bei Abgabe eines Gebots auch bezuschlagt zu werden, steht dem Anbieter nicht zu.

REstore fordert, dass auch die positiven Effekte einer Erhöhung des Anteils von FCR-Anbietern mit begrenzten Energiespeichern in Betracht gezogen werden. Diese positiven Effekte sind allerdings ökonomisch schwer zu beschreiben und nach Auffassung der Beschlusskammer im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse nicht oder höchstens näherungsweise darzustellen. Um die positiven volkswirtschaftlichen Effekte einer Erhöhung des Anteils von FCR-Anbietern mit begrenzten Energiespeichern umfassend zu analysieren, bedürfte es der Zugrundelegung eines komplexen dynamischen Marktmodells für den FCR-Markt. Es ist weder die Betrachtung der positiven Effekte einer Erhöhung des Anteils von FCR-Anbietern mit begrenzten Energiespeichern noch eine dahingehende Analyse von der SO-VO gefordert, so dass der Einwand einer Genehmigung nicht entgegensteht.

REstore fordert zudem, dass die ÜNB vollumfänglich harmonisierte Anforderungen an den Mindestbringungszeitraum erarbeiten sollen, welche sämtliche Anforderungen an FCR-Anbieter mit begrenzten Energiespeichern sowohl außerhalb als auch während des gefährdeten Zustands berücksichtigen sollen und im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens zu prüfen sein sollen. Die Berücksichtigung des Zeitraums vor Auslösung des gefährdeten Zustands mit Hilfe der vorgeschlagenen Kosten-Nutzen-Analyse ist allerdings von der SO-VO nicht gefordert. Gleichwohl ist in der Simulation gem. Art. 9 Abs. 6 des Vorschlags vorgesehen, auch die aktivierte Energie und die im Speicher verbleibende Restenergie bereits ab dem ersten Überschreiten der Grenzwerte des Standardfrequenzbereichs zu berechnen, wenn eine kontinuierliche Überschreitung des Standardfrequenzbereichs das spätere Auslösen eines gefährdeten Zustands einschließen sollte. Diese Berechnung könnte damit später Basis von harmonisierten Präqualifikationsbedingungen auf ÜNB-Ebene sein, wenngleich sich der zu genehmigende Mindestbringungszeitraum nicht auf die Zeit vor Auslösung des gefährdeten Zustands beziehen wird. Klarzustellen ist an dieser Stelle, dass sich der Mindestbringungszeitraum, der gem. Art. 156 Abs. 10 SO-VO nach Abschluss der Kosten-Nutzen-Analyse von den ÜNB vorgeschlagen werden muss, auf einen Zeitraum zwischen 15 und 30 Minuten beziehen muss, der erst mit der Auslösung des gefährdeten Zustands beginnt. Dies ist von den ÜNB in den Berechnungen zur Kosten-Nutzen-Analyse zu beachten.

**c) Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Netzstabilitätsrisiken, insbesondere aufgrund längerer oder wiederholter Frequenzereignisse**

Durch die vorgeschlagene Kosten-Nutzen-Analyse werden die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Netzstabilitätsrisiken, insbesondere aufgrund längerer oder wiederholter Frequenzereignisse, simuliert und von den ÜNB berücksichtigt.

Gem. Art. 4 Abs. 4 S. 1 des Vorschlags setzt das probabilistische Simulationsmodell eine iterative Methode ein, um die erforderliche FCR zu berechnen. Bei jedem Durchlauf wird gem. Art. 4 Abs. 4 S. 2 des Vorschlags geprüft, ob die Frequenz innerhalb des Bereichs der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand liegt. Der Simulationsprozess muss gem. Art. 4 Abs. 5 S. 1 des Vorschlags in der Lage sein, die Betriebskonditionen für jedes Synchrongebiet über mehrere Jahre hinweg zu simulieren, indem per Zufallsprinzip langfristige Frequenzabweichungen und Ausfälle der relevanten Netzbetriebsmittel bzw. Erzeugungsanlagen betrachtet werden. Das Ziel ist gem. Art. 4 Abs. 5 des Vorschlags die Generierung einer großen Anzahl zufälliger Kombinationen aus allen möglichen Frequenzstörungenquellen.

In das probabilistische Simulationsmodell werden gem. Art. 4 Abs. 2 des Vorschlags die folgenden Frequenzstörungenquellen eingegeben:

- Deterministische Frequenzabweichungen, also solche Abweichungen, die im Laufe des Tages in bestimmten Zeiträumen und mit speziellem Tendenzverhalten auftreten und mit guter Näherung prognostiziert werden können (z.B. marktbedingte Auswirkungen durch die sog. Stundensprünge, s. o.). Sie werden mit Hilfe historischer Frequenzdaten der letzten 15 Jahre, einschließlich des Jahres 2017, analysiert, aus deren Frequenzabweichungen statistisch die typischen Verläufe und Amplituden ermittelt werden.
- Langfristige Frequenzabweichungen. Art. 2 Abs. 2 lit. g des Vorschlags definiert die „langanhaltende<sup>7</sup> Frequenzabweichung“ als ein „Ereignis mit einer durchschnittlichen, stationären Frequenzabweichung, die über dem Standard-Frequenzbereich liegt und über einen Zeitraum hinweg bestehen bleibt, der die Frequenzwiederherstellungszeit übersteigt“. In der Regel hängen diese Abweichungen mit der Ausschöpfung der FRR in einer einzelnen LFR-Zone zusammen, falls die dortige FRR nicht ausreicht, um die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz zurückzuführen. Dann wird ein Teil des Leistungsungleichgewichts kontinuierlich über die FCR des gesamten Synchrongebiets ausgeglichen, was zu einer länger anhaltenden Frequenzabweichung führen kann. Die langfristigen Frequenzabweichungen werden mit Hilfe der historischen Frequenzverläufe der letzten 15 Jahre, einschließlich des Jahres 2017, analysiert und mit Hilfe eines probabilistischen Ansatzes berücksichtigt. Das Monte-Carlo-Modell muss dann per Zufallsprinzip die langfristigen Frequenzabweichungen simulieren.

---

<sup>7</sup> Die Begriffe „langanhaltende“ und „langfristige“ Frequenzabweichungen sind gleichzusetzen, wie sich aus dem Originalwortlaut der englischen Fassung des geänderten Antrags ergibt. Bei den unterschiedlichen Begrifflichkeiten in der deutschen Version des geänderten Antrags handelt es sich um einen redaktionellen Fehler.

- Ausfälle wichtiger Netzbetriebsmittel, wobei eine Liste aller Netzbetriebsmittel erstellt wird, deren Ausfall zu relevanten Last- und Erzeugungsverlusten und somit zu einer relevanten FCR-Aktivierung führen. Untersucht werden mindestens das Versagen kritischer Sammelschienen, die Ausfälle kritischer Umspannwerke sowie auch der Ausfall von Erzeugungsanlagen. Für jeden Ausfall wird eine Ausfallwahrscheinlichkeit definiert. Die Ausfälle werden mit einem Monte-Carlo-Ansatz nachgebildet.

Die Simulation der Frequenz erfolgt mit Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells, welches gem. Art. 9 Abs. 5 des Vorschlags mindestens die Frequenzwiederherstellungsprozess-Einsatzdynamik, die Systemstatik und die Selbstregulierung der Last simulieren muss. Das Dynamikmodell simuliert einen vereinfachten Leistungs-Frequenz-Regelungsprozess und berechnet so den zeitlichen Verlauf der Rückführung der Frequenz auf den Sollwert. Der gewählte Ansatz dient der Beurteilung, welche Auswirkung die LER-Entleerung auf eine Reihe unterschiedlicher Netzbetriebszustände hat.

Gemäß Art. 4 Abs. 2 des Vorschlags müssen alle verfügbaren Informationen berücksichtigt werden, die sich auf die zueinander bestehende Abhängigkeit der drei oben genannten Frequenzstörungen beziehen, um zu verhindern, dass bestimmte Phänomene doppelt gezählt werden. So werden Überschneidungen zwischen deterministischen Frequenzabweichungen und anderen Phänomenen, insbesondere Ausfällen, identifiziert und zur Vermeidung einer doppelten Berücksichtigung eliminiert. Auch die langfristigen Frequenzabweichungen müssen dabei berücksichtigt werden, weil sie sich mit den anderen Frequenzabweichungsquellen überlagern können. Gem. Art. 4 Abs. 3 des Vorschlags ist neben dem LER-Anteil und dem Zeitraum auch die durchschnittliche Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der FRR (vgl. Definition in Art. 2 Abs. 2 lit. h des Vorschlags, full activation time (**FAT**)) des Synchrongebietes ein Eingabeparameter für das Simulationsmodell.

REstore meint, dass der Mindestbringungszeitraum für die FCR nicht dazu dienen dürfe, die Ineffizienzen anderer Regelreservearten zu kompensieren und fordert, dass die Auswirkungen historischer Ereignisse oder Störungen anderer Regelreservearten begrenzt bzw. ausgeschlossen werden. Ein vollständiger Ausschluss von Störungen anderer Regelreservearten wird der Kosten-Nutzen-Analyse jedoch berechtigterweise nicht zu Grunde gelegt. Dies wäre unter dem Gesichtspunkt der Systemstabilität fahrlässig, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass die auf die FCR folgenden Regelreservearten nicht oder nur teilweise in der Lage sind, die Frequenz wieder auf den Sollwert zurückzuführen. Denn auch bei sorgfältigster und gewissenhaftester Anforderung und Erbringung von FRR können Fehler nie ganz ausgeschlossen werden. Eine Störung bei der Erbringung der auf die FCR folgenden Regelreservearten wird daher zu Recht mittelbar durch die langfristigen Frequenzabweichungen berücksichtigt. Ein direkter Ein-

fluss auf die Länge des Mindestbringungszeitraums der LER besteht dadurch jedoch nicht. Denn die langfristigen Frequenzabweichungen werden lediglich als Eingangsparameter herangezogen, um die Mindestmenge der FCR zu berechnen, die erforderlich ist, um die Frequenz innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten. Der Frequenzwiederherstellungsprozess (**FWP**) wird gem. Art. 9 Abs. 2 jedoch ohne FRR-Beschränkungen simuliert. Die auf die FCR folgenden Regelreservearten werden also in der dynamischen Simulation als unerschöpflich angenommen und deren reguläre, fehlerfreie Erbringung wird stets unterstellt. Die Länge des Mindestbringungszeitraums und damit mittelbar die Anforderungen an die Dimensionierung des Speichers ergeben sich aber erst aus dem FWP. Durch die Simulation eines regulären und fehlerfrei verlaufenden FWP ist somit gewährleistet, dass der Mindestbringungszeitraum bei den LER nicht überdimensioniert wird.

#### **d) Auswirkungen auf die Netzstabilitätsrisiken und die Gesamtkosten der FCR im Fall einer Erhöhung des Gesamtvolumens der FCR**

Durch das vorgeschlagene Simulationsverfahren betrachten die ÜNB in ihrem Vorschlag auch die Auswirkungen auf die Netzstabilitätsrisiken und die Gesamtkosten der FCR im Fall einer Erhöhung des Gesamtvolumens der FCR.

Wie im Sachverhalt beschrieben, setzt das probabilistische Simulationsmodell gem. Art. 4 Abs. 4 S. 1 des Vorschlags eine iterative Methode ein, um die erforderlichen FCR zu berechnen. Bei jedem Durchlauf verwendet das probabilistische Simulationsmodell (vgl. hierzu die Ausführungen unter B.II.1.c)) gem. Art. 4 Abs. 4 S. 2 des Vorschlags einen Monte-Carlo-Simulationsprozess, um zu prüfen, ob die Frequenz im stationären Zustand innerhalb des Bereichs der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand liegt. Wenn diese Bedingung nicht erfüllt wird, nimmt das probabilistische Simulationsmodell gem. Art. 4 Abs. 4 S. 4 des Vorschlags eine schrittweise Erhöhung der FCR vor und berechnet den nächsten Durchlauf. Sobald die Bedingung erfüllt ist, wird die Berechnung beendet.

Die Mindestmenge der FCR, die erforderlich ist, um die Frequenz innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten, wird gem. Art. 5 Abs. 1 des Vorschlags verwendet, um mithilfe einer FCR-Kostenkurve die FCR-Kosten zu bestimmen, die für jedes Szenario entstehen. Die Berechnung der Kosten erfolgt gemäß den Ausführungen in diesem Beschluss unter B. II. 1. b). Eine Erhöhung der FCR zieht dabei einen Anstieg der Systemkosten nach sich, der beurteilt werden muss. Die Entscheidung, ob die FCR erhöht werden soll, um eine Erschöpfung der LER zu kompensieren, die nicht durch die verbleibenden FCR-Anbieter ausgeglichen werden kann, erfolgt unter Berücksichtigung aller simulierten Jahre, damit sie all die verschiedenen Betriebskonditionen, mit denen Frequenzhaltungsprozess und Frequenzwieder-

derherstellungsprozess umgehen müssen, möglichst repräsentativ abdeckt. Die Anzahl der simulierten Jahre wird dabei so groß sein, dass statistisch signifikante Ergebnisse gewährleistet werden.

Da das für den probabilistischen Ansatz verwendete Frequenz-Simulations-Modell eine Vereinfachung des realen Stromsystems darstellt und wichtige Phänomene (wie Leitungsüberlastung, Spannungsprobleme etc.) vernachlässigt, sieht die Kosten-Nutzen-Analyse vor, dass die Auswirkungen der LER-Entleerung anhand bereits vorgekommener Störungsereignisse getestet werden. Um die Auswirkungen einer durch eine vorzeitige LER-Entleerung auf die Netzstabilitätsrisiken zu berücksichtigen, werden die wichtigsten tatsächlichen Netzstörungen simuliert, die in jedem der Synchrongebiete in den letzten 15 Jahren aufgetreten sind. Gem. Art. 7 Abs. 1 des Vorschlags werden die wichtigsten Frequenzstörungen, die in der Vergangenheit aufgetreten sind, unter einer Nachstellung des Vorhandenseins von LER simuliert, damit beurteilt werden kann, wie sich eine potentielle Energieentleerung auf die Systemstabilität ausgewirkt haben würde. Deshalb muss gem. Art. 7 Abs. 2 des Vorschlags für jede Kombination aus Zeitraum und LER-Anteil eine Simulation der wichtigsten realen Frequenzereignisse durchgeführt werden. In Kontinentaleuropa werden beispielsweise die Systemstörung vom 04.11.2006 und der Stromausfall in Italien vom 28.09.2003 getestet. Sollte eine Kombination aus Zeitraum und LER-Anteil die Betriebssicherheit verschlechtern und möglicherweise zu einem Stromausfall führen, muss diese Kombination gem. Art. 7 Abs. 2 S. 2 des Vorschlags als nicht zulässig eingestuft werden.

**e) Auswirkungen technologischer Entwicklungen auf die Kosten der Verfügbarkeitszeiträume für FCR von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern**

Die ÜNB beziehen in ihren Vorschlag auch die Auswirkungen technologischer Entwicklungen auf die Kosten der Verfügbarkeitszeiträume für FCR von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern ein.

Da die ÜNB in der Kosten-Nutzen-Analyse verschiedene Kombinationen zwischen Mindestbringungszeitraum und LER-Anteil zu Grunde legen und dabei LER-Anteile bis zu 100% simulieren, wird berücksichtigt, dass der LER-Anteil durch künftige technologische Entwicklungen steigen kann. Auch für Kombinationen mit einem hohen LER-Anteil werden mit Hilfe des vorgeschlagenen Modells die Kosten berechnet. Da jedoch der genaue Anteil der zukünftig installierten LER an dem der Simulation zu Grunde gelegten LER-Anteil nicht klar aus den Annahmen und Methoden hervorgeht, werden die Antragstellerinnen aufgefordert, bei der Vorlage der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Art. 156 Abs. 11 SO-VO die genaue Höhe der berücksichtigten zukünftig installierten LER und die damit verbundene Kostenkurve hervorzuheben.

Der Vorschlag sieht zudem gem. Art. 6 Abs. 3<sup>8</sup> vor, dass bei allen Analysen mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems sowie kurzfristige Vorschriften zu berücksichtigen sind.

## **2. Erfüllung der Ziele der SO-VO**

Der Vorschlag der ÜNB berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der SO-VO und der Stromhandels-VO. Die Festlegung eines Mindesterbringungszeitraums, den die FCR-Anbieter im gefährdeten Zustand gewährleisten müssen, und die die Ergebnisse der verfahrensgegenständlichen Kosten-Nutzen-Analyse nach Art. 156 Abs. 11 SO-VO berücksichtigt, gewährleistet sowohl gem. Art. 4 Abs. 1 lit. a SO-VO die Festlegung gemeinsamer Anforderungen und Grundsätze für die Betriebssicherheit als auch gem. Art. 4 Abs. 1 lit. d SO-VO die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union. Zudem trägt sie zum effizienten Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und Stromsektors in der Union bei, wie er von Art. 4 Abs. 1 lit. h SO-VO gefordert wird.

Der von den ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa vorgelegte gemeinsame Vorschlag für die Annahmen und Methoden einer durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse enthält gemäß Art. 6 Abs. 6 SO-VO einen vorgeschlagenen Zeitplan für die Umsetzung. Art. 10 Abs. 2 des Vorschlags sieht dazu vor, dass die ÜNB von Kontinentaleuropa und Nordeuropa die angenommene Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag 12 Monate nach deren Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa angewandt haben müssen. Die Anwendung muss erfolgen, indem die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse, die von den ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa in Übereinstimmung mit der angenommenen Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag durchgeführt wurde, an die betroffenen Regulierungsbehörden weitergegeben werden, wobei für FCR-Anbieter mit begrenzten Energiespeichern ein Zeitraum vorgeschlagen wird, für den diese die FCR im gefährdeten Zustand kontinuierlich voll aktivieren können müssen. Dieser Zeitraum darf nicht länger als 30 Minuten und nicht kürzer als 15 Minuten sein. Dieses Vorgehen steht des Weiteren im Einklang mit den Vorgaben aus Art. 156 Abs. 11 SO-VO.

Gründe, die gegen eine Genehmigung des vorgelegten Vorschlags für Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse sprechen, sind nicht ersichtlich. Die Punkte, die in den Stellungnahmen während der nationalen Konsultation des geänderten Antrags genannt werden, begründen keine durchgreifenden Bedenken gegen eine Genehmigung. So-

---

<sup>8</sup> Die Zitierung bezieht sich auf die deutsche Übersetzung des Vorschlagsdokuments. In der englischen Version des Vorschlags findet sich die zitierte Vorschrift in Art. 6 Abs. 2.

weit nicht bereits auf die vorgetragenen Bedenken und Anregungen eingegangen wurde, ist Folgendes zu den vorgetragenen Punkten zu sagen:

Soweit der bne und REstore fordern, dass die Ergebnisse der verfahrensgegenständlichen Analyse mit den Marktteilnehmern diskutiert werden sollen, bevor Entscheidungen zur Mindestaktivierungszeit getroffen werden, fordert die SO-VO eine gesonderte Konsultation der Analyseergebnisse nicht. Der Vorschlag zum Mindesterbringungszeitraum gem. Art. 156 Abs. 10 SO-VO ist dagegen gem. Art. 11 Abs. 1, 2 i.V.m. Art. 6 Abs. 3 lit. d Ziffer v SO-VO zur Konsultation zu stellen. Eine Konsultationspflicht würde gem. Art. 7 Abs. 4 SO-VO auch für eventuelle Anpassungen der Kosten-Nutzen-Analyse oder des Mindesterbringungszeitraums gelten. Der auf Basis der verfahrensgegenständlichen Kosten-Nutzen-Analyse festzulegende Mindesterbringungszeitraum dient zudem der von REstore geforderten weiteren europäischen Harmonisierung der FCR-Anforderungen.

Der bne meint, dass in dem Vorschlag auch die Abhängigkeiten zwischen FCR und aFRR zu berücksichtigen seien, da die Marktergebnisse im FCR-Markt auch Auswirkungen auf den aFRR-Markt hätten und zudem eine Variation der Parameter im aFRR-Markt eine Veränderung der Anforderungen an die Mindesterbringungszeit der FCR zur Folge haben und damit kostengünstigere Lösungen ermöglichen könnte. In eine ähnliche Richtung geht auch die Stellungnahme von REstore, wonach die Auswirkungen der laufenden Harmonisierung und Weiterentwicklung der aFRR-Anforderungen in der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt werden sollten. REstore trägt vor, dass eine Änderung der technischen aFRR-Parameter auf europäischer Ebene (Full Activation Time, Merit-Order Activation) die Reaktionsreihenfolge des Systems auf ein Frequenzereignis strukturell ändern könne. Dies habe direkte Auswirkungen auf die Anforderungen an den Mindesterbringungszeitraum für FCR: Wenn z.B. aFRR zukünftig früher abgerufen werde als bisher, reduziere dies den Zeitraum, in dem FCR aufrechterhalten werden müsse. REstore bittet daher, diese eindeutigen Abhängigkeiten zwischen FCR und aFRR in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen, anstatt Angebot und Nachfrage auf dem aFRR-Markt isoliert zu betrachten. Dem ist entgegenzuhalten, dass eine Betrachtung der aFRR-Anforderungen in dem Vorschlag zur Kosten-Nutzen-Analyse von der Verordnung nicht gefordert ist und darüber hinaus auch zweifelhaft ist, wie bislang nicht feststehende, da noch nicht genehmigte Parameter aus europäischen Harmonisierungsbestrebungen als Eingangsgrößen für eine Kosten-Nutzen-Analyse genutzt werden können. Soweit REstore fordert, dass Anpassungen der Kosten-Nutzen-Analyse und des Mindesterbringungszeitraums aufgrund der Bedeutung dieser Parameter für Investitionsentscheidungen nur unter bestimmten Umständen (z.B. bei Nachweis der tatsächlichen Erfordernisse) geschehen sollen, steht eine laufende Aktualisierung aufgrund des Aufwands und der Dauer der Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse nicht zu erwarten. Anpassungen haben sich auf das tatsächlich Notwendige zu beschränken.

### **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. Eine Änderung der Annahmen und Methoden der Kosten-Nutzen-Analyse kann jedoch unter verschiedenen Voraussetzungen notwendig werden. Art. 8 Abs. 2 S. 2 des Vorschlags sieht vor, dass im Falle von Änderungen der Annahmen durch zusätzliche Anforderungen, die sich aus Art. 118 SO-VO ergeben, eine aktualisierte Kosten-Nutzen-Analyse erstellt werden muss: Gem. Art. 118 Abs. 1 lit. b SO-VO i.V.m. Art. 154 Abs. 2 SO-VO können weitere Eigenschaften für FCR von den ÜNB vorgeschlagen und von den Regulatorischen Behörden genehmigt werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass sich die LER-Definition, wie sie in Art. 2 Abs. 2 lit. a des Vorschlags vorgesehen ist, noch ändert. Auch sieht Art. 8 Abs. 2 des Vorschlags vor, dass im Falle signifikanter Änderungen bei den Annahmen der Methode, die dazu führen können, dass diese unzuverlässig wird, die ÜNB eine verbesserte Methode zur Genehmigung bei den nationalen Regulatorischen Behörden einreichen müssen.

Zusätzlich zu den bereits im Vorschlag angelegten Änderungen können auch unter weiteren Voraussetzungen Änderungen der Annahmen und Methoden der Kosten-Nutzen-Analyse erforderlich werden. Dies kann etwa dann der Fall sein, wenn sich die Erzeugungslandschaft oder das Marktdesign – insbesondere, aber nicht nur im Hinblick auf die Regelreserven – so wesentlich ändern, dass mit den vorgelegten Annahmen und Methoden keine sinnvollen Ergebnisse mehr zu erzielen sind.

Ebenfalls muss eine Änderung der Annahmen und Methoden der Kosten-Nutzen-Analyse möglich sein, wenn während der Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse oder auch nachträglich methodische Fehler identifiziert werden.

Aus den genannten Gründen kann der Widerruf 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

Andreas Faxel  
Beisitzer

Dr. Jochen Patt  
Beisitzer

---

**Vorschlag aller ÜNB in Kontinentaleuropa und  
Nordeuropa zu den Modalitäten und Methoden für die  
Kosten-Nutzen-Analyse in Übereinstimmung mit Artikel  
156(11) der Verordnung der Kommission (EU)  
2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer  
Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb**

---

Datum: 07.12.2018

---

## Inhalt

Präambel.....	3
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich .....	5
Artikel 2 Begriffsbestimmung und Auslegung.....	5
Artikel 3 Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse Ergebnisse und Verfahren .....	6
Artikel 4 Probabilistisches Simulationsmodell .....	6
Artikel 5 Beurteilung der Kosten für die FCR .....	8
Artikel 6 Simulationsszenarien.....	8
Artikel 7 Simulation der relevantesten, realen Frequenzereignisse unter der Annahme des Vorhandenseins von LER.....	9
Artikel 8 Ermittlung des Zeitraums .....	9
Artikel 9 Modalitäten zur Kosten-Nutzen-Analyse.....	10
Artikel 10 Veröffentlichung und Anwendung der Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag .....	10
Artikel 11 Sprache.....	11

Alle ÜNB in Kontinentaleuropa und Nordeuropa werden Folgendes berücksichtigen:

### Präambel

- (1) Dieses Dokument ist ein gemeinsamer Vorschlag aller Übertragungsnetzbetreiber der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa (nachstehend „ÜNB“ genannt) in Bezug auf die Festlegung von Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse, um den Zeitraum zu ermitteln, den die Frequenzhaltungsreserven (nachstehend „FCR“ genannt) liefernden Einheiten oder -Gruppen (nachstehend „FCR-Anbieter“ genannt) mit begrenzten Energiespeichern während eines gefährdeten Zustands verfügbar bleiben müssen, wie es in Artikel 156 (11) der Verordnung der Kommission (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (hier im Folgenden als „SO GL“ [System Operation Guideline] bezeichnet) vorgesehen ist. Dieser Vorschlag wird nachstehend „Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag“ genannt.
- (2) Die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der SO GL sowie die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rats vom 13. Juli 2009 über Bedingungen für den Netzzugang im grenzüberschreitenden Stromhandel (im Folgenden als „Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ bezeichnet). Das Ziel der SO GL besteht darin, die Betriebssicherheit, die Frequenzqualität und die effiziente Nutzung des Verbundsystems und der Ressourcen zu gewährleisten. Zu diesem Zweck definiert sie für die FCR-Anbieter Anforderungen, mit denen sichergestellt wird, dass deren FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR im gefährdeten Zustand für einen nach Artikel 156 (10) und (11) der SO GL festzulegenden Zeitraum kontinuierlich und vollständig zu aktivieren.
- (3) Artikel 156 (9) der SO GL sieht vor, dass, sofern es keinen gemäß Artikel 156 (10) und (11) der SO GL festgelegten Zeitraum gibt, jeder FCR-Anbieter sicherstellen muss, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR durchgehend mindestens 15 Minuten lang vollständig oder, im Falle von Frequenzabweichungen, die unterhalb des für eine vollständige FCR-Aktivierung erforderlichen Wertes liegen, für einen entsprechenden Zeitraum oder für einen von den ÜNB festgelegten Zeitraum zu aktivieren, der 30 Minuten nicht über- und 15 Minuten nicht unterschreiten darf. Darüber hinaus sieht der Artikel vor, dass, falls ein Zeitraum gemäß Artikel 156(9) und Artikel 156(10) der SO GL festgelegt worden ist, jeder FCR-Anbieter sicherstellen muss, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern die FCR im gefährdeten Zustand für den festgelegten Zeitraum kontinuierlich und vollständig aktivieren können.
- (4) Artikel 156 (10) der SO GL sieht vor, dass alle ÜNB in Kontinentaleuropa und Nordeuropa einen Vorschlag zu dem Mindestbringungszeitraum erarbeiten, der von den FCR-Anbietern zu gewährleisten ist, wobei dieser festgelegte Zeitraum nicht länger als 30 Minuten und nicht kürzer als 15 Minuten sein darf. Dieser Vorschlag muss die Ergebnisse der gemäß Artikel 156 (11) der SO GL durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse vollständig berücksichtigen.
- (5) Artikel 156 (11) der SO GL sieht vor, dass die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa Modalitäten und Methoden für eine Kosten-Nutzen-Analyse vorschlagen, die der Beurteilung des Zeitraums dient, für den die FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern im gefährdeten Zustand verfügbar bleiben müssen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse muss mindestens Folgendes berücksichtigen:

- (a) die Erfahrungen mit unterschiedlichen Zeitbereichen und Anteilen neu aufkommender Technologien in verschiedenen LFR-Blöcken,
  - (b) die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Gesamtkosten der FCR im Synchrongebiet,
  - (c) die Auswirkungen eines festgelegten Zeitraums auf die Netzstabilitätsrisiken, insbesondere aufgrund längerer oder wiederholter Frequenzereignisse,
  - (d) die Auswirkungen auf die Netzstabilitätsrisiken und die Gesamtkosten der FCR im Fall einer Erhöhung des Gesamtvolumens der FCR,
  - (e) die Auswirkungen technologischer Entwicklungen auf die Kosten der Verfügbarkeitszeiträume für FCR von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern.
- (6) Diese Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag bezieht sich ausschließlich auf FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern.

In Übereinstimmung mit Artikel 6 (6) der SO GL muss beschrieben werden, welche Auswirkungen die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag voraussichtlich auf die Ziele der SO GL (wie angegeben in Artikel 4 (1) der SO GL) haben wird. Die vorgeschlagene Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag trägt in der Regel zum Erreichen der Ziele von Artikel 4 (1) der SO GL bei. Konkret ausgedrückt gibt die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag den ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa eine Methode an die Hand, mit der sie einen Vorschlag zum von den FCR-Anbietern zu gewährleistenden Mindesterbringungszeitraum bewerten und entwickeln können. Die Festlegung eines Mindesterbringungszeitraums, den die FCR-Anbieter im gefährdeten Zustand gewährleisten müssen, trägt zur Festlegung der allgemeinen Betriebssicherheitsanforderungen und -grundsätze bei, wie sie in Artikel 4 (1) (a) der SO GL ausgeführt sind. Des Weiteren hilft dies bei der Gewährleistung der Bedingungen, die für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union gemäß Artikel 4 (1) (d) der SO GL erforderlich sind. Und letztlich trägt es auch zum effizienten Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und des Stromsektors in der Union bei, wie es in Artikel 4 (1) (h) der SO GL vorgesehen ist. Die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag hat keine Auswirkung auf die anderen Ziele, die in Artikel 4 (1) der SO GL aufgeführt sind.

- (7) Zusammenfassend trägt die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag dazu bei, hinsichtlich der Gewährleistung der Betriebssicherheit die allgemeinen Ziele der SO GL zu erreichen, indem für die vollständige FCR-Aktivierung im gefährdeten Zustand ein angemessener Zeitraum definiert wird, wobei zum Vorteil aller Marktteilnehmer und der Stromendverbraucher die Kosten und Nutzen des festgelegten Zeitraums berücksichtigt werden.

**VORLAGE DER FOLGENDEN METHODE ZUR KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE FÜR DEN FCR-VORSCHLAG BEI ALLEN REGULIERUNGSBEHÖRDEN DER SYNCHRONGEBIETE KONTINENTALEUROPA UND NORDEUROPA:**

## **Artikel 1** **Gegenstand und Anwendungsbereich**

Die Modalitäten und Methoden zur Kosten-Nutzen-Analyse, wie sie in dieser Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag festgelegt worden sind, gelten als gemeinsamer Vorschlag aller ÜNB in Kontinentaleuropa und Nordeuropa, und zwar in Übereinstimmung mit Artikel 156 (11) der SO GL, und bilden die Grundlage, auf der die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa den Mindesterbringungszeitraum ermitteln müssen, der in Übereinstimmung mit Artikel 156 (10) der SO GL von den FCR-Anbietern gewährleistet werden muss.

Dieses Ergebnis steht im Einklang mit Artikel 4(2)(c) der SO GL.

## **Artikel 2** **Begriffsbestimmung und Auslegung**

1. In Bezug auf die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag sollen die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der Definitionen haben, die in Artikel 3 der SO GL dargelegt sind.
2. Darüber hinaus sollen die folgenden Begriffe in dieser Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag die nachstehende Bedeutung haben, sofern es der Kontext nicht anderweitig erfordert:
  - a) „LER“ steht für „FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern“;  
Unter FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern werden jene FCR-Einheiten oder -Gruppen verstanden, welchen eine vollumfängliche Aktivierung über die vom ÜNB kontrahierten Zeitscheibe aufgrund der effektiv verfügbaren Energie zu Beginn der Zeitscheibe, auch im Falle eines vorhandenen Energiespeichermanagements, nicht garantieren können.
  - b) „LER-Anteil“ steht für den „Anteil der LER an der Gesamtleistung der FCR-Anbieter“,
  - c) „Marktbedingte Ungleichgewichte“ stehen für das „Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung, das den Ergebnissen der Marktplanung folgend durch Änderungen der Erzeugungsfahrpläne verursacht wird“,
  - d) „Systemstatik“ steht für das „Verhältnis zwischen der Frequenzabweichung und der vom FHP im stationären Zustand erbrachten FCR“,
  - e) „FCR-Kostenkurve“ steht für den „Satz aller angebotenen FCR-Mengen mit deren jeweiligen Kosten“,
  - f) „Zeitraum“ steht gemäß Artikel 156 (9) der SO GL für die „Zeitspanne, für die ein FCR-Anbieter nach dem Auslösen des gefährdeten Zustands oder während eines gefährdeten Zustands sicherstellen muss, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich und vollständig zu aktivieren“,
  - g) „Langanhaltende Frequenzabweichung“ steht für ein „Ereignis mit einer durchschnittlichen, stationären Frequenzabweichung, die über dem Standard-Frequenzbereich liegt und über einen Zeitraum hinweg bestehen bleibt, der die Frequenzwiederherstellungszeit übersteigt“,
  - h) „FAT“ steht für „die Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der FRR“, entsprechend Artikel 3 (101) der SO GL,
  - i) „Äquivalente Energiespeicherkapazität“ steht für die an den Zeitraum gekoppelten Energieanforderungen an die LER und muss das Doppelte der Energiemenge betragen, die für diesen Zeitraum aus der vollständigen Aktivierung der LER erbracht wird.
3. Sofern es der Kontext nicht anders vorsieht, gilt in dieser Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag, dass
  - a) die Singularform die Pluralform einschließt, und umgekehrt,

- b) sich alle Verweise auf einen Artikel vorbehaltlich anderer Aussagen auf einen Artikel aus dieser Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag beziehen,
- c) Inhaltsverzeichnis und Überschriften nur der Zweckmäßigkeit dienen und keinerlei Auswirkungen auf die Auslegung dieser Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag haben und
- d) jeder Verweis auf Gesetze, Verordnungen, Richtlinien, Beschlüsse, Urkunden, Kodizes oder andere gesetzliche Verfügungen alle Modifizierungen, Erweiterungen oder Neufassungen derselben umfasst, die zu diesem Zeitpunkt in Kraft sind.

### **Artikel 3**

#### **Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse Ergebnisse und Verfahren**

Für jede Kombination aus LER-Anteil und Zeitraum (wie in Artikel 6 (2)(a) und Artikel 6 (2)(b) beschrieben) zeigt die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse die folgenden Ergebnisse:

- a) die FCR-Kosten (gemäß Beschreibung in Artikel 4 und Artikel 5),
- b) die Zulässigkeit der Kombination im Hinblick auf die wichtigsten realen Frequenzereignisse (gemäß Beschreibung in Artikel 7).

Die FCR-Kosten werden mithilfe zweier sequenzieller Verfahren berechnet.

Das erste Verfahren ist ein probabilistisches Simulationsmodell (beschrieben in Artikel 4), dessen Ergebnis die Menge der Frequenzhaltungsreserven ist.

Das zweite Verfahren ist eine Beurteilung der Kosten für die FCR (beschrieben in Artikel 5), wobei der mithilfe des probabilistischen Simulationsmodells berechneten FCR-Menge Kosten zugewiesen werden.

Die Zulässigkeit der Kombination im Hinblick auf die wichtigsten realen Frequenzereignisse wird mithilfe eines speziellen Verfahrens beurteilt (beschrieben in Artikel 7).

### **Artikel 4**

#### **Probabilistisches Simulationsmodell**

1. Alle ÜNB eines Synchrongebiets müssen ein probabilistisches Simulationsmodell erarbeiten, das die Mindestmenge der FCR berechnen kann, die erforderlich ist, um die Frequenz des stationären Zustands innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten.
2. Die folgenden Frequenzstörungsquellen werden in das probabilistische Simulationsmodell eingegeben:
  - a. Deterministische Frequenzabweichung.  
Die ÜNB müssen marktbedingte Ungleichgewichte berücksichtigen, historische Frequenzverläufe mehrerer Jahre aus allen Synchrongebieten analysieren und dann statistisch die typischen Verläufe und Amplituden dieser Frequenzabweichungen ermitteln, um diese als Eingaben für das probabilistische Simulationsmodell zu verwenden.  
Die ÜNB müssen mögliche Maßnahmen, die zur Verringerung der deterministischen Frequenzabweichung beitragen, berücksichtigen. Definiert sind diese Maßnahmen in Artikel 138 der SO GL.
  - b. Langfristige Frequenzabweichung.  
Die ÜNB müssen die langfristigen Frequenzabweichungen berücksichtigen.  
Sie müssen historische Frequenzverläufe analysieren, um das Phänomen von einem statistischen Standpunkt aus zu charakterisieren. Die Analyse muss Folgendes ermitteln:
    - die Häufigkeit des Auftretens dieser Ereignisse,
    - die typische Dauer,

- einen charakteristischen Verlauf der Frequenzabweichung,
- den typischen Eintrittszeitpunkt, sofern dieser durch die statistische Analyse beleuchtet wird.

c. Ausfälle wichtiger Netzbetriebsmittel.

Die ÜNB müssen eine Liste aller Netzbetriebsmittel erstellen, deren Ausfälle zu relevanten Last- und Erzeugungsverlusten und somit zu einer relevanten FCR-Aktivierung führen.

Dabei müssen mindestens die folgenden Netzbetriebsmittelausfälle untersucht werden: Ausfall von Erzeugungsanlagen, Versagen kritischer Sammelschienen und Ausfälle kritischer Umspannwerke. Für jeden Ausfall muss eine Ausfallwahrscheinlichkeit definiert werden.

Es müssen alle verfügbaren Informationen berücksichtigt werden, die sich auf die zueinander bestehende Abhängigkeit der drei Frequenzstörungsquellen beziehen, um zu verhindern, dass bestimmte Phänomene doppelt gezählt werden.

3. Das probabilistische Simulationsmodell wird verwendet, um für jedes in Artikel 6 beschriebene Szenario die erforderliche FCR zu berechnen. Aus diesem Grund werden auch die folgenden Variablen in das Modell eingegeben:

- a. Zeitraum
- b. LER-Anteil

Darüber hinaus ist außerdem die durchschnittliche FAT des Synchrongebiets ein Eingabeparameter für das probabilistische Simulationsmodell.

4. Das probabilistische Simulationsmodell setzt eine iterative Methode ein, um die erforderlichen FCR zu berechnen. Bei jedem Durchlauf verwendet das probabilistische Simulationsmodell einen Monte-Carlo-Simulationsprozess, um zu prüfen, ob die Frequenz im stationären Zustand innerhalb des Bereichs der maximalen Frequenzabweichung für den stationären Zustand liegt. Wenn diese Bedingung nicht erfüllt wird, nimmt das probabilistische Simulationsmodell eine schrittweise Erhöhung der FCR vor und berechnet den nächsten Durchlauf. Sobald die Bedingung erfüllt ist, wird die Berechnung beendet. Das Berechnungsergebnis des probabilistischen Simulationsmodells ist die FCR, die erforderlich ist, um die Frequenz im stationären Zustand innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten.

5. Der Monte-Carlo-Simulationsprozess muss in der Lage sein, die Betriebskonditionen für jedes Synchrongebiet über mehrere Jahre hinweg zu simulieren, indem per Zufallsprinzip langfristige Frequenzabweichungen und Ausfälle der relevanten Netzbetriebsmittel betrachtet werden. Das Ziel ist die Generierung einer großen Anzahl zufälliger Kombinationen aus allen möglichen Frequenzstörungsquellen. Da der Monte-Carlo-Simulationsprozess auf zeitlicher Ebene funktioniert, erfordert dieser Ansatz die Simulation eines langfristigen Betriebszeitraums. Der zu simulierende Betriebszeitraum muss lang genug sein, um statistisch relevante Ergebnisse zu produzieren. Die statistische Signifikanz der Ergebnisse und somit auch die Dauer des langfristigen Betriebszeitraums hängen von den verwendeten Inputdaten ab (definiert in Artikel 4 (2) ). Alle ÜNB müssen, zusammen mit der Festlegung des Monte-Carlo-Simulationsprozesses, unter Berücksichtigung der tatsächlich verwendeten Inputdaten, die minimale Dauer des langfristigen Betriebszeitraums evaluieren, sodass statistisch signifikante Ergebnisse erzielt werden.

6. Der Monte-Carlo-Simulationsprozess verwendet ein dynamisches Simulationsmodell, um die Frequenzabweichung zu berechnen. Das dynamische Simulationsmodell nutzt die vom Monte-Carlo-

Simulationsprozess nach dem Zufallsprinzip generierten Frequenzstörungenquellen als Eingabe und simuliert den FHP und den FWP.

7. Dabei muss das dynamische Simulationsmodell in der Lage sein, die Erschöpfung der LER und deren Auswirkungen auf die Frequenzabweichung simulieren zu können und dabei den LER-Anteil und den Zeitraum berücksichtigen.

## **Artikel 5** **Beurteilung der Kosten für die FCR**

1. Die Mindestmenge der FCR, die erforderlich ist, um die Frequenz im stationären Zustand innerhalb der maximalen Frequenzabweichung des stationären Zustands zu halten, und die per probabilistischem Simulationsmodell berechnet wurde, wird verwendet, um mithilfe einer FCR-Kostenkurve die FCR-Kosten zu bestimmen, die für jedes Szenario entstehen.
2. Alle ÜNB eines Synchrongebiets müssen eine FCR-Kostenkurve definieren, die sowohl LER- als auch Nicht-LER-Anbieter umfasst.

Die FCR-Kosten für Nicht-LER-Anbieter müssen berechnet werden, indem im Mindestfall die Grenzkosten des FCR-Anbieters mit dem Day-Ahead-Energie-Grenzpreis des Marktgebiets verglichen werden. Der Vergleich ermöglicht die Schätzung der Kosten, die für die Reservekapazität zur FCR-Bereitstellung anfallen.

Die FCR-Kosten für zukünftig installierte LER müssen unter Berücksichtigung von Folgendem berechnet werden: Investition, OPEX und Opportunitätskosten (sofern zutreffend). Diese Beiträge sollen nur berücksichtigt werden, wenn sie anfallen, um sich für die Lieferung von FCR zu qualifizieren. Die zukünftig installierte LER Kapazität richtet sich nach dem im jeweiligen Szenario angenommenen LER-Anteilen (wie in Artikel 6 (2)(a)) definiert). Jeder LER-Anteil korrespondiert mit einem zukünftig installierter LER-Wert, ungeachtet des Jahres der Installation.

Die FCR-Kosten für bereits existierende LER müssen unter Berücksichtigung von Folgendem berechnet werden: OPEX und Opportunitätskosten (sofern zutreffend). Diese Beiträge sollen nur berücksichtigt werden, wenn sie anfallen, um sich für die Lieferung von FCR zu qualifizieren.

Auch die Auswirkungen, die die Schwankungen der Energiespeicheranforderungen (in Verbindung mit dem Zeitraum) auf die FCR-Kosten für LER haben, müssen berücksichtigt werden.

## **Artikel 6** **Simulationsszenarien**

1. Die in den Artikeln 4 und 5 beschriebenen Analysen und Prozesse müssen unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien durchgeführt werden und die Berechnung der FCR-Dimensionierung sowie die Berechnung der Kosten für die FCR ermöglichen, und zwar unter Einbeziehung verschiedener Modalitäten. Die Szenarien sollten auf Ungewissheiten eingehen und die Auswirkungen verschiedener Hypothesen auswerten, die die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse beeinflussen können.
2. Deshalb müssen die Szenarien alle Kombinationen der folgenden Modalitäten umfassen:
  - a) Zeitraum. Um hinsichtlich des Mindestbringungszeitraums, der nicht länger als 30 und nicht kürzer als 15 Minuten sein soll, die beste Lösung zu ermitteln, muss das Intervall der

- möglichen Lösungen mithilfe einer passenden Diskretisierung beleuchtet werden. Bei der Anwendung der Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag müssen die ÜNB eine Diskretisierung von 5 Minuten anlegen, sodass die Ergebnisse für die Zeiträume von 15, 20, 25 und 30 Minuten beurteilt werden.
- b) LER-Anteil. Der Anteil an LER kann durch die Kosteneffizienz der LER beeinflusst werden, aber auch durch andere Faktoren, wie einer marktbezogenen Beschaffung von FCR oder anderen technischen oder regulatorischen Punkten, die sich auf den Einsatz von LER auswirken. Aus diesem Grund müssen verschiedene LER-Anteile im Bereich von 10-100 % mit einer Diskretisierung von 10 % analysiert werden.
  - c) Maßnahmen zur Reduzierung deterministischer Frequenzabweichungen. Es werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario werden die deterministischen Frequenzabweichungen berücksichtigt ohne Maßnahmen zur Reduzierung von Frequenzabweichungen einzubeziehen. Im zweiten Szenario werden Reduzierungsmaßnahmen berücksichtigt. Dabei wird ein geeigneter Filter eingesetzt, wodurch eine Reduzierung der Amplitude der deterministischen Frequenzabweichung erreicht wird.
3. Bei allen Analysen sind mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems sowie kurzfristige Vorschriften zu berücksichtigen.
  4. Die Ausarbeitung der Ergebnisse, die aus den in den Artikeln 4 und 5 genannten, für alle Szenarien durchgeführten Analysen gewonnen wurden, muss zu einer FCR-Dimensionierung und zu den FCR-Kosten für alle Kombinationen aus Zeiträumen und LER-Anteilen führen.

### **Artikel 7**

#### **Simulation der relevantesten, realen Frequenzereignisse unter der Annahme des Vorhandenseins von LER**

1. Die wichtigsten Frequenzstörungen, die in der Vergangenheit aufgetreten sind, müssen unter einer Nachstellung des Vorhandenseins von LER simuliert werden, damit beurteilt werden kann, wie sich eine potentielle Energieerschöpfung auf die Systemstabilität ausgewirkt haben würde.
2. Deshalb muss für jede in Artikel 6 (2a) und (2b) definierte Kombination aus Zeitraum und LER-Anteil eine Simulation der wichtigsten, realen Frequenzereignisse durchgeführt werden. Sollte eine Kombination aus Zeitraum und LER-Anteil die Betriebssicherheit verschlechtern und möglicherweise zu einem Stromausfall führen, muss diese Kombination als nicht zulässig eingestuft werden.

### **Artikel 8**

#### **Ermittlung des Zeitraums**

1. Artikel 156 (11) sieht vor, dass die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa die Ergebnisse ihrer Kosten-Nutzen-Analyse bei den betreffenden Regulierungsbehörden vorlegen und einen Zeitraum für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa sowie für das Synchrongebiet Nordeuropa vorschlagen.
2. Wenn sich die in Artikel 1 (2), Artikel 5 (2) und Artikel 7 definierten Inputparameter nach dem Inkrafttreten signifikant ändern, müssen die ÜNB die Ergebnisse einer aktualisierten Kosten-Nutzen-Analyse bei den Regulierungsbehörden einreichen und einen angepassten Zeitraum vorschlagen. Des Weiteren muss im Falle von Änderungen der Annahmen durch zusätzlichen

Anforderungen, die sich aus Artikel 118 SO GL ableiten, eine aktualisierte Kosten-Nutzen-Analyse erstellt werden.

Im Falle signifikanter Änderungen bei den Annahmen der Methode, die dazu führen können, dass diese unzuverlässig wird, müssen die ÜNB eine verbesserte Methode zur Genehmigung bei den nationalen Regulierungsbehörden einreichen. Nach erfolgter Freigabe müssen die ÜNB, basierend auf der angepassten Methode, eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellen und unter vollumfänglicher Berücksichtigung der Ergebnisse einen neuen Zeitraum definieren. Dieser Zeitraum darf nicht länger als 30 aber auch nicht kürzer als 15 Minuten sein.

## **Artikel 9** **Modalitäten zur Kosten-Nutzen-Analyse**

1. Das in Artikel 4(1)(2)(3)(4) beschriebene probabilistische Simulationsmodell, der in Artikel 4(1)(5)(6) beschriebene Monte-Carlo-Simulationsprozess und das in Artikel 4(6)(7) beschriebene dynamische Simulationsmodell sollen auf das gesamte Synchrongebiet angewendet werden.
2. Das dynamische Simulationsmodell muss den FWP mit einer einzigen FWP Regelung ohne FRR-Beschränkungen simulieren. Der FWP Regler muss eine FAT verwenden, die als Durchschnitt der FAT aller zum Synchrongebiet zugehörigen LFR Gebiete, gewichtet nach dem K-Faktor, berechnet wird.
3. Das dynamische Simulationsmodell kann den gesamten grenzüberschreitenden Leistungs-Frequenz-Regelungsprozess außer Acht lassen.
4. Das dynamische Simulationsmodell kann sowohl die Systemträgheit als auch die FHP-Einsatzdynamik außer Acht lassen.
5. Das dynamische Simulationsmodell muss mindestens die FWP-Einsatzdynamik, die Systemstatik und die Selbstregulierung der Last simulieren.
6. Sollte eine kontinuierliche Überschreitung des Standardfrequenzbereichs das Auslösen eines Alarmzustands einschließen, werden die aktivierte Energie und die im Speicher verbleibende Restenergie ab dem ersten Überschreiten der Grenzwerte des Standardfrequenzbereichs berechnet.
7. Bei vollständiger Verfügbarkeit des Speichers gilt, dass der Energiestand der Hälfte der äquivalenten Energiespeicherkapazität entspricht.
8. Die jährliche Überprüfung der K-Faktoren (Artikel 156 (2) SO GL) kann vernachlässigt werden, sofern die Überprüfung nicht zu einer signifikanten Beeinflussung der durchschnittlichen vollständigen Aktivierungszeit, die in Artikel 9 (2) definiert wird, führt.

## **Artikel 10** **Veröffentlichung und Anwendung der Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag**

1. Alle ÜNB in Kontinentaleuropa und Nordeuropa müssen die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag in Übereinstimmung mit Artikel 8 der SO GL nach Genehmigung der vorgeschlagenen Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag durch alle NRA unverzüglich veröffentlichen.
2. Die ÜNB von Kontinentaleuropa und Nordeuropa müssen die angenommene Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag 12 Monate nach deren Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden der Synchrongebiete in Kontinentaleuropa und Nordeuropa angewandt haben. Die Anwendung muss erfolgen, indem die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse, die von den ÜNB der Synchrongebiete in Kontinentaleuropa und Nordeuropa in Übereinstimmung mit der

angenommenen Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag durchgeführt wurde, an die betroffenen Regulierungsbehörden weitergegeben werden, wobei für FCR-Anbieter mit begrenzten Energiespeichern ein Zeitraum vorgeschlagen wird, für den diese die FCR im gefährdeten Zustand kontinuierlich voll aktivieren können müssen. Dieser Zeitraum darf nicht länger als 30 Minuten und nicht kürzer als 15 Minuten sein.

## **Artikel 11** **Sprache**

Die Referenzsprache für diese Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag muss die englische sein. Zur Vermeidung von Zweifeln gilt, dass in dem Fall, dass ÜNB diese Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag in ihre jeweilige(n) Landessprache(n) übersetzen müssen und es zu Widersprüchen zwischen der im Einklang mit Artikel 8 (1) der Verordnung zur Systembetriebsleitlinie durch die ÜNB veröffentlichten englischen Version und einer anderssprachigen Version kommt, diese ÜNB den entsprechenden nationalen Regulierungsbehörden in Übereinstimmung mit der nationalen Gesetzgebung eine aktualisierte Übersetzung der Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse für den FCR-Vorschlag zur Verfügung stellen müssen.