



Bundesnetzagentur

Bonn, 13. November 2024

Amtsblatt 22

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Regulierung

Vfg-Nr.	Seite	
Energie		
99	Art. 33 Abs. 1, Art. 58 Abs. 3 VO (EU) 2017/2195; Art. 33 Abs. 6 VO (EU) 2017/2195; Genehmigung des geänderten Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus Deutschland und Tschechien gem. Art. 33 Abs. 1, Art. 58 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-Verordnung) für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven an der Grenze zwischen Deutschland und Tschechien sowie Genehmigung des geänderten Vorschlags der ÜNB aus Deutschland, Österreich und Tschechien gem. Art. 33 Abs. 6 EB-Verordnung für eine Methode der probabilistischen Bestimmung der Verfügbarkeit grenzüberschreitender Übertragungskapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes (BK6-23-333).....	1713
100	MsbG §§ 47 Abs. 2 Nr. 3, 5, 6; 9 Abs. 1 Nr. 1-3; 75 Nr. 2; 54 Abs. 3 i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG; Eröffnung eines Verfahrens zur Festlegung von Messstellenbetriebrahmenvertrag, Messstellenvertrag und Formblatt -(BK6-24-125)	1734
101	Anpassung der Marktkommunikation zur Realisierung der nach dem Messstellenbetriebsgesetz geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen (Datenübermittlung ZSG) -Az.: BK6-24-174	1735

Mitteilungen

Mit-Nr.	Seite	
Telekommunikation		
Teil A		
Mitteilungen der Bundesnetzagentur		
408	TKG §§ 48 Abs. 1 i. V. m. 192 TKG; Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Genehmigung von Entgelten für Kollokationsstrom, Raumlufttechnik und Flächenmieten.....	1745
409	§§ 128 Abs. 3, 138 TKG, § 214 TKG i. V. m. § 192 TKG; Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Gewährung der Zuwegung zu passiven Netzinfrastrukturen öffentlicher Versorgungsnetze; hier: BK11-24-014	1747

Mit-Nr.		Seite
410	§ 214 Abs. 1 TKG; Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang zu öffentlich geförderten Telekommunikationslinien oder Telekommunikationsnetzen; hier: BK11-24-017	1747

Energie

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

411	Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aufgrund eines verbindlichen Systems für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG („Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0“) (BK8-24/021-A)	1748
-----	---	------

Regulierung

Energie

Vfg Nr. 99/2024

Hinweis

Art. 33 Abs. 1, Art. 58 Abs. 3 VO (EU) 2017/2195;

Art. 33 Abs. 6 VO (EU) 2017/2195

Genehmigung des geänderten Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus Deutschland und Tschechien gem. Art. 33 Abs. 1, Art. 58 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-Verordnung) für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven an der Grenze zwischen Deutschland und Tschechien

sowie

Genehmigung des geänderten Vorschlags der ÜNB aus Deutschland, Österreich und Tschechien gem. Art. 33 Abs. 6 EB-Verordnung für eine Methode der probabilistischen Bestimmung der Verfügbarkeit grenzüberschreitender Übertragungskapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes (BK6-23-333)

Die Beschlusskammer 6 hat in dem Verfahren BK6-23-333 durch Entscheidung vom 05.11.2024 gegenüber den regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreibern Folgendes beschlossen:

1. Der als Anlage A beigefügte geänderte Vorschlag der Antragstellerinnen in der Fassung vom 05.09.2024 für gemeinsame und harmonisierte Regeln, Prozesse und Algorithmen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven zwischen Deutschland und Tschechien wird genehmigt.
2. Der als Anlage B beigefügte geänderte Vorschlag der Antragstellerinnen in der Fassung vom 05.09.2024 für eine Methode zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit von grenzüberschreitender Übertragungskapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes wird genehmigt.
3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Die vollständige Entscheidung in dem Verfahren BK6-23-333 ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (siehe unter www.bundesnetzagentur.de) und kann dort von der Seite der Beschlusskammer 6 (Startseite ► Beschlusskammern ► Beschlusskammer 6 ► Abgeschlossene Verfahren) kostenlos abgerufen werden.

Diese Entscheidung gilt mit dem Tag als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im vorliegenden Amtsblatt zwei Wochen verstrichen sind (§ 73 Abs. 1a S. 3 EnWG).

Anlagen



Anlage A



Gemeinsame und harmonisierte Regeln, Prozesse und Algorithmen für den Aus- tausch und die Beschaffung von Regelleis- tung für automatische Frequenzwieder- herstellungs- Reserven zwischen der Tschechischen Re- publik und Deutschland

gemäß Artikel 33 Absatz 1 und Artikel 58 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021



Inhalt

Where As2
Artikel 1 - Gegenstandsbereich und Anwendungsbereich5
Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung5
Artikel 3 - Verfahren für den Austausch und die Beschaffung5
Artikel 4 - Zielfunktion des Algorithmus6
Artikel 5 - Beschränkungen für den Algorithmus.....7
Artikel 6 - Zeitplan für die Umsetzung.....7
Artikel 7 - Veröffentlichung7
Artikel 8 - Sprache8

Where As

- (1) Dieses Dokument enthält die gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozesse für die Beschaffung von Regelleistung (im Folgenden "Regeln und Prozesse") für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven (im Folgenden "aFRR") sowie den Algorithmus, der von der Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung (im Folgenden "Algorithmus") anzuwenden ist, für die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden "ÜNB") der beteiligten Länder Tschechische Republik und Deutschland gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021 (im Folgenden "EB VO").
- (2) Diese Regeln und Verfahren sowie der Algorithmus berücksichtigen die allgemeinen Grundsätze, Ziele und sonstigen Methoden, die in der EB VO festgelegt sind.
 - a. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zum Ziel der Diskriminierungsfreiheit und Transparenz der Regelleistungsmärkte gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a, Absatz 2 Buchstabe a und b der EB VO bei, da für alle ÜNB und Marktteilnehmer dieselbe Beschaffungsmethodik in diskriminierungsfreier Weise angewendet wird. Alle ÜNB und Marktteilnehmer werden gemäß Artikel 12 der EB VO zur gleichen Zeit und auf transparente Weise Zugang zu den gleichen zuverlässigen Informationen erhalten;
 - b. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, die Effizienz des Bilanzausgleichs sowie die Effizienz der europäischen und nationalen Regelleistungsmärkte gemäß Artikel 3(1)(b) und (2)(c) der EB VO durch Minimierung der Kosten für Regelleistung zu erhöhen;
 - c. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, die Regelleistungsmärkte zu integrieren und die Möglichkeiten für den Austausch von Regelleistungen zu fördern und gleichzeitig zur Betriebssicherheit gemäß Artikel 3(1)(c), (2)(f) der EB VO beizutragen, indem der Austausch von Regelleistung umgesetzt wird;
 - d. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, möglichst markt-basierte Mechanismen zu verwenden, um die Systemsicherheit und Stabilität gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe d der EB VO zu gewährleisten;
 - e. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, die effiziente und einheitliche Funktionsweise der Regelleistungsmärkte gemäß Artikel 3(1)(d) der EB VO durch die Implementierung des Austauschs von Regelleistung zu erleichtern;
 - f. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, sicherzustellen, dass die Beschaffung von Regelleistung fair, objektiv, transparent und marktorientiert ist, zu keinen unzulässigen Markteintrittsbarrieren führt und die Liquidität der Regelreservemärkte fördert und dabei unangemessene Verzerrungen auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe e der EB VO vermieden werden;
 - g. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe f der EB VO durch die Bereitstellung harmonisierter Regeln und Prozesse für den Austausch von Regelleistung bei, die Teilnahme von Anlagen zur

- Laststeuerung, einschließlich Aggregationsanlagen und Energiespeichern, zu erleichtern und gleichzeitig sicherzustellen, dass sie mit anderen Regelreserven unter gleichen Wettbewerbsbedingungen konkurrieren und erforderlichenfalls unabhängig agieren, wenn Leistungen für eine einzelne Verbrauchsanlage erbracht werden;
- h. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus tragen zu dem Ziel bei, die Beteiligung erneuerbarer Energiequellen zu erleichtern und unterstützen die Erreichung des Ziels der Europäischen Union für die Durchdringung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß Artikel 3(1)(g) der EB VO, indem sie harmonisierte Regeln und Prozesse für den Austausch von Regelleistung bereitstellen;
 - i. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus erfüllen die Anforderung von Artikel 3(2)(e) der EB VO, da keine zonenübergreifende Kapazität zugewiesen wird und somit die Entwicklungen der Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Strommärkte nicht beeinträchtigt werden;
 - j. Die Regeln, Prozesse und der Algorithmus erfüllen die Anforderung von Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe h) der EB VO, da sie auf vereinbarten europäischen Standards beruhen, die bereits in Kraft sind.
- (3) In Artikel 1 Absatz 1 der EB VO ist festgelegt, dass die gemeinsamen Grundsätze für die Beschaffung und Abrechnung in der EB VO auch für die FRR gelten.
 - (4) Gemäß Artikel 5(3)(b), 5(3)(o) und 58(3) der EB VO bedürfen die Regeln und Verfahren der Genehmigung durch alle nationalen Regulierungsbehörden der betreffenden Region.
 - (5) Gemäß Artikel 5 Absatz 4 Buchstabe f und Artikel 32 Absatz 3 der EB VO muss die Beschaffung von positiver und negativer Regelleistung für aFRR getrennt erfolgen.
 - (6) Gemäß Artikel 5 Absatz 5 der EB VO schlagen die ÜNB einen Zeitplan für die Umsetzung vor, der mit den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Verfahren gemäß Artikel 33 Absatz 1 der EB VO in Einklang steht.
 - (7) Gemäß Artikel 10 Absatz 1 der EB VO konsultieren die ÜNB, die für die Vorlage von Vorschlägen für Bedingungen oder Methoden oder deren Änderungen gemäß dieser Verordnung verantwortlich sind, die Interessenträger, einschließlich der relevanten Behörden jedes Mitgliedsstaates, über einen Zeitraum von mindestens einem Monat zu den Vorschlägen für Modalitäten oder Methoden und anderen Durchführungsmaßnahmen.
 - (8) In Artikel 10 Absatz 6 der EB VO ist vorgesehen, dass die ÜNB, die für den Vorschlag für die Modalitäten oder Methoden verantwortlich sind, die Stellungnahmen der Interessenträger, die sich aus den gemäß den Absätzen 2 bis 5 durchgeführten Konsultationen ergeben, vor der Vorlage des Vorschlags zur Genehmigung durch die Regulierungsbehörde gebührend berücksichtigen. In jedem Fall ist eine stichhaltige Begründung für die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung der aus der Konsultation hervorgegangenen Standpunkte zusammen mit dem Vorschlag vorzulegen und rechtzeitig vor oder gleichzeitig mit der Veröffentlichung des Vorschlags für die Modalitäten und Methoden zu veröffentlichen.
 - (9) Gemäß Artikel 12 Absatz 3 Buchstabe k) der EB VO muss jeder ÜNB die folgenden Informationen veröffentlichen, sobald sie verfügbar sind: Beschreibung der Anforderungen aller entwickelten Algorithmen und deren Änderungen gemäß Artikel 58 der EB VO, mindestens einen Monat vor der Anwendung.



- (10) Gemäß Artikel 33 Absatz 1 der EB VO entwickeln zwei oder mehr ÜNB, die Regelleistungen austauschen oder austauschen wollen, einen Vorschlag für gemeinsame und harmonisierte Regeln und Prozesse für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistungen unter Einhaltung der in Artikel 32 der EB VO festgelegten Anforderungen.
- (11) Artikel 58 Absatz 3 der EB VO schreibt vor, dass zwei oder mehr ÜNB, die Regelleistung austauschen, Algorithmen entwickeln, die von der Optimierungsfunktion für die Beschaffung von Regelleistung eingesetzt werden. Diese Algorithmen müssen:
- a. die Gesamtbeschaffungskosten für die gemeinsam beschaffte Regelleistung minimieren;
 - b. gegebenenfalls die Verfügbarkeit von zonenübergreifender Kapazität einschließlich der möglichen Kosten für ihre Bereitstellung berücksichtigen.
- (12) Artikel 33 Absatz 2 und Artikel 58 Absatz 4 der EB VO sehen außerdem vor, dass die ÜNB, die FRR austauschen, die verfügbare zonenübergreifende Kapazität berücksichtigen.
- (13) Gemäß Artikel 33 Absatz 4 der EB VO sorgen die ÜNB dafür, dass sowohl die Verfügbarkeit zonenübergreifender Kapazitäten als auch die betrieblichen Sicherheitsanforderungen erfüllt werden.

Artikel 1 - Gegenstandsbereich und Anwendungsbereich

1. Gemäß Artikel 33(1) der EB VO haben die ÜNB harmonisierte Regeln und Prozesse für die grenzüberschreitende Beschaffung und den Austausch von aFRR-Regelleistung entwickelt.
2. Gemäß Artikel 33 Absatz 2 der EB VO wenden die ÜNB das ÜNB-ÜNB-Modell an.
3. Dieses Dokument ist auch die Beschreibung des Algorithmus, der von der Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 58 Absatz 3 der EB VO verwendet werden soll.
4. Dieser Algorithmus gilt ausschließlich für die Beschaffung und Vergabe von aFRR.

Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung

1. Für die Zwecke dieses Vorschlags haben die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der Definitionen in Artikel 2 der EB VO und Artikel 2 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Betrieb von Stromübertragungsnetzen.
2. In diesem Dokument gilt,
 - a. die Überschriften dienen nur der Übersichtlichkeit und haben keinen Einfluss auf die Auslegung dieses Vorschlags; und
 - b. jede Bezugnahme auf Rechtsvorschriften, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Instrumente, Kodizes oder andere Erlasse schließt jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung dieser zu diesem Zeitpunkt geltenden Bestimmungen ein.

Artikel 3 - Verfahren für den Austausch und die Beschaffung

1. Die ÜNB organisieren die FRR-Beschaffung auf kalendertäglicher Basis.
2. Die Beschaffung für den Liefertag D wird wie folgt durchgeführt:
 - a. Marktöffnung (GOT) D-7, 10:00 CET/CEST
 - b. Marktschließung (GCT) D-1, 09:00 MEZ/MESZ
 - c. Information der Regelleistungsanbieter (nachfolgend "BSP") über die Vergabe von Geboten erfolgt spätestens um D-1 09:30 CET / CEST
 - d. Für den Fall, dass der aFRR-Bedarf für einen oder mehrere ÜNB, für die die gemeinsame Beschaffung von Regelleistung gilt, nicht gedeckt werden kann, wendet jeder ÜNB individuell lokale Prozesse an. Diese Prozesse werden vorerst nicht harmonisiert und folgen nationalen Regeln und Bedingungen.
3. Die Ausschreibung und der Zuschlag erfolgen für jeden Kalendertag in sechs Zeitintervallen. Die jeweiligen Zeitintervalle sind 00:00-04:00, 04:00-08:00, 08:00-12:00, 12:00-

16:00, 16:00-20:00 und 20:00-24:00 Uhr MEZ/MESZ.

4. Die ÜNB befolgen die in Artikel 6 Absatz 9 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt festgelegten Regeln, wenn sie die Nachfrage nach Regelleistung an die Kapazitätsbeschaffungsoptimierung übermitteln.
5. Die ÜNB berücksichtigen die Bestimmungen des Artikels 167 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Betrieb von Elektrizitätsübertragungsnetzen (im Folgenden "SO VO") und des Anhangs VII der SO VO. Die Menge der pro LFC-Block zu beschaffenden Regelleistung ist definiert als 50 % der Summe der Dimensionierung für aFRR und manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven, im Folgenden als Kernanteil bezeichnet. Die ÜNB können einen höheren Wert als der in der SO VO festgelegten Mindestwert wählen, um den Austausch von Regelleistung zu begrenzen. Die ÜNB stellen der Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung Informationen über die Mindestmenge der zu beschaffenden Regelleistung in jedem Land zur Verfügung.
6. Standardmäßig beträgt die Mindestgebotsgröße 1 MW und die Mindestgebotsschrittweite 1 MW (das Ergebnis der Teilung eines Gebots muss eine ganze Zahl sein).
7. Die ÜNB wenden eine Kapazitätsbeschaffungsoptimierung gemäß Artikel 58(3) der EB VO an, um die Vergabe von Geboten zu optimieren.
8. Gemäß Artikel 33(4) der EB VO müssen die ÜNB, die Regelleistungen austauschen, die Verfügbarkeit von zonenübergreifenden Kapazitäten sicherstellen. Zu diesem Zweck bestimmen die ÜNB die maximale Menge an Regelleistung, die zwischen der Tschechischen Republik und Deutschland ausgetauscht werden kann, gemäß der Methode zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der verfügbaren zonenübergreifenden Kapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes gemäß Artikel 33(6) der EB VO.
9. Die von den ÜNB beschaffte Regelleistung wird auf der Grundlage des Regelleistungspreises abgerechnet, der von den jeweiligen BSP für diese Menge angeboten wird (Pay-as-bid).
10. Die grenzüberschreitend beschafften Mengen werden auf der Grundlage der von den BSPs abgegebenen Preise für Regelleistung abgerechnet (Pay-as-bid).

Artikel 4 - Zielfunktion des Algorithmus

1. Die Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung liefert die genauen Informationen darüber, welche Gebote vom Algorithmus ausgewählt wurden und somit lokal beschafft werden sollen.

2. Ziel des Algorithmus ist die Minimierung der Gesamtbeschaffungskosten für die ÜNB sowohl für positive als auch für negative aFRR, für jedes Zeitintervall und vorbehaltlich der in Artikel 3 dieses Vorschlags festgelegten Abrechnungsregeln. Die Minimierung der Gesamtbeschaffungskosten unterliegt den in Artikel 5 genannten Beschränkungen.

Artikel 5 - Beschränkungen für den Algorithmus

1. Die Summe der akzeptierten Menge in allen Ländern muss größer oder gleich der Summe des Bedarfs an Regelleistung in allen teilnehmenden Ländern sein.
2. Für jedes teilnehmende Land muss die akzeptierte Menge größer oder gleich dem Kernanteil jedes LFC-Blocks (wie in Artikel 3 Absatz 5 dieses Vorschlags definiert) sein.
3. Die Grenze für die Menge an Regelleistung, die von einem Land in einem bestimmten Zeitraum einem anderen Land beschafft werden kann, werden eingehalten. Diese Grenzen sind definiert als die maximale Menge an Regelleistung, die über jede Grenze eines Landes mit seinen Nachbarländern ausgetauscht werden kann, getrennt nach Richtungen, Produkt (positive und negative aFRR) und Gültigkeitszeiträumen.
4. Es darf nicht möglich sein, dass ein Land gleichzeitig ein und dasselbe Produkt importiert und exportiert (positive oder negative aFRR). Diese Einschränkung soll die Transitbeschaffung verhindern.
5. Wenn zwei separate Gebote den gleichen Preis für Regelleistung haben und der Algorithmus nur ein Gebot auswählen soll (mehrere optimale Lösungen), muss die Auswahl auf einem Zufallsalgorithmus beruhen, der bestimmte Anbieter von Regelleistungen nicht diskriminiert und der Beschaffung innerhalb des gemeinsamen LFC-Blocks Vorrang einräumt.

Artikel 6 - Zeitplan für die Umsetzung

1. Gemäß Artikel 5 Absatz 5 der EB VO werden die in diesem Vorschlag enthaltenen Regeln spätestens 18 Monate nach ihrer Genehmigung durch die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden umgesetzt.
2. Die ÜNB informieren die BSP über den ersten Liefertag, für den die in diesem Dokument festgelegten Regeln gelten, und veröffentlichen diese Information mindestens vier Wochen vorher auf ihren lokalen Ausschreibungsplattformen.

Artikel 7 - Veröffentlichung

Alle ÜNB veröffentlichen die Regeln und Verfahren sowie den Algorithmus unverzüglich gemäß Artikel 7 der EB VO, nachdem die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden der Tschechischen Republik und Deutschlands eine Entscheidung getroffen haben. Legen die ÜNB auf Verlangen einer oder mehrerer Regulierungsbehörden gemäß Artikel 6 Absatz 1 EB VO oder auf eigene Initiative gemäß Artikel 6 Absatz 3 EB VO eine Änderung des Vorschlags vor, werden die geänderten und genehmigten Regeln und Prozesse von den ÜNB unverzüglich veröffentlicht.



Artikel 8 - Sprache

Die Referenzsprache für diesen Vorschlag ist Englisch. Zur Klarstellung: Wenn die ÜNB diesen Vorschlag in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, hat im Falle von Widersprüchen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 7 der EB VO veröffentlichten englischen Fassung und einer Fassung in einer anderen Sprache die englische Fassung Vorrang, und die betreffenden ÜNB übermitteln den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden im Einklang mit den nationalen Rechtsvorschriften eine aktualisierte Übersetzung dieses Vorschlags.



Anlage B



Methodik zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der Verfügbar- keit von zonenübergreifenden Übertragungskapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes

gemäß Artikel 33 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021



Inhalt

Where As	2
Artikel 1 - Gegenstandsbereich und Geltungsbereich.....	4
Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung	4
Artikel 3 - Verfahren.....	4
Artikel 4 – Vorläufiges Austauschlimit	5
Artikel 5 - Sicherheitslimit.....	6
Artikel 6 - Fallbackverfahren und Abrechnung	6
Artikel 7 - Zeitplan für die Umsetzung.....	7
Artikel 8 - Notifizierung	7
Artikel 9 - Veröffentlichung und Transparenz.....	7
Artikel 10 - Sprache.....	8

Where As

- (1) Dieses Dokument enthält die Methode zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität nach dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes (im Folgenden "Probabilistische Methode") gemäß Artikel 33 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021 (im Folgenden "EB VO"), für die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden "ÜNB") der beteiligten Länder Österreich, Tschechische Republik und Deutschland.
- (2) Diese probabilistische Methode berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele, die in der EBGL, in der Verordnung (EU) 2015/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Folgenden "SO VO") sowie in der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt festgelegt sind.
- (3) Die ÜNB beabsichtigen Regelleistung für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven (im Folgenden "aFRR") auszutauschen und planen aus diesem Grund, gemeinsame und harmonisierte Regeln und Prozesse für diesen Austausch und die Beschaffung gemäß Artikel 33 der EB VO zu entwickeln, einschließlich Bestimmungen darüber, ob diese probabilistische Methode für eine bestimmte Grenze angewendet wird, sowie eine gemeinsame Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 58 Absatz 3 der EB VO. Um sowohl die Verfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität als auch die Einhaltung der in den SO VO festgelegten Anforderungen an die Betriebssicherheit zu gewährleisten, entwickeln die ÜNB diese probabilistische Methode, deren Ergebnisse dann als Input für die gemeinsame Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 58 Absatz 3 der EB VO dienen können.
- (4) Die probabilistische Methode basiert auf zwei Schritten und zielt darauf ab, einen Ausgleich zu schaffen zwischen (a) dem allgemeinen Ziel, den Austausch von Regelleistung zu ermöglichen, und (b) der Minderung des inhärenten Risikos unzureichender Reserveleistung aufgrund einer probabilistischen Ex-ante-Bewertung. Die probabilistische Methode strebt ein Höchstmaß an Transparenz an, und da es keine Verpflichtung für die Anwendung einer Methode zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes als Grundlage für den Austausch von Regelleistung gibt, enthält sie Bestimmungen, um dieses inhärente Risiko überschaubar zu halten und die Auswirkungen auf die Betriebssicherheit zu minimieren. Der erste Schritt besteht aus der Bewertung gemäß Artikel 33(6)(c) und (d) der EB VO und wird vor der Schließung der Auktionen für die Beschaffung von Regelleistung durchgeführt (das Ergebnis wird im Folgenden als „vorläufiges Austauschlimit“ bezeichnet), so dass die neuesten Daten berücksichtigt werden können, um die Wahrscheinlichkeit der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität nach der zonenübergreifenden Schließung zu bestimmen. Der zweite Schritt besteht in der Möglichkeit, das maximale Austauschlimit so zu reduzieren, dass unvorhersehbare Ereignisse, die durch den ersten Schritt nicht erfasst werden konnten, berücksichtigt werden können, so dass die Auswirkungen auf die Betriebssicherheit abgeschwächt werden (im Folgenden als "Sicherheitslimit" bezeichnet) können.



- (5) Diese probabilistische Methode trägt generell zur Erreichung der Ziele von Artikel 3 der EB VO bei. Insbesondere dient die Probabilistische Methode den folgenden Zielen:
- a. Die probabilistische Methode ermöglicht es den ÜNB, die maximale Menge an Regelleistung, die ausgetauscht werden kann, durch Anwendung gemeinsamer und harmonisierter Regeln und Verfahren zu bestimmen.
 - b. Die Probabilistische Methode basiert gemäß Art. 33 Abs. 1 EB VO auf (statistischen) Prognose-techniken und stellt als solche die Grundlage für den Austausch von Regelleistung dar - als Alternative zu den Methoden für die Zuweisung von zonenübergreifender Übertragungskapazität für Regelreserven gemäß Kapitel 2 des Titels IV der EB VO, insbesondere bevor diese Methoden entwickelt und umgesetzt werden. Die Probabilistische Methode ermöglicht somit einen effektiven, diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten (Art. 3 Abs. 1 lit. a) EB VO), erhöht die Effizienz der europäischen und nationalen Regelleistungsmärkte (Art. 3 Abs. 1 lit. b) EB VO) und trägt zum Ziel der Integration der Regelleistungsmärkte und der Förderung des Austausches von Regelleistung bei (Art. 3 Abs. 1 lit. c) EB VO).
 - c. Der Beitrag zur Systemsicherheit, der auch in Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der EB VO festgelegt ist, wird durch die probabilistische Methode gewährleistet, indem Regeln für Fallbacklösungen im Falle der Nichtverfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität oder unzureichender Reserveleistung festgelegt werden und die Anforderung einer Ex-post-Überprüfung und Überwachung des Risikos im Hinblick auf die in den SO VO festgelegten Anforderungen an die Systemsicherheit vorgesehen wird.
 - d. Die probabilistische Methode als Grundlage für den Austausch von Regelleistung erleichtert unmittelbar die effiziente und einheitliche Funktionsweise der Regelleistungsmärkte, und da ihr Schwerpunkt auf der Verfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes während des Tages liegt, wirkt sie sich nicht negativ auf die effiziente und einheitliche Funktionsweise der Day-Ahead- und Intraday-Märkte aus. Im Gegenteil, die Integration der Regelleistungsmärkte und die Förderung des Austauschs von Regelleistung bieten den Marktteilnehmern die Möglichkeit, ihre Portfolios zu optimieren und effizient zu nutzen. D.h. sie fördert die Liquidität für die Beschaffung von Regelleistung in integrierten Regelleistungsmärkten und liefert einen transparenten und objektiven Input für die gemeinsame Funktion zur Optimierung der Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 58(3) der EB VO. Daher trägt die probabilistische Methode zum effizienten langfristigen Betrieb und zur Entwicklung des Übertragungsnetzes und des Elektrizitätssektors in der Union bei (Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe d der EB VO) und stellt sicher, dass die Beschaffung von Regelleistung fair, objektiv, transparent und marktorientiert ist, keine unangemessenen Marktzutrittsschranken für neue Marktteilnehmer errichtet werden, die Liquidität der Regelleistungsmärkte gefördert wird und gleichzeitig unangemessene Verzerrungen auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt vermieden werden (Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe e der EB VO).
 - e. Die probabilistische Methode hat keine negativen Auswirkungen auf die Ziele gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstaben f und g der EB VO.



Artikel 1 - Gegenstandsbereich und Geltungsbereich

- (1) Dieses Dokument umfasst die Methodik zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes gemäß Artikel 33(6) der EB VO für die ÜNB. Die ÜNB können sich dafür entscheiden, diese probabilistische Methode für ein bestimmtes Produkt und an einer bestimmten Grenze und Richtung anzuwenden, indem sie dies in den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozessen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 33(1) der EB VO angeben.
- (2) Diese probabilistische Methode kann für den Austausch von aFRR angewendet werden.

Artikel 2 - Begriffsbestimmungen und Auslegung

- (1) Für die Zwecke dieser probabilistischen Methode haben die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der Definitionen in Artikel 2 des EB VO und Artikel 3 der SO VO.
- (2) In diesem Dokument gilt,
 - a. Die Überschriften dienen nur der Übersichtlichkeit und haben keinen Einfluss auf die Auslegung dieses Vorschlags; und
 - b. jede Bezugnahme auf Gesetze, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Rechtsakte, Kodizes oder sonstige Rechtsakte schließt jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung dieser Rechtsakte ein.

Artikel 3 - Verfahren

- (1) Zur Bewertung des Risikos der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität aufgrund geplanter und ungeplanter Ausfälle und Engpässe sowie des Risikos unzureichender Reserveleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität wird das vorläufige Austauschlimit einmal pro Kalendertag berechnet und zum Zeitpunkt der Marktschließung für aFRR für den Liefertag bereitgestellt. Für die Berechnung des vorläufigen Austauschlimits wird die in Artikel 4 beschriebene Methode angewandt.
- (2) Jeder ÜNB, der diese probabilistische Methode anwendet, kann eine Sicherheitsgrenze gemäß Artikel 5 festlegen, die der zentralen Beschaffungsoptimierungsfunktion zum Zeitpunkt der Marktschließung für den Liefertag zur Verfügung gestellt wird.
- (3) Die gemeinsame Beschaffungsoptimierung gemäß Art. 58 Abs. 3 EB VO berücksichtigt die maximale Austauschlimit als Minimum aus vorläufigem Austauschlimit und Sicherheitslimit für die jeweilige Grenze, Richtung, Produkt und Gültigkeitsperiode.
- (4) Kann die Berechnung des vorläufigen Austauschlimit bis zu dem in Absatz (1) festgelegten Zeitpunkt nicht erfolgreich abgeschlossen werden, so wird als Ergebnis von Absatz (1) ein vorläufiges Austauschlimit von 0 MW festgelegt.



Artikel 4 – Vorläufiges Austauschlimit

- (1) Das vorläufige Austauschlimit wird für jede Grenze, für die die probabilistische Methode angewendet wird, getrennt nach Produkt und Richtung bestimmt.
- (2) Das vorläufige Austauschlimit wird für jede Gültigkeitsperiode gemäß den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozessen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung in Übereinstimmung mit Artikel 33(1) der EB VO festgelegt.
- (3) Das gemäß den Absätzen (1) und (2) ermittelte vorläufige Austauschlimit gilt für die jeweilige Vertragsperiode des Liefertages, dessen Annahmeschluss für die Gebote die in Artikel 3 Absatz 1 definierte Frist festlegt.
- (4) Das vorläufige Austauschlimit wird nach dem folgenden Verfahren bestimmt:
 - a. Prognose der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität für die Grenze, die Richtung, das Produkt und den Vertragszeitraum gemäß den Absätzen (1) und (2);
 - b. Bestimmung der möglichen Bandbreite des vorläufigen Austauschlimits einschließlich der Inkremente (im Folgenden "Szenarien");
 - c. Bestimmung eines Höchstwertes für das Risiko, dass die zonenübergreifende Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen nicht verfügbar ist;
 - d. Festlegung eines Höchstwertes für das Risiko unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazitäten;
 - e. Für jedes Szenario wird die Bestimmung des Risikos nicht verfügbarer zonenübergreifender Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen als die Wahrscheinlichkeit definiert, dass die tatsächlich verfügbare zonenübergreifende Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen geringer oder gleich dem Szenario ist. Diese Wahrscheinlichkeit wird auf der Grundlage des Prognoseergebnisses nach (a) bestimmt;
 - f. Für jedes Szenario wird die Wahrscheinlichkeit ermittelt, dass der tatsächliche aFRR-Bedarf eines Landes - vor den Auswirkungen der Plattformen gemäß Artikel 21 und 22 der EB VO - höher oder gleich der aFRR ist, die ohne den Austausch von Regelleistung oder die gemeinsame Nutzung von Reserven beschafft worden wäre, abzüglich des Szenarios; diese Wahrscheinlichkeit wird auf der Grundlage von drei Eingaben berechnet:
 - a. Die historischen aFRR (Regelarbeit) Bedarfe.
 - b. Die dimensionierten aFRR Bedarfe.
 - c. Der Wert zonenübergreifender Übertragungskapazität jedes Szenarios.
 - g. Für jedes Szenario wird die Bestimmung des Risikos unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität als die in Absatz (e) bestimmte Wahrscheinlichkeit multipliziert mit der in Absatz (f) bestimmten Wahrscheinlichkeit



definiert;

- h. Bestimmung des vorläufigen Austauschlimits durch Auswahl des höchsten Szenarios, für das die folgenden beiden Bedingungen erfüllt sind
 - a. das Risiko einer unzureichenden Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit von zonenübergreifenden Übertragungskapazität, die gemäß (g) ermittelt wurde, ist kleiner oder gleich dem nach (d) ermittelten Höchstwert, und
 - b. das unter (e) definierte Risiko ist kleiner oder gleich dem festgelegten Höchstwert nach (c).
- (5) Die Prognose der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität gemäß Artikel 4(4)(a) kann separat durch zwei verschiedene Prognosewerkzeuge berechnet werden. Die ÜNB werden bis zu zwei unterschiedliche Prognosewerkzeuge entwickeln. Jeder ÜNB, der die probabilistische Methode anwendet, soll ein Werkzeug als Priorität und das andere Werkzeug als Nicht-Priorität definieren. Standardmäßig soll das auf der Prognose der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität berechnete vorläufige Austauschlimit des prioritären Werkzeugs von der Funktion zur Optimierung Beschaffung von Regelleistung verwendet werden. Wenn das vorläufige Austauschlimit des prioritären Werkzeugs nicht verfügbar ist, kann das vorläufige Austauschlimit, das vom nicht-prioritären Tool berechnet wurde, von der Funktion zur Optimierung Beschaffung von Regelleistung verwendet werden.
- (6) Spätestens ein Jahr nach dem ersten Anwendungstag der probabilistischen Methode sollen alle ÜNB, die die probabilistische Methode anwenden, eine Änderung dieses Vorschlags einreichen, die die in Artikel 4(5) beschriebenen Prognosewerkzeuge beschreibt. Diese Änderung soll mindestens folgendes spezifizieren:
- a. Eine Beschreibung des von jedem Prognosewerkzeug gemäß Artikel 4(5) verwendeten Algorithmus.
 - b. Eine Beschreibung der Eingangsdaten, die der von jedem Prognosewerkzeug gemäß Artikel 4(5) verwendete Algorithmus verwenden soll, aber nicht darauf beschränkt ist.

Artikel 5 - Sicherheitslimit

- (1) Das Sicherheitslimit kann für jede Grenze, für die die probabilistische Methode angewendet wird, getrennt nach Produkt und Richtung bestimmt werden.
- (2) Das Sicherheitslimit kann für jede Vertragsperiode gemäß den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozessen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung in Übereinstimmung mit Artikel 33(1) der EB VO festgelegt werden.

Artikel 6 - Fallbackverfahren und Abrechnung

- (1) Falls sich das Risiko der Nichtverfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität oder unzureichender Regelleistung zwischen dem Zeitpunkt, des Marktschlusses für aFRR für eine Vertragsperiode, und der Echtzeitaktivierung über die Regelenergieplattform gemäß Artikel 20 und 21 der EB VO erfolgt, müssen die ÜNB, deren betriebliche Sicherheitsanforderungen gemäß Artikel 157 SO VO negativ betroffen sind, lokale Fallbackverfahren festlegen und einleiten, so dass die potenziell negativen Auswirkungen in Bezug auf die genannten betrieblichen Sicherheitsanforderungen

abgeschwächt werden.

- (2) Die von den ÜNB in den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozessen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 33 Absatz 1 EB VO festgelegten Regeln für die Abrechnung der beschafften Regelleistung werden weder von der Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität nach der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes noch von dem Risiko der Nichtverfügbarkeit von Annahmeschluss der Gebote für eine Vertragsperiode, und der Echtzeitaktivierung über die Regelenenergieplattform gemäß Artikel 20 und 21 der EB VO erfolgt, beeinflusst.

Artikel 7 - Zeitplan für die Umsetzung

- (1) Die ÜNB, die beabsichtigen, die probabilistische Methode an einer oder mehreren Grenzen anzuwenden, die in den gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozessen für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 33 Absatz 1 der EB VO festgelegt sind, müssen die probabilistische Methode spätestens 18 Monate nach der Genehmigung der genannten gemeinsamen und harmonisierten Regeln und Prozesse für den Austausch und die Beschaffung von Regelleistung gemäß Artikel 33 Absatz 1 der EB VO durch die zuständigen Regulierungsbehörden anwenden.

Artikel 8 - Notifizierung

- (1) Die ÜNB, die diese probabilistische Methode anwenden, unterrichten alle ÜNB in den betreffenden Leistungsfrequenzregelblöcken gemäß der Definition in Artikel 141 Absatz 2 SO VO nach dem in Artikel 150 Absatz 1 SO VO festgelegten Verfahren.

Artikel 9 - Veröffentlichung und Transparenz

- (1) Die Probabilistische Methode wird von den ÜNB, die sie zur Genehmigung vorgelegt haben, unverzüglich gemäß Artikel 7 EB VO veröffentlicht, nachdem die zuständigen Regulierungsbehörden eine Entscheidung getroffen haben. Wird diese Probabilistische Methode geändert - entweder auf Antrag einer oder mehrerer Regulierungsbehörden gemäß Artikel 6 Absatz 1 der EB VO oder auf Initiative von ÜNB, die eine frühere Version zur Genehmigung gemäß Artikel 6 Absatz 3 der EB VO eingereicht haben, so wird die geänderte und genehmigte Probabilistische Methode von den ÜNB, die die Änderung zur Genehmigung eingereicht haben, unverzüglich veröffentlicht.
- (2) Die ÜNB, die diese probabilistische Methode anwenden, veröffentlichen das maximale Austauschlimit für jedes Produkt, jede Grenze und jede Richtung, für die die probabilistische Methode angewendet wird, spätestens dann, wenn die Ergebnisse der Beschaffung für eine Vertragsperiode veröffentlicht werden.
- (3) Die ÜNB überprüfen und überwachen die Risiken der Anwendung der probabilistischen Methode und legen den zuständigen Regulierungsbehörden drei, sechs, neun und zwölf Monate nach dem ersten Anwendungstag, an dem die probabilistische Methode angewandt wird, einen Bericht vor. Dieser Bericht muss mindestens Folgendes enthalten:
 - a. eine Bewertung der Abweichung des Risikos der Nichtverfügbarkeit von zonenübergreifender Übertragungskapazität aufgrund geplanter und ungeplanter Ausfälle und aufgrund von



- Engpässen von dem tatsächlich eingetretenen Risiko aus einer Ex-post-Perspektive;
- b. eine Bewertung der Abweichung des Risikos unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazitäten von dem tatsächlich eingegangenen Risiko aus einer Ex-post-Perspektive;
 - c. eine Bewertung und Überwachung der prognostizierten Ergebnisse für das vorläufige Austauschlimit des vorangegangenen Zeitraums und gegebenenfalls Informationen über Maßnahmen, die zur Verbesserung der Festlegung des vorläufigen Austauschlimits gemäß Artikel 4 Absätze 1 bis 4 getroffen wurden;
 - d. Informationen über angewandte Fallbackverfahren gemäß Artikel 6 Absatz 1 und die damit verbundenen Kosten.
- (4) Spätestens einen Monat vor dem ersten Anwendungstag der probabilistischen Methode sollen alle ÜNB, die die probabilistische Methode anwenden, eine Erklärung zu den Prognosewerkzeugen gemäß Artikel 4(5) veröffentlichen. Sie soll mindestens einen Überblick über den von jedem Prognosewerkzeug gemäß Artikel 4(5) verwendeten Algorithmus sowie eine Auflistung der in diesem Prozess verwendeten Eingangsdaten enthalten.

Artikel 10 - Sprache

- (1) Die Referenzsprache für die probabilistische Methode ist Englisch. Zur Klarstellung: Wenn die ÜNB die Probabilistische Methode in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind die betreffenden ÜNB im Falle von Unstimmigkeiten zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 7 der EB VO veröffentlichten englischen Version und einer Version in einer anderen Sprache verpflichtet, alle Unstimmigkeiten zu beseitigen, indem sie ihren zuständigen Regulierungsbehörden eine überarbeitete Übersetzung der Probabilistischen Methode vorlegen.



Vfg Nr. 100/2024

**MsbG §§ 47 Abs. 2 Nr. 3, 5, 6; 9 Abs. 1 Nr. 1–3; 75 Nr. 2; 54 Abs. 3
i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG**

**Eröffnung eines Verfahrens zur Festlegung von Messstellenbetrie-
berrahmenvertrag, Messstellenvertrag und Formblatt**

(BK6-24-125)

Die Beschlusskammer 6 hat am 30.07.2024 ein Festlegungsverfahren eröffnet. Gegenstand des Verfahrens ist die verbindliche Festlegung von einheitlichen vertraglichen Regelungen für den Messstellenbetriebrahmenvertrag zwischen Netzbetreiber und einem nicht mit ihm identischen Messstellenbetreiber sowie für den Messstellenvertrag zwischen Messstellenbetreibern und ihre Auftraggeber; dem Lieferanten, Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer. Die Festlegung dient der vereinfachten, massengeschäfts-
tauglichen Abwicklung des Messstellenbetriebs.

Die Konsultationsfrist läuft bis Donnerstag, den 02.01.2025.

Details sind über die Homepage der Bundesnetzagentur unter
Beschlusskammern ► Beschlusskammer 6 ► Laufende Verfahren
► BK6-24-125
veröffentlicht.



Vfg Nr. 101/2024

Az.: BK6-24-174

24.10.2024

In dem Festlegungsverfahren zur

Anpassung der Marktkommunikation zur Realisierung der nach dem Messstellenbetriebsgesetz geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen (Datenübermittlung ZSG)

hat die Beschlusskammer 6 am 24.10.2024 folgenden Beschluss getroffen:

1. Die Anlage 1 zur „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6-06-009 – GPKE) vom 11.07.2006, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-22-024 vom 21.03.2024, wird wie folgt geändert:
 - a) „GPKE Teil 1 – Einführende Prozessbeschreibung“ (GPKE Teil 1) wird gemäß der Anlage 1a dieses Beschlusses geändert,
 - b) „GPKE Teil 2 – Fokus Zuordnungsprozesse“ (GPKE Teil 2) wird gemäß der Anlage 1b dieses Beschlusses geändert,
 - c) „GPKE Teil 3 – Fokus Konfigurationen und Steuerbefehle“ (GPKE Teil 3) wird gemäß der Anlage 1c dieses Beschlusses geändert,
2. Die Anlage 1 zu dem Beschluss „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) vom 09.09.2010, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-22-024 vom 21.03.2024, wird wie folgt geändert:
 - a) „WiM Teil 1 – Fokus Basis-Prozesse“ (WiM Teil 1) wird gemäß der Anlage 2a dieses Beschlusses geändert,
 - b) „WiM Teil 2 – Fokus Übermittlung von Werten“ (WiM Teil 2) wird gemäß der Anlage 2b dieses Beschlusses geändert.
3. Die Anlage 1 zur Festlegung „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (Az. BK6-07-002 – MaBiS) vom 10.06.2009, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020, wird gemäß der Anlage 3 dieses Beschlusses geändert.
4. Die aus den vorstehenden Tenorziffern 1. bis 3. resultierenden Dokumente sind ab dem 04.04.2025 anzuwenden. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und die Messstellenbetreiber haben spätestens ab dem 01.12.2024 die Umstellung aller von dieser Festlegung betroffenen Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sind, in geeigneter Weise und unter Nutzung der bereits vorhandenen massengeschäftstauglichen Prozesse und Datenformate auf die Bilanzierung mit Viertelstundenwerten vorzubereiten, so dass spätestens ab dem 01.04.2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber keine Energiemengen von Marktlokationen mit Bilanzierung auf Basis von Profilen mehr aggregiert werden. Für Betreiber von Übertragungsnetzen endet die Aggregationsverantwortung für Energiemengen von Marktlokationen mit Bilanzierung auf Basis von Profilen mit Ablauf des Bilanzierungsmonats März 2025.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Im Rahmen des am 27.05.2023 in Kraft getretenen Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurde das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) umfassend novelliert. Die vom Gesetzgeber veranlassten Änderungen erfordern Anpassungen der Marktprozesse, die die Beschlusskammer ganz überwiegend bereits im Verfahren zum Lieferantenwechsel 24 (Az.: BK6-22-024) umgesetzt hat.

In dem vorliegenden Festlegungsverfahren werden nun nach Abstimmung mit der Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI) die durch das MsbG geänderten Vorgaben zur standardmäßigen Übermittlung und Bilanzierung von Last- bzw. Zählerstandsgängen bei intelligenten Messsystemen (iMS) zur Konsultation gestellt.

Das MsbG sieht in den §§ 60 ff. vor, dass an allen Zählpunkten mit einem iMS für die gesetzlich genannten Zwecke standardmäßig Last- oder Zählerstandsgänge an die berechtigten Stellen übermittelt werden.

Zugleich gibt § 52 Absatz 3 MsbG vor, dass personenbezogene Daten zu anonymisieren oder zu pseudonymisieren sind, soweit dies im Hinblick auf den Verarbeitungszweck möglich ist. Danach kann eine Pseudonymisierung grundsätzlich über eine alphanumerische Bezeichnung des Ortes der Messung, der Entnahme oder der Einspeisung von Energie erfolgen, soweit im Übrigen die Vorgaben der Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) eingehalten werden.

Im Rahmen eines intensiven Austausches über ein DSGVO-konformes Vorgehen bei der Pseudonymisierung hat die BfDI gegenüber der Bundesnetzagentur zum Ausdruck gebracht, dass unter Zugrundelegung der gegenwärtig festgelegten Datenaustauschprozesse eine Pseudonymisierung unter Verwendung von Markt- oder Messlokations-IDs (MaLo/MeLo-ID) aufgrund der Dauerhaftigkeit der IDs und der mit der Zeit zunehmenden Vielzahl von Stellen, die über personenidentifizierende Informationen zu diesen verfügen, nicht über das Jahr 2030 hinaus in Betracht komme.

Bundesnetzagentur und BfDI sind übereingekommen, dass bis zu diesem Zeitpunkt übergangsweise für den Zweck der Bilanzierung von Strommengen die Anforderungen an die Übermittlung pseudonymisierter Last- oder Zählerstandsgänge eingehalten werden, wenn durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen bei den Datenempfängern die übermittelten Last- oder Zählerstandsgänge nicht mit den Anschlussnutzerdaten verknüpft werden können. Das Dokument „Position des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit für eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Abs. 2 Nr. 13 Messstellenbetriebsgesetz zur Pseudonymisierung nach § 52 Abs. 3 Messstellenbetriebsgesetz“¹ vom 28.06.2024 legt dar, welche Maßnahmen zu diesem Zweck eigenverantwortlich von den Marktteilnehmern zu ergreifen sind, um den Anforderungen zur Verarbeitung personenbezogener Daten nach den Vorgaben der DSGVO gerecht zu werden.

II. Mit Blick darauf hat die Beschlusskammer am 04.07.2024 ein Festlegungsverfahren eröffnet. Zugleich hat sie ihre Vorschläge zur Anpassung der betroffenen Prozessdokumente auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Frist bis zum 16.08.2024 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Verfahrenseröffnung wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 14 vom 24.07.2024, Verfügung Nr. 79/2024 (S. 1084f.), bekanntgemacht.

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen reagiert:

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, BDEW– Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., COUNT+CARE GmbH & Co. KG, EnBW AG und Netze BW GmbH, EWE NETZ GmbH, Octopus Energy Germany GmbH, Powercloud GmbH, Somentec Software GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, SWE Netz GmbH und VDE FNN Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE.

¹ Abrufbar unter https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/DokumenteBfDI/Dokumente-allg/2024/Positionspapier-Pseudonymisierung-Z%C3%A4hlerstandg%C3%A4nge.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 14.10.24.

III. Die Bundesnetzagentur hat vor Abschluss des Festlegungsverfahrens dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Absatz 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Sie hat ferner den Länderausschuss gemäß § 60a Absatz 2 Satz 1 EnWG in der Sitzung vom 12.09.2024 mündlich über den aktuellen Stand des Verfahrens unterrichtet und ihm zudem durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs gemäß § 54 Absatz 3 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Unter Berücksichtigung der veröffentlichten „Position des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit für eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Abs. 2 Nr. 13 Messstellenbetriebsgesetz zur Pseudonymisierung nach § 52 Abs. 3 Messstellenbetriebsgesetz“² hat die Bundesnetzagentur das Festlegungsverfahren eröffnet. Sie hat ebenfalls den Entscheidungsentwurf mit der Gelegenheit zur Stellungnahme an die BfDI übermittelt und das Benehmen gemäß § 47 Abs. 2 Nr. 13 i. V. m. § 75 Satz 2 MsbG hergestellt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verwaltungsakten Bezug genommen.

² Abrufbar unter https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/DokumenteBfDI/Dokumente-allg/2024/Positionspapier-Pseudonymisierung-Z%C3%A4hlerstandg%C3%A4nge.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 14.10.24.



B.

I. Rechtsgrundlagen

Diese Festlegung beruht auf Vorschriften des EnWG sowie des MsbG.

1. Die Anpassungen der Prozessdokumente nach der Tenorziffer 1 bis 3 finden ihre Rechtsgrundlage in den §§ 29 Absatz 1, 2; 20 Absatz 1, 3 EnWG i. V. m. §§ 47 Absatz 2 Nr. 7, 13; 75 Nr. 5, 10 MsbG.

Gemäß § 20 Absatz 3 Nr. 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde in einem Verfahren nach § 29 EnWG Regelungen für die standardisierte und massengeschäftstaugliche Abwicklung des Netzzugangs festlegen. Von dieser generalklauselartigen Ermächtigungskompetenz hat die Beschlusskammer durch die Festlegung der Prozessvorgaben GPKE, WiM und MaBiS Gebrauch gemacht.

Die mit der vorliegenden Änderungsfestlegung vorgenommenen Anpassungen an diesen Festlegungen nach den Tenorziffern 1 bis 3 dienen der Umsetzung gesetzlicher Bestimmungen des MsbG. Nach § 47 Absatz 2 Nr. 13 MsbG kann die Bundesnetzagentur im Benehmen mit der oder dem BfDI zur datenschutzgerechten weiteren Ausgestaltung des Verfahrens der Zählerstandsgangmessung, einschließlich Vorgaben zur Löschung, Pseudonymisierung und Depseudonymisierung oder Anonymisierung von Messwerten und zur standardmäßigen Vorgabe der Zählerstandsgangmessung als nicht auf einen Einzelzählpunkt bezogenes Bilanzierungsverfahren für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch unterhalb von 10.000 Kilowattstunden Festlegungen nach § 29 Absatz 1 EnWG erlassen. Durch das GNDEW wurde auch § 52 Absatz 3 MsbG neu gefasst und hierbei eine Pflicht zur Anonymisierung bzw. Pseudonymisierung gesetzlich vorgegeben. Eine Pseudonymisierung von Last- oder Zählerstandsgängen ist nach § 52 Absatz 3 Satz 3 Nr. 1 MsbG etwa bei Übermittlungen nach § 60 Absatz 3 MsbG bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 6.000 Kilowattstunden, hinter deren Netzanschluss weder eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes noch eine Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz betrieben wird, möglich und verpflichtend. Daneben hat das GNDEW als eine der maßgeblichen Novellierungen auch die Systematik und die Kategorien der zu übermittelnden Daten nach § 60 i. V. m. § 55 MsbG angepasst. Bei dieser Novellierung hat sich der Gesetzgeber von der Prämisse leiten lassen, dass breit verfügbare Zählerstandsgänge von zentraler Bedeutung für die Sicherstellung einer korrekten Bilanzierung auf Verbrauchsseite seien und es hierfür u. a. einer Umstellung auf eine viertelstundenscharfe Bilanzierung bei Kunden mit iMS bedürfe.³ Durch den in § 60 Absatz 3 MsbG enthaltenen Verweis auf § 55 Absatz 1 Nr. 2 MsbG umfasst die gesetzlich vorgesehene breite Übermittlung nunmehr auch die standardmäßige Freigabe von Last- oder Zählerstandsgängen von Privathaushalten.⁴ Diese materiellen Anforderungen sind in den festgelegten Prozessvorgaben GPKE, WiM und MaBiS dahingehend zu berücksichtigen, dass die standardmäßige Übermittlung von Zählerstandsgängen unter Aufgabe der bisherigen kategoriebezogenen Vorgaben ermöglicht und vorgesehen wird. Neben § 47 Absatz 2 Nr. 13 MsbG kann sich die Umsetzung der gesetzlich vorgesehenen standardmäßigen Übermittlung von Zählerstandsgängen auch auf § 47 Absatz 2 Nr. 7 MsbG stützen, da mit der vorliegenden Änderungsfestlegung die bundesweit standardisierte, sichere und massengeschäftstaugliche Abwicklung von energiewirtschaftlichen Geschäftsprozesse weiter ausgeprägt und gefördert wird. Darüber hinaus können sich die in den Tenorziffern 1-3 vorgesehenen Änderungen auch auf § 75 Nr. 5, 10 MsbG stützen. Die Umsetzung der gesetzlich vorgesehenen standardmäßigen Übermittlung von Zählerstandsgängen betrifft zum einen Regeln für die Marktkommunikation mit iMS (vgl. § 75 Nr. 5 MsbG) und zum anderen beziehen sich die in den Tenorziffern 1-3 vorgesehenen Änderungen mit der Übermittlung von Zählerstandsgängen auch explizit auf den bundesweit einheitlichen Datenaustausch im Sinne der §§ 52 und 60 Absatz 1 MsbG (vgl. § 75 Nr. 10 MsbG).

II. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für diese Festlegung ergibt sich aus § 54 Absatz 1 Halbsatz 1, Absatz 3 EnWG sowie aus den §§ 47, 75 MsbG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Absatz 1 Satz 1, Absatz 3 Satz 4 EnWG. Die Zurückverweisung der Zuständigkeit von der Großen Beschlusskammer an die Beschlusskammer 6 ist erfolgt.

³ Vgl. BT-Drucksache 20/5549, S. 71 f.

⁴ Vgl. ebd., S. 72.

III. Formelle Anforderungen

1. Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an alle Marktbeteiligten, die nach näherer Maßgabe der Tenorziffern und Anlagen zu dieser Festlegung an der Abwicklung der darin enthaltenen Prozesse und Verträge beteiligt sind und insbesondere die Markttrollen Netzbetreiber (NB), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Lieferant (LF) und Messstellenbetreiber (MSB) wahrnehmen. Es betrifft ausschließlich den Strombereich.

2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die erforderliche Anhörung gem. § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung Dokumentenentwürfe zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens nebst Konsultation wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Rund ein Dutzend Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

3. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß durch Beschlussübersendung beteiligt. Die Position der BfDI zur datenschutzgerechten Umsetzung des laut MsbG vorgesehenen Verfahrens der Zählerstandsgangmessung wurde berücksichtigt und das Benehmen hergestellt.

IV. Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war erforderlich und geboten.

Gegenwärtig sehen die von der Beschlusskammer in der GPKE bzw. WiM festgelegten Geschäftsprozesse in Bezug auf die Datenübermittlung von Marktlokationen, die mit iMS ausgestattet sind, vor, dass die Daten je nach Kategorie, in die die Marktlokation fällt, in unterschiedlicher Weise übermittelt und bilanziert werden.

Das novellierte MsbG gibt nun stattdessen in den §§ 60 ff. MsbG vor, dass an allen Zählpunkten mit einem iMS für die gesetzlich genannten Zwecke standardmäßig Last- oder Zählerstandsgänge an die berechtigten Stellen übermittelt werden.

Mit dieser Festlegung werden die geänderten Vorgaben des MsbG zur Datenübermittlung und Bilanzierung bei mit iMS ausgestatteten Messstellen in die elektronische Marktkommunikation übersetzt und eine standardisierte Umsetzung in der Praxis gewährleistet.

V. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail

Alle Anpassungen rekurren auf die Änderung der §§ 60 ff. MsbG, wonach an allen Zählpunkten mit einem iMS für die gesetzlich genannten Zwecke standardmäßig Last- oder Zählerstandsgänge an die berechtigten Stellen übermittelt werden. Die bisher bestehenden Fallunterscheidungen (Verbräuche größer 100.000 kWh/a, Verbräuche zwischen 10.000 kWh/a und 100.000 kWh/a, Verbräuche unter 10.000 kWh/a, viertelstundenscharfe Abrechnung auf Kundenwunsch, steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, tagesparameterabhängige Verbräuche, Verbräuche mit Erzeugung und Überschussverbrauch) entfallen.

Ein weiterhin hohes Datenschutzniveau ist durch die Marktteilnehmer eigenverantwortlich durch geeignete unternehmensinterne Maßnahmen, wie sie in der „Position des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit für eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nr. 13 Messstellenbetriebsgesetz zur Pseudonymisierung nach § 52 Absatz 3 Messstellenbetriebsgesetz“⁵ dargelegt werden, sicherzustellen. Gleichmaßen sind die in den §§ 66 f. MsbG aufgeführten Pflichten der an der Datenkommunikation Beteiligten zum zulässigen Datenaustausch zu beachten.

5 Abrufbar unter https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/DokumenteBfDI/Dokumente-allg/2024/Positionspapier-Pseudonymisierung-Z%C3%A4hlerstandg%C3%A4nge.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Die mit dieser Entscheidung getroffenen Änderungen der bestehenden Prozessfestlegungen werden im Wege einer Änderungsfestlegung vorgegeben. Die ab dem 04.04.2025 geltenden Festlegungen zum Lieferantenwechsel 24 (Aktenzeichen BK6-22-024) werden nicht in Gänze aufgehoben und neu verfügt. Vielmehr treten grundsätzlich nur die bezeichneten Änderungen an die Stelle der bisher vorgesehenen prozessualen Vorgaben, lassen einzelne Regelungen entfallen oder ergänzen sie. Die übrigen Bestimmungen der festgelegten Prozesse bleiben unberührt.

Alle Änderungen sind grafisch kenntlich gemacht. Hinzufügungen sind in den veröffentlichten neuen Versionen der Prozessfestlegungen drucktechnisch abgesetzt, wegfallende Inhalte durch eine entsprechende Streichung bzw. hervorgehobene Hinweise markiert. Um allen Marktbeteiligten einen einfachen Überblick über die ab April 2025 geltenden Dokumente zu geben, stellt die Beschlusskammer zusätzlich jeweils rein informatorisch eine konsolidierte Lesefassung auf ihrer Internetseite bereit, in der die getroffenen Änderungen der Prozessfestlegungen bereits eingearbeitet sind.

Sofern bei der Überarbeitung durch die Beschlusskammer selbst oder durch Hinweise Stellungnehmender redaktionelle Fehler bzw. Unklarheiten in den Vorgaben entdeckt wurden, wurden diese zur Klarstellung angepasst.

Eine Vielzahl der von den Stellungnehmenden vorgetragenen Punkte betraf indes nicht die zur Konsultation gestellten Änderungen. Diese Punkte wurden daher nicht in diesem Verfahren berücksichtigt. Die Beschlusskammer wird diese Anmerkungen gegebenenfalls in ein zukünftiges Festlegungsverfahren einfließen lassen.

1. Änderung der Festlegung GPKE (Tenorziffer 1 sowie Anlagen 1a bis 1c)

Durch die Vorgabe der standardmäßigen Versendung von Last- oder Zählerstandsgängen für iMS-Marktlokationen kann die bisher in GPKE Teil 1 Kapitel 8.3 unter Punkt 5 und 6 enthaltene explizite Aufführung der Werteübermittlung und Bilanzierung bei variablen Tarifen im Sinne von § 41a EnWG und in den Fällen von Verbrauch und gleichzeitiger Erzeugung hinter einem Netzanschlusspunkt entfallen.

Ähnliches gilt für die Ausführungen unter GPKE Teil 1 Kapitel 8.5 zur Auswahl des Bilanzierungsverfahrens. Auch hier verkürzen sich die Vorgaben zur Auswahl des Bilanzierungsverfahrens letztlich auf die Frage, welche Art der Messtechnik (kME, mME oder iMS) eingesetzt wird. Die Aggregationsverantwortung wird grundsätzlich vom NB an den ÜNB übertragen, wenn die Energiemenge einer Marktlokation, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind, auf Basis von Werten bilanziert wird.

In GPKE Teil 2 finden sich in den Prozessen zur Ermittlung der MaLo-ID der Marktlokation und bezüglich der Abrechnungsdaten der Bilanzkreisabrechnung geringfügige Folgeanpassungen durch den Wegfall der Auswahlmöglichkeit des Bilanzierungsverfahrens bei iMS.

Die Vorgaben zum Prozess der Änderung des Bilanzierungsverfahrens in GPKE Teil 3 Kapitel 1.1.2. können ebenfalls erheblich eingekürzt werden. Bei einer vollständig mit iMS ausgestatteten Marktlokation ist nunmehr gesetzlich ausschließlich die Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten vorgesehen und es besteht folglich keinerlei Möglichkeit für die Änderung des Bilanzierungsverfahrens. Sollte die Bilanzierung dieser Marktlokation bisher auf Basis von Profilen stattgefunden haben, bestellt der NB über den Prozess „Bestellung einer Konfiguration vom NB an MSB“ beim MSB der Marktlokation eine entsprechende Änderung der Werteübermittlung. Weitere Folgeanpassungen finden sich in GPKE Teil 3 Kapitel 1.3.2.1. und 1.3.3.1.

Nicht folgen kann die Beschlusskammer der Einschätzung von Count+Care, dass es sinnvoll sei, für Neuanlagen generell zunächst von einem Bilanzierungsverfahren auf Basis von Profilen auszugehen, sofern die Prognosen des NB dies zuließen. Count+Care trägt vor, dass eine schrittweise Umstellung des Bilanzierungsverfahrens dem Umstand Rechnung tragen würde, dass sich der Beginn der Bildung von Messwerten im SMGW durchaus verzögern könne und es in diesen Fällen dem MSB obläge, zunächst den Einbau einer mME zu kommunizieren und erst zu einem späteren Zeitpunkt den Einbau des Smart-Meter-Gateways mitzuteilen.

Count+Care scheint davon auszugehen, dass der Messstellenbetreiber ein Wahlrecht habe, den Einbau eines iMS bis zu einem selbst gewählten Zeitpunkt aus Vereinfachungsgründen bzw. zur Vermeidung der Bildung von Ersatzwerten als Einbau einer mME zu deklarieren. Dies ist jedoch nicht der Fall. Eine willkürliche Einordnung eines iMS als mME zur Vermeidung eventuell zu bildender Ersatzwerte und die daraus resultierende „vorüber-

gehende“ SLP-Bilanzierung durch den NB ist weder gesetzlich vorgesehen noch werden derartige Fehlentwicklungen prozessual unterstützt.

Der MSB der Messlokation erhält im Rahmen des Use-Case „Beginn Messstellenbetrieb“ (Kapitel 2.3.2 der WiM Teil 1) vom NB in der Antwort auf seine Anmeldung alle relevanten Informationen auf Mess- und Marktlokations-Ebene sowie über die Lokationsbündelstruktur und ist verpflichtet, darauf basierend die richtige Einordnung vorzunehmen.

2. Änderung der Festlegung WiM (Tenorziffer 2 sowie Anlagen 2a bis 2b)

In der WiM Teil 1 finden sich nur geringfügige redaktionelle Anpassungen bzw. Folgeanpassungen.

WiM Teil 2 weist in Kapitel 1.2. auf eine Besonderheit hin. Sofern die mit iMS ausgestattete Marktllokation aus mehreren Messlokationen berechnet wird, die teilweise mit nicht-fernlesbaren Zählern ausgestattet sind, ist die messtechnische Einordnung aus Sicht der Marktllokation „kME/mME“. Nur in diesem Fall erfolgt statt der viertelstundenscharfen Bilanzierung der Marktllokation eine Bilanzierung auf Basis von Profilen. Neben weiteren kleinen Folgeanpassungen finden sich in WiM Teil 2 Kapitel 2.5.5 in der Darstellung der zu übermittelnden Werte die wesentlichen gesetzlichen Änderungen zur Werteübermittlung: die Reduktion der für iMS zu übermittelnden Werte auf den standardmäßigen Versand von Last- oder Zählerstandsgängen.

3. Änderung der Festlegung MaBiS (Tenorziffer 3 sowie Anlage 3)

Mit den geänderten Vorgaben zur Werteübermittlung in der WiM gehen in der MaBiS Änderungen an den Bilanzierungsvorgaben einher. Durch die ausschließliche Vorgabe der viertelstundenscharfen Bilanzierung bei iMS-Marktllokationen kann beispielsweise das Kapitel 6.1.1. „Bilanzierung mit SLP beim ÜNB“ komplett entfallen, da eine Bilanzierung mit Profilen in diesen Fällen nicht mehr durchgeführt werden darf. Folglich erübrigen sich auch die damit verbundenen vorbereitenden Prozesse rund um die Übermittlung von Profildefinitionen, normierten Profilen und Profilscharen an den ÜNB, die sich im Wesentlichen in den Kapiteln 6.2. bis 6.6. befinden. Der Austausch von Profildefinitionen, normierten Profilen und Profilscharen zwischen Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber bleibt davon unberührt.

Amprion verweist darauf, dass im Rahmen der Bilanzkreis-Treue-Prozesse der SLP-Anteil in den Bilanzkreisen und Bilanzierungsgebieten mit Hilfe der übermittelten Standardlastprofile prognostiziert werde. Dieses Modell habe sich bei Amprion bewährt. Daher befürchtet Amprion, dass bei der Streichung der Vorgaben zur Profilübermittlung an den ÜNB die Qualität der Prognose größere Differenzen aufweisen und die Gesamtbilanzkreisabweichung dadurch weniger belastbar würde. Seitens der anderen Übertragungsnetzbetreiber wurde allerdings nichts Vergleichbares vorgetragen, so dass davon auszugehen ist, dass dort andere geeignete Prognosemethoden zur Anwendung kommen. Im Sinne der Datensparsamkeit wird daher von der Übermittlung von SLP-Profilen an den ÜNB abgesehen.

In den Kapiteln 15.4.1. und 16.4.1. zur Übermittlung der täglichen Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe vom ÜNB an NB bzw. Übermittlung der täglichen Bilanzkreissummenzeitreihe vom ÜNB an BKV wurde auf Hinweis des BDEW jeweils die Vorbedingung, zu welcher Zeit die erforderlichen Werte dem ÜNB vorliegen, an den in der WiM bereits festgelegten Zeitpunkt, nämlich 11.00 Uhr für den Vortrag, angepasst.

Im Zuge des Lieferantenwechsel 24 wurden alle Prozessdokumente, abgesehen von der MaBiS, umfassend bezüglich des Layouts und der Darstellungen überarbeitet. Im Rahmen dieser Festlegung erfolgt keine durchgängige Überarbeitung des Layouts der MaBiS. Sofern Passagen eine inhaltliche Überarbeitung erforderten, wurde jedoch punktuell auf das neue Layout zurückgegriffen. So erfolgt beispielsweise eine Überarbeitung der Sequenzdiagramme im neuen Design bzw. der bereits bekannte Wegfall der Darstellung der in einem Prozess involvierten Rollen. Alle notwendigen Informationen sind jedoch auch weiterhin in den Darstellungen enthalten.

4. Inkrafttreten (Tenorziffer 4)

Die Tenorziffer 4 des gegenständlichen Beschlusses sieht als Stichtag für die Anwendung der geänderten Prozessdokumente einheitlich den 04.04.2025 vor.

Die umfassende Versendung von Last- oder Zählerstandsgängen für iMS-Marktlaktionen führt zu einer Ausweitung der bereits aktuell für einige Kategorien von iMS vorgesehene Art der Werteübermittlung und Bilanzierung. Daher ist keine generelle Neukonzeption der Werteübermittlung und Bilanzierung notwendig, sondern die vorliegende Festlegung vereinfacht die bisher je nach Kategorie abhängige Art der Werteübermittlung und Bilanzierung bei iMS in dem sie auf lediglich einen Fall reduziert wird. Dies führt zu einer Vereinfachung und verringert die Komplexität. Daher ist der mit der Umsetzung dieser Festlegung einhergehende IT-Aufwand in der Marktkommunikation als vergleichsweise gering einzuschätzen.

Darüber hinaus sieht das MsbG keinen Übergangszeitraum für die IT-technische Umsetzung der geänderten gesetzlichen Vorgaben vor. Eine möglichst kurzfristige Übersetzung der geänderten gesetzlichen Vorgaben unter gleichzeitiger Sicherstellung der erforderlichen datenschutzrechtlichen Vorgaben ist daher unumgänglich.

Um ein zuverlässiges und weitestgehend störungsfreies Funktionieren der elektronischen Marktkommunikation zu gewährleisten und den Marktpartnern Planungssicherheit zu ermöglichen, werden Modifikationen an den Datenformaten generell in einem halbjährlichen Turnus, jeweils zum 01.04. und 01.10. eines Jahres, durchgeführt. Um dem Markt eine geordnete und gleichzeitig in der Regelarbeitszeit der Unternehmen liegende Einführung des Lieferantenwechsels in 24 Stunden zu ermöglichen, findet die praktische Umsetzung der Vorgaben vorliegend nicht zum 01.04.2024, sondern zum 04.04.2024 statt. In der Konsequenz ist es angeraten, die Änderungen nach dieser Festlegung ebenfalls im Rahmen des zum 04.04.2025 umzusetzenden Lieferantenwechsel in 24 Stunden in Kraft treten zu lassen.

Um den Netzbetreibern und Messstellenbetreibern die Umsetzung der prozessualen Vorgaben für die einzelnen Marktlaktionen zu erleichtern, schlägt der BDEW ein gestuftes Vorgehen vor und hat angeboten, dieses in einem Einführungszenario zu konkretisieren. Auch Stromnetz Berlin, EnBW AG und Netze BW GmbH votieren für eine schrittweise Überführung der Marktlaktionen. Aus Sicht der Beschlusskammer spricht nichts gegen eine sukzessive Umstellung der Marktlaktionen im Zeitraum vom 01.12.2024 bis zum 01.03.2025, sofern sichergestellt wird, dass spätestens zum 04.04.2025 alle Marktlaktionen mit der messtechnischen Einordnung iMS auf Viertelstunden-Messwerte und dem Bilanzierungsverfahren auf Basis von Werten umgestellt wurden. Auch die seitens EnBW AG und Netze BW GmbH vorgetragene Ergänzung, dass die Bestellung einer Änderung des Bilanzierungsverfahrens auf Viertelstunden aufgrund der Fristvorgabe der GPKE (hier: Use-Case „Bestellung einer Konfiguration vom NB oder LF an MSB“) bereits ab dem 01.12.2024 erlaubt sein sollte, ermöglicht eine planvolle Vorbereitung und erscheint daher sinnvoll. Der BDEW schlägt darüber hinaus vor, dass, falls Marktlaktionen mit messtechnischer Einordnung iMS, die ab dem 01.01.2025 noch auf dem Bilanzierungsverfahren auf Basis von Profilen stehen sollten, diese in der Aggregationsverantwortung von ÜNB auf NB in allen Systemen der Marktpartner unabhängig der Stammdatensituation umgestellt werden, sodass der ÜNB ab dem 01.04.2025 keine Aggregation von Energiemengen von Marktlaktionen mit Bilanzierungsverfahren auf Basis von Profilen mehr durchführt. Auch diesem Punkt stimmt die Beschlusskammer zu.

Die Beschlusskammer dankt dem BDEW für die Begleitung des Inkrafttretens dieser Festlegung mit einem Einführungszenario. Dieses Vorgehen hat sich bereits in anderen Verfahren stets bewährt und reduziert die Unsicherheiten der Marktteilnehmer. Die Beschlusskammer fordert alle Marktteilnehmer auf, die praktischen Hinweise des Einführungszenarios des BDEW bei der Implementierung der Festlegung zu berücksichtigen.

VI. Verhältnismäßigkeit

Die mit der Festlegung zur Datenübermittlung ZSG getroffenen Vorgaben sind verhältnismäßig. Die Beschlusskammer hat das ihr zugewiesene Ermessen erkannt, entsprechend der Zwecke der gesetzlichen Ermächtigung ausgeübt und nicht überschritten, vgl. § 40 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG). Dabei hat sie ihre Entscheidung insbesondere am Grundsatz der Verhältnismäßigkeit – als äußerste Grenze des Ermessens – orientiert.

Mit dem vorliegenden Beschluss und den darin festgelegten Vorgaben verfolgt die Beschlusskammer einen legitimen Zweck. Dieser besteht darin, die in §§ 60 f. MsbG vorgesehene Art der Werteübermittlung und Bilanzierung in die Praxis der elektronischen Marktkommunikation zu integrieren. Hierdurch gewährleistet die Beschlusskammer die Wahrung zwingender gesetzlicher Fristen und Vorgaben. Die tenorierten Vorgaben nach den Ziffern 1-4 des gegenständlichen Beschlusses sind zur Erreichung des dargelegten legitimen Zweckes geeignet, da durch diese Anpassungen der bereits bestehenden Prozessvorgaben vorgenommen und so die gesetzlich geforderten Datenübermittlungen auch auf prozessualer Ebene in standardisierter Art und Weise ermöglicht werden.



Die vorliegende Festlegung ist auch erforderlich. Mildere Mittel, die zur Erreichung des dargestellten legitimen Zwecks gleich geeignet sind, sind nicht ersichtlich. Dies gilt insbesondere auch in Bezug auf den unter Tenorziffer 4 festgelegten Zeitpunkt des Inkrafttretens der überarbeiteten Prozessdokumente zum 04.04.2025. Zwar wäre grundsätzlich auch ein früheres oder späteres Datum des Inkrafttretens denkbar. Aufgrund der vorstehenden Ausführungen würde dies aber zu gesonderten Aufwänden bei den Adressaten der Festlegung führen und die zuvor geschilderten und durch ein zeitgleiches Inkrafttreten möglichen Effizienzpotentiale könnten nicht gehoben werden.

Erforderlich ist zudem auch die Vorgabe des Umstellungsverfahrens auf das neue Bilanzierungssystem nach Tenorziffer 4 Sätze 2 und 3. Die mit dieser Festlegung getroffene Anordnung, dass spätestens ab dem 01.04.2025 seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine Bilanzkreisdatenaggregation mehr auf Basis von Profilen stattfinden darf, setzt voraus, dass insbesondere für alle bislang mittels Profilen bilanzierten Marktlokationen, die sich im Bestand befinden, ein geordnetes Übergangsszenario abläuft, das eine sukzessive datentechnische Umstellung sicherstellt. Aus diesem Grund musste – insoweit zeitlich vorverlagert – bereits zum 01.12.2024 die Anordnung des Umstellungsstarts ergehen. Diese Vorgabe belastet die betroffenen Marktakteure auch nicht unverhältnismäßig, da die hierfür zu bedienenden Prozesse bereits im Markt vorhanden und etabliert sind.

Die vorliegende Festlegung ist auch in ihrer Gesamtheit angemessen und damit verhältnismäßig im engeren Sinne. Die von den Adressaten umzusetzenden Anpassungen der Prozessdokumente betreffen im Wesentlichen den Wegfall von verschiedenen kategoriebezogenen Übermittlungsvarianten. Die Änderungsfestlegung fordert folglich nicht das Implementieren und Beherrschen neuer Prozessvorgaben, sondern sorgt vielmehr für die Verringerung von Varianten und reduziert damit letztlich Aufwände und Komplexität.

VII. Kosten (Tenorziffer 5)

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid gem. § 91 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 i. V. m. § 54 Absatz 1 EnWG vorbehalten.



Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Hinweis

Die vollständige Entscheidung in dem Verfahren BK6-24-174 ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und kann von der Seite

www.bundesnetzagentur.de Beschlusskammern Beschlusskammer 6 Abgeschlossene Verfahren BK6-24-174 kostenlos abgerufen werden.

Diese Entscheidung gilt gem. § 73 Abs. 1a EnWG mit dem Tag als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im vorliegenden Amtsblatt zwei Wochen verstrichen sind.



Mitteilungen

Telekommunikation

Teil A Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 408/2024

TKG §§ 48 Abs. 1 i. V. m. 192 TKG;

Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Genehmigung von Entgelten für Kollokationsstrom, Raumluftechnik und Flächenmieten

Die Beschlusskammer 3 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, hat aufgrund der am 18.06.2024 durchgeführten öffentlichen mündlichen Verhandlung beschlossen:

- Die nachstehend aufgeführten Entgelte werden mit Wirkung ab 01.08.2024 genehmigt:

I	Kollokationsstrom	
I.1	Entgelt für den laufenden Stromverbrauch (bundeseinheitlich)	0,2566 €/kWh
II	Raumluftechnik	
	Monatliches Entgelt für die Teilklimatisierung (Raumluftechnik) pro kW bestellter Entwärmungsleistung für Kollokation für den Zugang zur Teilnehmeranschlussleitung	
II.1	mit vereinbarter 5-jähriger Mietzeitbindung	134,33 €
II.2	mit vereinbarter 8-jähriger Mietzeitbindung	111,84 €
II.3	mit vereinbarter 10-jähriger Mietzeitbindung	103,34 €
II.4	nach Ablauf der Mietzeitbindung	73,56 €
III	Monatliche Mietentgelte für Kollokationsflächen pro qm	
III.1	Kaltmieten ohne Service- und Nebenkosten pro qm	
	Frankfurt am Main	16,00 €
	Düsseldorf	12,50 €
	Köln	15,67 €
	Stuttgart	11,10 €
	München	18,92 €
	Dortmund	8,50 €
	Leipzig	11,00 €
	Hamburg	13,07 €
	Berlin	12,50 €
	Dresden	9,75 €



	Nürnberg	9,50 €
	Essen	5,50 €
	Hannover	7,75 €
	Bremen	9,00 €
	Städte mit 100.000 bis 500.000 Einwohnern	8,63 €
	Städte/Regionen mit bis zu 100.000 Einwohnern	7,17 €
III.2	Servicekosten (nicht bei Outdoor – Box) pro qm	0,13 €
III.3	Nebenkostenpauschale (nicht bei Outdoor – Box) pro qm	2,28 €

2. Die Genehmigungen unter den Ziffern 1.I., 1.II., 1. III.2 und 1.III.3 sind befristet bis zum 31.07.2025. Die Genehmigungen unter Ziffer 1.III.1 sind befristet bis zum 31.07.2027.

3. Im Übrigen werden die Anträge abgelehnt.

Der vollständige Beschluss vom 04.11.2024 kann auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur eingesehen bzw. heruntergeladen werden.

BK3a-24/012

**Mitteilung Nr. 409/2024**

§§ 128 Abs. 3, 138 TKG, § 214 TKG i. V. m. § 192 TKG;

Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbelegungsverfahren über die Gewährung der Zuwegung zu passiven Netzinfrastrukturen öffentlicher Versorgungsnetze

hier: BK11-24-014

Die Telekom Deutschland GmbH hat mit dem per E-Mail am 5.11.2024 eingegangenen Schreiben vom 5.11.2024 bei der Bundesnetzagentur ihren Antrag im o. g. Verfahren auf Beilegung des Streits mit der DB InfraGO AG zurückgezogen. Aufgrund dessen wurde das Verfahren von der Beschlusskammer am 6.11.2024 eingestellt.

BK11-24-014

Mitteilung Nr. 410/2024

§ 214 Abs. 1 TKG;

Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbelegungsverfahren über einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang zu öffentlich geförderten Telekommunikationslinien oder Telekommunikationsnetzen

hier: BK11-24-017

Der ursprünglich angesetzte Termin zur Durchführung der öffentlichen mündlichen Verhandlung am 04.11.2024 wird um einen Monat auf **den 04.12.2024** verschoben. Weitere Informationen sowie Zugangs- und Einwahldaten sind auf der Internetseite der Beschlusskammer 11 abrufbar.

BK11-24-017

Mitteilungen

Energie

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 411/2024

Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aufgrund eines verbindlichen Systems für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG („Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0“) (BK8-24/021-A)

Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aufgrund eines verbindlichen Systems für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG („Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0“) (BK8-24/021-A)

Die Beschlusskammer 8 hat gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH unter dem Aktenzeichen BK8-24/021-A ein Verfahren zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung einer Festlegung eines verbindlichen Systems für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG (Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0) eingeleitet.

Am 29. Dezember 2023 ist § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) „Nutzen statt Abregeln“ (NsA 2.0) in Kraft getreten (BGBl. 2023 I Nr. 405 vom 28. Dezember 2023). Mit diesem Instrument soll in geeigneten Regionen ein Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs durch zusätzlich zuschaltbare Lasten (Entlastungsanlagen) geschaffen werden. Hierdurch soll eine engpassentlastende Wirkung eintreten. Die Menge an Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die wegen Netzengpässen abgeregelt wird, soll sich damit verringern. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind dabei verpflichtet, berechtigten Teilnehmern ab dem 1. Oktober 2024 ermöglichen, Strommengen in zusätzlichen zuschaltbaren Lasten zu nutzen. Die ÜNB haben der Bundesnetzagentur am 2. April 2024 ihr Umsetzungskonzept nach § 13k Abs. 6 EnWG vorgelegt. Die Festlegung der Bundesnetzagentur (4.12.05.04/1 vom 28.06.2024) legt Kriterien fest, die eine zuschaltbare Last für die Teilnahme an der Maßnahme § 13k EnWG zu erfüllen hat. Mit dem Umsetzungskonzept der ÜNB und der Festlegung der Bundesnetzagentur unterliegt das Instrument Nutzen statt Abregeln 2.0 nach § 13k EnWG einer wirksamen Verfahrensregulierung. Die damit zusammenhängenden Kosten sollen als wirksam verfahrensreguliert eingestuft werden.

§ 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV sieht die Möglichkeit vor, Kosten, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung liegt nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV vor, soweit eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist und die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat.

Die betroffenen Netzbetreiber und die von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise erhalten die Gelegenheit, zu der beabsichtigten

Festlegung gemäß § 67 EnWG Stellung zu nehmen. Die Stellungen können, bevorzugt auch gemeinschaftlich, bis zum

Montag, 18. November 2024

über das Postfach der Beschlusskammer 8

Poststelle.BK8@BNetzA.de

mit dem Betreff „Stellungnahme zur Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0“ gesendet werden.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die eingegangenen Stellungnahmen – bereinigt um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse – auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Es wird daher bereits im Vorfeld um die Abgabe einer veröffentlichungsfähigen Stellungnahme gebeten.

Anlagen

- Beschlussentwurf
- Entwurf der freiwilligen Selbstverpflichtung



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

Beschluss

Aktenzeichen: BK8-24-021-A

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aufgrund eines verbindlichen Systems für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG („Festlegung FSV Nutzen statt Abregeln 2.0“)

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
die Beisitzerin Natalie Krank
und die Beisitzerin Dr. Ursula Heimann

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, vertreten durch die Geschäftsführung,
2. der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, vertreten durch die Geschäftsführung,

3. der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung, und
4. der TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung

– Übertragungsnetzbetreiber –

am dd.mm.2024 beschlossen:

1. Das Verfahren zur Beschaffung von Leistungen nach § 13k durch die Übertragungsnetzbetreiber unterliegt entsprechend den in der **Anlage** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen einer wirksamen Verfahrensregulierung.
2. Die nach Maßgabe dieser freiwilligen Selbstverpflichtungen zur Beschaffung ermittelten Kosten für Maßnahmen nach § 13k EnWG gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen ihre Erlösobergrenzen im Hinblick auf die nach Tenor zu Ziffer 1.) und 2.) entstehenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres t, für welches die in Tenor zu Ziffer 1.) genannte Leistung zu beschaffen ist, anpassen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 1 ansetzbaren Plan-Kosten und den dem Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung entstehenden tatsächlichen Kosten des Kalenderjahres t (Ist-Kosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto des Kalenderjahres t zu verbuchen.
4. Die Festlegung gilt vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028.
5. Eine Kostenfestlegung bleibt vorbehalten.



Gründe

I.

- 1 Die vorliegende Festlegung trifft Feststellungen zu einer wirksamen Verfahrensregulierung und legt ein verbindliches System für die Beschaffung von Leistungen nach § 13k EnWG fest.
- 2 Übertragungsnetzbetreiber nehmen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft eine systemrelevante Position ein. Nach § 12 EnWG haben sie die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und – insbesondere durch entsprechende Vorhaltung von Übertragungskapazität und der Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes – zur nationalen Versorgungssicherheit beizutragen. Sie sind darüber hinaus nach § 13 EnWG berechtigt und verpflichtet, jegliche Gefährdung oder Störung durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen.
- 3 Hierdurch wird deutlich, dass zum Betrieb von Übertragungsnetzen nicht nur die Bereitstellung von Netzinfrastruktur, sondern auch der systemführungsbedingte operative Umgang mit dem Einsatz elektrischer Energie gehört. Dies findet auch materiell in den Kostenpositionen eines Übertragungsnetzbetreibers seinen Niederschlag.
- 4 Am 29. Dezember 2023 ist § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) „Nutzen statt Abregeln“ (NsA 2.0) in Kraft getreten (BGBl. 2023 I Nr. 405 vom 28. Dezember 2023). Mit diesem Instrument soll in geeigneten Regionen ein Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs durch zusätzlich zuschaltbare Lasten (Entlastungsanlagen) geschaffen werden. Hierdurch soll eine engpassentlastende Wirkung eintreten. Die Menge an Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die wegen Netzengpässen abgeregelt wird, soll sich damit verringern. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind dabei verpflichtet, berechtigten Teilnehmern ab dem 1. Oktober 2024 ermöglichen, Strommengen in zusätzlichen zuschaltbaren Lasten zu nutzen.
- 5 Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 2. April 2024 ihr Umsetzungskonzept nach § 13k Abs. 6 EnWG vorgelegt. Gem. § 13k Abs. 7 Satz 2 EnWG hat die BNetzA das Konzept dahingehend überprüft, ob es in seiner konkreten Ausgestaltung dazu geeignet ist, die Abregelung von Strom aus Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG effektiv zu reduzieren und die Netz- und Systemsicherheit nicht zu beeinträchtigen. Die Zuteilung



- von Abregelungsstrommengen beginnt am 1. Oktober 2024 mit einer zweijährigen Erprobungsphase. In dieser wenden die vier Übertragungsnetzbetreiber ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren an (§ 13k Abs. 2 S. 3 EnWG). Nach der Erprobungsphase werden die Abregelungsstrommengen in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt (§ 13k Abs. 2 S. 2 EnWG).
- 6 Die Festlegung der Bundesnetzagentur vom 28.06.2024 (Aktenzeichen: 4.12.05.04/1) legt Kriterien fest, die eine zuschaltbare Last für die Teilnahme an der Maßnahme § 13k EnWG zu erfüllen hat.
- 7 Auf der Grundlage der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Absichtserklärung zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) hinsichtlich § 13k EnWG hat die Beschlusskammer am 30.10.2024 das vorliegende Verfahren eröffnet. Mit Veröffentlichung im Internet am 30.10.2024 und nachfolgend im Amtsblatt der Bundesnetzagentur vom 13.11.2024 hat die Beschlusskammer den Netzbetreibern und den berührten Wirtschaftskreisen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 8 Die Beschlusskammer hat am XX.XX.2024 gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG beteiligt. Dieser hat sich in der Sitzung vom XX.XX.2024 gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG mit der beabsichtigten Entscheidung befasst.
- 9 [Platzhalter Stellungnahmen]
- 10 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II.

- 11 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor

dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 12 Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung

- 13 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.
- 14 Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
- 15 Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung

des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

- 16 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

- 17 Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.
- 18 Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und

führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

- 19 Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Formelle Rechtmäßigkeit

- 20 Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber angehört und die zuständigen Behörden beteiligt.

2.1 Zuständigkeit

- 21 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1, 1. HS EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.
- 22 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist nicht gegeben. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Vorliegend handelt es sich jedoch um eine Festlegung zur Umsetzung der bis zum 31.12.2028 gültigen Anreizregulierungsverordnung und gerade nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung von Bedingungen und Methoden.

2.2 Ermächtigungsgrundlage

- 23 Die Festlegung in Bezug auf die Ziffern 1.) bis 3.) beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den



Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.

- 24 Die Regelung des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV sieht bei Stromversorgungsnetzen die Möglichkeit vor, Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV liegt vor, soweit eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist und die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat.
- 25 Der Kostenwälzmechanismus bezieht sich auf die Höhe der Erlösobergrenze des Übertragungsnetzbetreibers, sodass ein direkter Bezug zur Bestimmung der Erlösobergrenze gegeben ist.
- 26 Die Befristung beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

2.3 Anhörung

- 27 Die Entscheidung beruht auf den freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber. Den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG

Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Zudem wurde den betroffenen Wirtschaftskreisen die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2.4 Beteiligung zuständiger Behörden

28 Das Bundeskartellamt und die nach Landesrecht zuständigen Behörden haben gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG beteiligt.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

29 Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Ermessen ausgeübt. Die Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung ist erforderlich und geboten.

3.1 Voraussetzungen für die Festlegung: Festlegungszweck

30 Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

31 Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen schafft für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten, die aus Maßnahmen nach § 13k EnWG resultieren. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet.

3.2 Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke

32 Die Festlegung dient auch der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen insbesondere die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund. Darüber hinaus dient die Festlegung auch der Verwirklichung der in Art. 12 und 13 VO(EU) 2019/943



genannten Ziele. Mit dem Instrument soll in geeigneten Regionen ein Anreiz zur Aktivierung zusätzlichen Stromverbrauchs durch zusätzlich zuschaltbare Lasten (Entlastungsanlagen) geschaffen werden, wodurch eine engpassentlastende Wirkung eintreten soll. Die Menge an Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die wegen Netzengpässen abgeregelt wird, soll sich damit verringern. § 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG gibt vor, dass die Bestimmung der Ausschreibungsbedingungen, die im Rahmen des Umsetzungskonzepts der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, nach Absatz 2 Satz 1, einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und kostensenkenden Effekt der Maßnahme gegenüber Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1a S. 1 EnWG sicherstellen sollen (Senkung der Redispatch-Kosten), sowie, sofern von der Erprobungsphase Gebrauch gemacht wird, nach § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG. Diese Vorgabe stellt die wirtschaftliche Effizienz des Instruments sicher. Die Einhaltung dieser Vorgabe wurde im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber durch einen externen Gutachter untersucht und bestätigt. Die Umsetzung durch die Übertragungsnetzbetreiber ist geeignet, die Menge an Strom aus EE-Anlagen, die wegen Netzengpässen abgeregelt wird, zu reduzieren und Redispatchkosten zu senken. Durch die freiwillige Selbstverpflichtung erkennen die Übertragungsnetzbetreiber die Regelungen als verbindlich an, so dass eine hinreichende Verfahrensregulierung damit geschaffen wird.

3.3 Festlegung ist erforderlich und geboten

- 33 Bei der Entscheidung, ob die Beschlusskammer von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um den besonderen Umständen und Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch die Maßnahmen nach § 13k EnWG zu tragen.
- 34 Die Festlegung dient der Schaffung der notwendigen, verlässlichen Rahmenbedingungen und damit dem Ziel der Rechtssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber sowie der Marktbeteiligten in Bezug auf die Ausgestaltung des Instruments sowie der Kostenanerkennung bei Maßnahmen nach § 13k EnWG.
- 35 Von der vorliegenden Festlegung sind maßnahmenbezogene Kosten erfasst, sofern sie nicht über andere regulatorische Instrumente in der Erlösobergrenze abgebildet sind. Die Kosten resultieren aus Abrechnungen zwischen berechtigten Teilnehmern am Instrument § 13k EnWG und dem Übertragungsnetzbetreiber. Nicht erfasst sind zusätzlich anfallende



Kosten beim Übertragungsnetzbetreiber (z.B. Gutachterkosten, Rechts- und Beratungskosten, IT- oder Personalkosten).

- 36 Ebenfalls notwendig ist die Befristung der Festlegung (dazu unter Ziffer 3.8.).

3.4 Ausgestaltung der freiwilligen Selbstverpflichtungen umfassend (Tenor zu Ziffer 1.)

- 37 Mit Tenor zu Ziffer 1.) wird die Feststellung getroffen, dass es sich um verfahrensregulierte Kosten handelt. Das Verfahren für die Beschaffung von Leistungen nach § 13k EnWG für Übertragungsnetzbetreiber unterliegt entsprechend den in den Anlagen beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen einer wirksamen Verfahrensregulierung.
- 38 Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte freiwillige Selbstverpflichtung zur Bestimmung der Erforderlichkeit und Höhe der Leistungen erfüllt die Anforderungen an eine wirksame Verfahrensregulierung. Sie regelt den Bereich der Kostenberücksichtigung im Hinblick auf Leistungen nach § 13k EnWG in einer Art und Weise und so umfassend, dass dem Netzbetreiber in diesem Rahmen nur noch solche Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung bleiben, die unter Betrachtung aller Umstände der Gesamtsituation als geringfügig bewertet werden können.
- 39 Durch die Festlegung der Bundesnetzagentur vom 28.06.2024 (Aktenzeichen: 4.12.05.04/1) zur Bestimmung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last nach § 13k EnWG zu erfüllen hat und das Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13k Abs. 6 EnWG sind alle wesentlichen Vorgaben zur Teilnahme und zur Vergütung und damit zu den entstehenden Kosten für die Beschaffung von Leistungen nach § 13k EnWG weitestgehend konkretisiert und festgelegt.
- 40 § 13k Abs. 2 Satz 2 EnWG sieht die Möglichkeit einer zweijährigen Erprobungsphase durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren vor. Die Übertragungsnetzbetreiber machen von dieser Regelung Gebrauch. Das derzeit vorliegende Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber fokussiert auf die Erprobungsphase. Es wird eine Anpassung des Umsetzungskonzeptes erforderlich sein, welches das Zielmodell ab dem 01.10.2026 beschreibt. Das Zielmodell unterscheidet sich von der Erprobungsphase dahingehend, dass im Zielmodell tägliche, wettbewerbliche Ausschreibungen stattfinden werden. Das derzeit vorliegende Umsetzungskonzept regelt den Bereich der Kostenberücksichtigung im Hinblick auf Leistungen nach § 13k EnWG jedoch bereits in einer Art

und Weise und so umfassend, dass auch im Hinblick auf eine Anpassung des Umsetzungskonzepts zur Anwendung des Zielmodells dem Netzbetreiber in diesem Rahmen nur noch solche Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung bleiben, die unter Betrachtung aller Umstände der Gesamtsituation als geringfügig bewertet werden können. Dies liegt daran, dass im Umsetzungskonzept bereits umfassende Regeln zum Vergütungsmechanismus getroffen wurden. Insbesondere wurde mit dem 13k-Preis der finanzielle Selbstbehalt der Lasten je MWh geregelt und es wurden die dem Grunde nach erstattungsfähigen entlastungsanlagenspezifischen Kostenbestandteile geregelt. Die Definition des 13k-Preises erfolgt im Umsetzungskonzept der ÜNB. Daneben wurde zur Einhaltung der Vorhaben nach § 13k Abs. 6 Nr. 4 EnWG eine Preisobergrenze und eine Begrenzung der individuellen Kompensation eines Teilnehmers festgelegt.

- 41 Die Übertragungsnetzbetreiber haben die zu berücksichtigenden Verfahrensschritte und die daraus entstehenden maßnahmenbezogenen Kosten im Rahmen ihrer freiwilligen Selbstverpflichtungen weitergehend konkretisiert. Somit liegt eine umfassende und wirksame Verfahrensregulierung vor.

3.5 Anpassung der Erlösobergrenze und Ist-Kosten-Abgleich (Tenor zu Ziffern 2.) und 3.)

- 42 Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Ist-Kosten-Abgleich in Tenor zu Ziffer 2.) und 3.) des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV. Gemäß dieser Vorschrift kann die Bundesnetzagentur zwecks Verwirklichung eines in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecks durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG Entscheidungen zu den Erlösobergrenzen und deren Anpassung nach § 4 ARegV treffen.
- 43 Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen enthält § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV selbst nicht. Dort ist normiert, dass der Übertragungsnetzbetreiber jeweils eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 1. Januar eines Kalenderjahres vornehmen kann, sofern eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis S. 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV in Rede.
- 44 In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung hat die Beschlusskammer entschieden, den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, die ihnen entstehenden Kosten aus der Beschaffung der in Tenor zu Ziffer 1.) beschriebenen Leistung ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Der Sachverhalt



- entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6a, 8, 13, 16 und 18 ARegV; in diesen Fällen darf der Übertragungsnetzbetreiber auf das Kalenderjahr abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t-0-Ansatz, auf Basis von Plan-Kosten mit Ist-Kosten-Abrechnung).
- 45 Um dies zu ermöglichen, hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die voraussichtlichen Kosten (Plan-Kosten) auf Grundlage realistischer Prognosen im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).
- 46 Satz 2 des Tenors zu Ziffer 3.) greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des Übertragungsnetzbetreibers nach § 5 Abs. 1 ARegV auf. Das bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus der Beschaffung entstehenden Kosten (Plan-Kosten) und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstandenen Kosten (Ist-

Kosten) jährlich vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber in t+1 zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto des Kalenderjahres t zu verbuchen ist.

- 47 Der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber hat die tatsächlichen Ist-Kosten des Jahres t gegenüber der Beschlusskammer im Rahmen des von der Bundesnetzagentur entweder durch Übersendung oder durch Veröffentlichung auf der Internetseite

www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8

- 48 zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens im Rahmen der Regulierungskontomeldung gesondert zu erfassen und nachzuweisen. Dabei hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen Kosten im Erhebungsbogen einzutragen.

3.6 Anwendungszeitraum (Tenor zu Ziffer 4.)

- 49 Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode. Die vierte Regulierungsperiode läuft vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028. Die Entscheidung erfasst die im Geltungszeitraum anfallenden Kosten.

- 50 Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet. Die Befristung ergibt sich bereits aus dem Außerkrafttreten der ARegV mit Ablauf des 31.12.2028.

4. Kosten (Tenor zu Ziffer 5.)

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

5. Anlagenverweis

- 52 Die beigefügten **Anlagen (Freiwillige Selbstverpflichtungen)** sind Bestandteil dieses Beschlusses.



Rechtsmittelbelehrung

- 53 Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem einzureichen.
- 54 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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.
- 55 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Bourwieg

Krank

Dr. Heimann

Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ nach § 13k EnWG

1. Präambel

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) haben nach § 12 EnWG die Verantwortung für die Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz. Ihnen obliegt neben der Frequenzhaltung auch die Systemverantwortung nach § 13 EnWG. Zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung erlaubt der § 13a EnWG den ÜNB u.a. eine Wirkleistungsanpassung bei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie vorzunehmen. Mit dem § 13k EnWG hat der Gesetzgeber das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (NsA 2.0) geschaffen, das es den ÜNB ermöglicht die Wirkleistungsreduktion von EE-Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG wegen strombedingter Engpässe zu verringern.

Die vorliegende freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) beschreibt das Instrument „Nutzen statt Abregeln 2.0“ sowie die regulatorische Anerkennung und Verrechnung der Kosten, die dem ÜNB im Zuge des Instruments nach § 13k EnWG entstehen.

Die ÜNB verpflichten sich darüber hinaus, alle von der Bundesnetzagentur (BNetzA) für erforderlich erachteten Informationen, insbesondere die im Abschnitt 3 genannten Daten, fristgemäß, elektronisch verarbeitbar und nachprüfbar der BNetzA zu übermitteln.

Damit wird es der BNetzA ermöglicht, das Ergebnis des Vorgehens dieser vorliegenden FSV als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV zu behandeln.

2. Definitionen

Das Instrument NsA 2.0 dient dem Ziel, den Strom aus EE-Anlagen nutzbarer zu machen, indem dieser in Zeiten von Netzengpässen nicht abgeregelt, sondern in zusätzlich zuschaltbaren Lasten verbraucht wird. Zu diesem Zweck bestimmen die ÜNB stündliche Strommengen aus EE-Anlagen, die wegen strombedingter Engpässe im Übertragungsnetz voraussichtlich reduziert werden müssten („Abregelungsstrommengen“). Das Gesetz sieht im Zielmodell vor, dass die ÜNB diese Abregelungsstrommengen durch tägliche wettbewerbliche Ausschreibungen an Teilnehmer verauktionieren. Dabei gestattet der Gesetzgeber den ÜNB ab dem Start der Regelung zum 01.10.2024 eine zweijährige Erprobungsphase, in der die Zuteilung der Abregelungsstrommengen durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren (d.h. keine wettbewerbliche Ausschreibung) erfolgt. Sowohl im Zielmodell als auch in der Erprobungsphase erfolgt die Beschaffung der zugeteilten Abregelungsstrommengen selbstständig durch die Teilnehmer.

Für die Erprobungsphase haben die ÜNB gemäß § 13k Abs. 6 Satz 2 EnWG ein Umsetzungskonzept entwickelt, in welchem u.a. die Teilnahmebedingungen sowie die finanziellen Aspekte des NsA-Instruments nach § 13k EnWG ausführlich beschrieben sind.¹ Für das Zielmodell ist noch ein ÜNB-Umsetzungskonzept zu entwickeln, in dem die ÜNB

¹ <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/%C3%9CNB-Umsetzungskonzept-gem%C3%A4%C3%9F-13k-Abs-6-EnWG>



insbesondere die Modalitäten der wettbewerblichen Ausschreibung erarbeiten. Diese FSV bezieht sich immer auf das zu diesem Zeitpunkt gültige Umsetzungskonzept.

Sowohl in der Erprobungsphase als auch im Zielmodell erfolgt eine teilweise Kompensation der für den zusätzlichen Stromverbrauch anfallenden Kosten (insbesondere der Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung des 13k-Preises sowie der Stromnebenkosten) des Teilnehmers durch die ÜNB. Die Definition des 13k-Preises erfolgt im Umsetzungskonzept der ÜNB. Die maximale individuelle Kompensation ist dabei gemäß § 13k Abs. 6 Nr. 4 EnWG mindestens bis zu den alternativ anfallenden Redispatch-Kosten gemäß § 13a Abs. 2 EnWG begrenzt.

Im Rahmen dieser FSV werden den ÜNB nur solche Maßnahmenkosten erstattet, die aus Zahlungen an berechnete Teilnehmer am Instrument NsA 2.0 nach § 13k EnWG resultieren. Darüber hinaus werden dem ÜNB nur solche Maßnahmenkosten erstattet, die in ihrer Höhe berechnete sind. Berechnete Teilnehmer müssen die Kriterien der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs gemäß der Festlegung Az.: 4.12.05.04/1 vom 28.06.2024 der BNetzA erfüllen. Weiterhin müssen die Entlastungsanlagen der Teilnehmer, in den von den ÜNB ausgewiesenen Entlastungsregionen liegen sowie die Präqualifikationsbedingungen gemäß des zu diesem Zeitpunkt gültigen Umsetzungskonzept erfüllt sein.

Gemäß § 13k Abs. 5 EnWG sehen die ÜNB ein Pönale für den Fall vor, in welchem ein Teilnehmer die ihm zugeteilten Abregelungsstrommengen nicht verbraucht (vgl. Anlage 6.3.4). Die Pönale ist in diesem Fall von dem Teilnehmer an den ÜNB zu entrichten, in dessen Regelzone die Anlage des Teilnehmers angeschlossen ist. Und ist über das Regulierungskonto des entsprechenden Jahres netzkostensenkend zu berücksichtigen.

Die vorliegende FSV erfasst sowohl die Erprobungsphase als auch das Zielmodell.

3. Kostenanerkennung

Die Berücksichtigung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus Maßnahmen nach § 13k EnWG in der Erlösobergrenze (EOG) der ÜNB erfolgt auf der Grundlage des § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV in Verbindung mit den Vergütungsregelungen laut ÜNB-Umsetzungskonzept.

Im Rahmen der FSV können ausschließlich Maßnahmenkosten aus Abrechnungen zwischen berechtigten Teilnehmern am Instrument § 13k EnWG und dem Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden:

- Teilweise Kompensation der für den zusätzlichen Stromverbrauch anfallenden Kosten (insbesondere der Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung des 13k-Preises, der Stromnebenkosten) der Teilnehmer gemäß des zum Zeitpunkt gültigen Umsetzungskonzeptes unter Berücksichtigung der Preisobergrenze und der maximalen individuellen Kompensation des Teilnehmers
- Die dem ÜNB durch Pönalen-Zahlungen entstehende Erlöse werden zur Finanzierung der aus dem Instrument entstehen Maßnahmenkosten genutzt

In dieser FSV werden keinerlei Kosten, die den ÜNB etwa im Rahmen anderer FSVen entstehen, verrechnet. Eine Doppelberücksichtigung von Kosten ist ausgeschlossen.

4. Transparenz- und Nachweispflichten

Ab dem 1. Oktober 2024 werden täglich die Abregelungsstrommengen sowie die Ergebnisse der zugeteilten Abregelungsstrommengen veröffentlicht.



Seite 3 von 3

Weitere Transparenz- und Nachweispflichten sind dem zu diesem Zeitpunkt gültigen Umsetzungskonzept zu entnehmen.

Darüber hinaus übermitteln die ÜNB jährlich die Daten gemäß den Abschnitten **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** an die BNetzA.

5. Öffnungsklausel

Eine Anpassung der FSV kann auf Antrag der ÜNB erfolgen, falls sich die zugrundeliegenden Umstände ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser FSV jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Absatz 1 EnWG, § 32 Absatz 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Absatz 2 Satz 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur. Unter den zugrundeliegenden Umständen werden auch gesetzliche, verordnungsrechtliche und/oder regulatorische Vorgaben verstanden.

Unterschriften

xxx GmbH

Name:	Name:
Datum: TT.MM 2024	Datum: TT.MM 2024
Unterschrift:	Unterschrift:

Impressum

Herausgeber: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Redaktion: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat Z 15
Postfach 80 01
53105 Bonn

Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Telefon: (02 28) 14 53 18
Telefax: (02 28) 14 65 33
E-Mail: amtsblatt@bnetza.de

Erscheinungsweise: Das Amtsblatt der BNetzA erscheint nach Bedarf, in der Regel 14-täglich

Layout: Innodata Germany GmbH, 48268 Greven

Bestellung/Versand: Einzellieferung von älteren Ausgaben
Telefon: (02 28) 14 53 18 Herr Gahre
E-Mail: amtsblatt@bnetza.de

Der Versand erfolgt gegen Rechnung