



Bundesnetzagentur

Bonn, 20. März 2024

Amtsblatt 06

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Regulierung

Vfg-Nr.		Seite
	Telekommunikation	
34	Außerkräftsetzung der Funk-Schnittstellenbeschreibung SSB FE-OE 027 (Punkt- zu- Mehrpunkt- Richtfunkanlagen im 26-GHz-Bereich).....	164
35	Gesetz über die Bereitstellung von Funkanlagen auf dem Markt (Funkanlagengesetz -FuAG); Allgemeinverfügung bezüglich eines Vertriebsverbotes für ein Gerät.....	164
36	Übergangsregelung zur Durchführung von bestimmten Wiederholungsprüfungen nicht bestandener Prüfungsteile der Amateurfunkprüfung.....	165
	Energie	
37	Art. 37 Abs. 3 VO (EU) 2017/2195; Genehmigung des geänderten Vorschlags der regelzonverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion CORE für eine Kapazitätsberechnungsmethode des Regelarbeit-Zeitbereichs gemäß Art. 37 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 (BK6-22-407).....	166
38	Festlegungsverfahren zu Grundsätzen und Verfahren der Einführung technischer Sicherheitsregeln nach § 49 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes - Az.: BK6-23-037	193

Mitteilungen

Mit-Nr.		Seite
	Telekommunikation	
	Teil A	
	Mitteilungen der Bundesnetzagentur	
132	TKG §§ 14 Abs. 2, 12 Abs. 1, § 16 i. V. m. 192; Veröffentlichung der Stellungnahme aus dem Anhörungsverfahren betreffend den Entwurf der Entgeltgenehmigung in dem Verwaltungsverfahren auf Antrag der Telekom Deutschland GmbH vom 02.11.2023 auf Genehmigung von Entgelten für die monatliche Überlassung von Carrier-Festverbindungen CFV- Ethernet 2.0 ab 01.04.2024 und für Zusatzleistungen ab dem 02.11.2023	195
133	§§ 149 Abs. 1 Nr. 1, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG; Antrag des Herrn Michael Rack (RSM Freilassing) auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Mitnutzung passiver Netzinfrastrukturen; hier: BK11-23-016	195

Mit-Nr.		Seite
134	§§ 149 Abs. 1 Nr. 5, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG; Antrag der Firma System- und Anlagentechnik Gnauck auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Gewährung offenen Netzzugangs zu öffentlich geförderten Telekommunikationsnetzen und Telekommunikationslinien; hier: BK11-24-004	196
135	§§ 192 i. V. m. § 29 TKG; Standardangebot der Telekom Deutschland GmbH für den Zugang zu Wholesale Premium mit einer Ethernet-Schnittstelle und einer Übertragungsrate von 150 Mbit/s als hochqualitatives Zugangsprodukt (BK2c-23-007); Hier: Bestimmung des neuen Termins zur öffentlich mündlichen Verhandlung	197
136	§§ 211 Abs. 2 i. V. m. § 128 Abs. 4 TKG; Antrag der Stadt Blankenburg (Harz) auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Anordnung der gemeinschaftlichen Verlegung von Glasfaserleitungen; hier: BK11-24-002	197
137	Beabsichtigte Außerkraftsetzung einer Funk-Schnittstellenbeschreibung (SSB LA-NOE 030)	198
138	Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 30 Funkanlagengesetz (FuAG)	198
139	Prüfungsfragen zum Erwerb von Amateurfunkprüfungsbescheinigungen	198
140	Verordnung über Notrufverbindungen (NotrufV); Änderung der Einzugsgebiete und Notrufursprungsbereiche von Notrufabfragestellen	199

Energie

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

141	§ 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 und S. 2 i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG; Einleitung eines Verfahrens und Konsultation zur Festlegung kritisch bestimmter Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BStG	200
142	§ 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i. V. m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i. V. m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i. V. m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460; Konsultation der Festlegung zur Berechnung von Multiplikatoren, von Abschlägen für unterbrechbare Kapazitäten, von Rabatten an LNG-Terminals und von saisonalen Faktoren - (BK9-23/612, „MARGIT 2025“)	203
143	Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus der Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit aufgrund einer marktgestützten Beschaffung (BK8-23-009-A)	231
144	Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n. F. (Nutzen statt Abregeln - Power to Heat)	231
145	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-18/054	251
146	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-18/055	251
147	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-19/057	251
148	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/055	251
149	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/059	252
150	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/060	252
151	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/072A01	252

Mit-Nr.		Seite
152	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-21/019	252
153	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Strombereich, hier: Einstellung von Verfahren	253
154	Konsultation einer Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung der Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen und zum Widerruf der Festlegungen der wirksamen Verfahrensregulierung betreffend die Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (BK6-08-260/262/264/269, in der Fassung BK6-15-118) (BK8-23/013-A)	253
155	Veröffentlichung eines Eckpunktepapiers zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasinfrastrukturleitungen (KANU 2.0; GBK-24-02-2#1)	287

Regulierung

Telekommunikation

Vfg Nr. 34/2024

Außerkraftsetzung der Funk-Schnittstellenbeschreibung SSB FE-OE 027 (Punkt- zu- Mehrpunk- Richtfunkanlagen im 26-GHz-Bereich)

Im Amtsblatt der Bundesnetzagentur Nr. 24 vom 20.12.2023 (Mitteilung Nr. 254/2023) wurde über die beabsichtigte Außerkraftsetzung der Funk-Schnittstellenbeschreibung SSB FE-OE 027 (Punkt- zu- Mehrpunk- Richtfunkanlagen im 26-GHz-Bereich) informiert. Den interessierten Kreisen der Öffentlichkeit wurde die Gelegenheit gegeben, innerhalb von 6 Wochen nach Erscheinen dieser Mitteilung Stellung zu nehmen.

Es sind keine Stellungnahmen, Anregungen bzw. Bedenken eingegangen.

Deshalb wird mit sofortiger Wirkung diese SSB außer Kraft gesetzt.

421

Vfg Nr. 35/2024

Gesetz über die Bereitstellung von Funkanlagen auf dem Markt (Funkanlagengesetz -FuAG):

Allgemeinverfügung bezüglich eines Vertriebsverbotes für ein Gerät

Im Rahmen der Marktüberwachung nach dem FuAG wurde die Bundesnetzagentur darauf aufmerksam gemacht, dass das unten genannte Gerät nicht mit den Anforderungen des FuAG übereinstimmt.

Die Bundesnetzagentur erlässt auf Grund des § 23 Absatz 2 Nr. 4 i. V. m. § 30 Absatz 3 FuAG folgende

Allgemeinverfügung:

1. **Das weitere Bereitstellen, Inverkehrbringen und die Weitergabe des unten aufgeführten Gerätes wird untersagt.**

Angaben zum Gerät:

Produktart: PMR Transceiver
Modell: CT990-EB
Markenzeichen: MIDLAND
Hersteller: MIDLAND EUROPE S.R.L., Italien

2. **Die Allgemeinverfügung gilt am Tag nach ihrer Veröffentlichung als bekanntgegeben.**

Begründung

I.

Die Bundesnetzagentur wurde am 14.11.2023 gemäß § 30 Absatz 1 FuAG darüber informiert, dass ein Mitgliedstaat der Europäischen

Union eine markteinschränkende Maßnahme nach Artikel 40 der Funkanlagenrichtlinie 2014/53/EU getroffen hat.

Die zuständige Marktüberwachungsbehörde SETELECO Secretaría de Estado de Telecomunicaciones e Infraestructuras Digitales in Spanien hat eine Überprüfung der Konformität des oben genannten Gerätes durchgeführt.

Im Rahmen der formalen Prüfung seitens der zuständigen Marktüberwachungsbehörde wurde festgestellt, dass die CE-Kennzeichnung auf der Funkanlage nicht richtlinienkonform vorgenommen wurde. Ebenso wurde das Konformitätsbewertungsverfahren unzureichend durchgeführt und entspricht nicht den Anforderungen der Funkanlagenrichtlinie 2014/53/EU.

Das Gerät wurde zusätzlich einer messtechnischen Prüfung unterzogen. Der Prüfbericht des beauftragten Testlabors sagt aus, dass der Grenzwert für unerwünschte Aussendungen überschritten wurde.

Die Bundesnetzagentur konnte sowohl die formalen Mängel als auch das Ergebnis der messtechnischen Prüfung im Prüfbericht nachvollziehen und hält daher die Maßnahme der spanischen Marktüberwachungsbehörde für gerechtfertigt.

II.

Mit der Amtsblattmitteilung Nr. 242/2023 vom 06.12.2023 wurden die nationalen Wirtschaftsakteure gemäß § 30 Absatz 1 FuAG über diese markteinschränkende Maßnahme informiert und innerhalb einer Frist von vier Wochen konnten hierzu Stellungnahmen abgegeben werden.

Es sind keine Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur eingegangen.

Da weder von anderen europäischen Marktüberwachungsbehörden noch von der Europäischen Kommission Einwände erhoben wurden, gilt diese Maßnahme gemäß § 30 Absatz 3 FuAG als gerechtfertigt.

Die getroffene Maßnahme wird gemäß § 30 Absatz 3 FuAG im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Verfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch erhoben werden. Der Widerspruch ist bei der Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn oder bei einer sonstigen Dienststelle der Bundesnetzagentur einzulegen.

Widerspruch und Klage gegen die oben getroffene Entscheidung haben nach § 36 FuAG keine aufschiebende Wirkung.

Es dient einer zügigen Bearbeitung Ihres Widerspruches, wenn er bei der **Bundesnetzagentur, Referat 412, Canisiusstraße 21, 55122 Mainz** eingelegt wird.

Hinweise

Für ein ganz oder teilweise erfolgloses Widerspruchsverfahren werden grundsätzlich Kosten (Gebühren und Auslagen) erhoben. Die Kosten des Vorverfahrens richten sich gemäß § 36 Absatz 2 FuAG nach § 226 des Telekommunikationsgesetzes.

Es wird besonders darauf hingewiesen, dass die Wirtschaftsakteure darauf zu achten haben, dass sie ihre Verpflichtungen nach dem FuAG einzuhalten haben. Ordnungswidrig handelt, wer gegen die Pflichten verstößt. Diese Ordnungswidrigkeit kann mit einem Bußgeld geahndet werden.

412-4

Vfg Nr. 36/2024

Übergangsregelung zur Durchführung von bestimmten Wiederholungsprüfungen nicht bestandener Prüfungsteile der Amateurfunkprüfung

Gemäß § 5 Abs. 5 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Amateurfunkverordnung (AFuV) vom 21. Juni 2023 (BGBl. I Nr. 160) gelten ab 24. Juni 2024 zusätzlich zu den Bestimmungen der Amtsblatt-Verfügung Nr. 29/2024 folgende Übergangsregelungen zur Durchführung von Wiederholungsprüfungen nicht bestandener Prüfungsteile der Amateurfunkprüfung, welche im Rahmen der Erstprüfung vor dem 24. Juni 2024 absolviert und nicht bestanden wurden.

1 Allgemeines

Das Verfahren zur Durchführung von Wiederholungsprüfungen nicht bestandener Prüfungsteile der Amateurfunkprüfung, welche im Rahmen der Erstprüfung vor dem 24. Juni 2024 absolviert und nicht bestanden wurden, richtet sich nach den Bestimmungen der Amtsblatt-Verfügung 29/2024, sofern nachfolgend nichts Abweichendes geregelt ist.

Bereits in der Erstprüfung bestandene Prüfungsteile werden bei einer Wiederholungsprüfung innerhalb von 24 Monaten nach Bekanntgabe des Prüfungsergebnisses der ersten Prüfung anerkannt. Sie müssen nicht erneut absolviert werden.

2 Wiederholungsprüfungen bis zum 31. Dezember 2024

Bei Wiederholungsprüfungen zwischen dem 24. Juni 2024 und dem 31. Dezember 2024 kann der Prüfling wählen, ob die nicht bestandenen Prüfungsteile

- nach den bis zum 23. Juni 2024 geltenden Prüfungsfragenkatalogen (Mitteilung Nr. 257/2023) oder
- nach dem ab dem 24. Juni 2024 geltenden Prüfungsfragenkatalog (Mitteilung Nr. 257/2023, bzw. der jeweils gültige Prüfungsfragenkatalog) wiederholt werden.

Im Antrag zur Wiederholungsprüfung ist im Kommentarfeld anzugeben, nach welchem Prüfungsfragenkatalog die Prüfung erfolgen soll. Wird dies nicht mitgeteilt, so erfolgt die Wiederholungsprüfung auf Grundlage des jeweils gültigen Prüfungsfragenkatalogs.

3 Wiederholungsprüfungen ab dem 1. Januar 2025

Bei Wiederholungsprüfungen ab dem 1. Januar 2025 sind die nicht bestandenen Prüfungsteile nach dem jeweils gültigen Prüfungsfragenkatalog zu wiederholen.

Wurde in der Erstprüfung der Prüfungsteil Technik nicht bestanden, sind in der Wiederholungsprüfung alle für die jeweilige Klasse erforderlichen Prüfungsteile zu absolvieren:

- Wiederholungsprüfung Technik Klasse E: Prüfungsteile N, E
- Wiederholungsprüfung Technik Klasse A: Prüfungsteile N, E, A

Begründung:

In der Anhörung zur neuen Prüfungsordnung (Mitt. 256/2023, Vfg. 29/2024) forderten Kommentatoren Übergangsfristen für Erst- und Wiederholungsprüfungen nach den bisherigen Regelungen.

Zu den Wiederholungsprüfungen weist die Bundesnetzagentur auf Folgendes hin:

Grundsätzlich soll gemäß § 5 Abs. 3 AFuV Prüflingen die Möglichkeit eröffnet werden, innerhalb von 24 Monaten die Teile der Prüfung zu wiederholen, die beim ersten Versuch nicht erfolgreich bestanden wurden.

Hierbei ist es jedoch jetzt bereits üblich, dass nicht erneut genau dieselben Prüfungsfragen gestellt werden. Vielmehr muss lediglich die Möglichkeit bestehen, in einem erneuten Versuch, sein Wissen über das geprüfte Thema nachzuweisen. Da durch einen neuen Fragenkatalog auch nur Wissen abgefragt wird, das bei der Erstprüfung schon vorausgesetzt wurde, und die Wiederholungsprüfung daher mit den Anforderungen der Erstprüfung vergleichbar ist, steht die Anwendung eines neuen Fragenkatalogs und somit auch der neuen Prüfungsordnung dem Wortlaut des § 5 Abs. 3 Satz 1 AFuV nichts entgegen.

Folglich ist eine Wiederholungsprüfung nach § 5 Abs. 3 Satz 1 AFuV grundsätzlich auch unter Anwendung der neuen Prüfungsordnung möglich.

Nichtsdestotrotz hält die Bundesnetzagentur es für verhältnismäßig, Wiederholungsprüflingen eine Übergangsregelung anzubieten, welche es erlaubt Wiederholungsprüfungen nach altem Recht abzugeben. Aufgrund der Vergleichbarkeit der neuen und alten Module kommt es auch nicht zu einer unzumutbaren Benachteiligung, wenn der Prüfling seine Wiederholungsprüfung, nach Ende der Übergangsfrist, nach den neuen Regelungen ablegen muss. Maßgeblich für die Abgrenzung der Nr. 2 und Nr. 3 dieser Verfügung ist der Tag der Prüfung.

Die Bundesnetzagentur vertritt die Auffassung, dass der Wechsel zur neuen Prüfungsordnung für Erstprüfungen ab dem 24.06.2024 auch ohne besondere Übergangsregelung verhältnismäßig ist. Es war bereits ein Jahr vor dem Stichtag bekannt, dass es zu Änderungen der Prüfungsordnung kommen würde. Der neue Fragenkatalog dazu wurde am 20.12.2023 veröffentlicht. Es ist folglich davon auszugehen, dass sich ein gewissenhafter Prüfling mit den Grundlagen des geforderten Stoffes auseinandersetzt. Die Inhalte im Fragenkatalog haben sich darüber hinaus nicht wesentlich verändert, so dass den Prüflingen bei einer durchschnittlichen Vorbereitungsdauer von 6 Monaten genügend Zeit bleibt, sich auf die neuen Fragen vorzubereiten. Insofern ist eine Übergangsfrist für Erstprüfungen nicht notwendig.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Verfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

225-2

Regulierung

Energie

Vfg Nr. 37/2024

Art. 37 Abs. 3 VO (EU) 2017/2195;

Genehmigung des geänderten Vorschlags der regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion CORE für eine Kapazitätsberechnungsmethode des Regelarbeitszeitbereichs gemäß Art. 37 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 (BK6-22-407)

Die Beschlusskammer 6 hat in dem Verfahren BK6-22-407 durch Entscheidung vom 05.03.2024 gegenüber den regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreibern Folgendes beschlossen:

1. Der beigefügte geänderte Vorschlag der Antragstellerinnen in der Fassung vom 11.11.2023 für eine Kapazitätsberechnungsmethode des Regelarbeitszeitbereichs für die Kapazitätsberechnungsregion CORE wird genehmigt.
2. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
3. 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).

Hinweis

Die vollständige Entscheidung in dem Verfahren BK6-22-407 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).

Anlage



Anlage

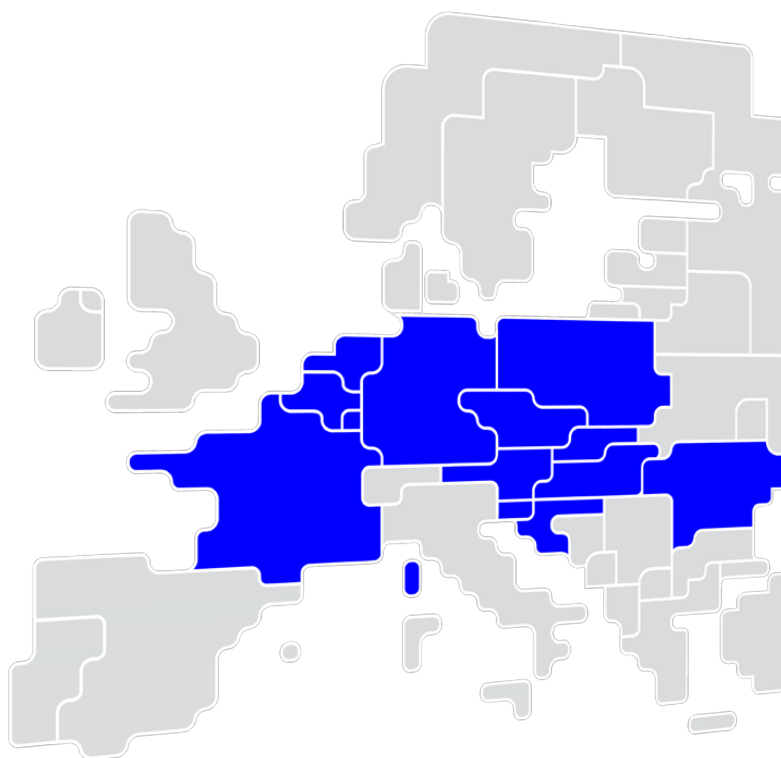
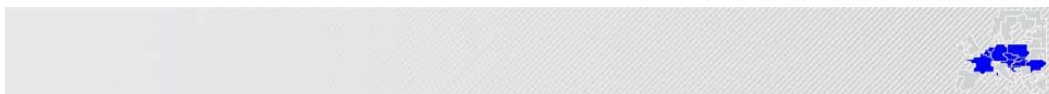


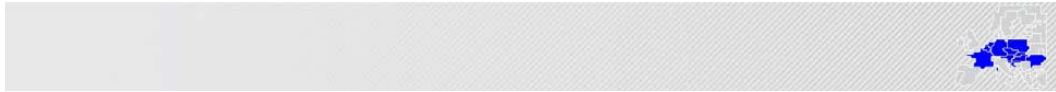
Kapazitätsberechnungsmethode des Regelarbeit-Zeitbereichs für die Core- Kapazitätsberechnungsregion

in Übereinstimmung mit Artikel 37 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom
23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im
Elektrizitätsversorgungssystem

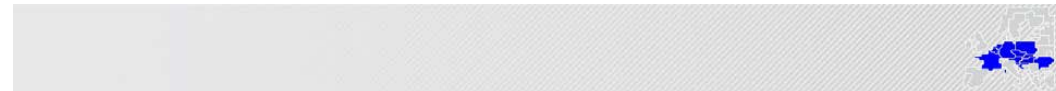
11.11.2023

November 2023





Präambel	4
Titel1 Allgemeine Bestimmungen	11
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich	11
Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Interpretation	11
Artikel 3 Anwendung dieser Methode	14
Titel 2 Allgemeine Beschreibung des Kapazitätsberechnungsprozesses	14
Artikel 4 BTCC-Kapazitätsberechnungsprozess	14
Titel 3 Kapazitätsberechnungsinputs	15
Artikel 5 Methode für die Zuverlässigkeitsmarge	15
Titel 4 Beschreibung des Kapazitätsberechnungsprozesses für den Regelarbeit- Zeitbereich	16
Artikel 6 Aktualisierungen von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den Regelarbeit-Zeitbereich, die nach dem IDCZGCT verbleiben	16
Artikel 7 Die Integration von HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Gebotszonen der Core CCR	17
Artikel 8 Berücksichtigung Core-fremder Gebotszonengrenzen	17
Artikel 9 Berechnungen von ATC bzw. NTC für den Austausch von Regelarbeit oder zur Durchführung des IN-Verfahrens (Imbalance-Netting-Verfahrens)	18
Artikel 10 Validierung von Regelarbeit-Zeitbereich-Kapazitäten	20
Artikel 11 Notfallverfahren zur Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs	21
Titel 5 Aktualisierungen und Datenbereitstellung	21
Artikel 12 Veröffentlichung von Daten	21
Artikel 13 Qualität der veröffentlichten Daten	22
Artikel 14 Monitoring, Berichterstattung und Unterrichtung der Core- Regulierungsbehörden	23
Titel 6 Umsetzung	24
Artikel 15 Umsetzungszeitplan	24
Titel 7 Abschließende Bestimmungen	25
Artikel 16 Sprache	25



ALLE ÜNB DER CORE-CCR GEMEINSAM UNTER ERWÄGUNG NACHSTEHENDER GRÜNDE,

Präambel

- (1) Das vorliegende Dokument legt die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 37 der VERORDNUNG (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im weiteren Verlauf als „EB-Verordnung“ bezeichnet) dar. Die Methode wird im weiteren Verlauf als „Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs“ bezeichnet.
- (2) Die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs dient dazu, die grenzüberschreitende Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder für die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs gemäß Artikel 37 Absatz 3 EB-Verordnung zu berechnen. Sie liefert den Europäischen Regularbeitsplattformen den Input hinsichtlich CZCL.
- (3) Gemäß Artikel 37 Absatz 2 der EB-Verordnung besteht vor der Umsetzung der Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 37 Absatz 3 der Status quo in der Nutzung der nach dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Markts (IDCZGCT) verbleibenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazität. Diese Methode unterscheidet sich vom Status quo durch die Aktualisierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, die gemäß Artikel 4.3 Ziffer b nach dem IDCZGCT verbleiben.

Gemäß Artikel 37 Absatz 3 EB-Verordnung entspricht die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs der durch die Verordnung (EU) 2015/1222 in den Intraday-Zeitbereich eingeführten Berechnungsmethode der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität, da sie als sequentieller Prozess nach der Intraday-Übertragungskapazitätsberechnung aufgebaut ist und für die Input-Erstellung und den Berechnungsprozess dieselben Grundsätze anwendet wie die IDCC. Sie basiert auf Prognosedaten und verwendet Elemente aus dem lastflussbasierten Ansatz, der bei der IDCC eingesetzt wird. Gemäß Artikel 4 werden lastflussbasierte Berechnungen im Rahmen der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode und der Prozess-Ausgangsdaten des letzten IDCC-Ablaufs durchgeführt. Daher werden die allgemeinen Input-Parameter unter Bezugnahme auf die Kapazitätsberechnungsmethode im Intraday-Zeitrahmen erstellt und nur dann aktualisiert, wenn Besonderheiten des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs, wie zum Beispiel FRM gemäß Artikel 5, auftreten. Außerdem werden folgende Kapazitätsberechnungsschritte in Übereinstimmung mit der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode verarbeitet:

- Aktualisierungen der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den hier relevanten Zeitbereich, die nach dem in Artikel 6 beschriebenen IDCZGCT verbleiben, und somit die Berücksichtigung von bereits reservierten Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs oder grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabeverfahren
- Die Integration von HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Gebotszonen der Core CCR gemäß Artikel 7
- Berücksichtigung Core-fremder Gebotszonengrenzen gemäß Artikel 8



- Berechnungen von NTC für den Austausch von Regularbeit und die IN-Verfahren (Imbalance-Netting-Verfahren) gemäß Artikel 9
- (4) Die Implementierung der Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs ist abgestimmt auf die fortlaufende Bereitstellung einzelner Liefergegenstände der IDCC-Methode (Artikel 20 der CACM-Verordnung), des CGMES-Datenformats und der ROSC-Methode (Artikel 76 der SO-Verordnung). Die Methode wird kontinuierlich optimiert, um ein einheitliches Verfahren der Core CCR innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs zu gewährleisten. Insbesondere richtet sich die Implementierung der Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs nach dem Start der lastflussbasierten IDCC-Berechnung, der Einführung eines verbesserten CGMES-Modus und dem ROSC-/CROSA-Einsatz, die sämtlich zum Ziel haben, die Genauigkeit und Qualität der Berechnungen und damit die für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich angebotenen Kapazitäten zu optimieren.
- (5) Gemäß Artikel 5 Absatz 5 EB-Verordnung entspricht diese Kapazitätsberechnungsmethode den in Artikel 3 Absatz 1 EB-Verordnung genannten Zielen, wie unten beschrieben. Diese Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs
- a. fördert gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a EB-Verordnung wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in Regelreservemärkten; dies wird sichergestellt durch die Limitierung von Situationen, in denen grenzüberschreitende Austausche durch Engpässe innerhalb von Gebotszonen eingeschränkt werden, indem die in der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode festgelegten Kriterien angewendet werden, wonach die in den Gebotszonen befindlichen Netzelemente als einschränkend für die Kapazitätsberechnung gesehen werden können, sowie durch die Veröffentlichung aller wichtigen Informationen über die Regelreserve-Kapazitäten und ihren Anpassungen nach der Validierung. Um unzulässige Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen (und die zugrundeliegende Diskriminierung zwischen Marktteilnehmern, die innerhalb oder zwischen Gebotszonen handeln) zu verhindern, führt die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode zwei wichtige Maßnahmen ein. Die erste Maßnahme dient der Limitierung von Situationen, in denen gebotszonenübergreifende Austausche durch Engpässe innerhalb von Gebotszonen eingeschränkt werden. Die zweite Maßnahme dient der Minimierung des Ausmaßes, zu dem die Lastflüsse aus den Austauschen innerhalb einer Gebotszone auf innerhalb dieser Zone befindlichen Netzelementen (d.h. interne Lastflüsse) oder auf Netzelementen an den Gebotszonengrenzen und innerhalb benachbarter Gebotszonen (d.h. Rückflüsse) die verfügbare gebotszonenübergreifende Kapazität reduzieren. Diese Methode führt auch die erste Maßnahme ein, welche die Fälle, in denen sich Engpässe innerhalb von Gebotszonen auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität auswirken, nur auf jene Situationen beschränken soll, die sich als die wirksamsten erwiesen haben. Die zweite Maßnahme, nämlich die Einführung von minimalen gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten, kann jedoch bei der Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs nicht angewandt werden, da dieser Grundsatz eine extensive Anwendung von Entlastungsmaßnahmen erfordert, jedoch die Zeit zwischen der Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich und dem ersten relevanten Lieferzeitpunkt zu kurz ist, um die Entlastungsmaßnahmen, die zur Gewährleistung der



minimalen grenzüberschreitenden Übertragungskapazität notwendig wären, zu koordinieren und einzusetzen. Daher werden etwaige Anforderungen an grenzüberschreitende Mindestkapazitäten aus vorherigen Kapazitätsberechnungen im Zuge der Aktualisierung grenzüberschreitender Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs entfernt. Dieses Verfahren wird angewandt, wenn zuvor berechnete Kapazitäten über die physikalischen Grenzen der Netzelemente hinaus erhöht wurden. Es wird in Artikel 6 als Ausschluss von Anpassungen für mindestens verbleibende verfügbare Margen beschrieben. ÜNB der Core CCR versorgen Marktteilnehmer transparent und zeitgleich mit verlässlichen Informationen zu zonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen für den Regelreservemarkt. Dies umfasst auch Informationen über alle Schritte der Kapazitätsberechnung und regelmäßige Berichte über spezifische Prozesse innerhalb der Kapazitätsberechnung. Wirksamer Wettbewerb wird durch die gemeinsame Bereitstellung der berechneten Kapazität für die Core-Region über die Regularbeitsplattformen gefördert;

- b. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b der EB-Verordnung wird die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte durch die Maximierung der Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich gesteigert, indem die letzten Marktvergabeverfahren berücksichtigt und die Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich nach jedem IDCZGT aktualisiert werden;
- c. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der EB-Verordnung wird die Integration der Regelreservemärkte unterstützt und Möglichkeiten zum Austausch von Regelreserve gefördert und gleichzeitig zur Betriebssicherheit beigetragen, indem Kapazitäten basierend auf dem in Artikel 4 beschriebenen, lastflussbasierten Ansatz berechnet werden, der darauf abzielt maximale Kapazitäten innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzen bereitzustellen und die Möglichkeit zur Validierung von Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich vor der Lieferung an die Regelreservemärkte anzubieten, wie in Artikel 10 beschrieben;
- d. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe d der EB-Verordnung wird zu einem effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und des Stromsektors in der Union beigetragen und gleichzeitig eine effiziente und einheitliche Funktionsweise der Day-Ahead-, Intraday- und Regelreservemärkte unterstützt, indem Konsistenz bei der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode sichergestellt wird, Grundsätze basierend auf einem lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsansatz angewandt werden, der auch in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung eingesetzt wird, und indem eine wirksame Lösung innerhalb des vorgeschlagenen Zeitplans umgesetzt wird, der auf anerkannten Grundsätzen aus anderen Zeitplänen basiert. Aufgrund der Abstimmung und Wiederverwendung von Grundsätzen unter den verschiedenen Kapazitätsberechnungsmethoden werden in der IT-Entwicklung und in den Betriebsverfahren Synergien geschaffen, was beim langfristigen Betrieb aller Zeitpläne auf einen maximalen Wirkungsgrad abzielt. Die vorliegende Methode gewährleistet Kohärenz mit dem ROSC- und IDCC-Prozess, indem sie eine sequentielle Prozesskette erleichtert. Außerdem macht es die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs erforderlich, dass die ÜNB der Core CCR sich zur Durchführung einer Studie verpflichten, um die Vorteile der Frequenzsteigerung von lastflussbasierten Berechnungen auf der Grundlage von neueren, verfügbaren Netzmodell-Prognosen zu beurteilen. Die Analyse soll sich auf den Gesamteffizienz einer solchen Einführung konzentrieren;

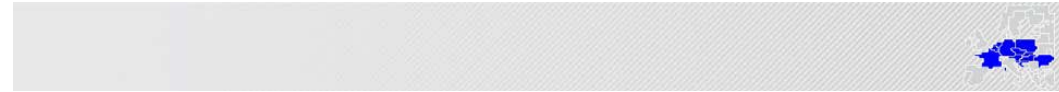


- e. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe e der EB-Verordnung wird sichergestellt, dass die Beschaffung von Regelreserve auf faire, objektive, transparente und marktbasierte Weise erfolgt, zu keinen unzulässigen Markteintrittsbarrieren für neue Teilnehmer führt, die Liquidität der Regelreservemärkte gefördert und dabei unverhältnismäßige Verzerrungen innerhalb des Elektrizitätsbinnenmarktes vermieden werden, indem den Regelarbeitsplattformen nach dem IDCZGCT die entsprechenden Kapazitäten zur Verfügung gestellt und alle wesentlichen Informationen hinsichtlich der für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich und seiner Anpassungen verwendeten Kapazitäten veröffentlicht werden. Marktteilnehmer werden transparent und zeitgleich mit verlässlichen Informationen zu zonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen für den Regelreservemarkt versorgt;
 - f. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe f der EB-Verordnung wird die Einbeziehung der Laststeuerung einschließlich aggregierter Anlagen und der Energiespeicherung erleichtert und gleichzeitig sichergestellt, dass für sie im Wettbewerb mit anderen Regelreserven die gleichen Bedingungen gelten und dass sie bei der Erbringung von Leistungen für eine einzelne Verbrauchsanlage erforderlichenfalls unabhängig handeln, indem die Kapazitäten transparent zu den Regelarbeitsplattformen dorthin geliefert werden, wo sie von den Regelarbeitsplattformen genutzt werden können;
 - g. gemäß Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe g der EB-Verordnung wird die Einbeziehung erneuerbarer Energien erleichtert und die Erreichung des Ziels der Europäischen Union für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert, indem die Prognosedaten von erneuerbaren Energien sowie die letzten Marktvergabeverfahren während der Berechnung von Kapazitäten für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich einbezogen werden.
- (6) Gemäß Artikel 5 Absatz 5 EB-Verordnung entspricht diese Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs den in Artikel 3 Absatz 2 EB-Verordnung genannten regulatorischen Aspekten, wie unten beschrieben. Diese Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs
- a. werden gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe a der EB-Verordnung die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit angewandt, wie in Erwägungsgrund 4 Buchstabe a festgelegt;
 - b. wurde gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe b der EB-Verordnung die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs innerhalb eines Prozesses entwickelt und übernommen, der die Einbeziehung aller relevanten Stakeholder gewährleistet;
 - c. wird gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe c der EB-Verordnung der Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle Beteiligten angewandt, indem der Kapazitätsberechnungsprozess für den Regelarbeit-Zeitbereich basierend auf den Grundsätzen der IDCC aufgebaut und eine sequentielle Prozesskette mit ROSC und IDCC eingeführt wird, während aktuelle technische Beschränkungen beachtet werden, welche die Durchführung von lastflussbasierten Berechnungen an Netzmodellen unter Einbeziehung aller neuen Informationen nach ID CZGCT und bevor Kapazitäten für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung



des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich an die Regelarbeitsplattformen geliefert werden müssen, verhindern. Somit werden große Investitionen in IT-Entwicklungen verhindert. Der Input wird jedoch als genaue Prognose verwendet, obwohl er nicht nach dem IDCZGCT erzeugt wurde. Aktualisierte Prognosen nach dem IDCZGCT sind aufgrund von zeitlichen Einschränkungen nicht verfügbar und die Einbeziehung von als Echtzeitdaten eingespeisten Alternativen würde keine verlässlichen Informationen bringen, da diese nicht für die spezielle BTCC MTU konzipiert sind. Mit diesem Ansatz entspricht die Frequenz für aktualisierte Kapazitäten auf der Grundlage von aktualisierten Netzmodell-Prognosen derselben wie es für die Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode der Fall ist. Außerdem erbringt die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs eine Studie zur Beurteilung der Vorteile der Frequenzsteigerung von lastflussbasierten Berechnungen auf der Grundlage von neueren, verfügbaren Netzmodell-Prognosen. Gemäß Artikel 4 soll der Schwerpunkt der Analyse auf der Gesamteffizienz einer solchen Einführung liegen;

- d. gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe d der EB-Verordnung wird dafür gesorgt, dass die ÜNB weitestmöglich marktbasierte Mechanismen nutzen, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten, indem die Grundsätze eines lastflussbasierten Ansatzes angewandt werden, obwohl NTC gemäß Artikel 9 berechnet werden. Marktbasierte Mechanismen werden durch die gemeinsame Bereitstellung der berechneten Kapazität für die Core-CCR über die Regelarbeitsplattformen gefördert;
- e. gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe e der EB-Verordnung wird sichergestellt, dass die Entwicklung der Terminmärkte sowie der Day-Ahead- und Intraday-Märkte nicht beeinträchtigt wird, und zwar indem die Entwicklung der Märkte wie in Erwägungsgrund 5 Buchstabe a festgelegt, gefördert werden und durch den Umstand, dass die Regelleistung-Aktualisierungen nach dem IDCZGCT durchgeführt werden und somit unabhängig von den Day-Ahead- und Intraday-Prozessen sind, wodurch die Beeinträchtigung derselben verhindert wird;
- f. gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe f der EB-Verordnung wird die den relevanten ÜNB auch in nationalem Recht übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit beachtet, indem die Grundsätze eines lastflussbasierten Ansatzes angewandt werden und eine individuelle Validierung ermöglicht wird, bevor die Kapazitäten den Regelarbeitsplattformen zur Verfügung gestellt werden, wo jeder ÜNB sein eigenes Netzwerk kontrollieren kann;
- g. gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe g der EB-Verordnung erfolgt eine Abstimmung mit den relevanten VNB und den potenziellen Auswirkungen auf deren System wird Rechnung getragen, indem bei Bedarf mit dem relevanten VNB über ein Konsultationsverfahren beraten wird;
- h. gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe h der EB-Verordnung werden vereinbarte europäische Normen und technische Spezifikationen berücksichtigt, indem der Kapazitätsberechnungsprozess für den Regularbeit-Zeitbereich auf bewährten Prozessen, Grundsätzen und Mechanismen aufgebaut wird, die in den Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsberechnungsmethoden angewandt werden und der Reihe nach an die koordinierten Kapazitätsberechner übermittelt werden, welche die Netzmodelleingangsdaten für diesen Prozess erstellen.



- (7) Die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs basiert auf Vorhersagemodellen des Übertragungsnetzes. Daher werden Robustheit und Stabilität des Prozesses durch die Anwendung bewährter Grundsätze maximiert. Alternativen wie die Verwendung von Echtzeitdaten als Annäherung für die zukünftige Situation verstärken die Komplexität, da zusätzliche Prozessschritte eingeführt werden müssen. Außerdem ist weder die Durchführbarkeit noch eine Qualitätsverbesserung bewiesen. Die endgültigen Eingangsdaten werden eine Stunde vor Erbringungszeitraum/ Echtzeit anhand des zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Wissens erstellt. Daher sind die Ergebnisse möglicherweise von Ungenauigkeiten und Unsicherheiten beeinflusst. Das Ziel der Zuverlässigkeitsmarge ist es, einen gewissen Teil des Risikos aufgrund dieser Vorhersagefehler abzudecken.
- (8) Einige Betriebssicherheitseinschränkungen können in Beschränkungen von Wirkleistungsflüssen auf kritischen Netzelementen umgewandelt werden, wobei das bei anderen nicht möglich ist und diese als Vergabebeschränkungen modelliert werden können. Einige der Betriebssicherheitsgrenzen (unter anderem Frequenz, Spannung und dynamische Stabilität) sind abhängig vom Produktions- und Verbrauchslevel in einer bestimmten Gebotszone, und diese können durch Wirkleistungsflüsse auf kritischen Netzelementen nicht kontrolliert werden. Daher sind spezifische Einschränkungen auf Erzeugung und Verbrauch notwendig, und diese werden als maximale Import- und Exportbeschränkungen der Gebotszonen ausgedrückt. Externe Einschränkungen bezeichnen daher eine Art von Vergabebeschränkung, die den gesamten Import bzw. Export einer bestimmten Gebotszone begrenzen.
- (9) Die ÜNB bleiben ungeachtet dessen, ob eine koordinierte Anwendung der Kapazitätsberechnung erfolgt oder nicht, verantwortlich für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit. Aus diesem Grund müssen sie die berechneten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten validieren, um sicherzustellen, dass diese keine Betriebssicherheitsgrenzwerte verletzen. Zwischen der IDCZGCT – der frühesten Startzeit der BTCC – und dem Kapazitätsbereitstellungsschluss für die Regularbeitsplattformen – der spätesten Schlusszeit der BTCC – steht den ÜNB nur eine sehr begrenzte Zeit zur Validierung der Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich zur Verfügung. Daher kann lediglich ein individueller und kein vollständig koordinierter Ansatz für die Kapazitätsvalidierung zur Anwendung kommen. Jeder ÜNB der Core CCR kann grenzüberschreitende Kapazitäten individuell validieren. Das Kapazitätsmanagement der ÜNB nach der Bereitstellung von Kapazität für das Vergabeverfahren fällt nicht in den Anwendungsbereich der vorliegenden Methode. Insbesondere berührt die vorliegende Methode nicht die Rechte und Pflichten der ÜNB nach der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SO-Verordnung“), wie etwaige Entlastungsmaßnahmen, die von den ÜNB gemäß der SO-Verordnung zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Gewährleistung eines Systembetriebes im Normalzustand (einschließlich der Möglichkeit der Kürzung von Kapazitäten zur Wahrung der Systemsicherheit) getroffen werden. Dies kann zu Reduktionen bei den gebotszonenübergreifenden Kapazitäten unter die für die Vermeidung von unzulässiger Diskriminierung notwendigen Werte führen. Daher werden bei Reduktionen von gebotszonenübergreifenden Kapazitäten Maßnahmen wie Transparenz, Monitoring und Berichtswesen ergriffen.
- (10) Transparenz und Monitoring der Kapazitätsberechnung sind für die Gewährleistung ihrer Effizienz und ihres Verständnisses von wesentlicher Bedeutung. Die vorliegende Methode legt signifikante Anforderungen an die ÜNB dahingehend fest, die von den Stakeholdern benötigten Informationen zu veröffentlichen, um die Auswirkungen der Kapazitätsberechnung auf die Funktionsweise des Marktes analysieren zu können. Außerdem werden gemäß Artikel 12 Absatz 3 sowie Artikel 14 Absatz 2 zusätzliche Informationen zur Verfügung gestellt, damit Regulierungsbehörden ihren Monitoring-Pflichten nachkommen können. Schließlich legt die Methode signifikante Anforderungen an das



Berichtswesen fest, damit Stakeholder, Regulierungsbehörden und andere betroffene Parteien verifizieren können, ob die Übertragungsinfrastruktur effizient und im Interesse der Verbraucher genutzt wird.



TITEL 1 ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich

Die in diesem Dokument festgelegte Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs (BTCC-Methode) stellt die gemeinsame Methode für die Kapazitätsberechnung dar, die für die Kapazitätsvergabe innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs für den Austausch von Regularbeit oder für die Durchführung des IN-Verfahrens für Core CCR gemäß Artikel 37 EB-Verordnung durchgeführt wird.

Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Interpretation

1. Für die Zwecke der Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs haben die im vorliegenden Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der in Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 auf dem Strombinnenmarkt, Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die allgemeinen Regeln für den Strombinnenmarkt und die ergänzende Richtlinie 2012/27/EU (Neuaufgabe), Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung), Verordnung der Kommission (EU) 2016/1719 vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-Verordnung), Verordnung der Kommission (EU) 2017/2195 vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung) und in Verordnung der Kommission (EU) Nr. 543/2013 vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates enthaltenen Definitionen. Zusätzlich gelten die folgenden Begriffsbestimmungen, Abkürzungen und Vermerke:
 - (1) „AAC_{ID}“ ist die bereits zugewiesene Kapazität, die in der SIDC zugewiesen und während der letzten Intraday-Kapazitätsberechnung berücksichtigt wurde;
 - (2) „AAC_{IDCZGCT}“ ist die bereits zugewiesene Kapazität, die zur grenzüberschreitenden Intraday-Schließungszeit zugewiesen wurde;
 - (3) „Jahresbericht“ bezeichnet den jährlichen vom CCC und den ÜNB der Core CCR erstellten Bericht zur Intraday-Kapazitätsberechnung;
 - (4) „ATC“ bedeutet die verfügbare Übertragungskapazität, die jene Übertragungskapazität darstellt, die nach dem Vergabeverfahren unter Berücksichtigung der physikalischen Grenzen des Übertragungsnetzes verbleibt;
 - (5) „Regularbeitsplattformen“ bezeichnet europäische Plattformen für den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller und automatischer Aktivierung sowie aus Ersatzreserven und dem Imbalance-Netting-Verfahren;
 - (6) „BTCC“ bedeutet Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs;
 - (7) „BTCC MTU“ ist die Marktzeiteinheit der Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die



Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs, was die Zeiteinheit für die Regelleistungsberechnung bedeutet;

- (8) „CCC“ bedeutet koordinierter Kapazitätsberechner gemäß der Definition in Artikel 2 Absatz 11 der CACM-Verordnung der Core CCR, sofern nicht anderweitig genannt;
- (9) „CCR“ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsregion gemäß der Definition in Artikel 2 Absatz 3 der CACM-Verordnung;
- (10) „CNE“ steht für kritisches Netzelement;
- (11) „CNEC“ bezeichnet ein mit einer Ausfallvariante verbundenes kritisches Netzelement (CNE), das in der Kapazitätsberechnung verwendet wird. Zum Zwecke der vorliegenden Methode umfasst der Begriff CNEC auch den Fall, in dem ein CNE ohne eine konkrete Ausfallvariante in der Kapazitätsberechnung verwendet wird;
- (12) „Core CCR“ steht für die Core-Kapazitätsberechnungsregion, wie in der Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Artikel 15 der CACM-Verordnung festgelegt;
- (13) Core-ÜNB sind 50Hertz Transmission GmbH („50Hertz“), Amprion GmbH („Amprion“), Austrian Power Grid AG („APG“), CREOS Luxembourg S.A. („CREOS“), ČEPS, a.s. („ČEPS“), Eles, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja („ELES“), Elia System Operator S.A. („ELIA“), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) („HOPS“), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR“), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE“), RTE Réseau de transport d'électricité („RTE“), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS“), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH“), TenneT TSO B.V. („TenneT B.V.“), National Power Grid Company Transelectrica S.A. („Transelectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);
- (14) „CROSA“ oder „Koordinierte Bewertung der regionalen Betriebssicherheit“ bezeichnet das Betriebsverfahren einer Betriebssicherheitsanalyse, die von einem/mehreren RSC gemäß Artikel 78 der SO-Verordnung durchgeführt wird;
- (15) „CZCL“ bedeutet grenzüberschreitende Übertragungskapazitätsbegrenzungen und bezieht sich auf die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte;
- (16) „externe Beschränkung“ bezeichnet eine Art von Vergabebeschränkung, die den maximalen Import bzw. Export einer bestimmten Gebotszone begrenzt;
- (17) „Flow-Based Domain“ (lastflussbasierte Domain) steht für einen Satz von Beschränkungen, welche die anhand einer lastflussbasierten Methode berechnete gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität beschränkt;
- (18) „FRM“ oder „FRM“ bezeichnet die Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge, also die gemäß der Definition in Artikel 2 Absatz 14 der CACM-Verordnung auf ein CNE angewandte Zuverlässigkeitsmarge;
- (19) „HGÜ (HVDC)“ bedeutet Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetzelement;
- (20) „IDCC“ meint den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitprozess in Core CCR;
- (21) „IDCZGCT“ bedeutet grenzüberschreitende Intraday-Schließungszeit und definiert den Endzeitpunkt des ID-Marktes;
- (22) „NP“ oder „NP“ bezeichnet eine Nettoposition einer Gebotszone, die dem Erzeugungs- und Verbrauchsnettwert in einer Gebotszone entspricht;
- (23) „NTC“ bedeutet Nettoübertragungskapazität;
- (24) „orientierte Gebotszonengrenze“ bezeichnet die vorgegebene Richtung einer Gebotszonengrenze (z.B. von Deutschland nach Frankreich);



- (25) „PTDF“ oder „PTDF“ bedeutet Energieflussverteilungsfaktor;
 - (26) „PTDF_f“ ist eine Matrix von Energieflussverteilungsfaktoren, welche die endgültige Day-Ahead Flow-Based Domain beschreiben;
 - (27) „Quartalsbericht“ bezeichnet den vierteljährlichen vom CCC und den ÜNB der Core CCR erstellten Bericht zur Intraday-Kapazitätsberechnung;
 - (28) „RAM“ oder „RAM“ bedeutet verbleibende verfügbare Marge;
 - (29) „ROSC“ bedeutet regionale Betriebssicherheitskoordination innerhalb von Core CCR;
 - (30) „SIDC“ bezeichnet den Prozess der einheitlichen Intraday-Marktkopplung;
 - (31) „SO-Verordnung“ meint die Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb;
 - (32) „Standard-Hybridkopplung“ steht für eine Lösung zur Identifizierung der Auswirkungen des Austauschs in Gebotszonen außerhalb der Core-CCR auf CNECs, die nicht explizit während der Kapazitätsvergabe-Phase berücksichtigt wird;
 - (33) Das Zeichen x bedeutet einen Skalar;
 - (34) Das Zeichen \vec{x} bedeutet einen Vektor;
 - (35) Das Zeichen \mathbf{x} bedeutet eine Matrix.
2. In dieser Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs gilt Folgendes, sofern nicht anders durch den Kontext gefordert:
- (a) der Singular schließt den Plural mit ein und umgekehrt;
 - (b) die Abkürzungen sowohl in Normal- als auch in Kursivschrift stehen jeweils für den Begriff und die entsprechende Variable;
 - (c) das Inhaltsverzeichnis und die Überschriften dienen lediglich der Orientierung und haben keine Auswirkung auf die Interpretation dieser Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs;
 - (d) jeder Verweis auf die Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich, den Kapazitätsberechnungsprozess für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich oder die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs meint jeweils eine gemeinsame Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich, einen gemeinsamen Kapazitätsberechnungsprozess für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich und eine gemeinsame Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs, die von allen ÜNB der Core CCR gemeinsam und koordiniert an sämtlichen Gebotszonengrenzen der Core CCR angewandt werden; und
 - (e) jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Direktiven, Anordnungen, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiedereinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

Artikel 3 Anwendung dieser Methode

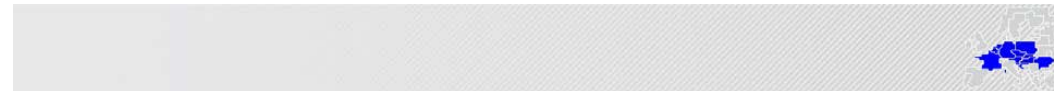
Diese Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs gilt ausschließlich hinsichtlich der Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich innerhalb der Core-CCR. Kapazitätsberechnungsmethoden innerhalb anderer CCR oder für andere Zeitrahmen sind nicht Gegenstand dieser Methode.

TITEL 2 ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DES KAPAZITÄTSBERECHNUNGSPROZESSES

Artikel 4 BTCC-Kapazitätsberechnungsprozess

1. Für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich werden die grenzüberschreitenden Kapazitäten unter Anwendung des lastflussbasierten Ansatzes berechnet, wie in der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode der Core CCR gemäß Artikel 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 beschrieben.
2. Die grenzüberschreitende Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich dient als Input für die verschiedenen Regularbeitsplattformen. Bis die lastflussbasierte Methode bei Regularbeitsplattformen angewandt wird, werden die lastflussbasierten Domain-Ausgangsdaten des Regelleistung-Berechnungsprozesses gemäß Artikel 9 in NTC/ATC umgewandelt.
3. Jede Berechnung von gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich wird vom CCC und den ÜNB der Core CCR unter Einhaltung des folgenden Verfahrens für jede BTCC MTU durchgeführt:
 - (a) Der CCC erhält die Kapazitätsberechnungsausgangsdaten vom letzten IDCC-Ablauf;
 - (b) Der CCC aktualisiert die letzten Kapazitätsinformationen basierend auf den letzten Ausgangsdaten aus dem IDCC-Prozess gemäß Artikel 6, sowie der nach der IDCZGCT verfügbaren AAC.
 - (c) Solange der Austausch von Regelleistung und die Reserventeilung ATC oder NTC erfordern, wandelt der CCC die grenzüberschreitenden Kapazitäten in ATC bzw. NTC für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze und jede BTCC MTU anhand der in Artikel 9 beschriebenen iterativen Methode um. Deshalb werden ATC und NTC für jede BTCC MTU gemäß der Beschreibung in Artikel 6 aus der Flow-Based Domain der IDCC entnommen.
 - (d) Die ÜNB der Core CCR prüfen und aktualisieren die Kapazitätsvalidierung gemäß Artikel 10.
 - (e) Der CCC liefert die Kapazitätsausgangsdaten an alle Regularbeitsplattformen nach dem IDCZGCT unter Beachtung der Vorgaben der EB-Verordnung.
4. Zur Aktualisierung der im vorherigen Artikel 3 Buchstabe a genannten Flow-Based Domains stellt jeder ÜNB der Core CCR dem CCC gemäß Artikel 5 die entsprechenden FRM zur Verfügung;

Das vorherige Verfahren zur Bereitstellung der Eingangsdaten sowie der lastflussbasierte Berechnungsprozess werden im Rahmen jeder IDCC-Berechnung unter Beachtung der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode durchgeführt. Wie im vorhergehenden Artikel 3 beschrieben, verwenden die konkreten BTCC-Prozessschritte diese als Inputs.

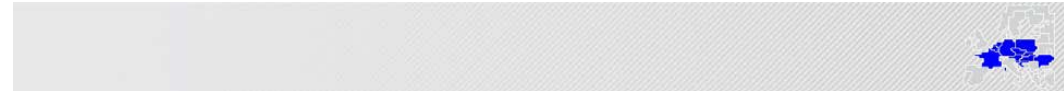


5. In Fällen, in denen die Lastflüsse auf kritischen Netzelementen durch zonenübergreifende Energieaustausche in verschiedenen Kapazitätsberechnungsregionen beeinflusst werden, definieren die ÜNB der Core CCR die Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Kapazitätsberechnungsregionen, um diese Lastflüsse aufnehmen zu können. Diese Regeln werden in Zusammenarbeit mit den anderen Kapazitätsberechnungsregionen während der Umsetzungsphase dieser Methode genauer beschrieben (wie in Artikel 21 Buchstabe b Absatz vii CACM ausgeführt).
6. Nach der Umsetzung dieser Methode führen die ÜNB der Core CCR gemäß Artikel 15 Absatz 2 gemeinsam eine Studie durch, um die Vorteile der Frequenzsteigerung von lastflussbasierten Berechnungen auf der Grundlage von neueren, verfügbaren Netzmodell-Prognosen zu beurteilen. Der Schwerpunkt der Analyse soll auf dem Gesamteffizienz einer solchen Einführung liegen. Vor der Durchführung der Analyse beschäftigen sich die ÜNB der Core CCR gemeinsam mit der Koordinierung und Konsultation aller Core-Regulierungsbehörden in Bezug auf die Methode, die Annahmen und die Kriterien für diese Analyse. Mit der Studie soll zwölf Monate nach der Implementierung der vorliegenden Methode begonnen werden, sobald die Betriebsdaten eines vollen Jahres verfügbar sind. Gemäß Artikel 6 Absatz 3 der EB-Verordnung tauschen sich alle ÜNB der Core CCR spätestens vierundzwanzig Monate nach der Implementierung der vorliegenden Methode über die Ergebnisse der Studie aus und übermitteln sämtlichen Core-Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung der vorliegenden Methode. Dieser Vorschlag muss eine empfohlene Frequenz durchzuführender lastflussbasierter Berechnungen sowie die zu berücksichtigenden Netzmodelle unter Einbeziehung der Ergebnisse der Studie enthalten.
7. Jegliche Änderung der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode sollte eine Verträglichkeitsprüfung auf diese Methode auslösen. Wenn irgendeine Abweichung von der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode auftaucht, sollte diese von den ÜNB der Core CCR basierend auf Best-Practice und betrieblicher Erfahrung gerechtfertigt werden, und diese Methode sollte entsprechend aktualisiert werden.

TITEL 3 KAPAZITÄTSBERECHNUNGSPINPUTS

Artikel 5 Methode für die Zuverlässigkeitsmarge

1. Die FRMs müssen die folgenden Prognose-Unsicherheiten umfassen:
 - (a) gebotszonenübergreifende Austausch an Gebotszonengrenzen außerhalb der Core CCR;
 - (b) Erzeugungsmuster, einschließlich spezifischer Vorhersagen bzgl. der Erzeugung von Wind- und Solarenergie;
 - (c) Erzeugungsverlagerungsschlüssel;
 - (d) Lastvorhersage;
 - (e) Topologieprognose;
 - (f) ungewollte Lastflussabweichungen aufgrund des Frequenzhaltungsprozesses; und
 - (g) Annahmen bzgl. lastflussbasierter Kapazitätsberechnung, einschließlich Linearität und Modellierung von Gebieten externer ÜNB außerhalb der Core-CCR.
2. Die ÜNB der Core CCR sollen auf die Reduzierung der Unsicherheiten abzielen, indem sie die Unsicherheits-Einflussfaktoren studieren und bekämpfen.



3. Bei allen CNEC, die zur Aktualisierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich gemäß Artikel 6 verwendet werden, sollen die ÜNB der Core CCR keine *FRM* Werte höher als jene *FRM* Werte einsetzen, die in der Core-Intraday-Kapazitätsberechnung zur Anwendung kommen.

TITEL 4 BESCHREIBUNG DES KAPAZITÄTSBERECHNUNGSPROZESSES FÜR DEN ZUM AUSTAUSCH VON REGELARBEIT ODER DIE DURCHFÜHRUNG DES IN-VERFAHRENS RELEVANTEN ZEITBEREICH

Artikel 6 Aktualisierungen von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich, die nach dem IDCZGCT verbleiben

1. Die endgültigen, aus der Intraday-Kapazitätsberechnung resultierenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten können von den ÜNB der Core CCR aktualisiert werden, wobei die gemäß Artikel 5 gelieferten Lastfluss-Zuverlässigkeitsmargen wiedergegeben werden. Die folgende Gleichung ist anzuwenden:

$$\overrightarrow{RAM}_{aktualisiert,ID} = \overrightarrow{RAM}_{f,ID} + \overrightarrow{FRM}_{ID} - \overrightarrow{FRM}_{BTCC}$$

Gleichung 1

wobei Folgendes gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{aktualisiert,ID}$	aktualisierte verbleibende verfügbare Intraday-Marge
$\overrightarrow{RAM}_{f,ID}$	endgültige verbleibende verfügbare Marge aus der Intraday-Kapazitätsberechnung gemäß der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode der Core CCR ohne Anpassungen für mindestens verbleibende verfügbare Margen
$\overrightarrow{FRM}_{ID}$	die im maßgeblichen Intraday-Kapazitätsberechnungsprozess verwendete Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge
$\overrightarrow{FRM}_{BTCC}$	Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich, berechnet gemäß Artikel 5

2. Der CCC verwendet die gemäß Artikel 6 Absatz 1 berechneten und aktualisierten grenzüberschreitenden Intraday-Kapazitäten, Vergaben grenzüberschreitender Übertragungskapazität (CZCA) und die sich aus den letzten bereits vergebenen Übertragungskapazitäten (AAC) ergebenden Nettopositionen in der SIDC nach der IDCZGCT an, um die grenzüberschreitenden Regelleistungskapazitäten zu berechnen, wobei sich die RAM wie folgt ableitet:

$$\overrightarrow{RAM}_{UBT} = \overrightarrow{RAM}_{aktualisiert,ID} - \overrightarrow{PTDF}_{f,ID} (\overrightarrow{NP}_{AAC,ID_CZGCT} - \overrightarrow{NP}_{AAC,ID})$$

Gleichung 2

wobei Folgendes gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{UBT}$	aktualisierte verfügbare Marge für zonenübergreifende Regelleistungskapazitäten
------------------------------	---



$\overline{RAM}_{aktualisiert,ID}$	aktualisierte verfügbare Intraday-Marge – berechnet gemäß Artikel 6 Absatz 1 – ohne etwaige Margen, die für Vergaben grenzüberschreitender Übertragungskapazität (CZCA) reserviert sind.
$PTDF_{f,ID}$	endgültige Matrix für Energieflussverteilungsfaktor, die sich gemäß der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode aus der Berechnung der Intraday-Kapazitätsberechnung ergibt
$\overline{NP}_{AAC,ID}$	Nettopositionen, die sich aus den bereits zugewiesenen Übertragungskapazitäten in SIDC ergeben, die während der letzten Intraday-Kapazitätsberechnung verwendet wurden.
$\overline{NP}_{AAC,ID_CZGCT}$	Nettopositionen, die sich aus den bereits zugewiesenen Kapazitäten in der SIDC zum Zeitpunkt der IDCZGCT ergeben

Die Einbeziehung der bereits reservierten Übertragungskapazitäten für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich oder die für den Austausch von Regelleistung oder die Reserventeilung zugewiesene grenzüberschreitende Übertragungskapazität (CZCA) erfolgt in Übereinstimmung mit der Core Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode.

Artikel 7 Die Integration von HGÜ-Interkonnektoren an den Grenzen der Gebotszonen der Core CCR

1. Die ÜNB der Core CCR verwenden die entwickelte lastflussbasierte Methode bei der Einbeziehung der HGÜ-Interkonnektoren an den Gebotszonengrenzen der Core CCR, um die gebotszonenübergreifenden Austausche über einen HGÜ-Interkonnektor im Einklang mit der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode zu modellieren.
2. Die gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten für einen HGÜ-Interkonnektor sind gemäß Artikel 9 zu berechnen.
3. Die Rampenbeschränkung von HGÜ-Interkonnektoren in BT CC wird angewandt, um den betrieblichen Einfluss in Übereinstimmung mit der SO-Verordnung zu begrenzen.
4. Technische Beschränkungen wie die Fähigkeit zur Änderung der Flussrichtung oder Rampenbeschränkungen von HGÜ-Interkonnektoren für die Zuteilung von Regularbeit oder die Reserventeilung werden von der Kapazitätsmanagement-Funktion oder den Regelarbeitsplattformen als Vergabebeschränkung behandelt.

Artikel 8 Berücksichtigung Core-fremder Gebotszonengrenzen

1. Soweit kritische Netzelemente innerhalb der Core CCR auch durch Energieaustausche außerhalb der Core CCR beeinflusst werden, haben die ÜNB der Core CCR diesen Einfluss gemäß der Core-Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode zu berücksichtigen.
2. Spätestens sechs Monate nach der Implementierung des Advanced Hybrid Coupling (AHC) im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich haben die ÜNB der Core CCR eine Beurteilung der Anwendung und Durchführbarkeit zur Einführung des AHC für die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs vorzunehmen und den nationalen Regulierungsbehörden der Core CCR das Ergebnis mitzuteilen.



Artikel 9 Berechnungen von ATC bzw. NTC für den Austausch von Regelarbeit oder zur Durchführung des IN-Verfahrens (Imbalance- Netting-Verfahrens)

1. Solange der Austausch von Regelarbeit-Kapazitäten und die Reserventeilung entsprechende ATC oder NTC benötigt, wandelt der CCC die zonenübergreifenden Übertragungskapazitäten in verfügbare oder Netztransfer-Kapazitäten (im Folgenden „ATC“ oder „NTC“ genannt) für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze und jede BTCC MTU um.
2. Deshalb werden ATC für jede BTCC MTU aus der aktualisierten Flow-Based Domain der IDCC entnommen (wie in Artikel 6 beschrieben). Die gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten dienen als Basis für die Ermittlung der entsprechenden ATC. Da die Auswahl einer Menge von ATC aus den grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu einer unendlichen Menge von Auswahlmöglichkeiten führt, sind die ATC anhand der in Absatz 4 beschriebenen iterativen Methode zu bestimmen.
3. Die Berechnung von ATC für die jeweilige BTCC MTU erfordert die folgenden Inputs:
 - (a) Endgültige Lastflussparameter ($\mathbf{PTDF}_{f, ID}$ und \overline{RAM}_{UBT}), die gemäß Artikel 6 berechnet wurden
4. Die endgültigen PTDF ($\mathbf{PTDF}_{f, ID}$) aller oder nur einer Teilmenge von CNEC können vor der BT ATC-Entnahme angepasst werden, indem die positiven Zone-zu-Zone-PTDF unterhalb eines bestimmten Schwellenwerts auf Null gesetzt werden. Die folgenden Ausgangsdaten stellen die Ergebnisse der Berechnung für die jeweilige BTCC MTU dar:
 - (a) ATC für Regelarbeitsplattformen sowie
 - (b) Einschränkungen mit Nullmarge nach der Berechnung von ATC für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich.
5. Bei der Berechnung der ATC für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich handelt es sich um ein iteratives Verfahren, in dem schrittweise ATC für jede BTCC MTU berechnet werden, wobei die Einschränkungen der endgültigen Lastflussparameter gemäß Absatz 3 beachtet werden:
 - (a) Die ursprünglichen ATC werden für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze auf Null gesetzt, d. h.:

$$\overline{ATC}_{k=0} = 0$$

Gleichung 3

wobei gilt:

$$\overline{ATC}_{k=0}$$

die ursprünglichen ATC vor der ersten Iteration

- (b) Die verbleibende verfügbare Marge bei Iteration Null entspricht der endgültigen verbleibenden verfügbaren Marge (\overline{RAM}_{UBT}) gemäß Artikel 6:

$$\overline{RAM}_{ATC}(0) = \overline{RAM}_{UBT}$$

Gleichung 4

wobei Folgendes gilt: :



$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(0)$ verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration $k=0$

Die iterative Methode zur Berechnung der ATC für das Verfahren für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich besteht aus den folgenden Aktionen für jeden Iterationsschritt k :

- i. Für jedes CNEC und jede externe Einschränkung der Lastflussparameter gemäß Absatz 3 wird die verbleibende verfügbare Marge auf der Grundlage der ATC bei Iteration $k-1$ berechnet.

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) = \overrightarrow{RAM}_{ATC}(0) - \mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone} \overrightarrow{ATC}_{k-1}$$

Gleichung 5

wobei Folgendes gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration k

$\overrightarrow{ATC}_{k-1}$ ATC bei Iteration $k-1$

$\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$ positive Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktor-Matrix

- ii. Für jedes CNEC $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ erfolgt eine Aufteilung zu gleichen Teilen auf die Core-orientierten Gebotszonengrenzen mit streng positiven Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktoren auf dieses CNEC.
- iii. Aus diesen Anteilen von $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ wird der maximale zusätzliche bilaterale Austausch berechnet, indem der Anteil jeder Core-orientierten Gebotszonengrenze durch den jeweiligen positive Zone-zu-Zone-PTDF dividiert wird.
- iv. Für jede Core-orientierte Gebotszonengrenze wird \overrightarrow{ATC}_k berechnet, indem zu $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$ das Minimum aller maximalen zusätzlichen bilateralen Austausche für diese Grenze addiert wird, die für alle CNEC und externen Einschränkungen gemäß der Berechnung im vorherigen Schritt ermittelt wurden.
- v. Sodann wird iteriert, bis die Differenz zwischen der Summe der ATC der Iterationen k und $k-1$ kleiner als 1 kW ist.
- vi. Die resultierenden positiven ATC für das Verfahren für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich ergeben sich aus den in Iteration k ermittelten ATC-Werten nach Abrundung auf ganzzahlige Werte.
- vii. Am Ende der Berechnung gibt es einige CNEC und externe Einschränkungen, die keinen verfügbaren Spielraum mehr lassen. Dies sind die einschränkenden Bedingungen für die Berechnung der ATC für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich.

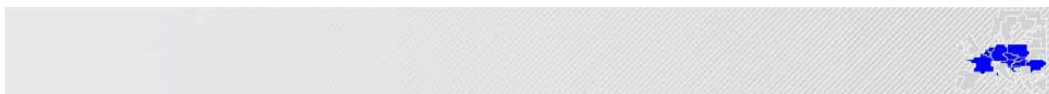
- (c) Die positive Zone-zu-Zone-PTDF-Matrix ($\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$) errechnet sich aus $\mathbf{PTDF}_{f,1D}$ wie folgt:

1. für jede AC Core-orientierte Gebotszonengrenze:

$$\begin{aligned} pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B} &= \max(0, PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,A} \\ &\quad - PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,B}) \end{aligned}$$

Gleichung 6

wobei Folgendes gilt:



$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B}$ Positiver Zone-zu-Zone-PTDFs für die Core-orientierte Gebotszonengrenze A nach B

$PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,m}$ Zone-zu-Bilanzierungsknoten PTDF für die Core-Gebotszonengrenze m

2. für jeden HGÜ-Interkonnektor:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = (PTDF_{A,l} - PTDF_{VH,1,l}) + (PTDF_{VH,2,l} - PTDF_{B,l})$$

Gleichung 7

wobei Folgendes gilt:

$PTDF_{VH,1,l}$ Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF des virtuellen Verteilkreuzes 1 an einem CNEC l , wobei das virtuelle Verteilkreuz 1 die Konverterstation am sendenden Ende des in der Gebotszone A befindlichen HGÜ-Interkonnektors darstellt

$PTDF_{VH,2,l}$ Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF des virtuellen Hubs 2 an einem CNEC l , wobei der virtuelle Hub 2 die Konverterstation am aufnehmenden Ende der in der Gebotszone B befindlichen HGÜ-Verbindungsleitung darstellt

6. Nach der ATC-Entnahme, wird NTC wie folgt berechnet:

$$\overrightarrow{NTC}_{BTCC} = \overrightarrow{ATC}_{BTCC} + \overrightarrow{AAC}_{ID_CZGCT}$$

Gleichung 8

wobei gilt:

$\overrightarrow{NTC}_{BTCC}$ Nettoübertragungskapazität für Regelarbeitsplattformen

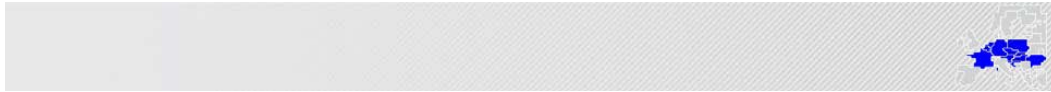
$\overrightarrow{ATC}_{BTCC}$ für die Kapazitätsberechnung im für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich aus der Flow-Based Domain entnommene, verfügbare Übertragungskapazität

$\overrightarrow{AAC}_{ID_CZGCT}$ letzte verfügbare, bereits zugewiesene Kapazitäten nach IDCZGCT

7. Die resultierenden Ausgangsdaten werden unter Berücksichtigung des in Artikel 10 beschriebenen Validierungsprozesses an die Regelarbeitsplattformen übermittelt.

Artikel 10 Validierung von zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich berechneten Kapazitäten

1. Jeder ÜNB der Core CCR hat das Recht die individuelle Validierung von Kapazitätsberechnung für den Regelarbeit-Zeitbereich durchzuführen, die gemäß Artikel 9 berechnet und an die ÜNB der Core CCR geliefert wurden. Gemäß dieser Validierung hat jeder ÜNB der Core CCR das Recht die Übertragungskapazitäten an seinen Gebotszonengrenzen zu verringern, falls diese Anpassungen notwendig sind, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.
2. Die individuelle Anpassung der Validierung kann in den folgenden Situationen vorgenommen werden:



- (a) das Auftreten einer außergewöhnlichen Ausfallvariante oder eine störungsbedingte Nichtverfügbarkeit gemäß der Definition in Artikel 3 Absatz 39 sowie Artikel 3 Absatz 77 der SO-Verordnung;
 - (b) wenn alle verfügbaren kostenintensiven und nicht-kostenintensiven RA nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten;
 - (c) das Auftreten eines Fehlers in den Inputdaten, der aus der Perspektive der Betriebssicherheit zu einer Überschätzung der gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazität führt;
 - (d) eine potenzielle Notwendigkeit zur Deckung von Blindleistungsflüssen an bestimmten CNEC und/oder
 - (e) Probleme mit lokalen Instrumenten oder IT-Probleme, welche die Beurteilung der vorgesehenen Netzsituation verhindern.
 - (f) Sonstige Probleme, welche die Betriebssicherheit gemäß Artikel 18 (2, 3, 4 und 5) SO-Verordnung gefährden
3. Spätestens sechs Monate vor Umsetzung dieser Methode sollten die ÜNB der Core CCR zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazitäten während der Validierungsphase untersuchen.

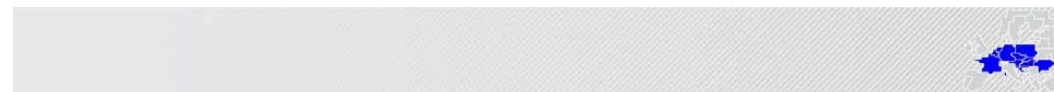
Artikel 11 Notfallverfahren zur Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs

1. Falls die Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich für spezifische MTU nicht zu den endgültigen Übertragungskapazitäten führt, u. a. wegen einer technischen Störung der Instrumente, einem Fehler in der Kommunikationsinfrastruktur oder defekten oder fehlenden Eingangs-Daten, verwenden die ÜNB der Core CCR und der CCC die verbleibenden Übertragungskapazitäten nach dem IDCZGCT.
2. Die ÜNB der Core CCR haben die Möglichkeit die oben genannten Übertragungskapazitäten gemäß Artikel 10 zu validieren.

TITEL 5 AKTUALISIERUNGEN UND DATENBEREITSTELLUNG

Artikel 12 Veröffentlichung von Daten

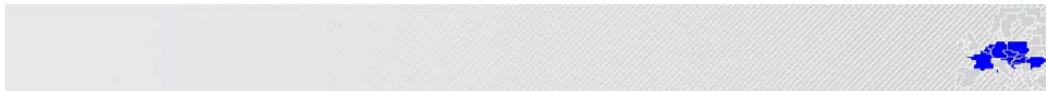
1. Gemäß Artikel 3 (Absatz 2 Buchstabe b) EB-Verordnung zur Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen für alle Regulierungsbehörden und Marktteilnehmer veröffentlichen alle ÜNB der Core CCR und der CCC regelmäßig die Daten über den Regelleistung-Berechnungsprozess gemäß dieser Methode, wie in Artikel 2 festgelegt, auf einer speziellen Online-Kommunikationsplattform, auf der Kapazitätsberechnungsdaten für die gesamte Core CCR veröffentlicht werden. Um den Marktteilnehmern ein klares Verständnis der veröffentlichten Daten zu ermöglichen, erstellen alle ÜNB der Core CCR und der CCC ein Handbuch und veröffentlichen es auf dieser Kommunikationsplattform. Dieses Handbuch enthält zumindest eine Beschreibung für jedes Datenelement, wobei dessen Einheit und das zugrundeliegende Abkommen anzugeben sind.



2. Die ÜNB der Core CCR und der CCC veröffentlichen zumindest die folgenden Datenelemente (zusätzlich zu den Datenelementen und Definitionen der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission über die Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten):
 - (a) grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten gemäß Artikel 9 und Artikel 11 bis innerhalb der darin genannten Fristen bereitzustellen;
 - i. NTC/ATCs für die Regelarbeitsplattformen;
 - ii. Fallback-NTC/ATCs für die Regelarbeitsplattformen
 - (b) die folgenden Informationen zur grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich gemäß Artikel 10 sind innerhalb der darin festgelegten Fristen zu veröffentlichen:
 - i. Informationen über die Validierungsanpassung von Übertragungskapazitäten;
 - ii. Die ÜNB, welche sich auf die Anpassung von Übertragungskapazitäten berufen;
 - iii. den/die genauen Grund/Gründe für die Kapazitätsanpassung gemäß Artikel 10.
 - (c) Informationen über die Zuverlässigkeitsmarge für die grenzüberschreitende Kapazitätsberechnung für den Regularbeit-Zeitbereich, berechnet gemäß Artikel 5.
3. Die Regulierungsbehörden der Core CCR können die Veröffentlichung weiterer Informationen durch die ÜNB verlangen. Zu diesem Zweck koordinieren alle Core-Regulierungsbehörden ihre Anfragen unter sich und besprechen diese mit den Stakeholdern und der Agentur. Jeder ÜNB der Core CCR kann beschließen, die zusätzlichen Informationen, die nicht durch seine zuständige Regulierungsbehörde angefordert wurden, nicht zu veröffentlichen.
4. Die ÜNB der Core CCR haben den Core-Regulierungsbehörden monatlich die den vierteljährlichen Berichten zugrundeliegende Kapazitätsberechnung zu übermitteln. Der Berichtsrahmen ist in Abstimmung mit den Core-Regulierungsbehörden zu entwickeln und bei Bedarf zu aktualisieren und zu optimieren.

Artikel 13 Qualität der veröffentlichten Daten

1. Gemäß Artikel 21 Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission sollen die ÜNB der Core CCR spätestens sechs Monate vor der Umsetzung dieser Methode gemeinsam ein Verfahren für das Monitoring und die Gewährleistung der Qualität und Verfügbarkeit der Daten auf der speziellen Online-Kommunikationsplattform einführen und veröffentlichen, wie in Artikel 12 beschrieben. Dabei beraten sie sich mit den betreffenden Stakeholdern und allen Core-Regulierungsbehörden.
2. Das Verfahren wird gemäß Artikel 1 vom CCC angewandt und aus einem kontinuierlichen Monitoring-Prozess sowie einer Berichterstattung im Geschäftsbericht bestehen. Der kontinuierliche Monitoring-Prozess umfasst die folgenden Elemente:
 - (a) einzeln für jeden ÜNB und für die Core CCR zur Gänze: Datenqualitätsindikatoren, welche die Genauigkeit, Richtigkeit, Repräsentativität, Datenvollständigkeit, Vergleichbarkeit und Sensibilität der Daten beschreiben;
 - (b) Benutzerfreundlichkeit des Handbuchs und der automatisierten Datenwiederherstellung;
 - (c) automatisierte Datenchecks, die automatisch der Reihe nach durchgeführt werden, um individuelle Datenelemente basierend auf den erforderlichen Dateneigenschaften (z. B. Datentyp, untere/obere Wertgrenze usw.) vor der Veröffentlichung zu akzeptieren oder abzulehnen sowie



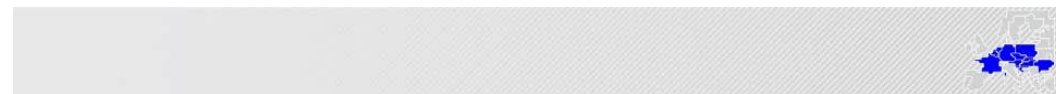
- (d) eine jährlich durchgeführte Zufriedenheitsumfrage unter den Stakeholdern und den Core-Regulierungsbehörden.

Die Qualitätsindikatoren werden im täglichen Betrieb überwacht und werden auf der Plattform für jeden Datensatz und Datenanbieter zugänglich gemacht, sodass die Benutzer in der Lage sind diese Informationen beim Zugriff und bei der Verwendung der Daten einzubeziehen.

3. Der CCC hat im Jahresbericht zumindest Folgendes anzugeben:
 - (a) die Zusammenfassung der Qualität der Daten, die von jedem Datenanbieter geliefert wurden;
 - (b) die Beurteilung der Benutzerfreundlichkeit der Datenwiederherstellung (manuell und automatisiert);
 - (c) die Ergebnisse der mit Stakeholdern und den Core-Regulierungsbehörden jährlich durchgeführten Zufriedenheitsumfrage; und
 - (d) Vorschläge zur Verbesserung der Qualität der gelieferten Daten und/oder der Benutzerfreundlichkeit der Datenwiederherstellung.
4. Die ÜNB der Core CCR verpflichten sich zu einem Mindestwert für zumindest einige der in Artikel 2 genannten Indikatoren, die von jedem ÜNB einzeln durchschnittlich auf monatlicher Basis zu erreichen sind. Sollte es einem ÜNB nicht gelingen zumindest eine der Datenqualitätsanforderungen zu erfüllen, hat der ÜNB dem CCC innerhalb eines Monats nach der Nicht-Erfüllung der Datenqualitätsanforderung die genauen Gründe dafür mitzuteilen sowie einen Aktionsplan zur Korrektur der Nicht-Erfüllung in der Vergangenheit und zur Vermeidung zukünftiger Nicht-Erfüllung vorzulegen. Spätestens drei Monate nach der Nichterfüllung muss dieser Aktionsplan vollständig umgesetzt und das Problem gelöst sein. Diese Informationen sind auf der Online-Kommunikationsplattform sowie im Jahresbericht zu veröffentlichen.

Artikel 14 Monitoring, Berichterstattung und Unterrichtung der Core-Regulierungsbehörden

1. Die ÜNB der Core CCR übermitteln den Core-Regulierungsbehörden entsprechende Daten über die Kapazitätsberechnung für den zum Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich, damit ihre Übereinstimmung mit dieser Methode und sonstigen geltenden gesetzlichen Regelungen überwacht werden kann.
2. Die Regulierungsbehörden der Core CCR können die Veröffentlichung weiterer Informationen durch die ÜNB verlangen. Zu diesem Zweck koordinieren alle Regulierungsbehörden der Core CCR ihre Anfragen unter sich. Jeder ÜNB der Core CCR kann beschließen, die zusätzlichen Informationen, die nicht durch seine zuständige Regulierungsbehörde angefordert wurden, nicht zu veröffentlichen.
3. Der CCC erstellt und veröffentlicht, gegebenenfalls mit Unterstützung der ÜNB der Core CCR, einen jährlichen Bericht, der den Berichtspflichten gemäß den Artikeln 12, 13 und 15 dieser Methode entspricht:
 - (a) Gemäß Artikel 13 Absatz 2 überwacht und berichtet der CCC über die Qualität der auf der speziellen, in Artikel 18 genannten Online-Kommunikationsplattform veröffentlichten Daten, gegebenenfalls zusammen mit einer unterstützenden detaillierten Analyse, sofern die betreffenden ÜNB der Core CCR keine ausreichenden Datenqualitätsstandards erreichen können.
 - (b) Gemäß Artikel 15 Absatz 2 berichten die ÜNB der Core CCR nach der Umsetzung dieser Methode über ihre kontinuierliche Überwachung der Auswirkungen und Leistung der Anwendung der vorliegenden Methode.

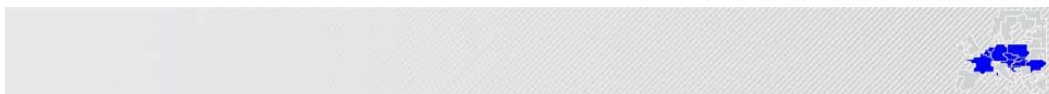


4. Der CCC erstellt und veröffentlicht, gegebenenfalls mit Unterstützung der ÜNB der Core CCR, einen vierteljährlichen Bericht, der den Berichtspflichten gemäß Artikel 12 dieser Methode entspricht:
 - (a) Gemäß Artikel 12 Absatz 2 liefert der CCC sämtliche Informationen über die Reduktionen der grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten, gegebenenfalls mit Hilfe einer detaillierten Analyse von den betroffenen ÜNB.
 - (b) Gemäß Artikel 15 Absatz 4 berichten die ÜNB der Core CCR während der Umsetzung dieser Methode über ihre kontinuierliche Überwachung der Auswirkungen und Leistung der Anwendung der vorliegenden Methode.

TITEL 6 UMSETZUNG

Artikel 15 Umsetzungszeitplan

1. Die ÜNB der Core CCR veröffentlichen die vorliegende Methode unverzüglich nach der von den Regulierungsbehörden der Core CCR im Einklang mit Artikel 5 Absatz 3 Buchstabe f der EB-Verordnung getroffenen Entscheidung.
2. Die ÜNB der Core CCR führen die vorliegende Methode spätestens zwölf Monate nach der Umsetzung der 3 Intraday-CROSA ein, wie in der ROSC-Methode der Core CCR beschrieben.
3. Der Implementierungsprozess, der nach der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden der Core CCR beginnt und zu den in Absatz 2 festgelegten Fristen endet, besteht aus folgenden Schritten:
 - (a) Implementierung der ROSC-Methode (Artikel 76 der SO-Verordnung), der IDCC-Methode (Artikel 20 der CACM-Verordnung) und des CGMES-Datenformats als Voraussetzung für den Kapazitätsberechnungsprozess für den zum Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereich
 - (b) interner Parallelbetrieb, während dessen die ÜNB die betrieblichen Prozesse für den Regularbeit-Zeitbereich und die Validierung der Kapazitäten für den Regularbeit-Zeitbereich testen und die geeigneten IT-Tools und Infrastrukturen entwickeln;
 - (c) externer Parallelbetrieb, während dessen die ÜNB die Erprobung ihrer internen Prozesse sowie der IT-Tools und Infrastrukturen weiterführen. Darüber hinaus werden die ÜNB der Core CCR die externen Stakeholder einbinden, um die Effekte der anzuwendenden Methode auf das System zu testen. Diese Phase muss mindestens 3 Monate dauern.
4. Während des internen und externen Parallelbetriebes haben die ÜNB der Core CCR die Auswirkungen und die Leistung der Anwendung der vorliegenden Methode kontinuierlich zu überwachen. Zu diesem Zweck entwickeln sie in Koordination mit den Core-Regulierungsbehörden, der Agentur und den Stakeholdern das Monitoring und die Leistungskriterien und berichten über die Ergebnisse des Monitorings vierteljährlich in einem Quartalsbericht. Nach der Umsetzung der vorliegenden Methode ist das Ergebnis dieser Überwachung in einem Jahresbericht zusammenzufassen.
5. Nach der Einführung dieser Methode und bis zur Umsetzung der Kapazitätsberechnung für den Regularbeit-Zeitbereich verwenden die ÜNB der Core CCR die verbleibenden grenzüberschreitenden Kapazitäten nach dem IDCZGCT, wie in der EB-Verordnung Art. 37 Absatz 2 festgelegt.



TITEL 7 ABSCHLIEßENDE BESTIMMUNGEN

Artikel 16 Sprache

Die Referenzsprache für diese Methode ist Englisch. Zur Klarstellung: sofern Übertragungsnetzbetreiber diese Methode in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, ist der jeweilige ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 7 der EB-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung der Methode vorzulegen.

Vfg Nr. 38/2024**Az.: BK6-23-037****11.03.2024**

In dem

Festlegungsverfahren zu Grundsätzen und Verfahren der Einführung technischer Sicherheitsregeln nach § 49 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes

hat die Beschlusskammer 6 am 11.03.2024 folgenden Beschluss getroffen:

1. Der Beteiligte hat bei der Einführung technischer Sicherheitsregeln für den Betrieb von Energieanlagen (zum Zeitpunkt der Beschlussfassung „Anwendungsregeln“ und „Hinweispapiere“ genannt) durch sein Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband des Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (im Weiteren: VDE FNN) sicherzustellen, dass folgende Grundsätze und folgende Verfahrensvorschriften angewendet werden:

- a. Fachgremien

- aa. Fachgremien (zum Zeitpunkt der Beschlussfassung als „Projektgruppen“ bezeichnet) werden für die Einführung technischer Sicherheitsregeln einberufen.
- bb. Allein Fachgremien sind für die Einführung technischer Sicherheitsregeln zuständig. Die Einführung darf daher insbesondere nicht von der Zustimmung eines anderen Gremiums oder eines Fachbereichs (zum Zeitpunkt der Beschlussfassung als „Fachkreis“ bezeichnet) außerhalb des betroffenen Fachgremiums abhängig gemacht werden.
- cc. Fachgremien bestehen in der Regel aus zwölf Mitgliedern, die mindestens vier der von der zu bearbeitenden technischen Sicherheitsregel betroffenen Fachbereiche repräsentieren müssen. Jedes Mitglied des Fachgremiums verfügt über eine Stimme.
- dd. Die Hälfte der Mitglieder eines Fachgremiums müssen die Fachbereiche Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Bahnstromnetzbetreiber und Messstellenbetreiber repräsentieren („Gruppe Betreiber“). Die andere Hälfte der Mitglieder des Fachgremiums repräsentiert die weiteren betroffenen Fachbereiche („Gruppe Nichtbetreiber“). Bei einer ungeraden Anzahl von Mitgliedern eines Fachgremiums erhält die Gruppe Betreiber ein Mitglied mehr als die Gruppe Nichtbetreiber. Ausnahmen sind Fachgremien, in denen lediglich Betreiberinteressen tangiert werden, dort wird die Gruppe Nichtbetreiber nicht repräsentiert.
- ee. Um als Mitglied in ein Fachgremium berufen werden zu können,
 - (1) soll die betroffene Person aktiv im Berufsleben stehen,
 - (2) muss sie eine den Anforderungen entsprechende Tätigkeit und einschlägige Fachkenntnis nachweisen können und
 - (3) muss sie im Sinne einer zügigen Gremienarbeit in der Lage sein, regelmäßig und aktiv an Sitzungen in Präsenz und online teilzunehmen.
- ff. Darüber hinaus können Gäste ohne Stimmrecht in das Fachgremium berufen werden.

- gg. Zur Konsolidierung von Fachbereichsinteressen können Interessenverbände um Vorschläge für Mitglieder und Gäste für ein Fachgremium gebeten werden.

- hh. Bei der Besetzung der Fachgremien ist eine breite Repräsentanz aller betroffenen Fachbereiche und innerhalb der Fachbereiche anzustreben.

- b. Arbeit im Fachgremium

- aa. Das Fachgremium erstellt nach Einberufung einen Entwurf der einzuführenden technischen Sicherheitsregel.
- bb. Bei Erstellung des Entwurfs soll im Fachgremium ein Konsens angestrebt werden.
- cc. Jedes Mitglied eines Fachgremiums, die Geschäftsführung des VDE FNN oder ein übergeordnetes Gremium können einen Entwurfsvorschlag einbringen. Der Entwurf ist verabschiedet, wenn er zwei Drittel der insgesamt abgegebenen Stimmen und sowohl aus der Gruppe Betreiber, als auch der Gruppe Nichtbetreiber jeweils mindestens die Hälfte der von der jeweiligen Gruppe abgegebenen Stimmen erhält (erste Beratung). Soweit es erforderlich ist, wird kaufmännisch auf ganze Zahlen gerundet. Beteiligt sich eine der beiden Gruppen geschlossen nicht an der Abstimmung, ist eine Zweidrittelmehrheit der abgegebenen Stimmen (aus der anderen Gruppe) ausreichend. Enthaltungen zählen nicht als abgegebene Stimmen.
- dd. Kommt es nicht zu einer Einigung mit den erforderlichen Mehrheiten, erhält das Fachgremium weitere drei Monate, um sich zu beraten und einen Konsens zu finden. Zur Unterstützung der Konsensfindung können in dieser Phase übergeordnete Gremien eingebunden werden. Nach Ablauf der weiteren dreimonatigen Beratungszeit ist der Entwurf verabschiedet, wenn er die Mehrheit der abgegebenen Stimmen und sowohl aus der Gruppe Betreiber, als auch der Gruppe Nichtbetreiber jeweils mindestens Stimme erhält (zweite Beratung). Soweit es erforderlich ist, wird kaufmännisch auf ganze Zahlen gerundet. Enthaltungen zählen nicht als abgegebene Stimmen.
- ee. Der verabschiedete Entwurf der technischen Sicherheitsregel wird mit dem Markt konsultiert. Die Konsultationsfrist soll sich am Umfang des Entwurfs orientieren und in der Regel sechs bis acht Wochen betragen.
- ff. Nach Ablauf der Konsultationsfrist sind die sachlich begründeten Stellungnahmen in einem Dokument bewertend zusammenzufassen und bei der Erstellung der endgültigen technischen Sicherheitsregel durch das Fachgremium angemessen zu berücksichtigen.
- gg. Für die Erstellung und Verabschiedung der endgültigen technischen Sicherheitsregel gelten die Buchstaben bb., cc. und dd. der vorliegenden Tenorziffer mit der Maßgabe, dass die dreimonatige Beratungszeit entfällt, wenn diese bereits bei der Verabschiedung des Entwurfs in Anspruch genommen wurde.
- hh. Die Arbeit des Fachgremiums soll im Regelfall innerhalb von zwölf Monaten nach Einberufung abgeschlossen sein. Sollte das Verfahren der zusätzli-

chen dreimonatigen Beratung Anwendung finden, verlängert sich diese Regelbearbeitungszeit auf 15 Monate.

- c. Veröffentlichung technischer Sicherheitsregeln
Die verabschiedeten, endgültigen technischen Sicherheitsregeln werden in geeigneter Weise veröffentlicht.

- d. Überprüfung technischer Sicherheitsregeln
Die Notwendigkeit der Einführung technischer Sicherheitsregeln wird regelmäßig überprüft. Davon unabhängig können Anregungen für die Einführung technischer Sicherheitsregeln eingereicht werden.

- e. Informationspflichten

- aa. Die Öffentlichkeit wird auf einer zentralen Internetpräsenz mindestens über folgende Inhalte informiert:

- (1) die derzeit bestehenden Fachgremien,
- (2) die Pläne zur Einführung technischer Sicherheitsregeln,
- (3) die damit verbundene Berufung eines Fachgremiums und die Möglichkeit zur Mitarbeit in diesen,
- (4) die Konsultation von Entwürfen technischer Sicherheitsregeln und
- (5) das Ergebnis durchgeführter Konsultationen, nebst den dazu eingegangenen Stellungnahmen und der zusammenfassenden Bewertung dieser.

- bb. Die Bundesnetzagentur wird über folgende Inhalte informiert:

- (1) die Absicht zur Einführung technischer Sicherheitsregeln,
- (2) die Besetzung der dafür vorgesehenen Fachgremien,
- (3) die Konsultation von Entwürfen technischer Sicherheitsregeln,
- (4) das Ergebnis durchgeführter Konsultationen, nebst der zusammenfassenden Bewertung der eingegangenen Stellungnahmen, das Ergebnis der Abstimmung innerhalb des Fachgremiums und über die endgültig verabschiedete Formulierung der technischen Sicherheitsregel,
- (5) die Absicht zu Anpassungen der Verfahrensregeln,
- (6) die Absicht zu Änderungen in der Struktur des VDE FNN oder des VDE und
- (7) das Einleiten des Verfahrens der zweiten Beratung.

2. Die Grundsätze und Verfahrensvorschriften der Tenorziffer 1 sind bei der Einführung technischer Sicherheitsregeln für den Betrieb von Energieanlagen durch den VDE FNN spätestens ab dem 06.05.2024 anzuwenden. Den Grundsätzen und Verfahrensvorschriften der Tenorziffer 1 widersprechende Regelungen dürfen ab diesem Zeitpunkt nicht mehr zur Anwendung kommen.

3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

Hinweis

Die vollständige Entscheidung in dem Verfahren BK6-23-037 ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und kann von der Seite

www.bundesnetzagentur.de Beschlusskammern Beschlusskammer 6 Abgeschlossene Verfahren BK6-23-037 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. 132/2024

TKG §§ 14 Abs. 2, 12 Abs. 1, § 16 i. V. m. 192;

Veröffentlichung der Stellungnahme aus dem Anhörungsverfahren betreffend den Entwurf der Entgeltgenehmigung in dem Verwaltungsverfahren auf Antrag der Telekom Deutschland GmbH vom 02.11.2023 auf Genehmigung von Entgelten für die monatliche Überlassung von Carrier-Festverbindungen CFV- Ethernet 2.0 ab 01.04.2024 und für Zusatzleistungen ab dem 02.11.2023

Der Entwurf der Entscheidung im o. g. Verfahren wurde im Internet am 26.01.2024 veröffentlicht. Ein entsprechender Hinweis erschien im Amtsblatt 02/2024 vom 24.01.2024 als Mitteilung Nr. 17/2024. Die ursprüngliche Stellungnahmefrist endete am 26.02.2024. Im Nachgang erfolgte eine Korrektur des Entwurfs der Entscheidung bezüglich der tenorierten Entgelte 4M Kollokationszuführung. Die Korrektur wurde am 05.02.2024 im Internet veröffentlicht. Zugleich wurde die Stellungnahmefrist bis zum 28.02.2024 verlängert.

Die eingegangene schriftliche Stellungnahme kann ab Erscheinen dieses Amtsblatts im Internet der Bundesnetzagentur unter „Einheitliche Informationsstelle/Nationale Konsultation“ eingesehen bzw. heruntergeladen werden.

Die Beschlusskammer wertet die Stellungnahme aus und prüft den Entscheidungsentwurf dahingehend, ob und ggfs. inwieweit dieser im Lichte der Stellungnahme anzupassen ist. Es ist beabsichtigt, den überarbeiteten Entwurf nach Beteiligung des Bundeskartellamts (§ 197 Abs. 2) gem. § 12 Abs. 2, S. 1 TKG der EU-Kommission, dem GEREK und den übrigen nationalen Regulierungsbehörden zur Verfügung zu stellen. Der Entscheidungsentwurf ist dann auf den Internetseiten der EU-Kommission abrufbar.

Die endgültige Entgeltgenehmigung ergeht im Anschluss an das Notifizierungsverfahren und wird ebenfalls im Amtsblatt und auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden.

BK2a-23/005

Mitteilung Nr. 133/2024

§§ 149 Abs. 1 Nr. 1, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG;

Antrag des Herrn Michael Rack (RSM Freilassing) auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Mitnutzung passiver Netzinfrastrukturen

hier: BK11-23-016

In dem Streitbeilegungsverfahren auf Antrag des Herrn Michael Rack (RSM Freilassing) (Antragsteller) gegen die Gemeinde Ainring (Antragsgegnerin) wegen der Erteilung von Informationen über passive Netzinfrastrukturen hat die Beschlusskammer 11 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen mit Beschluss vom 28.02.2024 die folgende Entscheidung getroffen:

1. Die Antragsgegnerin wird gemäß § 138 Abs. 1 S. 1 TKG verpflichtet, dem Antragsteller die Mitnutzung der in dem als Anlage 1 beigefügten Lageplan rot dargestellten Speedpipe-Rohrverbände 24×10 von der Ecke Bundesstraße B 304/ Gärtnerei Pichel in Adelstetten bis zu den Häusern Adelstetten 11 bis 31 in 83404 Ainring für die Einbringung von Glasfaserkabeln – wobei der Antragsteller von den darin befindlichen Fasern eine Doppelfaser je Wohneinheit zur Eigennutzung erhält – zu gewähren und bis zum 2.4.2024 ein entsprechendes Mitnutzungsangebot zu fairen und angemessenen Bedingungen zu unterbreiten. Das umfasst auch die bereits hergestellten Hauszuführungen.
2. Die Antragsgegnerin ist verpflichtet, in dem Mitnutzungsangebot nach Tenorziffer 1 eine faire und angemessene Bedingung zum Zeitpunkt des verbindlichen Zugangs auszuregeln.
3. Der Antragsteller ist zur Mitnutzung der Infrastrukturen gemäß Tenorziffer 1 berechtigt, unter der Bedingung, dass er in diese Speedpipes Glasfaserkabel in der Dimensionierung von mindestens vier Glasfasern je Wohneinheit und zusätzlich zwei Fasern je Gebäude auf eigene Kosten einbringt.
4. Für den Fall, dass die Antragsgegnerin der Anordnung in Tenorziffer 1 zur Unterbreitung eines Mitnutzungsangebotes nicht, nicht vollständig oder nicht fristgerecht nachkommt, wird ihr die Festsetzung eines Zwangsgeldes in Höhe von 2.000 € angedroht.

BK11-23-016



Mitteilung Nr. 134/2024

§§ 149 Abs. 1 Nr. 5, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG;

Antrag der Firma System- und Anlagentechnik Gnauck auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Gewährung offenen Netzzugangs zu öffentlich geförderten Telekommunikationsnetzen und Telekommunikationslinien

hier: BK11-24-004

Die Firma System- und Anlagentechnik Gnauck, Inhaber, Daniel Gnauck, hat mit Schreiben vom 05.03.2024 folgenden Antrag auf Beilegung eines Streits mit der Vodafone GmbH gestellt:

1. *Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, auf dem Gebiet der Gemeinde Klipphausen zu den dort befindlichen und öffentlich geförderten Telekommunikationslinien und Telekommunikationsnetzen einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang zu fairen und angemessenen Bedingungen und Vorleistungsentgelten zu gewähren, indem an den drei POPs in Klipphausen*
 - POP 1: Klipphausen, Flurstück 449/1
 - POP 1.2: Klipphausen, Flurstück 3/7 OT Röhrsdorf
 - POP 1.6: Klipphausen, Flurstück 62/11 OT Seeligstadt*der Zugang zur vollständig entbündelten Teilnehmeranschlussleitung auf Glasfaser (Glasfaser-TAL) gewährt wird;*
2. *Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, zum Zwecke der Gewährung des offenen Netzzugangs nach § 155 Abs. 1 TKG die Kollokation an den drei POPs in Klipphausen zu fairen, angemessenen und transparenten Bedingungen und Entgelten zu ermöglichen;*
3. *Der Antragsgegnerin wird untersagt, die Gewährung des offenen Netzzugangs nach § 155 Abs. 1 TKG von der Forderung und Zahlung [...] oder anderen Zahlungen mit gleicher Wirkung abhängig zu machen;*
4. *Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, zum Zwecke der Gewährung des offenen Netzzugangs nach § 155 Abs. 1 TKG die nachfragegerechte Entstörung auf der Vorleistungsebene wirksam sicherzustellen, indem festgelegt wird, dass*
 - a. *die Antragsgegnerin jede Störungsmeldung unabhängig von dem Zeitpunkt ihres Eingangs bei der Antragsgegnerin unverzüglich bearbeitet; und*
 - b. *die Entstörungsfrist mit dem Eingang einer Störungsmeldung bei der Antragsgegnerin beginnt; und*
 - c. *die Antragsgegnerin alle für eine Entstörung durch den Netzbetreiber erforderlichen Maßnahmen unverzüglich trifft; und*
 - d. *die Antragsgegnerin die Antragstellerin im Außenverhältnis auf erstes Anfordern von sämtlichen Ansprüchen wirksam freistellt, die Verbraucher aufgrund von § 58 TKG gegenüber der Antragstellerin geltend machen;*
5. *Für den in Ziff. 1 beantragten zu gewährenden offenen Netzzugang nach § 155 Abs. 1 TKG werden Vorleistungsentgelte in einer Struktur und Höhe festgelegt, die es der Antragstellerin ermöglichen, auf der Endnutzerebene wirksam mit der Antragsgegnerin in Wettbewerb zu treten und eine angemessene Verzinsung ihrer eigenen wettbewerblichen Bemühungen zu erlangen, indem*

- a. *eine angemessene Spanne zwischen den Vorleistungsentgelten und den entsprechenden Endnutzerentgelten sichergestellt wird; oder*
 - b. *hilfsweise zu a. ein Entgelt für die monatliche Überlastung einer Glasfaser-TAL nicht höher als 12,25 EUR festgelegt wird; oder*
 - c. *hilfsweise b. sämtliche Vorleistungsentgelte festgelegt werden;*
6. *Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, zum Zwecke der Gewährung des offenen Netzzugangs nach § 155 Abs. 1 TKG der Antragsgegnerin außerdem ein Angebot über die Bereitstellung von Dark-Fiber-Leitungen zu unterbreiten*

Das Verfahren wird unter dem Aktenzeichen BK11-24-004 geführt.

Eine öffentliche mündliche Verhandlung vor der Beschlusskammer 11 (Nationale Streitbeilegungsstelle des DigiNetz-Gesetzes) findet am 23.04.2024, 10:00 Uhr, im Dienstgebäude der Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, statt.

Dabei wird sowohl eine **persönliche Teilnahme** in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur als auch eine Teilnahme über **Video- oder Telefonzuschaltung** möglich sein.

Für die Videoteilnahme bedarf es der Verwendung des Plug-Ins von Web-Ex. Für die Teilnahme mittels Telefon sind keine weiteren Voraussetzungen erforderlich. Einwahldaten für die öffentliche mündliche Verhandlung werden rechtzeitig bekannt gegeben.

Personen oder Personenvereinigungen, deren Interessen durch die Entscheidung berührt werden, können die Beiladung zum Verfahren beantragen. Entsprechende Anträge sind zu richten an

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 11
Tulpenfeld 4,
53113 Bonn

oder elektronisch an: BK11.Postfach@BNetzA.de.

Hinweise:

1. Sofern eine Stellungnahme **Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse** enthält, wird um zeitgleiche Beifügung einer öffentlichen Fassung ohne Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gebeten (inkl. einer Liste, in der die Schwärzungen substantiiert begründet sind). Sofern keine öffentliche Fassung beigelegt wird, wird davon ausgegangen, dass die Stellungnahme keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthält (vgl. § 216 TKG). Soweit in dem Dokument **personenbezogene Daten** (z. B. Namen, Unterschriften, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des/der Betroffenen in die Veröffentlichung der personenbezogenen Daten einzuholen oder die personenbezogenen Daten in der zu veröffentlichenden Fassung zu schwärzen.
2. Gemäß § 215 Abs. 5 TKG kann die Beschlusskammer Erklärungen und Beweismittel, die erst nach Ablauf einer gesetzten Frist vorgebracht werden, zurückweisen und ohne weitere Ermittlungen entscheiden, wenn ihre Zulassung nach der freien Überzeugung der Beschlusskammer die Erledigung des Verfahrens verzögern würde und der Beteiligte die Verspätung nicht genügend entschuldigt.
3. Stellungnahmen sind an die o. g. postalische oder elektronische Adresse zu richten.
4. Die öffentliche Fassung der Antragsunterlagen sowie die im Verfahren abgegebenen öffentlichen Stellungnahmen der Verfahrensbeteiligten werden den Beigeladenen zum elektronischen Abruf

(Herunterladen) über GBG im Verfahrensordner BK11-24-004 bereitgestellt. Für die Nutzung der GBG ist eine einmalige Registrierung bei der Bundesnetzagentur erforderlich. Ausführliche Informationen hierzu erhalten Sie auf der Seite der Beschlusskammer 11 unter „Aktuelles“ oder unter dem Link www.bnetza.de/bk11aktuell. Sofern Sie als Nutzer registriert sind, können Sie die Dateien ab sofort und bis ca. sechs Wochen nach Beendigung des Verfahrens einsehen bzw. herunterladen.

Die Entscheidungsfrist beträgt vier Monate und kann bei außergewöhnlichen Umständen um höchstens zwei Monate verlängert werden, § 149 Abs. 8 TKG.

BK11-24-004

Mitteilung Nr. 135/2024

§§ 192 i. V. m. § 29 TKG;

Standardangebot der Telekom Deutschland GmbH für den Zugang zu Wholesale Premium mit einer Ethernet-Schnittstelle und einer Übertragungsrate von 150 Mbit/s als hochqualitatives Zugangsprodukt (BK2c-23-007)

Hier: Bestimmung des neuen Termins zur öffentlich mündlichen Verhandlung

Der neue Termin für die öffentlich mündliche Verhandlung vor der Beschlusskammer 2 der Bundesnetzagentur wurde bestimmt auf **Mittwoch, den 24.04.2024, 10:00 Uhr** und findet im Dienstgebäude der Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, im **Haus 7, Raum 0.02** statt. Dabei wird sowohl eine **persönliche Teilnahme** in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur als auch eine Teilnahme über **Video- oder Telefonzuschaltung** möglich sein. Die Beschlusskammer bittet um **Anmeldung** bei geplanter Teilnahme an das Postfach BK2.-Postfach@BNetzA.de bis zum **25.03.2024, 12:00 Uhr**.

Die erforderlichen Einwahlmöglichkeiten sowie ggfs. weitere Details zur Durchführung der öffentlichen mündlichen Verhandlung werden zeitnah auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter „Termine der Beschlusskammern“ veröffentlicht.

BK2c-23/007

Mitteilung Nr. 136/2024

§§ 211 Abs. 2 i. V. m. § 128 Abs. 4 TKG;

Antrag der Stadt Blankenburg (Harz) auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Anordnung der gemeinschaftlichen Verlegung von Glasfaserleitungen.

hier: BK11-24-002

Die Stadt Blankenburg (Harz) hat mit Schreiben vom 05.03.2024 folgenden Antrag auf Anordnung der gemeinschaftlichen Verlegung von Glasfaserleitungen gestellt:

„Ich beantrage die die Anordnung der gemeinschaftlichen Verlegung von Glasfaserleitungen nach § 128 Abs. 4 TKG durch die Bundesnetzagentur in 38889 Blankenburg (Harz) in den Straßen Tränkestraße, Krumme Straße, Bäuersche Straße, Vincentstraße, und einem Teil der Harzstraße gegenüber

Unsere Grüne Glasfaser GmbH & Co. KG (UGG), Adalperostr. 82-86, 85737 Ismaning

und

Telekom Deutschland GmbH, Landgrabenweg 151, 53113 Bonn.“

Das Verfahren wird unter dem Aktenzeichen BK11-24-002 geführt.

Der Termin für die öffentliche mündliche Verhandlung vor der Beschlusskammer 11 (Nationale Streitbeilegungsstelle des DigiNetz-Gesetzes) wird zu einem späteren Zeitpunkt bekanntgegeben.

Dabei wird sowohl eine **persönliche Teilnahme** in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur als auch eine Teilnahme über **Video- oder Telefonzuschaltung** möglich sein.

Für die Videoteilnahme bedarf es der Verwendung des Plug-Ins von Web-Ex. Für die Teilnahme mittels Telefon sind keine weiteren Voraussetzungen erforderlich. Einwahldaten für die öffentliche mündliche Verhandlung werden rechtzeitig bekannt gegeben.

Personen oder Personenvereinigungen, deren Interessen durch die Entscheidung berührt werden, können die Beiladung zum Verfahren beantragen. Entsprechende Anträge sind zu richten an

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 11
Tulpenfeld 4,
53113 Bonn

oder elektronisch an: BK11.Postfach@BNetzA.de.

Hinweise:

1. Sofern eine Stellungnahme **Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse** enthält, wird um zeitgleiche Beifügung einer öffentlichen Fassung ohne Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gebeten (inkl. einer Liste, in der die Schwärzungen substantiiert begründet sind). Sofern keine öffentliche Fassung beigelegt wird, wird davon ausgegangen, dass die Stellungnahme keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthält (vgl. § 216 TKG).

Soweit in dem Dokument **personenbezogene Daten** (z. B. Namen, Unterschriften, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des/der Betroffenen in die Veröffentlichung der personenbezogenen Daten einzuholen oder die personenbezogenen Daten in der zu veröffentlichenden Fassung zu schwärzen.

2. Gemäß § 215 Abs. 5 TKG kann die Beschlusskammer Erklärungen und Beweismittel, die erst nach Ablauf einer gesetzten Frist vorgebracht werden, zurückweisen und ohne weitere Ermittlungen entscheiden, wenn ihre Zulassung nach der freien Überzeugung der Beschlusskammer die Erledigung des Verfahrens verzögern würde und der Beteiligte die Verspätung nicht genügend entschuldigt.

3. Stellungnahmen sind an die o. g. postalische oder elektronische Adresse zu richten.

4. Die öffentliche Fassung der Antragsunterlagen sowie die im Verfahren abgegebenen öffentlichen Stellungnahmen der Verfahrensbeteiligten werden den Beigeladenen zum elektronischen Abruf (Herunterladen) über GBG im Verfahrensordner BK11-24-002 bereitgestellt. Für die Nutzung der GBG ist eine einmalige Registrierung

bei der Bundesnetzagentur erforderlich. Ausführliche Informationen hierzu erhalten Sie auf der Seite der Beschlusskammer 11 unter „Aktuelles“ oder unter dem Link www.bnetza.de/bk11aktuell. Sofern Sie als Nutzer registriert sind, können Sie die Dateien ab sofort und bis ca. sechs Wochen nach Beendigung des Verfahrens einsehen bzw. herunterladen.

BK11-24-002

Mitteilung Nr. 137/2024

Beabsichtigte Außerkraftsetzung einer Funk-Schnittstellenbeschreibung

(SSB LA-NOE 030)

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die nachstehende SSB außer Kraft zu setzen:

LA-NOE 030 – Schnittstellenbeschreibung für weitbandige Datenübertragungssysteme „Multiple Gigabit WAs/RLAN Systems (MGWS)“ im Frequenzbereich 57–66 GHz
(Ausgabe: Oktober 2014) notifiziert unter der Nr. 2014/0630//D.

Hintergrund ist, dass für diese Funkanlagen Europäische Regelungen gelten und zwar:

- die Europäische Schnittstellenbeschreibung Class 1 Sub-classes 141, 142 und 143 und
- der Durchführungsbeschluss (EU) 2022/180 der Kommission vom 8. Februar 2022 (Amtsblatt der Europäischen Union, 10.02.2022, L 29/17), Bänder 75, 75a und 75b.

Eine nationale SSB ist damit entbehrlich und somit obsolet.

Den interessierten Kreisen der Öffentlichkeit wird hiermit die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Anregungen und Bedenken zur Außerkraftsetzung können **innerhalb von 6 Wochen nach Erscheinen dieser Mitteilung** an die E-Mail Adresse ssb@bnetza.de in deutscher Sprache eingereicht werden.

Die o. g. SSB ist auf der INTERNET-Seite der Bundesnetzagentur (<http://www.bundesnetzagentur.de>) unter „Fachthemen → Telekommunikation → Technik und Produktsicherheit → Funk-Schnittstellenbeschreibungen → Landfunk (LA) abrufbar.

Die Bundesnetzagentur prüft die vorgebrachten Anregungen und Bedenken. Diese werden im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Aufgrund der Veröffentlichung sollten keine Geschäftsgeheimnisse enthalten sein.

Eine Pflicht zur Mitteilung des Ergebnisses der Prüfung besteht nicht. Die Bundesnetzagentur wird in Fällen besonderer Bedeutung das Ergebnis der Prüfung veröffentlichen oder einzelne Betroffene über das Ergebnis der Prüfung unterrichten. Die Bundesnetzagentur kann zur Klärung von widerstreitenden Belangen eine mündliche Anhörung durchführen. Eine Entscheidung über die Außerkraftsetzung der o.g. SSB erfolgt unter Würdigung der Ergebnisse des Verfahrens abschließend durch die Bundesnetzagentur. Die Außerkraftsetzung wird im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

421

Mitteilung Nr. 138/2024

Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 30 Funkanlagengesetz (FuAG)

Die Bundesnetzagentur wurde von der irischen Marktüberwachungsbehörde ComReg darüber informiert, dass der Mitgliedstaat Irland nach seinen Vorschriften eine markteinschränkende Maßnahme getroffen hat. Diese markteinschränkende Maßnahme betrifft folgende Funkanlage:

Produktart: Wi-Fi Adapter
Modell: SA-003-UK-Wi-Fi
Markenzeichen: Woolley
Hersteller: Shenzhen Product Selection Trading Co., Ltd, China

Beschreibung der Nichtkonformität:

- die Angabe eines europäischen Verantwortlichen gemäß Artikel 4 (1) Marktüberwachungsverordnung (EU) 2019/1020 ist fehlerhaft
- die Konformitätserklärung bzw. die vereinfachte Konformitätserklärung sind der Funkanlage nicht beigelegt

Für die oben genannte Funkanlage soll die Bereitstellung auf dem europäischen Markt untersagt werden.

Den nationalen Wirtschaftsakteuren wird hiermit Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Dauer der Frist zur Stellungnahme beträgt gemäß § 30 Absatz 1 Satz 3 FuAG vier Wochen ab der Veröffentlichung dieser Amtsblattmitteilung. Die Stellungnahme ist an:

Bundesnetzagentur
Referat 412
Postfach 80 01
55003 Mainz
E-Mail: 412.Postfach@bnetza.de

als Brief oder per E-Mail zu richten.

412-4

Mitteilung Nr. 139/2024

Prüfungsfragen zum Erwerb von Amateurfunkprüfungsbescheinigungen

Am 23.06.2023 wurde die zweite Änderungsverordnung zur Amateurfunkverordnung (AFuV) veröffentlicht (BGBl. 2023 I Nr. 160 vom 23.06.2023). Diese tritt am 24.06.2024 in Kraft. Darin wird unter anderem eine neue Lizenzklasse N eingeführt. Aus diesem Grund wurden die Prüfungsfragen zum Erwerb von Amateurfunkprüfungsbescheinigungen überarbeitet.

Für Prüfungen **ab dem 24.06.2024** gelten die

- Prüfungsfragen zum Erwerb von Amateurfunkprüfungsbescheinigungen, 3. Auflage, März 2024

Die in der Mitteilung Nr. 257/2023 veröffentlichten Prüfungsfragen zum Erwerb von Amateurfunkprüfungsbescheinigungen (2. Auflage, Dezember 2023) werden nicht angewendet. Die Änderungen zwischen der 2. Auflage und der jetzt veröffentlichten 3. Auflage beruhen auf Hinweisen der betroffenen Kreise und korrigieren im Wesentlichen offenbare Unrichtigkeiten.



Das aktuelle Dokument kann ab sofort auf www.bundesnetzagentur.de/amateurfunk heruntergeladen werden.

225-2

Mitteilung Nr. 140/2024

Verordnung über Notrufverbindungen (NotrufV);

Änderung der Einzugsgebiete und Notrufursprungsbereiche von Notrufabfragestellen

Gemäß § 3 Abs. 2 der Verordnung über Notrufverbindungen vom 06. März 2009 (BGBl. I S. 481), die zuletzt durch Artikel 44 des Gesetzes vom 23. Juni 2021 (BGBl. I S. 1858) geändert worden ist, werden die Netzbetreiber und Telefondiensteanbieter durch die Bundesnetzagentur über Änderungen der Einzugsgebiete und Notrufursprungsbereiche von Notrufabfragestellen informiert.

Die aktuellen Daten stehen für Mitglieder der geschlossenen Benutzergruppe Notrufverkehrslenkung zum Abruf bereit.

425-7b

Mitteilungen

Energie

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 141/2024

Einleitung eines Verfahrens und Konsultation zur Festlegung kritisch bestimmter Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BStG („Festlegung kritischer Funktionen“)

§ 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 und S. 2 i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG; Einleitung eines Verfahrens und Konsultation zur Festlegung kritisch bestimmter Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BStG

Die Bundesnetzagentur hat im November 2022 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung kritisch bestimmter Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BStG nach §§ 29 Abs. 1, 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 und S. 2 EnWG eingeleitet. Es ist beabsichtigt, die Festlegung entsprechend der nachfolgend dargestellten Eckpunkte zu treffen.

Der Festlegungsentwurf sowie weitere Informationen können auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) unter dem Pfad „Fachthemen → Elektrizität und Gas → Versorgungssicherheit → IT-Sicherheit → Kritische Funktionen“ abgerufen werden.

Die Adressaten des Festlegungsentwurfs sowie die betroffenen Wirtschaftskreise erhalten Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum

17.04.2024 (Eingang).

Stellungnahmen sind per E-Mail mit dem Betreff „**Festlegung kritischer Funktionen**“ an die E-Mail-Adresse IT-Sicherheitskatalog@BNetzA.DE zu senden.

Die Bundesnetzagentur behält sich vor, die eingegangenen Stellungnahmen – bereinigt um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse – auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

Das Verfahren wird unter dem Aktenzeichen 4.12.09/1 geführt.



Bundesnetzagentur

FESTLEGUNG

Aktenzeichen: 4.12.09/1

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 EnWG

wegen **der Festlegung kritisch bestimmter Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BSI-G**

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (nachfolgend: Bundesnetzagentur), Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

gegenüber

den Betreibern von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen, die durch Rechtsverordnung gemäß § 10 Abs. 1 S. 1 BSI-G als Kritische Infrastruktur bestimmt wurden, durch Allgemeinverfügung am XX.XX.2024 festgelegt:

1. Diejenigen Teile der Steuerung, Leittechnik und des Netzschutzes, werden als kritische Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BSI-G bestimmt, die die Netz- und Systemsteuerung von HGÜ-Vorhaben der Übertragungsnetzbetreiber realisieren.
2. Die in dem als Anlage beigefügten „Katalog von Sicherheitsanforderungen für das Betreiben von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen gemäß § 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 EnWG“ (nachfolgend: Katalog) benannten Funktionen werden für Betreiber von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen, die durch Rechtsverordnung gemäß § 10 Absatz 1 Satz 1 des BSI-Gesetzes als Kritische Infrastruktur bestimmt wurden, als kritische Funktionen im Sinne des § 2 Abs. 13 S. 1 Nr. 3 lit. b BSI-G bestimmt.
3. Die Festlegung nach Ziffer 1 gilt ab dem [6 Monate ab Veröffentlichung].
4. Die Festlegung nach Ziffer 2 gilt ab dem [18 Monate ab Veröffentlichung].

Anlage

Katalog von Sicherheitsanforderungen für das Betreiben von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen gemäß § 11 Abs. 1g S. 1 Nr. 2 EnWG

Funktionen	
Steuerung, Leittechnik, Netzschutz	<ul style="list-style-type: none"> • Netzsteuerung (zentrale und dezentrale Prozessleittechnik) • Netz- und Systemsteuerung Offshore / Hochspannungsgleichstromübertragung • Netzzustandserfassung und Störungsmeldungsverarbeitung • Dynamische Grenzwertberechnung • Netz schützen
Netzführung, Schaltleitung	<ul style="list-style-type: none"> • EnWG-Kaskade • Netzwiederaufbau
Stationsbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastrukturbetrieb • OT-Betrieb (Operational Technology) / dezentrale Leittechnik
Systembilanz, Frequenzhaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsfrequenzregelung • Minutenreserve einsetzen • Kapazitätsreserve
Operatives Engpassmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Redispatchmaßnahmen
Betrieb der Informations- und Kommunikationstechnik, Sachdatenverwaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Betrieb des Nachrichtennetzes / Telekommunikationsbetrieb • Leitstellen-Telefonie • Fernwartungszugänge

Mitteilung Nr. 142/2024

Konsultation der Festlegung zur Berechnung von Multiplikatoren, von Abschlägen für unterbrechbare Kapazitäten, von Rabatten an LNG-Terminals und von saisonalen Faktoren (BK9-23/612, „MARGIT 2025“)

§ 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i. V. m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i. V. m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i. V. m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

Konsultation der Festlegung zur Berechnung von Multiplikatoren, von Abschlägen für unterbrechbare Kapazitäten, von Rabatten an LNG-Terminals und von saisonalen Faktoren

Die Bundesnetzagentur hat die Konsultation eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i. V. m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i. V. m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i. V. m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eingeleitet. Die Konsultationsfrist endet am 02.04.2024.

Die Einleitung der Konsultation des Verfahrens wird im Amtsblatt der Bundesnetzagentur Nr. 06/2023 vom 20.03.2024 und im Internet veröffentlicht.

Weitere Informationen können auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter dem Pfad „www.bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → Beschlusskammer 9 → Aktuelles“ abgerufen werden.



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9

BK9-23/612

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach

§ 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

hinsichtlich der Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Festlegung eines Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden und der Festlegung der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten für das Kalenderjahr 2025 („MARGIT 2025“)

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden Dr. Christian Schütte,

die/den Beisitzer/in

und die/den Beisitzer/in

am tt.mm.2024 beschlossen:

1. Die nachfolgenden Festlegungen dieses Beschlusses sind wirksam vom 01.01.2025 bis zum 31.12.2025.
2. Bei der Umrechnung von Jahres-Standardkapazitätsprodukten in Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukte ist an allen Kopplungspunkten ein Multiplikator anzuwenden. Der Multiplikator eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts beträgt 2,0, der Multiplikator eines Tages-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,4, der Multiplikator eines Monats-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,25 und der Multiplikator eines Quartals-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,1.
3. Ein Abschlag an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, ist nicht anzuwenden.
4. Ein Abschlag an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ist ausschließlich für Jahres- und Quartals-Kapazitätsprodukte in Höhe von 40 Prozent anzuwenden.
5. Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität an Kopplungspunkten sind zu berechnen, indem die gemäß Art. 14, 15 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und der Festlegung BK9-19/610 („REGENT 2021“) berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe des an dem jeweiligen Kopplungspunkt für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt gemäß der Anlage I anzuwendenden prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

- 1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Höhe eines etwaigen Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, und der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten eingeleitet.
- 2 Die Einleitung des Verfahrens wurde im Amtsblatt 19/2023 vom 11.10.2023 sowie auf der Homepage der Bundesnetzagentur bekannt gemacht.
- 3 Der deutsch- sowie der englischsprachige Beschlussentwurf wurden am tt.mm.2024 auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlicht. Dies erfolgte mit dem Hinweis, dass die Konsultation gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bis zum tt.mm.2024 läuft. Rechtlich verbindlich ist allein die deutschsprachige Fassung.
- 4 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch diese Veröffentlichung sowie die Konsultationen ersetzt.
- 5 Gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zieht die nationale Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung die Stellungnahmen der nationalen Regulierungsbehörden der direkt mit dem jeweiligen Mitgliedstaat verbundenen Mitgliedstaaten in Betracht. Mit Schreiben vom tt.mm.2024 wurden die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedsstaaten über den Beginn der Konsultation informiert. Am tt.mm.2024 wurden die Konsultationsunterlagen an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 (hiernach „ACER“) übermittelt.
- 6 Die Bundesnetzagentur hat am 29.09.2023 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am tt.mm.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am tt.mm.2023 ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.
- 7 Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am tt.mm.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 8 Es sind xx Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:



- 9 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II.

- 10 Mit dieser Festlegung erlässt die Bundesnetzagentur gemäß Art. 41 Abs. 6 a) der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu allen in Art. 28 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkten.
- 11 Die vorgenommene Entscheidung fällt gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist grundsätzlich die Große Beschlusskammer für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der erhobenen Entgelte zuständig. Sie hat die Festlegung MARGIT gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am xx.xx.2024 auf die Beschlusskammer übertragen.
- 12 Die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 beziehen sich ausweislich Art. 2 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf Kopplungspunkte, also Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkte der Fernleitungsnetzbetreiber (Vgl. Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459). Die Regulierungsbehörde kann gemäß Art. 2 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, dass die Regelungen des Kapitels III auch an Ein- und/oder Ausspeisepunkten von Fernleitungsnetzbetreibern mit Drittländern anzuwenden ist. Mit Festlegung vom 14.08.2015 (BK7-15/001 – „KARLA Gas 1.1“) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur beschlossen, dass die Regelungen des Netzkodex Kapazitätszuweisung ab dem 01.11.2015 auch für Einspeisepunkte aus Drittländern sowie für Ausspeisepunkte in Drittländer im Sinne von Art. 2 Abs. 1 S. 2 Netzkodex Kapazitätszuweisung gelten. Daher bezieht sich die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auch auf diese Punkte.

1. Geltungszeitraum

- 13 Die Vorgaben sind gemäß der Tenorziffer zu 1. ab dem 01.01.2025 umzusetzen und somit im Rahmen der Veröffentlichung nach Art. 29 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen. Nach Art. 38 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gelten die Kapitel II, III und IV der Verordnung ab dem 31. Mai 2019, wovon auch Art. 13 bis 16 der Verordnung umfasst sind, die zum Kapitel III gehören und Grundlage dieser Entscheidung sind. Dementsprechend hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die begründete Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erstmals im Hinblick auf das Entgeltjahr 2020 und somit ab dem 01.01.2020 umzusetzen. Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden die Konsultationen ab dem Datum der Entscheidung in jeder Entgeltperiode durchgeführt. Nach jeder Konsultation erlässt und veröffentlicht die nationale Regulierungsbehörde im Einklang mit Art. 32 lit. a der

Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Aspekten. Unter Entgeltperiode ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 23 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 der Zeitraum zu verstehen, in dem ein Referenzpreis einer bestimmten Höhe anwendbar ist und der mindestens ein Jahr und höchstens eine Regulierungsperiode umfasst. Da der Referenzpreis in der bestimmten Höhe jeweils für ein Kalenderjahr gilt, handelt es sich beim hier vorliegenden Zeitraum ebenfalls um das Kalenderjahr. Somit erlässt und veröffentlicht die Beschlusskammer jährlich eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c genannten Aspekten, die jeweils für ein Kalenderjahr wirksam ist. Aus diesem Grund endet die Wirksamkeit der vorliegenden Entscheidung mit dem Ende des Kalenderjahres 2025.

2. Allgemeines

- 14 Bei dieser Entscheidung hat die Beschlusskammer berücksichtigt, dass es sich dabei um einen Verwaltungsakt handelt, der nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eigenständig neben anderen nach dieser Verordnung in Vollzug stehenden oder noch zu erlassenden Festlegungen zu konsultieren und zu erlassen ist. Die Eigenständigkeit kommt unter anderem darin zum Ausdruck, dass Entscheidungen nach Art. 26 i.V.m. Art. 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 spätestens alle fünf Jahre zu treffen sind, während Entscheidungen nach Art. 28 in jeder Entgeltperiode erfolgen müssen.

3. Höhe der Multiplikatoren

- 15 Die Entscheidung gemäß Ziffer 1 des Tenors zur Höhe der Multiplikatoren beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 16 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet. Hinsichtlich der Umrechnung der Entgelte für Jahres-Standardkapazitätsprodukte in Entgelte für unterjährige Standardkapazitätsprodukte gibt Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Bereiche vor, innerhalb derer die Multiplikatoren liegen müssen.
- 17 Die von der Bundesnetzagentur festgelegten Multiplikatoren liegen innerhalb der vorgegebenen Bereiche. Bei Quartals-Standardkapazitätsprodukten sowie bei Monats-Standardkapazitätsprodukten darf der Multiplikator gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 den Wert 1 nicht unter- und den Wert 1,5 nicht überschreiten. Der festgelegte Multiplikator für Quartals-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,1 sowie der festgelegte

Multiplikator für Monats-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,25 liegen innerhalb dieses Bereichs. Gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 darf der Multiplikator für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie für untertägige Standardkapazitätsprodukte den Wert 1 grundsätzlich nicht unterschreiten und den Wert 3 grundsätzlich nicht überschreiten. Dies ist bei den gewählten Multiplikatoren in Höhe von 1,4 für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie in Höhe von 2,0 für untertägige Standardkapazitätsprodukte der Fall.

- 18 Bei einer (vertraglichen) Änderung von bereits gebuchten Kapazitäten oder bei einem Kapazitätsentzug bleibt der ehemals ermittelte Multiplikator unverändert bestehen, und zwar auch dann, wenn das ursprüngliche Standardkapazitätsprodukt nach der Änderung oder der Entziehung in eine andere Kategorie fallen würde, wenn also beispielsweise aus einem ehemaligen Jahreskapazitätsprodukt ein Quartals- oder Monatskapazitätsprodukt würde. Es findet insoweit keine Nachberechnung statt; die Anwendung des Multiplikators bestimmt sich danach, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wurde. Diese Vorgabe gilt für sämtliche Konstellationen, bei denen sich das ursprüngliche Kapazitätsprodukt ändert; insbesondere durch die Rückgabe von Kapazitäten, die erneute Primärvermarktung (durch Fernleitungsnetzbetreiber) eines Teils des Kapazitätsrechts, die Umwandlung und die (teilweise) Kündigung von Kapazitäten. Für das Kapazitätsprodukt, welches nach der Rückgabe, der Kündigung oder dem Kapazitätsentzug neu angeboten bzw. gebucht wird, das „Neuprodukt“, ist demgegenüber ein Multiplikator entsprechend der Laufzeit dieses Neuprodukts anzuwenden. Auch insoweit gilt, dass sich die Anwendung des Multiplikators danach richtet, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wird. Die Vorgaben bei Änderungen oder bei Kapazitätsentzug gelten ebenfalls für Neuprodukte.
- 19 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass die Sekundärvermarktung, also in Form der Nutzungsüberlassung oder Nutzungsübertragung durch Transportkunden auf Dritte, von den Regelungen des vorangegangenen Absatzes nicht erfasst wird und auch kein Regelungsgegenstand dieser Festlegung ist. Nach Auffassung der Beschlusskammer wird der Multiplikator bei Sekundärvermarktung (Nutzungsüberlassung bzw. Nutzungsübertragung) auf Basis des ursprünglichen Buchungsprodukts weiterhin angewendet. Wird anstatt von Sekundärvermarktung allerdings eine Rückgabe von Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt, so gelten wiederum die Ausführungen der vorigen Randnummer.
- 20 Bei ihrer Entscheidung bezüglich der Höhe der Multiplikatoren hat die Beschlusskammer gemäß Art. 28 Abs. 3 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 insbesondere die folgenden Aspekte berücksichtigt:
- 21 Die gewählten Multiplikatoren dienen der Ausgewogenheit zwischen der Förderung des kurzfristigen Gashandels und dem Setzen langfristiger Signale für effiziente Investitionen in das Fernleitungsnetz. Bereits mit Festlegung vom 24.03.2015 (Az. BK9-14/608, im Folgenden:

BEATE) hat die Beschlusskammer mit Wirkung ab dem 01.01.2016 Multiplikatoren an allen Ein- und Ausspeisepunkten eingeführt, an denen Kapazitätsentgelte ausgewiesen werden. Diese wurden für die Kopplungspunkte erstmals für das Kalenderjahr 2020 auf Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 festgelegt. Die mit diesem Beschluss festgelegten Multiplikatoren für Tages-, Monats- und Quartalsprodukte entsprechen der Höhe nach den für die Jahre 2016 bis 2024 festgelegten Multiplikatoren; der Multiplikator für untertägige Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 2,0 wurde erstmals mit dem Beschluss BK9-18/612 („MARGIT“) für das Jahr 2020 festgelegt und entspricht seitdem der genannten Höhe von 2,0. Es hat sich seit Einführung der Multiplikatoren im Jahr 2016 gezeigt, dass diese die Liquidität im Kurzfristhandel nicht gefährden, denn Tagesbuchungen wurden in der Folge weder in nennenswertem Umfang durch langfristige Buchungen substituiert noch schlicht nicht mehr vorgenommen. Die Einführung von Multiplikatoren hat insofern in der Vergangenheit nicht zu einer Verringerung von Handelsaktivitäten geführt. Es sind keine Einflüsse ersichtlich, dass sich dies zukünftig ändern könnte. Gleichzeitig führen die Multiplikatoren zu einer moderaten Preissteigerung gegenüber dem Referenzpreis, so dass Signale, an welcher Stelle des Netzes bspw. aufgrund von Engpässen sachgerechterweise investiert werden sollte, nicht verzerrt werden.

- 22 Die Einführung der gewählten Multiplikatoren hat überdies keinen Einfluss darauf, inwieweit die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die Referenz- bzw. Reservepreise gedeckt werden. Insbesondere hat die Beschlusskammer mit der Festlegung „REGENT 2021“ (BK9-19/610) Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können.
- 23 Die festgelegten Multiplikatoren erhöhen die Verursachungsgerechtigkeit der Reservepreise, da sie eine laufzeitbedingte Quersubventionierung zwischen Kundengruppen reduzieren. Verursachungsgerechtigkeit bei der Entgeltbildung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Höhe der Entgelte für die Nutzung einer bestimmten Kapazität die durch die Nutzung und Bereitstellung dieser Kapazität verursachten Kosten widerspiegeln müssen. Das hat zur Folge, dass die Höhe der Netzentgelte, die von einer bestimmten Kundengruppe für Kapazitätsbuchungen zu entrichten sind, soweit möglich die von dieser Kundengruppe verursachten Kosten entsprechend ihres jeweiligen Verursachungsbeitrags reflektieren soll. Vereinfacht ausgedrückt soll nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit derjenige, der bestimmte Kosten verursacht hat, diese Kosten in Gestalt der ihm berechneten Netzentgelte soweit möglich auch bezahlen. Diese Kosten sollen nicht durch andere Nutzergruppen subventioniert werden. Durch die Buchung unterjähriger, zeitlich schwankender Kapazitätsprodukte verursacht der diese Kapazitäten buchende Netznutzer Leerstandskosten. Die Möglichkeit einer unterjährigen Buchung erlaubt es den Netznutzern strukturell zu buchen. Sie können also für unterschiedliche Zeiträume – eben untertäglich oder tages-, monats- oder quartalsweise – unterschiedliche Kapazitätsmengen buchen. Bucht ein Netznutzer in einer

beliebigen Stunde oder an bzw. in einem beliebigen Tag, Monat oder Quartal eines Jahres feste Kapazitäten mit einer bestimmten Menge „x“, wird der Netzbetreiber in der Regel schon insoweit mindestens diese Menge an Kapazitäten (ganzjährig) bereithalten. Dies gilt auch dann, wenn der Netzkunde an den übrigen Tagen des Jahres nur Kapazitäten in geringerer Menge als „x“ bucht. Dabei bucht innerhalb eines Jahres für ein Quartal, einen Monat, einen einzelnen Tag oder auch untätig nicht nur ein Netzkunde Kapazitäten mit der Menge „x“, sondern innerhalb des Jahres zahlreiche verschiedene Netzkunden unterjährige Kapazitäten mit einer bestimmten Menge. Der Netzbetreiber hält insoweit Kapazitäten für sämtliche unterjährigen Buchungen aller entsprechend buchenden Netznutzer vor. Durch diese Vorhaltung von Kapazitäten für Netznutzer, die unterjährig buchen, entstehen dem Netzbetreiber Leerstandskosten. Diese Kosten sollen dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit folgend auch von den für die Vorhaltung verantwortlichen Netznutzern getragen werden.

- 24 Durch die festgelegten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass Leerstandskosten des Gasnetzes weitgehend verursachungsgerecht aufgeteilt werden. Denn diejenigen Netznutzer, die durch ihre unterjährigen Buchungen den Netzbetreiber zur Vorhaltung bestimmter Kapazitäten veranlassen, partizipieren durch das mittels Multiplikator erhöhte Netzentgelt auch an der Deckung der durch die Vorhaltung entstehenden Kosten. Es soll aus Sicht der Beschlusskammer verhindert werden, dass die Summe der Entgelte für unterjährige Kapazitäten dem Entgelt für die Jahreskapazität entspricht. Dies führte nämlich dazu, dass Leerstandskosten des Netzes von allen Netznutzern getragen werden, vor allem auch von derjenigen Nutzergruppe, die diese Kosten aufgrund von Langfristbuchungen gerade nicht verursacht hat.
- 25 Die Vorgabe der unterschiedlichen Multiplikatorwerte ist sachgerecht, weil so innerhalb der unterjährigen Kapazitätsprodukte eine Binnendifferenzierung erfolgt, durch welche die unterschiedlichen Auswirkungen, die die einzelnen Produkte jeweils auf die Leerstandskosten haben, angemessen widerspiegelt werden. Die insoweit zum Ausdruck kommende Rangfolge „Multiplikator für das untätige Kapazitätsprodukt ist höher als der Multiplikator für das Tageskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Monatskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Quartalskapazitätsprodukt“ ist damit zu begründen, dass die Effekte auf die Leerstandskosten mit sinkender Buchungsdauer steigen. Je länger die Zeiträume sind, in denen keine Kapazitäten gebucht werden, desto stärker steigen gemessen an einem Jahreszeitraum die Leerstandskapazitäten. Insoweit steigen die Leerstandskosten in Abhängigkeit von der Buchungsdauer. Netznutzer können Kapazitäten stärker strukturell buchen, wenn sie insgesamt kürzere Zeiträume buchen. Buchen sie letztlich nur noch an wenigen Tagen ganz gezielt, verursachen sie zwangsläufig an mehr Tagen des Jahres Leerstandskosten. Dies ist bei der Festsetzung der Multiplikatoren angemessen zu berücksichtigen, so dass der Multiplikator – der in der Anordnung zu Ziffer 2 vorgegebenen Rangfolge entsprechend – umso höher ausfallen muss, je kürzer die Kapazitätsbuchungen ausfallen.

- 26 Durch die gewählten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass der Unterschied zwischen den einzelnen Verursachungsbeiträgen hinreichend zum Ausdruck kommt. Dies gilt insbesondere auch für den Multiplikator für untertägige Kapazitätsprodukte in Höhe von 2,0. Es ist insofern für die Beschlusskammer angezeigt, einen höheren Multiplikator als für Tageskapazitätsprodukte festzulegen, weil nach den dargestellten Grundsätzen die Leerstandskosten bei der Möglichkeit zur Buchung einer untertägigen Kapazität weiter steigen, nämlich in den Tageszeitraum hinein. Mit dem festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 trägt die Beschlusskammer der Tatsache Rechnung, dass untertägige Kapazitätsprodukte nicht oftmals eine Laufzeit von einem ganzen Tag oder – da sie stets für den Rest des Gastages gebucht werden – Laufzeiten nahe an einem ganzen Tag aufweisen und der festgelegte Multiplikator demnach auch einen deutlichen Abstand zum Tagesmultiplikator aufzuweisen hat. Durch den festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 wird der Sachverhalt aus Sicht der Beschlusskammer angemessen reflektiert. Ebenfalls ist eine hinreichende Differenzierung gegenüber einem Tagesmultiplikator geboten, da das für untertägige Kapazitätsprodukte zu zahlende Netzentgelt nach Art. 14 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nur anteilig, also nur im Umfang der noch verbleibenden gebuchten Stunden, ermittelt wird und insofern nur einem anteiligen Tagesentgelt entspricht.
- 27 Die Beschlusskammer ist nicht der Auffassung, dass der untertägige Multiplikator in Höhe von 2,0 vor dem Hintergrund der in den vorhergehenden Absätzen dargelegten Zielsetzungen zu hoch ist. Dass ein Multiplikator, je höher er ist, c. p. grundsätzlich zu weniger grenzüberschreitenden Handelsgeschäften führt und die insofern nicht durchgeführten Handelsgeschäfte auch keinen Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten leisten können, entspricht dem intendierten Wirkungszusammenhang von Multiplikatoren. Dieser Wirkungszusammenhang gilt für jede beliebige Höhe eines Multiplikators, denn bei gegebenem Commodity-Preis wird ein Handelsgeschäft umso attraktiver, je niedriger ein Multiplikator ist. Insofern kann die intendierte Wirkungsweise von Multiplikatoren nicht als Begründung angesehen werden, um den untertägigen Multiplikator abzusenken. Des Weiteren ist nicht ausgeschlossen, dass ein verringerter untertägiger Multiplikator eine Erhöhung des Commodity-Preises im Quellenmarkt nach sich ziehen kann und die Verringerung eines Multiplikators durch derartige Marktanpassungen letztlich leerliefe.
- 28 Zudem darf aus Sicht der Beschlusskammer der primäre Preiseffekt einer Absenkung eines Multiplikators nicht unberücksichtigt bleiben, denn die Absenkung bedeutet für Handelsgeschäfte, die auch beim geltenden untertägigen Multiplikator durchgeführt werden (also bei gegebenem Handelsvolumen), dass sich der Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten insoweit (zunächst) reduziert. Ob das Preissignal die Nachfrage derart anregt, dass letztlich ein insgesamt höherer Beitrag zur Deckung von Leerstandskosten generiert werden kann, kann hingegen im Vorfeld nicht antizipiert werden.
- 29 Soweit in früheren Verfahren Forderungen nach validen Analysen des untertägigen Multiplikators vorgebracht werden, ist festzuhalten, dass ACER aufgrund der Vorgaben aus Art. 13 Abs. 3 der

Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Ende 2020 eine europaweite Branchenumfrage¹ zu Tages- und untertägigen Multiplikatoren durchgeführt hat. Diese Umfrage und die darauf aufbauende Analyse haben nicht dazu geführt, dass die zum 01.04.2023 vorgesehene Empfehlung zur Absenkung dieser Multiplikatoren auf maximal 1,5 ausgesprochen wurde. Die letztlich von ACER ausgesprochene Empfehlung vom 19.06.2021² sieht vielmehr einen erhöhten Begründungsbedarf für Tages- und untertägige Multiplikatoren erst dann vor, wenn diese den Wert von 1 unterschreiten oder den Wert von 3 überschreiten.

- 30 Die Bandbreite der untertägigen Multiplikatoren in anderen EU-Mitgliedstaaten bewegte sich beispielsweise im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 zwischen 1,2 und 5,08. Auch dieser Vergleich zeigt, dass der für Deutschland gewählte untertägige Multiplikator von 2,0 moderat ist.
- 31 Die Beschlusskammer geht nicht davon aus, dass durch die Multiplikatoren physische oder vertragliche Engpässe erweitert werden oder entstehen. Auch aus dem Buchungsverhalten sind keine Anzeichen dafür ableitbar, dass Multiplikatoren Auswirkungen auf Engpässe bei der Langfristvermarktung hätten. Im Übrigen stellt darüber hinaus die Reservierungsquote sicher, dass unterjährige Quartalskapazitäten in einem ausreichenden Umfang angeboten werden. Hinsichtlich des Angebots an Tageskapazitäten wirken sich zudem die Regelungen der Renominierungsbeschränkung positiv aus, so dass auch hier kein grundsätzlicher Mangel an Kapazitäten ersichtlich ist.
- 32 Die gewählten Multiplikatoren haben keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse. Insbesondere liegt keine diskriminierende, weil überhöhte Beteiligung der entsprechenden Netznutzer, die auf grenzüberschreitende Gasflüsse angewiesen sind (also insbesondere Netznutzer, die systemübergreifende Buchungen durchführen) an den adressierten Leerstandskosten vor. Mit der Festlegung BK9-18/608 hinsichtlich Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV („BEATE 2.0“) wurden identische Multiplikatoren für entsprechende unterjährige Kapazitätsprodukte an anderen Punkten als Kopplungspunkten eingeführt. Die Verordnung (EU) 2017/460 legt an mehreren Stellen, so in Art. 5 bei der Bewertung der Kostenzuweisung, in Art. 7 lit. c und e bei der Bewertung der Referenzpreismethode und auch in Art. 28 Abs. 3 lit a Ziffer v bei der Bewertung von Multiplikatoren einen Fokus auf die Vermeidung einer etwaigen differenzierten (und damit potenziell diskriminierenden) Behandlung der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung. Eine solche differenzierte Vorgabe in Bezug auf Multiplikatoren erfolgt indes nicht, so dass bereits im Ansatz keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse ersichtlich sind. Die Beschlusskammer erachtet es aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit

¹ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2020_G_19_.aspx

² https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2021%20on%20Multipliers.pdf

und Diskriminierungsfreiheit auch nicht als angemessen, für grenzüberschreitende Gasflüsse geringere Multiplikatoren anzusetzen.

4. Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität (saisonale Faktoren)

33 Die Beschlusskammer hat nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Höhe von saisonalen Faktoren gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. c. festzulegen. Daher kommen saisonale Faktoren bei der Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität nicht zur Anwendung.

34 Gemäß Art 14 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergibt sich damit folgende Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität:

- Für Quartals-Standardkapazitätsprodukte, Monats-Standardkapazitätsprodukte und Tages-Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

$$P_{st} = (M \times T / 365) \times D$$

Dabei gilt:

P_{st} ist der Reservepreis für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt;

M ist der Wert des Multiplikators für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt (Quartals-Standardkapazitätsprodukte: 1,1; Monats-Standardkapazitätsprodukte: 1,25, Tages-Standardkapazitätsprodukt: 1,4)

T ist der Referenzpreis;

D ist die in Gastagen angegebene Laufzeit des jeweiligen Standardkapazitätsprodukts.

Bei Schaltjahren wird die Zahl 365 in der Formel durch die Zahl 366 ersetzt.

- Für untertägige Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

$$P_{st} = (M \times T / 8760) \times H$$

Dabei gilt:

P_{st} ist der Reservepreis für das untertägige Standardkapazitätsprodukt;

M ist der Wert des jeweiligen Multiplikators, also 2,0;

T ist der Referenzpreis;

H ist die in Stunden angegebene Laufzeit des untertägigen Standardkapazitätsprodukts.

Bei Schaltjahren wird die Zahl 8760 in der Formel durch die Zahl 8784 ersetzt.

Dementsprechend hat ein Netzkunde bei der Buchung eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts lediglich die für den Rest des Gastages gebuchten Stunden inklusive des Multiplikators zu zahlen.

5. Abschläge gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 35 An Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.
- 36 Für die Festlegung derartiger Abschläge besteht jedoch derzeit kein Anlass. In Deutschland existieren zurzeit keine Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden. Nach dem Kenntnisstand der Beschlusskammer ist auch nicht mit einer Inbetriebnahme solcher Infrastrukturen in dem von dieser Festlegung betroffenen Jahr 2025 zu rechnen. Auch vor dem Hintergrund, dass die Konsultation nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jährlich stattfindet, bedarf es daher einer weiteren Erörterung der Vor- und Nachteile einer Einführung entsprechender Abschläge jedenfalls im Rahmen dieser Festlegung nicht.
- 37 Ebenso kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.
- 38 Im Jahr 2023 sind an den Standorten Brunsbüttel, Lubmin und Wilhelmshaven erste LNG-Terminal in Deutschland in Betrieb gegangen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass durch diese und weitere geplante LNG-Regasifizierungs-Terminals zusätzliche Quellen angeschlossen werden und somit die Diversität der bestehenden Erdgasquellen in Deutschland erhöht wird. Eine erhöhte Diversität der Energiequellen geht grundsätzlich mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit einher. Nach dem Wortlaut des Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 kommt es hierbei auch nicht auf eine tatsächliche bzw. unmittelbare Erhöhung der Versorgungssicherheit an. Vielmehr muss der Abschlag lediglich „im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit“ festgelegt bzw. angewandt werden.
- 39 Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit spielt aus Sicht der Beschlusskammer neben der Errichtung von LNG-Regasifizierungs-Terminals auch die tatsächliche Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Nur wenn die Terminalanlagen kontinuierlich genutzt werden und insbesondere in den Wintermonaten hoch ausgelastet sind, erhöht sich faktisch die Versorgungssicherheit in Deutschland. Dann kann durch LNG ein wesentlicher Beitrag zu einer preisgünstigen Energieversorgung geleistet werden. Hingegen steht bei der nur punktuellen

Auslastung von LNG-Terminals nicht das Interesse der generellen Versorgungssicherheit im Mittelpunkt, sondern hauptsächlich individuelle Unternehmensinteressen an hohen Marktpreisen.

- 40 Betrachtet man die aktuell gültigen Transportkosten im maßgeblichen Marktgebiet THE in Höhe von 0,58 €/MWh (Jahresbuchung) bzw. 0,81 €/MWh (Tagesbuchung) im Verhältnis zu den zukünftig erzielbaren Commodity-Preisen in Höhe von 27 bis 36 €/MWh für die Kalenderjahre 2025, 2026 bzw. 2027 im Marktgebiet THE, so spielen die tatsächlichen Transportkosten eine untergeordnete, marginale Rolle. Es ist kaum vorstellbar, dass – gemessen am Commodity-Preis – der geringe Transportkostenanteil für das langfristige Buchungsverhalten potenzieller Nutzer am LNG-Terminal ausschlaggebend sein soll. Diese Ansicht wurde auch bislang mehrheitlich vom FNB Gas geteilt.
- 41 Bei der Abwägung, ob und in welcher Höhe ein Netzentgeltrabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen festgelegt wird, waren ebenso die Auswirkungen auf die übrigen Buchungspunkte im Fernleitungsnetz zu beachten. Zu berücksichtigen ist, dass zusätzliche Kosten durch den Bau von LNG-Anbindungsleitungen entstehen und diese gemäß § 39f GasNZV zu 90% bei den Fernleitungsnetzbetreibern verbleiben. Sofern man einen Rabatt in Höhe von 100% festlegen würde, würden schon alleine wegen der zusätzlichen Kosten für die Anschlussleitungen und keiner Kostentragung durch Buchungen an LNG-Einspeisepunkten alleinig die übrigen Buchungspunkte die Mehrkosten tragen. Darüber hinaus fallen neben den Kosten für die Anschlussleitungen auch weitere Kosten für den notwendigen Netzausbau an, damit die potenziellen neuen LNG-Mengen auch auf fester (unterbrechungsfreier) Basis von der Einspeisung zum Letztverbraucher transportiert werden können.
- 42 Im Übrigen kann die Frage nach den konkreten Auswirkungen eines Rabatts auf die sonstigen Buchungspunkte auf Grund der vielen Unbekannten in der Rechnung nicht mit hinreichender Belastbarkeit beantwortet werden. Für die Bestimmung der REGENT-Briefmarke ist neben der Summe der erzielbaren Erlöse aller Fernleitungsnetzbetreiber die Buchungsprognose der entscheidende Faktor. Diese Buchungsprognose und damit auch die Höhe des REGENT-Tarifs 2025 hängt stark von der Einschätzung des kommenden Buchungsvolumens ab. Die Schwierigkeit der Einschätzung des Buchungsverhaltens besteht nicht nur an den pipelinegebundenen Bestandsbuchungspunkten, sondern auch an den neuen LNG-Einspeisepunkten. Insofern geht die Beschlusskammer nicht davon aus, dass ein Rabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen automatisch dazu führe, dass der Kostenblock allein durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei. Schließlich muss auch beachtet werden, dass auf Grund eines nicht vollständigen Rabatts durch langfristige Buchungen bzw. durch nicht rabattierte kurzfristige Buchungen an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen eine zusätzliche Kostentragung erfolgt.
- 43 Sinn und Zweck der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist neben der Schaffung von harmonisierten Erdgasfernleitungsentgeltstrukturen auch die Versorgungssicherheit (Erwägungsgrund Nr. 1).

Damit kann allerdings keine generelle Versorgungssicherheit über die gesamte Wertschöpfungskette gemeint sein. Denn dies würde bedeuten, dass wirtschaftlich nicht konkurrenzfähige neue LNG-Terminals nur durch die (indirekte) Subventionierung durch einen anderen – davon entflechtungsrechtlich zu trennenden – Bereich (Erdgastransport) realisiert werden können. Dies ist regulatorisch nicht vorgesehen. Sofern es für die Wirtschaftlichkeit von LNG-Terminals tatsächlich einer Subventionierung bedarf, ist diese auf andere Weise, z.B. durch eine staatliche Förderung oder Finanzierung aus Steuermitteln zu ermöglichen. Insofern spricht auch dieses Argument gegen eine Rabatthöhe von 100%.

- 44 Die vorgelagerte Wertschöpfungskette sieht bei LNG-Terminals anders aus als bei Pipelines. Beim LNG-Transport sind die Akteure nicht fix auf eine gebaute Route festgelegt, um Erdgas von A nach B zu transportieren. Es ist jederzeit, auch sehr kurzfristig möglich, LNG-Schiffe andere Häfen anlaufen zu lassen. Somit besteht anders als bei herkömmlichen Pipelinesystemen die Gefahr, dass auch bei geringen Erdgaseinspeisungen über die Pipelinesysteme und somit steigenden Marktpreisen physisch kein oder wenig LNG in ein Terminal in Deutschland gebracht wird. Sollte der Weltmarkt für LNG trotz steigender Preise in Deutschland oder Europa in anderen Regionen noch attraktiver sein, wird das LNG dorthin gebracht. In der zweiten Jahreshälfte 2021 lag beispielsweise der Marktpreis in Deutschland im Schnitt täglich über 90 € und somit um mehr als das Vierfache höher als z.B. im Jahr 2019. Ähnliches gilt für gesamt Nord-West-Europa. Trotzdem waren die LNG-Terminals in Nord-West-Europa in der zweiten Jahreshälfte 2021 im Durchschnitt nur zur Hälfte physikalisch ausgelastet. Das heißt, über einen Zeitraum von mehreren Monaten wurde – trotz vierfachem Preisniveau – LNG anstatt nach Europa, in andere Regionen geliefert. Das zeigt, dass für die Lieferanten meist kommerzielle Erwägungen die ausschlaggebende Rolle spielen, wohin die LNG-Lieferungen gebracht werden. Seinerzeit trugen die LNG-Importe weniger zur Verringerung der Großhandelspreise in Nord-West-Europa bei als sie potenziell gekonnt hätten, wobei die über mehrere Monate bestehenden, hohen Großhandelspreise hier einen Indikator für die Lage der Versorgungssicherheit gebildet haben. Insofern ist die Beschlusskammer nicht überzeugt, dass die Erweiterung der Rabattierung auf Kapazitätsprodukte mit kürzeren Laufzeiten, die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöhen würde. Vielmehr dürften sich auf Basis kommerzieller Erwägungen die Mitnahmeeffekte der LNG-Lieferanten durch eine grundsätzliche Erweiterung der Rabattierung auf alle Kapazitätsprodukte erhöhen, indem ggf. sogar weniger langfristige Kapazitätsprodukte gebucht werden. Die in Summe dann geringeren Entgelteinnahmen an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen müssten dann von den verbleibenden, auch den pipelinegebundenen Einspeisepunkten, getragen werden. Diese weitergehende Rabattierung erscheint der Beschlusskammer bei der Berücksichtigung der Auswirkungen auf sämtliche Buchungspunkte nicht verhältnismäßig bzw. zielführend.
- 45 Für die Erhöhung der Versorgungssicherheit spielt neben der Existenz von Terminals die tatsächliche physische Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Nach Auffassung der Beschlusskammer kann ein Rabatt auf die Netzentgelte an LNG-Terminals deren

Benutzungsstunden erhöhen. Kontinuierliche LNG-Lieferungen nach Deutschland würden sich zur Überzeugung der Beschlusskammer hierbei positiv auf das Ziel einer preisgünstigen Versorgung Deutschlands mit Erdgas auswirken. Zudem würden kontinuierliche und hohe LNG-Einspeisungen ins deutsche Fernleitungsnetz die Versorgungssicherheit, insbesondere in den Wintermonaten, erhöhen. Hiermit schafft die Beschlusskammer eine Regelung an Einspeisepunkten von LNG-Terminals ins Fernleitungsnetz, durch welche Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten attraktiver ausgestaltet werden, und somit ein Anreiz besteht, kontinuierlich LNG nach Deutschland zu transportieren. Dem gegenüber geht die Beschlusskammer nicht davon aus, dass durch die unterlassene Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzeren Laufzeiten die kontinuierliche LNG-Einspeisung ins deutsche Fernleitungsnetz verringert werde. Dies gilt nach Auffassung der Beschlusskammer auch bei der Buchung von kurzfristig freiwerdenden Terminalkapazitäten durch Dritte, die erst durch die Nichtnutzung der Primärkapazitätsinhaber auf dem Sekundärmarkt oder aufgrund des Use-it-or-lose-it-Prinzips (UIOLI) angeboten werden. Die Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzerer Laufzeit würde bedeuten, dass der hier festgelegte Rabatt auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten nicht ausreichend Anreize für eine kontinuierliche LNG-Einspeisung auf Basis der langfristigen Buchungen darstellen würde. In diesem hypothetischen Fall wäre es aber umso unwahrscheinlicher, dass aufgrund der (trotz Rabattierung) unterlassenen – weil angeblich marktpreislich unattraktiven – Einspeisung von LNG durch langfristig buchende Kunden im Terminal, andere Marktteilnehmer unter den gleichen unattraktiven Marktbedingungen in nennenswerten Mengen alternative LNG-Mengen/Schiffe zum Terminal bringen und regasifiziert einspeisen. Davon ist die Beschlusskammer nicht überzeugt. Ebenfalls erscheint es u.a. auch auf Grund der höheren Multiplikatoren unwahrscheinlich, dass auf Basis von fortlaufenden Kapazitätsbuchungen mit kürzerer Laufzeit gegenüber einer Kapazitätsbuchung mit längerer Laufzeit – unter sonst gleichen Marktbedingungen – nennenswert zusätzliche LNG-Mengen kontinuierlich ins deutsche Gasnetz eingespeist würden. Insofern werden dauerhaft weitere Quellen nur durch Anreize bei den Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten erschlossen und die Versorgungssicherheit faktisch in Deutschland und auch für den europäischen Markt (Deutschland als Transitland) erhöht sowie ein Betrag zur preisgünstigen Energieversorgung geleistet.

- 46 Nach Auffassung der Beschlusskammer werden kleinere Marktteilnehmer durch die Einschränkung der Rabattierung auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten nicht benachteiligt. Zum einen sind an LNG-Terminals Vereinbarungen unter den Nutzern des Terminals zum gegenseitigen Ausleihen von LNG-Mengen zum Zwecke einer gleichmäßigeren Regasifizierung üblich und werden oftmals bereits in den AGB der Terminalbetreiber festgelegt (z.B. Borrowing and Lending Prinzipien). Darüber hinaus werden langfristige Terminalkapazitäten nicht nur auf Basis von kurzfristigen Slots vermarktet, sondern es werden auch Vermarktungskonzepte für die Buchung ganzjähriger, anteiliger Terminalkapazitäten verfolgt.

Letztere ermöglichen es, dass große wie kleinere Terminalkunden jeweils anteilig über das gesamte Jahr kontinuierlich LNG regasifizieren und ins Netz einspeisen können. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit, dass der Terminalbetreiber die netzseitigen Kapazitäten langfristig, rabattiert bucht und die Kapazitäten seinen Terminalkunden zur Verfügung stellt. So können mittels Kapazitätsüberlassungen bzw. -übertragung auch (kleinere) Transportkunden von dem Rabatt profitieren. Die Beschlusskammer sieht daher eine Ausweitung der Rabatte auf Produkte mit kürzeren Laufzeiten als nicht geboten an.

- 47 Das oben unter Randnummer 18f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen rabattiert gebuchten Jahres- oder Quartals-Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die mögliche Anwendung des Rabatts auf die Sachlage zum Zeitpunkt des Kapazitätsvertragsschlusses ankommt. Bei einer späteren nachträglichen (vertraglichen) Änderung bereits rabattiert gebuchter Kapazitäten (z.B. Kapazitätsüberlassungen bzw. -übertragungen auf dem Sekundärmarkt, teilweise Kapazitätsrückgabe etc.) entfällt nicht nachträglich der Rabatt (weder für die bereits genutzte Kapazität, noch für die Restlaufzeit der nicht zurückgegebenen Kapazität). Dieser bleibt unverändert bestehen. Für etwaige bei den Fernleitungsnetzbetreibern neu gebuchte Kapazitätsprodukte hat der Netznutzer indes das je nach Laufzeit rabattierte (Jahres- bzw. Quartalsprodukt) oder nicht rabattierte (Monats-, Tagesprodukt bzw. untertägige Produkt) Entgelt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.
- 48 Aus den oben genannten Gründen legt die Beschlusskammer einen Abschlag auf das Standardkapazitätsentgelt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit in Höhe von 40 Prozent fest. Dieser Abschlag gilt ausschließlich für Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte.
- 49 Wie bereits in der Festlegung MARGIT 2023 (BK9-21/612) dargelegt, gibt es grundsätzlich viele theoretisch denkbare Herangehensweisen, die Höhe eines Einspeiserabatts zu bestimmen. Für die praktische Anwendung sind hinreichende Daten und Informationen jedoch in der Regel nicht vorhanden. Auch ist die Herleitung eines Rabatts nicht zwingend anhand einer mathematischen Formel vorzunehmen. Vielmehr kann sich ein Rabatt auch als Ergebnis einer Abwägungsentscheidung einstellen. Bei dieser behält die Beschlusskammer – soweit möglich – die Auswirkungen auf das gesamte Tarifsysteem und insbesondere den Import über Pipelinerouten im Blick.
- 50 Die punktuelle Vergangenheitsbetrachtung ist nicht – wie bereits in der Festlegung MARGIT 2023 (BK9-21/612) ausgeführt wurde – mit einem Mechanismus gleichzusetzen, der eine dynamische Anpassung des Rabatts zur Folge hätte. Der ursprünglich verwendete Mechanismus sollte nicht dauerhaft festgeschrieben werden.

- 51 Vielmehr gilt es in Deutschland im Hinblick auf den nationalen Verbrauch und den erheblichen Transit von Erdgas zu beachten, dass die für die Versorgungssicherheit essentiellen Pipeline-Einspeisungen aus anderen verlässlichen Quellen nicht über Gebühr durch den hier gewährten Rabatt belastet werden.
- 52 Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Gefahr einer Marktverzerrung durch eine Substitution anderer verlässlicher Pipeline-Bezugsquellen bei einem Rabatt in Höhe von 40 Prozent auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte nicht gegeben. In diesem Zusammenhang muss unter anderem berücksichtigt werden, dass Bau und Nutzung von LNG-Infrastruktur mit höheren Kosten verbunden sind, als ein Gasbezug über bestehende Pipeline-Infrastruktur. Zudem trägt die gleichbleibende Rabatthöhe positiv zu einem verlässlichen und kontinuierlichen Regulierungssystem bei.
- 53 Mit der Anwendung des Einspeiserabatts ausschließlich auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte sieht die Beschlusskammer weiterhin ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen als gegeben und setzt damit einen signifikanten Anreiz zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

6. Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität

- 54 Die Entscheidung gemäß Ziffer 5 des Tenors zur Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 55 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden sowohl bei Jahres- als auch bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet.
- 56 Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bestimmt, dass die Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität berechnet werden, indem die gemäß den Artikeln 14 oder 15 berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe eines prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden. Alternativ hierzu kann die nationale Regulierungsbehörde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, einen Ex-post-Abschlag anzuwenden. Hiervon hat die Beschlusskammer keinen Gebrauch gemacht.
- 57 Der mit Tenor zu 5. festgelegte Ex-ante-Abschlag ($Di_{ex-ante}$) wurde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jedes Standardkapazitätsprodukt gesondert anhand folgender Formel bestimmt:

$$Di_{ex-ante} = Pro \times A \times 100 \%$$

a. Faktor *Pro*

- 58 *Pro* ist hierbei der Faktor für die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung dieser Art von Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität, der gemäß Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG und im Einklang mit Artikel 28 festgesetzt oder genehmigt wird.
- 59 Der Faktor *Pro* wird gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte je Art des angebotenen Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität berechnet. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, den Faktor *Pro* in einem ersten Schritt für jeden Kopplungspunkt anhand der vorgegebenen Formel separat zu bestimmen. Denn diese Betrachtungsweise sichert im höchstmöglichen Maße, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit, die von Punkt zu Punkt variieren kann, konkret in der Höhe von *Pro* abgebildet wird. In einem zweiten Schritt wird das punktspezifisch ermittelte *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem oder vergleichbaren Systemen je Gasqualität (L- bzw. H-Gas) vereinheitlicht. Hierzu wurde das gewichtete Mittel der für alle Kopplungspunkte in das jeweilige Ein- und Ausspeisesystem pro Standardkapazitätsprodukt ermittelten Faktoren *Pro* ermittelt. Die Vereinheitlichung des Faktors *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen ist davon geleitet, dass die betreffenden Ein- und Ausspeisepunkte innerhalb der jeweiligen Gasqualität für den Netzkunden substituierbar sind. Zudem ist eine Vereinheitlichung der dortigen Entgelte in Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angelegt. Diese Vereinheitlichung wird grundsätzlich an allen Kopplungspunkten, welche das gleiche ausländische Ein-/Ausspeisesystem bzw. den gleichen ausländischen Drittstaat mit dem deutschen Marktgebiet verbindet, angewendet. Es wird jedoch eine Trennung zwischen H-Gas- und L-Gas-Kopplungspunkten vorgenommen. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es ebenfalls sachgerecht, zusätzlich zur Austrian Balancing Zone die Kopplungspunkte „Zone Kiefersfelden-Pfronten“ und „RC Lindau“ (ehemalige Bezeichnung „Vorarlberg“) zu österreichischen Netzen singulär zu betrachten. Diese Kopplungspunkte verbinden das deutsche Marktgebiet mit physikalischen Netzinseln auf der österreichischen Seite, wodurch für den Transportkunden auf der deutschen Seite keine Substituierbarkeit zu den jeweils anderen Kopplungspunkten gegeben ist. Darüber hinaus werden an der polnisch-deutschen Grenze die Kopplungspunkte zu den Marktgebieten E-Gas Transmission System (GCP) (ehemalige Bezeichnung „Polish E-Gas Balancing Zone“) bzw. Transit Gas Pipeline System (TGPS) (ehemalige Bezeichnung „YAMAL (TGPS) Pipeline“) ebenfalls singulär betrachtet, da auf polnischer Seite zwei getrennte Marktgebiete betrieben werden.

- 60 Bezüglich der Kopplungspunkte zwischen der Schweiz und Deutschland wurden – ausschließlich für die Ermittlung des Unterbrechungsrabatts – die drei Kopplungspunkte (RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach) zusammen betrachtet und in Anlage I als „Schweiz“ bezeichnet. Klarstellend wird betont, dass die gemeinsame Betrachtung ihre Wirkkraft nur im Rahmen dieser Festlegung entfaltet. Es wird also lediglich festgelegt, dass an den drei Schweizer Kopplungspunkten ein einheitlicher Rabatt für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte anzuwenden ist. Geregelt wird also nur die Entgeltbildung für unterbrechbare Kapazitätsprodukte. Andere Aspekte wie insbesondere die Buchbarkeit dieser einzelnen Punkte bleibt von den Regelungen dieser Festlegung unberührt.
- 61 Die Berechnung des Faktors *Pro* für die einzelnen Kopplungspunkte unterteilt nach Standardkapazitätsprodukt erfolgte gemäß Art. 16 Abs. 3 auf der Grundlage der prognostizierten Daten für die einzelnen Bestandteile der folgenden Formel:

$$Pro = \frac{N \times D_{int}}{D} \times \frac{CAP_{av.int}}{CAP}$$

Dabei gilt:

N ist hierbei die erwartete Anzahl der Unterbrechungen während der Zeitdauer *D*.

D_{int} ist die durchschnittliche Dauer der erwarteten Unterbrechungen in Stunden.

D ist die Gesamtlaufzeit der jeweiligen Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität in Stunden.

CAP_{av.int} ist die erwartete durchschnittliche Menge der unterbrochenen Kapazität für jede Unterbrechung, soweit die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität betroffen ist. Bei der Bestimmung dieses Wertes fließt ein, dass zu erwarten ist, dass die untätigen Kapazitäten vor den Tageskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Quartalskapazitäten und diese vor den Jahreskapazitäten unterbrochen werden. Denn gemäß Art. 35 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 wird die Reihenfolge, in der Unterbrechungen vorgenommen werden, anhand des vertraglichen Zeitstempels der jeweiligen Transportverträge für unterbrechbare Kapazität bestimmt. Aus Art. 9 i.V.m. Art. 11 bis Art. 15 sowie Art. 32 der Verordnung (EU) 2017/459 ergibt sich, dass die Jahreskapazitäten zeitlich vor den Quartalskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Tageskapazitäten und diese vor den untätigen Kapazitäten verauktioniert bzw. übernominiert werden, so dass aufgrund der Unterbrechung entsprechend des Zeitstempels von einer Unterbrechung der Kapazitäten in zum Vertragsschluss umgekehrter Reihenfolge auszugehen ist.

CAP ist die Gesamtmenge der unterbrechbaren Kapazität für die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität.

Der nach der vorstehend genannten Formel ermittelte Abschlag wurde jeweils auf den vollen Prozentwert aufgerundet.

- 62 Mit N , D_{int} sowie $CAP_{\text{av.int}}$ fließen Erwartungswerte in die Berechnung des Faktors Pro ein. Aus Sicht der Beschlusskammer lassen sich hinreichend verlässliche Prognosewerte nur bei der Untersuchung eines Zeitraums in der Vergangenheit ziehen. Auf Grundlage von Vergangenheitswerten kann indikativ geschlossen werden, wie wahrscheinlich eine Unterbrechung in der Zukunft sein wird. Dabei ist es nur wenig sachgerecht, einen Betrachtungszeitraum anzusetzen, der zu weit in die Vergangenheit ragt. Dies könnte zu Verzerrungen führen, wenn etwa weit in der Vergangenheit liegende Änderungen der tatsächlichen Verhältnisse an einem Anschlusspunkt (beispielsweise wegen Netzausbaus) auf die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten in der Gegenwart auswirken würden. Auch aus Praktikabilitätsabwägungen ist ein zu langer Betrachtungszeitraum nicht heranzuziehen, weil den Netzbetreibern eine Ermittlung der Unterbrechungen in ferner Vergangenheit nicht ohne weiteres möglich ist. Andererseits ist auch ein zu kurzer Betrachtungszeitraum nur wenig sachgerecht, weil hier bei kurzfristig auftretenden und für die generelle Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht repräsentativen Besonderheiten ebenso Verzerrungen zu befürchten sind. Aus Sicht der Beschlusskammer ist demnach ein Betrachtungszeitraum von drei Jahren sachgerecht; die Variablen N , D_{int} sowie $CAP_{\text{av.int}}$ sind demnach über eine Betrachtung der unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten in einem Zeitraum von drei Jahren zu ermitteln. Durch diesen Betrachtungszeitraum wird die Gefahr einer Berücksichtigung von nicht mehr den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechenden Bedingungen einerseits und die Gefahr einer Verzerrung durch nicht ausreichende und repräsentative Datengrundlagen andererseits voraussichtlich minimiert. Insoweit findet man mit einem Betrachtungszeitraum von drei Jahren eine angemessene Balance. Daher werden grundsätzlich die letzten drei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahre betrachtet.
- 63 Für die Berechnung des Faktors Pro gelten auch Renominierungen von vermarkteten unterbrechbaren Kapazitäten, die wegen der Ankündigung einer möglichen Unterbrechung durch den Fernleitungsnetzbetreiber am betroffenen Buchungspunkt vorgenommen wurden („unfreiwillige Renominierungen“), als Unterbrechungen. Zwar zeigte die von der Beschlusskammer im Rahmen des MARGIT 2025 Verfahrens durchgeführte Analyse, dass die Berücksichtigung von unfreiwilligen Renominierungen keinen bzw. keinen maßgeblichen Einfluss auf den Faktor Pro hat. Gleichwohl berücksichtigt die Beschlusskammer nunmehr auch unfreiwillige Renominierungen und greift damit eine in früheren Verfahren wiederholt von der Händlerseite vorgebrachte Forderung auf. Dies erscheint zudem grundsätzlich sachgerecht, da es ohne die Vornahme einer unfreiwilligen Renominierung zu einer tatsächlichen Unterbrechung kommen könnte mit der Folge, dass diese (wie bisher) in die Berechnung des Faktors Pro einfließen würde. Insoweit erscheint es angebracht, eine verhinderte Unterbrechung in diesem Zusammenhang als tatsächliche Unterbrechung zu werten. Zudem hat sich die für diese zusätzliche Betrachtung erforderliche Datenerhebung bei den Fernleitungsnetzbetreibern –

anders als in der Vergangenheit – nunmehr als realisierbar und mit angemessenem Aufwand durchführbar gezeigt. Im Ergebnis dürfte es sachgerecht sein, hier eine genauere Betrachtung unter Berücksichtigung von unfreiwilligen Renominierungen vorzunehmen.

- 64 Da die für N , D_{int} sowie $CAP_{\text{av.int}}$ ermittelten Werte auf vergangenheitsbezogenen Daten beruhen, hat die Beschlusskammer bei der Berechnung des Faktors Pro einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten vorgenommen. Damit wird sichergestellt, dass die Vorgaben des Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Hinblick auf das Ansetzen von prognostizierten Werten umgesetzt werden. Da für die Berechnung der Wahrscheinlichkeit ein Vergangenheitszeitraum betrachtet wird und nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit in der Gegenwart bei der Betrachtung des vergangenen Jahres vollständig treffend abgebildet wird, ist ein Sicherheitszuschlag erforderlich. Die Rahmenbedingungen können sich mit Auswirkungen auf die tatsächliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit geändert haben, eine nicht mehr vollumfänglich den realen Begebenheiten entsprechende Berechnung ist jedenfalls nicht auszuschließen. Zudem sind die ermittelten Werte für N , D_{int} sowie $CAP_{\text{av.int}}$ nur Prognosewerte, welche aufgrund von Erfahrungen in der Vergangenheit lediglich indiziert werden. Etwaige Abweichungen zwischen der auf historischen Daten beruhenden Berechnung und der gegenwärtigen Situation werden mit dem Sicherheitszuschlag insofern aufgefangen. Auch der Wortlaut von Art. 29 lit. b Ziffer ii Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 („vergangene und/oder prognostizierte Daten, die bei der Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung gemäß Nummer 2 verwendet wurden“) spricht dafür, dass eine Kombination von Vergangenheits- und Prognosewerten angezeigt ist, um eine sachgerechte Ermittlung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung vorzunehmen.
- 65 Zum Zeitpunkt der deutschlandweiten Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 wurde im H-Gas-Netz ein Sicherheitszuschlag in Höhe von 20 Prozentpunkten festgelegt. Durch die Marktgebietszusammenlegung wurde die Zuordenbarkeit und somit die Nutzungsmöglichkeit von Kapazitätsprodukten durch zahlreiche neue Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten enorm erweitert. Diese Erweiterung der freien Zuordnungsmöglichkeiten hat im H-Gas-Netz zur Folge, dass sich die Höhe der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) im Vergleich zu der FZK-Menge in den getrennten (kleineren) Marktgebieten ohne die Ergreifung weiterer Maßnahmen reduzieren würde. Insofern bestand eine große Ungewissheit, wie sich dies auf die Nutzbarkeit der unterbrechbaren Kapazitätsprodukte auswirken würde.
- 66 Daher legte die Beschlusskammer 9 seinerzeit einen erhöhten Sicherheitszuschlag für Kopplungspunkte im H-Gas-Netz fest, um den Unwägbarkeiten im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung gerecht zu werden. Inzwischen liegen für das gemeinsame Marktgebiet jedoch Vergangenheitswerte vor, auf die repräsentativ zurückgegriffen werden kann. Es zeigte sich, dass trotz der Marktgebietszusammenlegung und der enormen Erweiterung der freien Zuordnungsmöglichkeiten die Unterbrechungswahrscheinlichkeit an den H-Gas-Netzkoppelpunkten nicht signifikant gestiegen ist.

- 67 Die Beschlusskammer hat auf Basis der eingereichten Erhebungsbögen die Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr vor der Marktgebietszusammenlegung mit den Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr nach der Marktgebietszusammenlegung verglichen. Der Vergleich zeigte, dass die Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 zu keiner bzw. zu keiner maßgeblichen Erhöhung von Unterbrechungen geführt hat. Zwar zeigte das Zahlenwerk, dass sich die Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr ab 01.10.2021 am Entry aus Belgien und am Exit nach Österreich deutlich erhöht haben. Da die Erhöhungen allerdings erst im April 2022 beginnen, sieht die Beschlusskammer als Ursache hierfür nicht die Marktgebietszusammenlegung an, sondern eine erhebliche Erhöhung des Transports aus Belgien nach Österreich in Folge des russische Angriffskriegs auf die Ukraine. Dies wird auch durch die deutlich höheren Transportnominierungen ab April 2022 gegenüber den vorherigen Zeitpunkten belegt. Die erhöhten Unterbrechungen auf der Transportroute von Belgien nach Österreich können damit nicht als Begründung für die Fortschreibung des erhöhten Sicherheitszuschlags herangezogen werden, zumal sie nur zwei von 28 Grenzübergangspunkten betreffen. Zudem erhöhen die im vorliegenden Zahlenwerk bereits abgebildeten Unterbrechungen den Unterbrechungsrabatt an diesen beiden Punkten.
- 68 Diese Schlussfolgerungen werden auch dadurch erhärtet, dass der Betrachtungszeitraum von drei Jahren nunmehr Unterbrechungsdaten von zwei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahren nach der Marktgebietszusammenlegung erfasst und damit mögliche Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung hinreichend berücksichtigt werden.
- 69 Auch der jährliche Monitoringbericht³ zur Festlegung KAP+ kommt sowohl für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 als auch für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 zum Ergebnis, dass ein „Marktgebietsengpass im Sinne der Festlegung KAP+“ nicht eintrat.
- 70 Die Rückführung des zeitweise erhöhten Sicherheitszuschlags im H-Gas auf seinen ursprünglichen Wert in Höhe von 10 Prozentpunkten bedeutet auch, dass sich die zeitweise moderate Erhöhung des Referenzpreises für feste, frei zuordenbare Kapazitäten nun wieder entsprechend (moderat) vermindert.
- 71 Bei der Festlegung des Sicherheitszuschlags auf 10 Prozentpunkte berücksichtigt die Beschlusskammer auch, dass selbst wenn in einzelnen Fällen ein Rabatt von 10 Prozentpunkten nicht ausreichend sein sollte, um die in Folge einer Unterbrechung entstehenden Kosten vollumfänglich abzudecken, er aber insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios mehr als ausreichend ist. Die Höhe des jeweiligen Sicherheitszuschlags beläuft sich in der Regel auf ein Vielfaches des nach der Formel in Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechneten Faktors Pro, so dass auch eventuelle Unschärfen bei der Ermittlung dieses Faktors für ausschließlich saisonal genutzte Speicher oder von Netzkunden exklusiv genutzte Speicher hinreichend aufgefangen werden. Diese eventuellen Unschärfen nimmt auch

³ <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Downloadcenter-THE>

der Ordnungsgeber in Kauf. Dies kommt insbesondere in Art. 16 Abs. 3 i.V.m. Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zum Ausdruck, die die Vereinheitlichung des Faktors Pro je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen zulassen.

b. Anpassungsfaktor A

- 72 Neben *Pro* fließt als weiterer Faktor *A* in die Berechnung des ex-ante-Abschlags ein. *A* ist hierbei der Anpassungsfaktor, der gemäß Artikel 28 und im Einklang mit Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG von der Regulierungsbehörde festgesetzt oder genehmigt wird und den geschätzten wirtschaftlichen Wert dieser Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität widerspiegelt. Die Beschlusskammer setzt den Wert für *A* für alle Standardkapazitätsprodukte auf 1. Dies entspricht der Vorgabe des Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach *A* für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte berechnet wird und mindestens 1 beträgt. Zwar ist in Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine Schätzung des wirtschaftlichen Wertes je Standardkapazitätsprodukt zur Ermittlung von *A* als Möglichkeit angelegt. Die Beschlusskammer erachtet jedoch eine solche Schätzung grundsätzlich als nicht erforderlich und nicht sachgerecht. Eine Schätzung mit Bezug zu Standardkapazitätsprodukten würde außer Acht lassen, dass der Anpassungsfaktor je nach Art des Netznutzers und Zweck der Buchung höchst unterschiedliche wirtschaftliche Werte haben müsste. Eine Differenzierung allein nach Standardkapazitätsprodukten wäre in diesem Fall eine nicht sachgemäße Durchschnittsbildung. Es ist auch nicht ersichtlich, dass bei Anwendung des Faktors *Pro* in Verbindung mit dem Sicherheitszuschlag von 10 Prozentpunkten insgesamt unsachgemäße Abschläge ermittelt werden, die einer Anpassung über den Anpassungsfaktor *A* bedürfen.
- 73 Wie bereits ausgeführt, geht die Beschlusskammer davon aus, dass insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios ein Rabatt von mindestens 10 Prozentpunkten mehr als ausreichend ist. Auch aufgrund der Tatsache, dass sich die in der Vergangenheit angewandte Berechnungsformel für den Großteil der Marktteilnehmer bewährt hat, sieht die Beschlusskammer derzeit keine Notwendigkeit dafür, eine Anpassung vorzunehmen.
- 74 Das oben unter Randnummer 18f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines unterbrechbaren Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die Ermittlung eines Abschlags (einschließlich seiner Höhe) auf die Sachlage im Zeitpunkt des Vertragsschlusses ankommt. Bei der Umwandlung eines unterbrechbaren in ein festes Standardkapazitätsprodukt entfällt nicht nachträglich der Rabatt. Dieser bleibt für den bereits abgelaufenen Zeitraum und für die Restlaufzeit der nicht umgewandelten Kapazität unverändert bestehen. Für das bei der Umwandlung gebuchte feste Kapazitätsprodukt hat der Netznutzer indes das Entgelt für ein festes

Standardkapazitätsprodukt ohne den Rabatt, der sich aus der Unterbrechungswahrscheinlichkeit ergibt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.

Die entsprechend dieser Ausführungen ermittelten Abschläge ($D_{\text{ex-ante}}$) sind der Anlage I zu entnehmen.

7. Kostenentscheidung

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

8. Öffentliche Bekanntmachung

- 76 Da die Festlegung gegenüber allen deutschen Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer die Zustellung nach § 73 Abs. 1 S. 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zwei Wochen verstrichen sind.

9. Anlage

- 77 Die Anlage I ist Bestandteil dieses Beschlusses.



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)

Bonn, den xx.xx.2024

Vorsitzender

Beisitzer/-in

Beisitzer/-in

Dr. Christian Schütte



Anlage I

Trading Hub Europe (THE)									
Flussrichtung am Netzkopplungspunkt Flow direction at connection point	Name des angrenzenden Marktgebietes Name of adjacent market area	Gasqualität Gas quality	Dilex-ante					Jahreskapazität yearly capacity	Quartalskapazität quarterly capacity
			untertägige Kapazität within-day capacity	Tageskapazität daily capacity	Monatskapazität monthly capacity	Quartalskapazität quarterly capacity	Jahreskapazität yearly capacity		
Entry	Czech Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Czech Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Austrian Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Austrian Balancing Zone	H-Gas	13%	13%	13%	10%	10%	10%	10%
Entry	RC Lindau (ehem. Vorarlberg; Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	RC Lindau (ehem. Vorarlberg; Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Zone Kiefernfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Zone Kiefernfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	27%	27%	13%	13%	13%	10%	10%
Exit	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Danish Balancing Zone	H-Gas	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Danish Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Norwegen	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Norwegen	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Schweiz (ehem. RC Thyngen-Fallerter, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Schweiz (ehem. RC Thyngen-Fallerter, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	E-Gas Transmission System (GCP; ehem. Polish E-Gas Balancing Zone)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	E-Gas Transmission System (GCP; ehem. Polish E-Gas Balancing Zone)	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Transit Gas Pipeline System (TGPS; ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Transit Gas Pipeline System (TGPS; ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Russland	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Russland	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Mitteilung Nr. 143/2024**Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus der Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit aufgrund einer marktgestützten Beschaffung (BK8-23-009-A)**

Die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur hat am 07.03.2024 nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 ARegV eine Festlegung zur Anerkennung der Schwarzstartkosten als verfahrensregulierte Kosten erlassen. Die Festlegung zur Anerkennung der Kosten aus der Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit aufgrund einer marktgestützten Beschaffung als verfahrensregulierte Kosten oder Erlöse i. S. d. §§ 11 Abs. 2, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV ergeht gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH.

Die Festlegung wurde auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<http://www.bundesnetzagentur.de>), unter den Menüpunkten: *Beschlusskammer* → *Beschlusskammer 8* → *Aktuelles*) veröffentlicht.

Mitteilung Nr. 144/2024**Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n. F. (Nutzen statt Abregeln - Power to Heat)**

§ 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4, § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV i. V. m. § 13 Abs. 6a EnWG, Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n. F. (Nutzen statt Abregeln - Power to Heat)

Die Bundesnetzagentur hat am 13.03.2024 nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a und § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i. V. m. § 13 Abs. 6a EnWG eine Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n. F. (Nutzen statt Abregeln - Power to Heat) getroffen.

Da die Festlegung zwar ausschließlich gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH erfolgt, jedoch mittelbar verschiedene Wirtschaftskreise betrifft, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Der Festlegungstext und insbesondere die Freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber können auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<http://www.bundesnetzagentur.de>), unter den Menüpunkten „Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Aktuelles“ abgerufen werden.



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

Beschluss

Aktenzeichen: BK8-23/011-A

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n.F. (Nutzen statt Abregeln - Power to Heat)**

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

durch den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Bernd Petermann

gegenüber den **Übertragungsnetzbetreibern**

1. 50 Hertz GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung
2. Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung
3. TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

am 13.03.2024 beschlossen:

1. Das Verfahren zur Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG n.F. durch die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30.06.2028 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 § 13 Abs. 6a EnWG n.F. 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 Festlegungen nach Tenor zu Ziffer 1.) und 2.) sind bis zum 31.12.2033 befristet. Die Festlegung nach Tenor zu Ziffer 3.) ist bis zum 31.12.2038 befristet.
5. Die Festlegung tritt mit Wirkung zum 01.01.2024 in Kraft.

Gründe

I.

- 1 Die vorliegende Festlegung trifft Feststellungen zu einer wirksamen Verfahrensregulierung und legt ein verbindliches System für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a i. V. m. 118 Abs. 22 EnWG in der neuen Fassung vom 22.12.2023 fest. Die Festlegung knüpft unmittelbar an die Regelungen mit Beschluss vom 12.01.2018, unter dem Aktenzeichen BK8-17/0009-A, an. Die Anordnungen in dieser Festlegung waren bis zum 31.12.2023 befristet.
- 2 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 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. Unter anderem kann der ÜNB noch bis zum 31.12.2033 Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. ergreifen (§ 13 Abs. 6a S. 4 EnWG n.F.).
- 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 ÜNB seinen Niederschlag.
- 4 Auf der Grundlage der von den ÜNB vorgelegten Absichtserklärung zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) hinsichtlich § 13 Abs. 6a EnWG n.F. hat die Beschlusskammer am 22.03.2023 das vorliegende Verfahren eröffnet. Mit Veröffentlichung im Internet und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur vom 18.12.2023 hat die Beschlusskammer den Netzbetreibern und den berührten Wirtschaftskreisen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 5 Es liegt eine Stellungnahme der EWE Netz GmbH vom 26.01.2024 vor. Darin wird die Festlegung und insbesondere die Einbettung der Maßnahmen in den Redispatch-Prozess ausdrücklich begrüßt.

- 6 Die Beschlusskammer hat 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 Abs. 2 S. 1 EnWG unterrichtet.
- 7 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II.

- 8 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. 406) 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 vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 9 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

- 10 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 Netzzu-

gangs- 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.

- 11 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.
- 12 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).
- 13 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 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

- 14 Nach Art. 17 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. 3 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.

- 15 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.
- 16 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

- 17 Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat den Netzbetreiber angehört und die zuständigen Behörden beteiligt.

2.1 Zuständigkeit

- 18 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.

- 19 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

- 20 Die Festlegung in Bezug auf die Ziffern 1.), 2.) und 4.) 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.
- 21 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.
- 22 Die Festlegung in Bezug auf die Tenor Ziffer 3.) beruht zudem auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 1 Var. 1, 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen in Bereichen der Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV treffen.
- 23 Der Kostenwälzmechanismus bezieht sich auf die Höhe der Erlösobergrenze des ÜNB, sodass ein direkter Bezug zur Bestimmung der Erlösobergrenze gegeben ist.

2.3 Anhörung

- 24 Die Entscheidung beruht auf den freiwilligen Selbstverpflichtungen der ÜNB. Den ÜNB und den vom Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2.4 Beteiligung zuständiger Behörden

- 25 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 Abs. 2 S. 1 EnWG unterrichtet.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

- 26 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

- 27 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.
- 28 Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a EnWG n.F., indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen ÜNB hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten, die aus Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. resultieren, schafft. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG n.F., Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet.

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

- 29 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.
- 30 Das Instrument wurde mit dem EEG 2016 (Gesetz vom 13.10.2016 - Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 49 18.10.2016 S. 2258) mit zeitlicher Befristung bis zum Ablauf des Jahres 2028 eingeführt und mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschafts-

rechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften nochmals bis Ende 2033 verlängert.

- 31 Neben der Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen wird mit dem EEG 2016 das Ziel verfolgt, den Ausbau der erneuerbaren Energien besser mit dem Ausbau der Stromnetze zu verzahnen. Wegen der bestehenden Engpässe im Übertragungsnetz werden derzeit vor allem in Norddeutschland in steigendem Umfang Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien abgeregelt. Volkswirtschaftlich ist es sinnvoller, diese Strommengen nicht abzuregeln, sondern zu nutzen. Daher wurde das Instrument zur Nutzung dieser Strommengen als zuschaltbare Lasten im Umfang von bis zu maximal 2 GW im Netzausbaubereich eingeführt. § 13 Abs. 6a EnWG n.F. sieht vor, zuschaltbare Lasten in das bestehende Redispatch-Regime bei Engpässen auf der Übertragungsnetzebene zu integrieren. Adressiert durch § 13 Abs. 6a EnWG n.F. wird aber nur die Wärmeversorgung bei bestehenden KWK-Anlagen. Hierbei handelt es sich um Anlagen, die eine doppelte Wirkung entfalten – wird doch die abgeregelte wärmegebundene Stromerzeugung als variable, „zuschaltbare“ Last ersetzt. Ziel der Regelung ist es, die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz aktuell durch den verzögerten Ausbau des Übertragungsnetzes abgeregelt werden muss, zu verringern und die Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG zu reduzieren (vgl. Gesetzentwurf, BT-Drs. 18/8860, S. 333).
- 32 Die Nutzung von zuschaltbaren Lasten ist nur eine Übergangsmaßnahme und nicht auf Dauer angelegt (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG). Nach § 118 Abs. 22 EnWG n.F. ist § 13 Abs. 6a EnWG n.F. nach dem 30.06.2028 nicht mehr anzuwenden. Netzengpässe können dauerhaft nur durch den notwendigen Netzausbau beseitigt werden. Die Regelung verfolgt in einem Abwägungsprozess die Ziele einer möglichst sicheren, preisgünstigen und umweltverträglichen leitungsgebundenen Energieversorgung, auch indem sie zur Netzentlastung im Übertragungsnetz beiträgt. Ferner profitieren auch die Netznutzer und die übrigen Marktteilnehmer von den vorliegenden Beschaffungsmechanismen. Der transparente Beschaffungsmechanismus sorgt dafür, dass die ÜNB gehalten sind, die Systemdienstleistung nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. im gesetzlichen Sinne effizient zu beschaffen, was im Ergebnis zu einem angemessenen Kostenansatz führt.

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 ÜNB durch die Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. Rechnung zu tragen.

- 34 Voraussetzung für den Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. ist, dass die betreffende KWK-Anlage technisch geeignet ist, effizient den Netzenspass auf der Übertragungsnetzebene zu beseitigen. Der ÜNB muss somit bei der Auswahl der KWK-Anlagen darauf achten, dass die KWK-Anlagen nach ihrer Größe und insbesondere ihrer Lage im Netz am effektivsten häufig auftretende Netzenspässe auf der Übertragungsnetzebene beseitigen können. Das Verhältnis der Kosten zur effizienten Engpassbeseitigung gilt es sachgerecht auszugestalten, um dem Instrument einen Anwendungsbereich zu eröffnen. Dies wird durch die vorliegenden freiwilligen Selbstverpflichtungen angemessen abgebildet.
- 35 Die Festlegung dient der Schaffung der notwendigen, verlässlichen Rahmenbedingungen und damit dem Ziel der Rechtssicherheit für ÜNB sowie der Marktbeteiligten in Bezug auf die Ausgestaltung des Instruments sowie der Kostenanerkennung bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F.
- 36 Ebenfalls notwendig ist die Befristung der Festlegung (dazu unter Ziffer 3.6.).

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

- 37 Mit Tenor zu Ziffer 1.) wird die Feststellung getroffen, dass das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. für ÜNB entsprechend den in den Anlagen beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegt.
- 38 Die von den ÜNB 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 § 13 Abs. 6a EnWG n.F. 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 So stellen die freiwilligen Selbstverpflichtungen detaillierte Voraussetzungen für den Abschluss von Verträgen mit den KWK-Anlagenbetreibern auf. Derartige Anlagen müssen geeignet sein, kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Netzenspasses im Höchstspannungsnetz einschließlich der zugehörigen Umspannung beizutragen.

Diese Voraussetzungen werden in den freiwilligen Selbstverpflichtungen nach Auffassung der Beschlusskammer umfassend konkretisiert.

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

- 40 Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Ist-Kosten-Abgleich in Tenor zu Ziffer 2.) und 3.) des Beschlusstexts 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.
- 41 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.
- 42 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).
- 43 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 ÜNB hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).
- 44 Satz 2 des Tenors zu Ziffer 3.) greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des ÜNB 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.

- 45 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

- 46 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.) und 5.))

- 47 Der Abschluss von Verträgen nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. ist gesetzlich durch § 118 Abs. 22 EnWG n.F. bis zum 30.06.2028 befristet. Die Dauer dieser Verträge muss nach § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG zwar mindestens fünf Jahre betragen, die Geltungsdauer ist aber auf den 31.12.2033 begrenzt.
- 48 Ferner bestehen weiterhin die Bestandsschutzregelungen in § 118 Abs. 22 S. 2 und 3 EnWG n.F. Nach § 118 Abs. 22 S. 3 EnWG n.F. laufen Abschaltvereinbarungen, die nach dem alten bis einschließlich 26.07.2021 geltenden § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG a.F. geschlossen wurden, bis zum Ende der Vertragslaufzeit. Zwischen dem 27.07.2021 und 30.06.2028 geschlossene Verträge laufen zwar ebenfalls bis zum Ende ihrer Vertragslaufzeit, sind aber durch § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG n.F. in Bezug auf ihre Geltungszeit bis zum 31.12.2033 begrenzt.
- 49 Der Kostenwälzmechanismus nach Tenor Ziffer 3.) wird vorsorglich bis zum Ende einer 6. Regulierungsperiode (31.12.2038) zeitlich befristet. Dies folgt daraus, dass die Meldung der Ist-Kosten immer erst zum 31.12. des darauffolgenden Jahres mit der Meldung zum Regulierungskonto erfolgen muss. Die maximale Geltungsdauer eines Vertrags nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. reicht bis zum 31.12.2033, also bis zum Ende einer 5. Regulierungsperiode. Die letzte Meldung von Ist-Kosten nach § 13 Abs. 6a EnWG n.F. erfolgt somit voraussichtlich im Jahr 2035.
- 50 Die Befristung des Kostenwälzmechanismus auf die sechste Regulierungsperiode (bis 31.12.2038) steht aber ebenfalls nicht im Widerspruch zum Wortlaut des

§ 13 Abs. 6a S. 4 EnWG n.F. Dieser verweist zwar darauf, dass vertragliche Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG n.F. nicht über den 31.12.2033 gelten. Der Kostenwälzmechanismus stellt aber mithin gleichfalls keine vertragliche Vereinbarung i. S. d. Norm dar. Auch der Kostenwälzmechanismus dient dazu, den ÜNB Planungssicherheit zu verschaffen sowie die Möglichkeit zu bieten, die Investition in eine Power2Heat-Anlage zu refinanzieren.

- 51 Eine Regelung zum Inkrafttreten am 01.01.2024 in Tenor zu Ziffer 5.) war erforderlich, da die gesetzliche Neuregelung des § 13 Abs. 6a EnWG eine frühzeitigere Konsultation des entsprechend angepassten Festlegungsentwurfes nicht ermöglicht hat.

4. Anlagenverweis

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

5. Öffentliche Bekanntmachung

- 53 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl von Netzbetreibern und Marktteilnehmer erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung oder des Änderungsbeschlusses, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Regulierungsbehörde bekannt gemacht werden (§ 73 Abs.1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs.1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.



Rechtsmittelbelehrung

- 54 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.
- 55 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.
- 56 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Wetzel

Petermann

Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG

A. Präambel

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben nach § 12 EnWG die Verantwortung für die Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz. Ihnen obliegt neben der Frequenzhaltung auch die Systemverantwortung nach § 13 EnWG. Mit Einführung des § 13 Abs. 6a EnWG hat der Gesetzgeber den ÜNB die Möglichkeit der Nutzung eines Instrumentes „Power2Heat“ (P2H) zur Gewährleistung der sicheren Elektrizitätsversorgung geschaffen.

Die vorliegende FSV regelt die Modalitäten der Beschaffung und die regulatorische Anerkennung und Verrechnung der Kosten, die dem ÜNB bei der Anwendung (§ 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 bis 3 EnWG) und Implementierung des Instruments entstehen. Dadurch soll es der Bundesnetzagentur ermöglicht werden, das Ergebnis des Vorgehens entsprechend der FSV gemäß § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV als wirksam verfahrensreguliert zu behandeln.

Durch die vorliegende FSV sollen alle Aufwendungen nach § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 bis 3 EnWG erfasst werden, insbesondere auch alle durch einen Abruf entstehenden Kosten und Erlöse. In die FSV Redispatch werden keinerlei Kosten, die den ÜNB im Rahmen von § 13 Abs. 6a EnWG entstehen, verrechnet.

Durch die Implementierung des § 13 Abs. 6a EnWG sollen engpassentlastende Maßnahmen realisiert werden. Eine konkurrierende Nutzung - beispielsweise zur Deckung der Systembilanz - ist ausgeschlossen.

B. Maßnahmen

Die Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 6a EnWG dienen nach § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 1 EnWG dazu, Netzengpässe im Höchstspannungsnetz einschließlich der zugehörigen Umspannung zu reduzieren. Zur Behebung des Netzengpasses können innerhalb der Bundesrepublik Deutschland, aber außerhalb der Südregion im Sinne der der Anlage 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG), Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) mit elektrischen Wärmeerzeugern ausgerüstet werden. Der ÜNB kann die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung der KWK-Anlage anweisen. Bei der Umsetzung der Maßnahmen werden die gesetzlichen Vorgaben zur Kooperation nach Maßgabe von § 11 EnWG beachtet. Der ÜNB stellt dem Anlagenbetreiber die zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung notwendige elektrische Energie bilanziell zur Verfügung.

C. Voraussetzungen für den Abschluss eines Vertrages mit KWK-Anlagenbetreiber

Voraussetzung für den Abschluss eines Vertrags mit KWK-Anlagenbetreibern ist, dass die Anlage geeignet ist, kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Netzengpasses im Höchstspannungsnetz einschließlich der zugehörigen Umspannung beizutragen. Die KWK-Anlage muss hierzu nicht im Übertragungsnetz angeschlossen sein.

Eine Anlage ist geeignet, einen Engpass kostengünstig und effizient zu beseitigen, wenn

- sich durch die Absenkung der KWK-Anlage verbunden mit der alternativen Wärmeerzeugung durch den elektrischen Wärmeerzeuger der notwendige Redispatchbedarf bei der Engpassbewirtschaftung im Übertragungsnetz verringert,
- die Absenkung der KWK-Anlage verbunden mit der alternativen Wärmeerzeugung eine entlastende Wirkung auf belastete Netzelemente im Übertragungsnetz hat und
- die aus dem vermiedenen Engpassmanagement resultierende Einsparungen (Brennstoffe und CO₂-Emissionen) voraussichtlich über die Dauer der auf die Inbetriebnahme folgenden fünf Jahre mindestens die voraussichtlichen erforderlichen Investitionskosten decken.

Bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung, die zur Bewertung der Effizienz Anwendung findet, bleiben etwaige Umverteilungseffekte (hervorgerufen etwa durch zusätzliche Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) unberücksichtigt. Die eingesparte Strommenge im Engpassmanagement wird auf einen Zeitraum von 5 Jahren approximiert und mit der Summe aus dem durchschnittlichen Brennstoffpreis des eingesparten Brennstoffes (z.B. Erdgas) und dem Wert der eingesparten CO₂-Emissionen (CO₂-Zertifikatspreis) multipliziert. Hierfür werden jeweils die gleichen Preise wie für die aktuelle Bedarfsanalyse verwendet.

Die Bestimmung der eingesparten Strommenge erfolgt durch eine Variantenrechnung der Berechnung zur Bedarfsanalyse. An den Netzverknüpfungspunkten zum direkt nachgelagerten Netz, an denen KWK-Standorte liegen, werden hierzu die must-run-Kapazitäten für KWK auf null gesetzt und zuschaltbare Lasten für die Wärmeversorgung eingesetzt. Die im Ergebnis eingesparten Mengen im Engpassmanagement werden den eingesetzten zuschaltbaren Lasten zugeordnet und auf fünf Jahre hochgerechnet. Für alle KWK-Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt wird ein einheitlicher Wirkungskoeffizient angenommen. Die eingesparten Mengen im Engpassmanagement werden den Power2Heat-Anlagen nach dem Prinzip „first come – first serve“ zugeordnet. Neuhinzukommende Power2Heat-Anlagen führen nicht zu einer Neubewertung der Effizienz bereits genehmigter Anlagen. Die Investitionskosten ergeben sich aus dem vom Anlagenbetreiber vorzulegenden für ihn verbindlichen Kostenvoranschlag. Übersteigt die errechnete Einsparung die voraussichtlichen erforderlichen Investitionskosten, gelten sämtliche Effizienzanforderungen in § 13 Abs. 6a EnWG als erfüllt. Zu den erforderlichen Investitionskosten zählen auch allfällige Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse für den Netzanschluss der Power2Heat-Anlage.

Zusammenfassend erfolgt die Kontrahierung einer Anlage somit, wenn nachfolgende Bedingung für die Vertragslaufzeit erfüllt ist, wobei aus Vereinfachungsgründen auf eine Diskontierung verzichtet wurde:

$$K_I \leq K_B + K_{CO_2}$$

mit

K_I = erforderliche Investitionskosten für die elektrische Wärmeerzeugung [€]

K_B = zu erwartende Brennstoffeinsparung [€]

K_{CO_2} = zu erwartende Einsparung CO₂-Zertifikate [€]

Weitere Voraussetzungen für den Vertragsabschluss sind nach §13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2-4, dass die KWK-Anlage

- sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses innerhalb der Bundesrepublik Deutschland, aber außerhalb der Südregion nach der Anlage 1 des KVBG, befindet
- vor dem 14. August 2020 in Betrieb genommen worden ist und
- eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 kW hat.

Der ÜNB ermittelt im Rahmen der Netzberechnung Gebiete innerhalb der Bundesrepublik Deutschland, aber außerhalb der Südregion nach KVBG, in denen Anlagen effizient zur Beseitigung eines Netzengpasses in seinem Netz beitragen können. Zur Umsetzung der Effizienzprüfung werden für die beantragten Anlagen, die den Voraussetzungen nach §13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2 bis 4 genügen (Vorprüfung), im Rahmen einer energiewirtschaftlichen Bewertung Abschätzungen getroffen, welche Redispatch-Menge beim Engpassmanagement gemäß energiewirtschaftlichem Szenario der Bedarfsanalyse nach § 3 Abs. 2 NetzResV eingespart wird. Netzengpässe in unterlagerten Netzen werden nicht berücksichtigt.

Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und darf höchstens die in § 13 Abs. 6a S. 4 EnWG genannte Geltungsdauer bis zum 31. Dezember 2033 haben.

D. Erforderlichkeit der Investitionskosten und Angemessenheit der Vergütung der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung

Der KWK-Anlagenbetreiber weist nach (über einen Gutachter), dass die tatsächlich angefallenen Investitionskosten im Sinne kaufmännischer Sorgfalt sachgerecht sind und sich auf das Erforderliche beschränken. Übersteigen die tatsächlichen Kosten die in dem Kostenvoranschlag ausgewiesenen Investitionskosten (vgl. Abschnitt C), so trägt die übersteigenden Kosten der KWK-Anlagenbetreiber. Die Vergütung der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung erfolgt entsprechend der Vorgaben des § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG.

E. Voraussetzungen für die Kostenanerkennung

Voraussetzung für die finale Kostenanerkennung ist, dass der ÜNB einen Vertrag mit dem gemäß § 13 Abs. 6a S. 2 EnWG vorgesehenen Inhalt mit dem KWK-Anlagenbetreiber unter Beachtung der Voraussetzungen dieser FSV geschlossen hat.

F. Verfahrensbeschreibung

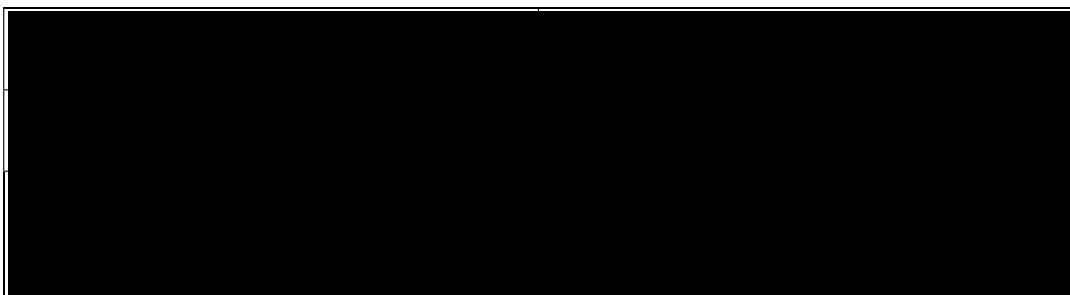
Die Kontrahierung und der Einsatz von KWK-Anlagen gemäß § 13 Abs. 6a EnWG führen bei den ÜNB zu Kosten, die gemäß § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV auf Grundlage dieser FSV von der Bundesnetzagentur zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen erklärt werden. Die hierunter zu subsumierenden Kosten sind alle nach § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 – 3 EnWG beim ÜNB entstehenden Kosten, insbesondere:

- die Kosten für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung der KWK-Anlage und für die Lieferung des Stroms für die elektrische Wärmeerzeugung nach Maßgabe der Bestimmungen von § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG einschließlich der damit verbundenen Kosten aus Steuern, Abgaben und Umlagen sowie
- die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung.

G. Öffnungsklausel

Eine Anpassung der FSV erfolgt nur, falls sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser FSV jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur.

Unterschriften



Mitteilung Nr. 145/2024**Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
Gasbereich, hier: BK4-18/054**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 22.02.2021 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „GDRM-Anlage Rheden“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2022.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-18/054**Mitteilung Nr. 146/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
Gasbereich, hier: BK4-18/055**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 15.02.2021 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „2018-001 GDRM-Anlage Drohne“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2022.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-18/055**Mitteilung Nr. 147/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
Gasbereich, hier: BK4-19/057**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der GASCADE Gastransport, Kallenbergstraße 5, 45141 Essen, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 20.01.2021 beschlossen:

1. Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Projekt „Projekt 2019-001 KAPAL 2“ wird abgelehnt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-19/057**Mitteilung Nr. 148/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
Gasbereich, hier: BK4-20/055**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der Open Grid Europe GmbH, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 05.07.2021 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2022.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-20/055

Mitteilung Nr. 149/2024**Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/059**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 04.11.2021 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „2020-003 Leitung MIDAL Mitte“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2022.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-20/059**Mitteilung Nr. 150/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/060**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 04.11.2021 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „2020-005 GDRM-Anlage Ludwigshafen“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2022.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-20/060**Mitteilung Nr. 151/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-20/072A01**

In dem Verwaltungsverfahren aufgrund des Antrags der Fluxys Deutschland GmbH, vom 16.06.2021 auf Verlängerung der Genehmigungsdauer der nach § 23 Abs. 1 ARegV genehmigten Investitionsmaßnahme für das Projekt „GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald - Anlagenerweiterung 3“, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 01.09.2021 beschlossen:

1. Die mit Beschluss BK4-20-072 vom 02.07.2021 erfolgte Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Projekt „GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald - Anlagenerweiterung 3“ (im Folgenden aus Ausgangsbescheid) wird in Bezug auf Tenorziffer 2. gemäß § 29 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 23 ARegV wie folgt geändert:

Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2027.

2. Im Übrigen bleibt der Ausgangsbescheid unberührt.
3. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-20/072A01**Mitteilung Nr. 152/2024****Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Gasbereich, hier: BK4-21/019**

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme der Thyssengas GmbH, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, am 05.04.2022 beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt „Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung-Projekt Nr. 1/2021“ wird genehmigt.
2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis 31.12.2027.
3. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
4. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Der vollständige Beschluss kann auf der Internet-Seite der Bundesnetzagentur abgerufen werden.

BK4-21/019

Mitteilung Nr. 153/2024**Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV Strombereich, hier: Einstellung von Verfahren**

Mit dem Schreiben vom 07.03.2024 hat die Tennet TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth die am 31.03.2023 gestellten Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV für die folgenden Projekte zurückgenommen:

- BK4-21-035 „Schwarzfallfeste Kommunikation“
- BK4-22-006 „Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden“
- BK4-22-007 „Netzoptimierung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg“
- BK4-22-046 „Leistungserhöhung im Raum Oberbachern“
- BK4-22-049 „Leistungserhöhung im Raum Waldeck“
- BK4-22-050 „Leistungserhöhung im Raum Ohlensehlen“
- BK4-22-051 „Leistungserhöhung im Raum Plattling“
- BK4-22-056 „Ertüchtigung des Umspannwerks Irsching“
- BK4-22-060 „Leistungserhöhung im Raum Pleinting“
- BK4-22-061 „Leistungserhöhung im Raum Lüneburg“
- BK4-22-062 „Leistungserhöhung Raum Dingolfing/Piegendorf“
- BK4-22-064 „Leistungserhöhung im Raum Schlüchtern“
- BK4-22-066 „Leistungserhöhung im Raum Wernfeld“
- BK4-22-067 „Leistungserhöhung im Raum Brennborg“
- BK4-22-072 „Leistungserhöhung im Raum Süderdonn“
- BK4-22-074 „Umspannwerk im Kreis Nordfriesland Mitte“
- BK4-22-075 „Umspannwerk im Raum Heide“
- BK4-22-077 „Umspannwerk im Raum Kiel“
- BK4-22-078 „Leistungserhöhung im Raum Etzenricht“
- BK4-22-088 „Leistungserhöhung im Suchraum Rottenburg/Neufahrn“

Die unter den Aktenzeichen BK4-21-035, BK4-22-006, BK4-22-007, BK4-22-046, BK4-22-049, BK4-22-050, BK4-22-051, BK4-22-056, BK4-22-60, BK4-22-061, BK4-22-062, BK4-22-064, BK4-22-066, BK4-22-067, BK4-22-072, BK4-22-074, BK4-22-075, BK4-22-077, BK4-22-078 und BK4-22-088 geführten Genehmigungsverfahren nach § 23 ARegV werden eingestellt.

Mitteilung Nr. 154/2024

Konsultation einer Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung der Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden

Verbindungsleitungen und zum Widerruf der Festlegungen der wirksamen Verfahrensregulierung betreffend die Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (BK6-08-260/262/264/269, in der Fassung BK6-15-118)

(BK8-23/013-A)

Die Beschlusskammer 8 hat am 11.12.2023 gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern unter dem Aktenzeichen BK8-23/013-A ein Verfahren zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (ReDEM) eingeleitet.

Die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber haben der Beschlusskammer den Entwurf einer freiwilligen Selbstverpflichtung vorgelegt, worin die nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG anfallenden Kosten und Erlöse aus dem finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie die Kosten und Erlöse aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen erfasst werden. Beide Sachverhalte waren zuvor in den Festlegungen [BK8-18-0007-A](#) bzw. [BK6-15-118](#) getrennt geregelt und werden nunmehr in dieser Festlegung zusammengefasst. Die Höhe des finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen ist derzeit Gegenstand eines gesonderten Verfahrens, unter dem Aktenzeichen [BK8-22/001-A](#).

§ 11 Abs. 2 Satz 3 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 Marktbeteiligten erhalten die Gelegenheit, zu der beabsichtigten Festlegung gemäß § 67 EnWG Stellung zu nehmen. Die Stellungnahmen können, bevorzugt auch gemeinschaftlich, bis zum

Freitag, 19. April 2024

über das Postfach der Beschlusskammer 8

Poststelle.BK8@BNetA.de

gesendet werden.

Anlagen

- Beschlussentwurf
- Absichtserklärungen der ÜNB
- Freiwillige Selbstverpflichtung



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-23-013-A

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4, § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV

wegen **der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen und**

Widerruf der bisherigen Festlegungen der wirksamen Verfahrensregulierung betreffend die Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (BK6-08-260/262/264/269, in der Fassung BK6-15-118)

(„Festlegung FSV ReDEM“)

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

durch den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Bernd Petermann
und die Beisitzerin	Natalie Krank,

gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern

1. Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund,
vertreten durch die Geschäftsführung,
2. TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
vertreten durch die Geschäftsführung,
3. TransnetBW GmbH, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart,
vertreten durch die Geschäftsführung, und
4. 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Übertragungsnetzbetreiber –

Entwurf

am ■■■.■■■.2024 beschlossen:

1. Die Festlegungen der Beschlusskammer 6 vom 26.10.2009 (BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269), jeweils in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118), werden mit Wirkung ab dem 01.01.2024 widerrufen.
2. Das Verfahren zur Durchführung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und der Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen unterliegt entsprechend den in den **Anlagen 1 bis 4** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen – nebst den dazugehörigen Anlagen – einer wirksamen Verfahrensregulierung.
3. Die nach Maßgabe der in Tenor zu Ziffer 2.) genannten freiwilligen Selbstverpflichtungen entstehenden Kosten und Erlöse gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV.
4. Jeder Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung darf seine Erlösobergrenze im Hinblick auf die nach Tenor zu Ziffer 2.) und 3.) 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.

5. Die vorstehenden Anordnungen in Tenor Ziffer 2.) bis 4.) sind bis zum 31.12.2028 befristet.

Gründe

I.

- 1 Die vorliegende Festlegung trifft Regelungen zu Kosten und Erlösen die den Übertragungsnetzbetreibern aus der Durchführung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen entstehen.
- 2 In dieser Festlegung wird keine Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges nach § 13a Abs. 2 i. V. m. Abs. 1 EnWG vorgenommen. Vielmehr trifft diese Festlegung Anordnungen zur Einbeziehung der nach §§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, 13a EnWG entstehenden Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber. Zugleich werden auch die Aufwendungen und Erlösen bzw. Erträgen der Übertragungsnetzbetreiber für die Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen erfasst. Die Einbeziehung der Kosten in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt auf Grundlage einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV.
- 3 Der finanzielle Ausgleich ist ausschließlich Gegenstand der Festlegung BK8-22/001-A. Darin werden mit Wirkung zum 01.01.2024 bundesweit einheitliche Bedingungen für den angemessenen finanziellen Ausgleich von Anpassungen nach § 13a Abs. 1 EnWG für Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) geschaffen.
- 4 Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft eine systemverantwortliche 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 – insbesondere durch entsprechende Vorhaltung von Übertragungskapazität und der Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes – zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversor-

gungssystem in ihrer Regelzone und zur nationalen Versorgungssicherheit beizutragen. Sie sind darüber hinaus nach § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, jegliche Gefährdung oder Störung durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Unter anderem kann der Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ergreifen. 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.

- 5 Bisher handelte es sich bei den Aufwendungen und Erlösen bzw. Erträgen um verfahrensregulierte Kosten aufgrund der Festlegungen der Beschlusskammer 6 vom 26.10.2009 (BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269), jeweils in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118).
- 6 Die vorliegenden freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber tragen den zwischenzeitlichen Änderungen der Regelungen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (Verordnung (EU) 2019/943) Rechnung. Auf Grundlage der Verordnung (EU) 2015/1222, der Verordnung (EU) 2016/1719 und der Verordnung (EU) 2017/1486 haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur zwischenzeitlich regional und paneuropäisch harmonisierte Verfahren zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Genehmigung vorgelegt.
- 7 Auf der Grundlage der von den vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Absichtserklärungen und dem Entwurf einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) zu § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG hat die Beschlusskammer am 11.12.2023 daher das vorliegende Verfahren eröffnet. Mit Veröffentlichung im Internet und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur vom 13.03.2024 hat die Beschlusskammer den Übertragungsnetzbetreibern und den übrigen Marktteilnehmern gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 8 Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt am 12.12.2023 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG

Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gem. § 60a EnWG am 22.02.2024 beteiligt.

- 9 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

- 10 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. 406) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 11 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

- 12 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.
- 13 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.
- 14 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).
- 15 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 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

- 16 Nach Art. 17 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. 3 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.
- 17 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.
- 18 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. Zuständigkeit

- 19 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.
- 20 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.

3. Rechtsgrundlage

- 21 Die Aufhebung der Festlegungen der Beschlusskammer 6 vom 26.10.2009 (BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269), jeweils in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118), in Tenor zu Ziffer 1.) beruht auf § 29 Abs. 2 EnWG.
- 22 Die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung in Tenor zu Ziffer 2.) bis 4.) 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 Satz 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Die Regelung des § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV sieht bei Stromversorgungsnetzen die Möglichkeit vor, Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 Satz 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.

- 23 Die Befristung der Festlegung in Tenor zu Ziffer 5.) beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.
- 24 Die Ermächtigungsgrundlagen entsprechen den europarechtlichen Maßgaben aus Art. 18 Abs. 1 und Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/943.

4. Beteiligung

- 25 Die Entscheidung beruht auf den freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber. Den Beteiligten und den vom Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde gemäß § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 26 Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG beteiligt.

5. Materielle Rechtmäßigkeit

- 27 Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Ermessen ausgeübt.

5.1 Aufhebung der Festlegungen BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269, in der Fassung BK6-15-118 (Tenor zu Ziffer 1.)

- 28 Die Festlegungen der Beschlusskammer 6 vom 26.10.2009 (BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269), jeweils in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118), werden mit Wirkung zum 01.01.2024 widerrufen. Ein Widerruf war nach Tenor zu Ziffer 3.) der betreffenden Festlegungen vorbehalten. Unabhängig davon ist ein Widerruf nach § 29 Abs. 2 EnWG möglich.
- 29 Die Entscheidung über den Widerruf liegt im Ermessen der Beschlusskammer. Eine Ausübung des Aufgreifermessens zum Widerruf erscheint erforderlich und geboten,

da die bisher bestehenden Festlegungen die nunmehr relevanten europäischen Vorgaben noch nicht vollständig berücksichtigen. Zudem wird das anzuwendende Verfahren regulatorisch näher ausgestaltet. Der Umfang der anzuerkennenden Kosten bedarf der Ergänzung.

- 30 Die aufgehobenen Festlegungen haben bereits einen Vorbehalt und eine Überprüfung und ggf. Anpassung vorgesehen. So heißt es in den vorgenannten Festlegungen der Beschlusskammer 6 zum Widerrufsvorbehalt, dass dieser Vorbehalt insbesondere sicherstellen solle, dass Weiterentwicklungen von Kapazitätsberechnungs- und Auktionsregeln berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich sei. Die Festlegung könne somit nach einer angemessenen Anwendungszeit überprüft werden und beispielsweise im Falle von Rechtsänderungen oder tiefgreifenden Marktveränderungen angepasst werden. Seit Erlass der Festlegungen sind nunmehr vierzehn Jahre vergangen. Die Beschlusskammer 8 hat die ursprünglichen Entscheidungen der Beschlusskammer 6 überprüft und mit der nun vorliegenden Festlegung konkretisiert, aktualisiert und erweitert. Rechtsänderungen werden abgebildet.
- 31 In Ausübung ihres Ermessens hat die Beschlusskammer sich dafür entschieden, die aufgehobenen Festlegungen mit Wirkung ab dem 01.01.2024, d.h. insbesondere erst mit Ablauf der dritten Regulierungsperiode Strom, die mit Ablauf des 31.12.2023 endet, hinsichtlich der Anerkennung als verfahrensregulierte Kosten aufzuheben. Dies steht im Einklang mit der Vorgabe des § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV, wonach die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung befristet werden soll. Die Befristung selbst soll demnach aber auch für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode erfolgen. Vor diesem Hintergrund hält die Beschlusskammer es mit Blick auf das Bestandsinteresse der Übertragungsnetzbetreiber für geboten, die bisherige Entscheidung aus Gründen der Rechtsicherheit und Kontinuität bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode oder einer dieser vorangegangenen Regulierungsperioden zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber fortbestehen zu lassen. Für die Abbildung in den Entscheidungen zu Sachverhalten der dritten Regulierungsperiode (d.h. in der Genehmigung der Regulierungskontosalden) sind die ursprünglichen Festlegungen weiterhin maßgeblich.

5.2 Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung (Tenor zu Ziffer 2.) bis 4.)

- 32 Die Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung ist erforderlich und geboten.

5.2.1 Festlegungszweck

- 33 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.
- 34 Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 bis 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten und Erlösen aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen schafft. 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.

5.2.2 Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke unter Berücksichtigung der Ziele nach § 1 Abs. 2 EnWG

- 35 Die Festlegung dient maßgeblich der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen und verbraucherfreundlichen 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. Die Festlegung unterstützt insbesondere die Ziele der Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 3 EnWG.

5.2.3 Festlegung ist erforderlich und geboten

- 36 Bei der Entscheidung, ob die Beschlusskammer von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um eine Refinanzierung der Kosten und Erlösen aus dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und aus den Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zu ermöglichen.
- 37 Die Bundesnetzagentur hat bereits in der Vergangenheit verschiedentlich Festlegungen zur Einbeziehung der Kosten aus Redispatch-Maßnahmen getroffen. Zuletzt hat sie für die Dauer der dritten Regulierungsperiode mit Festlegung vom 10.10.2018, nach eingehenden Verhandlungen mit der Energiebranche, die Kosten für Redispatch-Maßnahmen auf Grundlage einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber als verfahrensregulierte Kosten i. S. d. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV anerkannt (BK8-18/0007-A (II)). Diese Festlegung enthielt Vorgaben zur Beschaffung und angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, die zuvor in einem Branchenkonsens des BDEW (BDEW-Leitfaden) niedergelegt worden waren. Die darin geltenden Vorgaben hinsichtlich des finanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen werden durch die dieser Festlegung zu Grunde liegende Festlegung BK8-22/001-A im Wesentlichen in die Zukunft fortgeschrieben und ergänzt.
- 38 Auch hinsichtlich der Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen wurde mit den Festlegungen der Beschlusskammer 6 vom 26.10.2009 (BK6-08-260, BK6-08-262, BK6-08-264 und BK6-08-269), jeweils in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118), eine wirksame Verfahrensregulierung i. S. d. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV geschaffen.
- 39 Allerdings bedarf es auch weiterhin eines Mechanismus zur Einbeziehung der Kosten in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber. Anders als bei den Verteilernetzbetreibern (vgl. §§ 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 i. V. m. 34 Abs. 8 S. 1 ARegV), ist bei den Übertragungsnetzbetreibern die Art und Weise der Einbeziehung der Kos-

ten aus dem finanziellen Ausgleich nicht ausdrücklich geregelt. Die bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Aufwendungen und Erlöse bzw. Erträge aus Redispatch-Maßnahmen sind erheblich. Im Jahr 2021 betrugen die Kosten aus Redispatch-Maßnahmen 2,3 Mrd. €. Im Jahr 2022 lagen diese bei rd. 4,2 Mrd. €. Die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber werden somit zu einem ganz wesentlichen Anteil durch die Kosten aus Redispatch-Maßnahmen determiniert. Das daraus resultierende wirtschaftliche Risiko für die Übertragungsnetzbetreiber ist erheblich. Insofern bedarf es einer unverzögerten Berücksichtigung der entstehenden Kosten in den Erlösobergrenzen. Die vorliegende Festlegung trifft hierzu geeignete Regelungen.

5.2.4 Ausgestaltung der freiwilligen Selbstverpflichtungen (Tenor zu Ziffer 2.)

- 40 Mit Tenor zu Ziffer 2.) wird festgestellt, dass das Verfahren zur Durchführung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG und der Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen unterliegt entsprechend den in den **Anlagen 1 bis 4 (nebst Anlage)** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen – nebst den dazugehörigen Anlagen – einer wirksamen Verfahrensregulierung.
- 41 Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte freiwillige Selbstverpflichtung erfüllt die Anforderungen an eine wirksame Verfahrensregulierung. Sie regelt insbesondere die Durchführung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG unter ausdrücklicher Bezugnahme auf die bis zum 31.12.2023 befristete Vorgänger-Festlegung vom 10.10.2018 (BK8-18-0007-A) für Redispatch-Maßnahmen, die bis zum 31.12.2023 durchgeführt wurden und für Maßnahmen ab dem 01.01.2024 auf die Festlegung zur Bestimmung des finanziellen Ausgleichs für Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges vom dd.mm.2024 (BK8-22-001-A).
- 42 Darüber hinaus enthalten die freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber auch Regelungen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, im

Einklang mit den Prämissen der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO) sowie mit den nach Artikel 58 dieser Verordnung verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien. Auf Grundlage der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-VO), Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-VO) und Verordnung (EU) 2017/1486 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) legen die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur regional und paneuropäisch harmonisierte Verfahren – hier auch als (EU-)Methoden bezeichnet – zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Genehmigung vor. Aus den Beschlüssen hierzu ergibt sich eine direkte Regulierung dieser Verfahren durch eine vollziehbare Entscheidung. Die genehmigten Verfahren komplementieren die vorliegende freiwillige Selbstverpflichtung und bilden zusammen eine umfassende Regulierung für Erlöse aus dem Engpassmanagement und Kosten für Maßnahmen zu Behebung von Engpässen in den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber und an den Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen.

5.3 Anpassung der Erlösobergrenze und Ist-Kosten-Abgleich (Tenor zu Ziffern 3. und 4.)

- 43 Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Ist-Kosten-Abgleich in Tenor zu Ziffer 3) und 4) 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.
- 44 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.

- 45 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 nach Tenor zu Ziffer 2.) entstehenden Kosten und Erlöse jeweils 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). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Maßnahmenkosten handelt es sich ebenfalls um Kosten und Erlöse, die aus Versorgungsaufgaben, nämlich solchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit resultieren.
- 46 Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, den Übertragungsnetzbetreibern auch die ihnen entstehenden Maßnahmenkosten und -erlöse ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres über die Netzentgelte refinanzieren zu lassen. Damit wird gewährleistet, dass die Versorgungssicherheit nicht durch etwaige Verzögerungen der Refinanzierung und damit etwaig einhergehenden Liquiditätsengpässen bei den Übertragungsnetzbetreibern gefährdet wird.
- 47 Um dies zu ermöglichen, hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die voraussichtlichen Kosten (Plankosten und -erlöse) auf Grundlage gesicherter Prognosen im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres mitzuteilen (vgl. BK8-19/0001-A).
- 48 Satz 2 des Tenors zu Ziffer 3) greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des ÜNB nach § 5 Abs. 1 ARegV auf. Das bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus der Beschaffung entstehenden Kosten (Plankosten) und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstandenen Kosten (Ist-Kosten) jährlich vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto des Jahres t zu verbuchen ist.

- 49 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

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

6. Befristung

- 51 Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet. Eine Änderung oder Aufhebung ist nach Maßgabe des § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG bzw. der §§ 48, 49 VwVfG möglich.

7. Öffentliche Bekanntmachung

- 52 Da die Festlegung gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern und einer Vielzahl betroffener Marktteilnehmer erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

- 53 Dieser Beschluss und die freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber sind auch auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (bundesnetzagentur.de → „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Allgemeinfestlegungen“).

8. Anlagenverweis

- 54 Die **Anlagen 1 bis 4 (nebst Anlage)** sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

- 55 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.
- 56 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.
- 57 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin

Entwurf

Bourwieg

Petermann

Krank



DocuSign Envelope ID: 601FC73A-374B-436E-886D-DF68876604E0



50Hertz Transmission GmbH - Heidestraße 2 - 10557 Berlin

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

**Absichtserklärung für den Abschluss einer freiwilligen Selbstverpflichtung
nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Engpas-
sentlastungsmaßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden
Kosten für die vierte Regulierungsperiode**

Sehr geehrter Herr Bourwieg,
sehr geehrte Damen, sehr geehrte Herren,

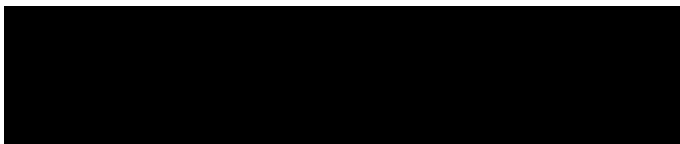
die 50Hertz Transmission GmbH beabsichtigt für die Bewirtschaftung der Eng-
passentlastungsmaßnahmen und den Umgang mit den daraus resultierenden
Kosten für die vierte Regulierungsperiode eine freiwillige Selbstverpflichtung
(FSV) für die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung gemäß § 32
Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV vorzulegen.

Der beigelegte Entwurf der FSV ist bereits mit Ihrem Haus abgestimmt und wird
von den anderen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern wortgleich bei Ihnen
eingereicht. Die 50Hertz Transmission GmbH erklärt sich dazu bereit, den beige-
fügten Entwurf der FSV im weiteren Verfahren in seiner jetzigen Form zu unter-
zeichnen.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

50Hertz Transmission GmbH



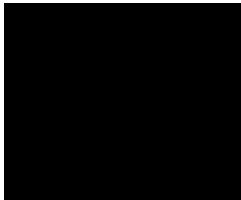
50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

Datum
11.03.2024

Unsere Zeichen
ER

Ansprechpartner/in



Ihre Zeichen

Ihre Nachricht vom

Vorsitzender des Aufsichtsrates
Catherine Vandenborre

Geschäftsführer
Stefan Kapterer, Vorsitz
Dr. Dirk Biermann
Sylvia Borchering
Dr. Frank Golletz
Marco Nix

Sitz der Gesellschaft
Berlin

Handelsregister
Amtsgericht Charlottenburg
HRB 84446

Bankverbindung
BNP Paribas, NL FFM
BLZ: 512 106 00
Konto-Nr.: 9223 7410 19
IBAN:
DE75 5121 0600 9223 7410 19
BIC: BNPADEFF

USt.-Id.-Nr.: DE813473551

www.50hertz.com



Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Tele-
kommunikation, Post und Eisenbahn
Beschlusskammer 8
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Netzwirtschaft

Unsere Zeichen
Name
Telefon
Telefax
E-Mail



07.03.2024

**Absichtserklärung für den Abschluss einer freiwilligen Selbst-
verpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbe-
dingte Wirkleistungsanpassungen (Engpassentlastungsmaß-
nahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden
Kosten für die vierte Regulierungsperiode**

Sehr geehrter Herr Bourwieg,
sehr geehrte Damen, sehr geehrte Herren,

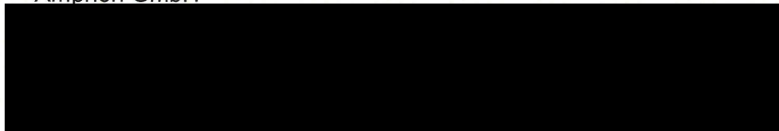
die Amprion GmbH beabsichtigt für die Bewirtschaftung der Eng-
passentlastungsmaßnahmen und den Umgang mit den daraus re-
sultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode eine freiwil-
lige Selbstverpflichtung (FSV) für die Festlegung einer wirksamen
Verfahrensregulierung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11
Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV vorzulegen.

Der beigefügte Entwurf der FSV ist bereits mit Ihrem Haus abge-
stimmt und wird von den anderen betroffenen Übertragungsnetz-
betreibern wortgleich bei Ihnen eingereicht. Die Amprion GmbH er-
klärt sich dazu bereit, den beigefügten Entwurf der FSV im weite-
ren Verfahren in seiner jetzigen Form zu unterzeichnen.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Amprion GmbH



Anlage: FSV Redispatch

Seite 1 von 1

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Germany

T +49 231 5849-0
F +49 231 5849-14188

www.amprion.net
www.twitter.com/Amprion

Aufsichtsratsvorsitzender:
Uwe Tigges

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitzender)
Dr. Hendrik Neumann
Peter Rüh

Sitz der Gesellschaft:
Dortmund
Eingetragen beim
Amtsgericht Dortmund
Handelsregister-Nr.
HRB 15940

Bankverbindung:
Commerzbank AG Dortmund
IBAN:
DE27 4404 0037 0352 0087 00
BIC: COBADEFFXXX
USt.-IdNr. DE 8137 61 356

Lobbyregister-Nr.:
R002477

EU-Transparenzregister-Nr.:
426344123116-68



TRANSNET BW

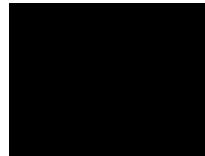
TRANSNET BW / OSLOER STR. 15–17 / 70173 STUTTGART

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Tele-
kommunikation, Post und Eisenbahn
Beschlusskammer 8
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

DATUM

11.03.2024

ANSPRECHPARTNER/IN



IHRE ZEICHEN

IHR SCHREIBEN VOM

Absichtserklärung für den Abschluss einer freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Engpassentlastungsmaßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode

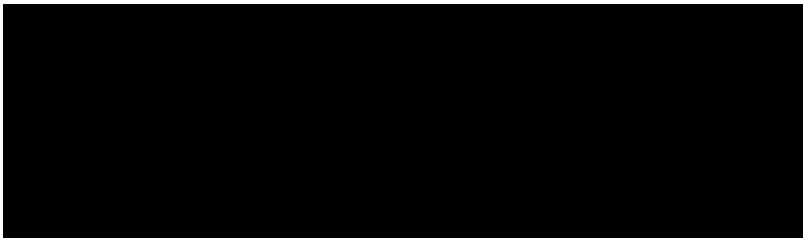
Sehr geehrter Herr Bourwieg,
sehr geehrte Damen und Herren,

die TransnetBW GmbH beabsichtigt für die Bewirtschaftung der Engpassentlastungsmaßnahmen und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode eine freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) für die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV vorzulegen.

Der beigefügte Entwurf der FSV ist bereits mit Ihrem Haus abgestimmt und wird von den anderen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern wortgleich bei Ihnen eingereicht. Die TransnetBW GmbH erklärt sich dazu bereit, den beigefügten Entwurf der FSV im weiteren Verfahren in seiner jetzigen Form zu unterzeichnen.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Str. 15–17
70173 Stuttgart
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart
Deutschland

Telefon +49 711 21858-0
Fax +49 711 21858-4405
transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitzender)
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dirk Güsewell

Sitz der Gesellschaft:
Stuttgart
Registergericht Stuttgart
HRB Nr. 740510
Ust-IdNr.: DE 191008872

Bankverbindung:
Baden-Württembergische Bank
Bankleitzahl: 600 501 01
Kontonummer: 13 69 520
SOLADEST600
DE96 6005 0101 0001 3695 20

Ein Unternehmen
der EnBW-Gruppe



TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Herrn Karsten Bourwieg
Vorsitzender Beschlusskammer 8
Postfach 80 01
53105 Bonn

DATUM 07.03.2024
NAME
TELEFONNUMMER
FAXNUMMER
E-MAIL
SEITE 1 von 1

Absichtserklärung für den Abschluss einer freiwilligen Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Engpassentlastungsmaßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode

Sehr geehrter Herr Bourwieg,

die TenneT TSO GmbH beabsichtigt für die Bewirtschaftung der Engpassentlastungsmaßnahmen und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode eine freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) für die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV vorzulegen.

Der beigefügte Entwurf der FSV ist bereits mit Ihrem Haus abgestimmt und wird von den anderen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern wortgleich bei Ihnen eingereicht. Die TenneT TSO GmbH erklärt sich dazu bereit, den beigefügten Entwurf der FSV im weiteren Verfahren in seiner jetzigen Form zu unterzeichnen.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

TenneT TSO GmbH

TenneT TSO GmbH **Adresse:** Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
Internet: www.tennet.eu **Sitz der Gesellschaft:** Bayreuth **AG Bayreuth:** HRB 4923

Vorsitzende des Aufsichtsrats: Manon van Beek **Geschäftsführer:** Tim Meyerjürgens, Maarten Abbenhuis, Dr. Arina Freitag

Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Engpassentlastungsmaßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode

1. Präambel

Die deutschen Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (im Folgenden: ÜNB) haben nach § 12 EnWG die Verantwortung für die Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz. Ihnen obliegt neben der Beschaffung von Regelleistung und Verlustenergie auch die Durchführung von Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG.

Die vorliegende freiwillige Selbstverpflichtung (im Folgenden: FSV) regelt – vor dem Hintergrund der Systemverantwortung der ÜNB – die Prozesse der Eingriffsmöglichkeiten in die Fahrweise von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie (im Folgenden: Anlagen). Weiterhin beschreibt diese vorliegende FSV die regulatorische Behandlung der daraus entstehenden Kosten und Erlöse. Betreffend die Reservekraftwerke gelten die Maßgaben der entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtungen sowie etwaiger gesetzlicher Vorgaben vorrangig.

Die angemessene Vergütung der Anlagenbetreiber wird ab der vierten Regulierungsperiode durch die „Festlegung zum angemessenen finanziellen Ausgleich nach §13a Abs. 2 EnWG – Redispatch“ (BK8-22/001-A) bzw. in den jeweiligen zum Zeitpunkt des Entstehens des Vergütungsanspruchs geltenden Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) bzw. entsprechenden gesetzlichen Normen geregelt.

Die Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen stehen im Einklang mit den Prämissen der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO), wonach der Redispatch nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien zu erfolgen hat, sowie mit den nach Artikel 58 dieser Verordnung verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien. Auf Grundlage der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-VO), Verordnung (EU) 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-VO) und Verordnung (EU) 2017/1486 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) legen die ÜNB der BNetzA regional und paneuropäisch harmonisierte Verfahren – hier auch als (EU-)Methoden bezeichnet – zur Bewirtschaftung von Engpässen in den deutschen Regelzonen und auf den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Genehmigung vor. Aus den Beschlüssen der BNetzA zu den beantragten Verfahren ergibt sich eine direkte Regulierung dieser Verfahren durch eine vollziehbare Entscheidung. Die genehmigten Verfahren komplementieren die vorliegende FSV und bilden zusammen eine umfassende Regulierung für Erlöse aus dem Engpassmanagement und Kosten für Maßnahmen zur Behebung von Engpässen in den Netzen der ÜNB und an den Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen.

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

2. Definitionen

Beim „Engpassmanagement“ geht es im Sinne dieser FSV um die den Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG vorgelagerten Weichenstellungen insbes. für den Stromhandel zwischen Gebotszonen sowie um die marktliche Bewirtschaftung dieser beschränkten Kapazitäten. Die hierfür geltenden Regelungen werden durch die europarechtlichen Vorgaben nach Art. 14 ff. EBM-VO und die Engpassmanagement-Regelungen nach § 15 StromNZV definiert. Wenn sich die Entstehung eines Engpasses nicht mit netzbezogenen oder marktbezogenen Maßnahmen wie beispielsweise dem Countertrading oder Redispatch verhindern lässt – was auch die Zusammenarbeit der ÜNB untereinander einschließen kann – bewirtschaften die ÜNB die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei.

„Redispatch“ dient der Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechterhaltung der betrieblichen Netzsicherheitskriterien. Redispatch umfasst somit sowohl strom- als auch spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung und des -bezugs im Stromnetz. Unter Redispatch im Sinne dieser FSV werden durch den ÜNB veranlasste Eingriffe in den geplanten oder aktuellen physikalischen Einsatz von Anlagen zur Beseitigung oder Vermeidung physikalischer Engpässe und grenzüberschreitender Handel zur Engpassentlastung verstanden.

Hierunter werden unter anderem Handelsgeschäfte zum energetischen Ausgleich der vorgenannten Maßnahmen erfasst. Die Maßnahmen können regelzonenintern, regelzonenübergreifend sowie grenzübergreifend angewendet werden und ggf. auch als Countertrading durchgeführt werden. „Countertrading“ ist dadurch definiert, dass durch den ÜNB ein Stromhandelsgeschäft entgegen dem Stromfluss am Netzengpass gebotszonenübergreifend durchgeführt wird, durch das der Netzengpass entsprechend entlastet wird.

3. Eingriffsmöglichkeiten in die Fahrweise von Anlagen

Eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs von Anlagen durch die ÜNB nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG erfolgt, wenn und soweit aufgrund von Netzsicherheitsrechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse strombedingte Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder zu erwarten sind. Bei den Netzsicherheitsrechnungen werden etablierte, dem anerkannten Stand der Technik entsprechende Methoden zur Berücksichtigung von etwaigen Ausfällen von Netzbetriebsmitteln, von Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten und zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten angewendet. Bei akuten Überlastungen oder Spannungsgrenzwertverletzungen können die ÜNB ebenfalls eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des -bezugs von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie erteilen. Neben den bereits vorab aufgeführten Maßnahmen kann es auch notwendig sein, dass durch den ÜNB Ausgleichsmaßnahmen im Wege von Handelsaktivitäten im In- und Ausland in Form von Countertrade und grenzüberschreitend abgestimmten

Engpassentlastungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die ÜNB verpflichten sich, im Rahmen der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 13a Abs. 1 S. 1 und § 14 Abs. 1c S. 1 EnWG keine Anweisungen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des -bezugs zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten zu erteilen. Weiterhin werden die ÜNB Leistungsscheiben von Anlagen, die für die Erbringung von Regelleistung am Regelleistungs- oder Regelarbeitsmarkt bezuschlagt und durch den Anlagenbetreiber gemeldet wurden, nicht zur Entlastung von Überlast bedrohter oder bereits betroffener Betriebsmittel sowie nicht zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen der Netzspannung einsetzen, es sei denn, die Anlagen werden auf freiwilliger Basis zur Verfügung gestellt. Dies ist der Fall, wenn der Betreiber einer durch die Regelleistungsvorhaltung blockierten Leistungsscheibe einer Anlage freiwillig bereit und technisch in der Lage ist, die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung auf eine andere Anlage seines Pools umzulegen. Damit wird die vorher blockierte Leistungsscheibe für den Einsatz von Redispatch ganz oder in Teilen freigegeben ohne die für den Einsatz von Regelreserve beschaffte Leistungsmenge zu reduzieren. Ein Abweichen von diesen Verpflichtungen im Falle von anders nicht zu vermeidenden Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung bleibt vorbehalten. § 13 Abs. 2 EnWG bleibt unberührt.

Die Verpflichtung, sich der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des -bezugs durch die ÜNB zu unterwerfen, erstreckt sich auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie im Sinne des § 13a EnWG unabhängig von der Spannungsebene. Eine Anpassung umfasst auch die Anforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die derzeit nicht einspeisen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder auch zur Erfüllung der Anforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen.

Wirkleistungsanpassungen werden unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Anlage angekündigt und durchgeführt. Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben nicht disponibel ist, werden für Wirkleistungsanpassungen nicht herangezogen. Die ÜNB sind berechtigt, vom Anlagenbetreiber einen Nachweis über die eingeschränkte Disponibilität der Erzeugungs- oder Speicheranlage einzufordern.

Überdies können auch diskriminierungsfrei Verträge mit Betreibern von Anlagen die nicht unter § 13a EnWG fallen, geschlossen werden. Ebenso kann mittels Verträgen mit ausländischen ÜNB oder Anlagenbetreibern auch Redispatchpotential aus dem Ausland herangezogen werden.

Die Auswahl der nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 13a Abs. 1 S. 1 und § 14 Abs. 1c S. 1 EnWG anzuweisenden Anlagen erfolgt im Einklang mit § 13 Abs. 1 S. 2 und 3, Abs. 1a und 1b EnWG und den einschlägigen Festlegungen der BNetzA. Bei der Umsetzung der Maßnahmen werden die gesetzlichen Vorgaben zur Kooperation nach Maßgabe von § 11 EnWG beachtet. Zum Zeitpunkt des Abrufs wird die Variante gewählt, die nach bestehendem Informationsstand und unter Beachtung des § 13 Abs. 1a und 1b EnWG sowie der einschlägigen Festlegungen der BNetzA die voraussichtlich insgesamt geringsten Kosten aufweist. Bei einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie stellen die ÜNB im Einklang mit § 13a EnWG und der einschlägigen Festlegungen der BNetzA den energetischen, bilanziellen und bzw. oder finanziellen Ausgleich des Eingriffs für den Anlagenbetreiber sicher, auch dann, wenn der anweisende Netzbetreiber dienstleistend für den ÜNB in seinem Netz tätig wird. Ebenso stellt

der ÜNB dem anweisenden Netzbetreiber den energetischen, bilanziellen und bzw. oder finanziellen Ausgleich im Falle einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, die der anweisende Netzbetreiber dienstleistend für den ÜNB in dessen Netz vornimmt, sicher. Wenn ein nachgelagerter Netzbetreiber aufgrund einer Aufforderung eines ÜNB Maßnahmen nach § 14 Abs. 1c S. 1 EnWG anweist, richtet sich der energetische, bilanzielle und finanzielle Ausgleich des Anlagenbetreibers nach § 14 Abs. 1c S. 1 HS 2 EnWG gegen den nachgelagerten Netzbetreiber. Der nachgelagerte Netzbetreiber hat gegen den ihn auffordernden Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf entsprechenden energetischen, bilanziellen und bzw. oder finanziellen Ausgleich nach § 14 Abs. 1c S. 2 EnWG.

Im Falle einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung nur zur Beseitigung einer Spannungsgrenzwertverletzung erfolgt der energetische Ausgleich in der Regel dadurch, dass die durch die Wirkleistungsanpassung erzeugte bzw. fehlende Strommenge von den ÜNB über den Handel einer Strombörse veräußert oder beschafft wird. Der energetische Ausgleich für spannungs- und strombedingten Redispatch kann stattdessen auch über bilaterale Handelsgeschäfte erfolgen, wenn die Gefahr besteht, dass bei einer Durchführung des energetischen Ausgleichs über den Handel an der Börse diese oder eine andere zeitgleiche Maßnahme konterkariert würde oder eine nicht ausreichende Liquidität des börslichen Handels einen vollständigen energetischen Ausgleich nicht zulässt.

Die Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung wird ausschließlich durch denjenigen ÜNB ausgesprochen, an dessen Netz die Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mittelbar oder unmittelbar angeschlossen sind, erforderlichenfalls durch den bzw. in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist.

Bezüglich des Informationsaustausches zwischen den ÜNB und den Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreibern werden die Regelungen zum Fahrplanmanagement und Fahrplanformat gemäß Standardbilanzkreisvertrag Anlage 3 (BK6-18-061) angewendet. Weiterhin gelten die Bestimmungen aus Art. 16 der Verordnung (EU) 2015/1222 (Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten), Verordnung (EU) 2017/1485 (Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb), der Beschluss BK6-21-195 (Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), sowie die Beschlüsse BK6-20-059 und -061 (Festlegungen zum bilanziellen Ausgleich und Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen). Zukünftige Änderungen vorgenannter Vorschriften oder sie ersetzende Vorschriften finden entsprechend Anwendung.

4. Kostenanerkennung

Die Berücksichtigung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG in der Erlösobergrenze (EOG) der ÜNB erfolgt auf der Grundlage des § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV in Verbindung mit den Vergütungsregelungen unter Ziffer 5. dieser FSV.

Insbesondere Kosten für folgende Maßnahmen, sowohl aus dem nationalen und als auch aus dem grenzüberschreitenden relevanten Umfeld, können im Rahmen der FSV berücksichtigt werden:

- a. Strom- und spannungsbedingter Redispatch, inkl. der Kosten zur Sicherstellung des energetischen Ausgleichs.
- b. Countertrading

- c. Weitere grenzüberschreitend abgestimmte Maßnahmen, basierend auf EU-Methoden und ÜNB-Verträgen
- d. Kompensationszahlungen für Kapazitätskürzungen (sog. „curtailment“)
- e. Kosten zur Sicherstellung der Verbindlichkeit und Vergütung von langfristigen Übertragungsrechten
- f. Differenzen aus dem Core-Kostenteilungsprozess, die aufgrund der nachgelagerten Abrechnung in Deutschland nach der 90-Tage-Frist anfallen und somit nicht an die betroffenen europäischen ÜNB weiterverrechnet werden können
- g. Kosten, die im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement auf Interkonnektoren entstehen, u.a. Bilanzkreisabweichungen beim Ramping
- h. Abrufkosten von Reservekraftwerken
- i. Kosten und Erlöse aus der Rückabwicklung im Sinne der rückwirkenden Anpassung der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, einschließlich etwaiger Verzugszinsen

Im Einzelfall können, jeweils in Abstimmung mit der BNetzA, insbesondere folgende Kosten berücksichtigt werden:

- a. Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft
- b. Verschiebung geplanter Revisionen

Die Verwendung der Erlöse aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität („Engpasserlöse“) unterliegen den Vorgaben des Art.19 EBM-VO sowie der genehmigten Methode gemäß Art. 19 Abs. 4 EBM-VO, sofern diese EU-Vorgaben anwendbar sind. Falls Engpasserlöse bestehen sollten, die nicht unter europäische Vorgaben fallen, können diese ebenfalls im Rahmen dieser FSV erfasst werden.

Da bzgl. Engpassentlastungsmaßnahmen die Grenzen zu Drittstaaten nicht durch die europäische Regulierung abgedeckt sind, greifen die bestehenden Verfahren und abgeschlossenen Verträge mit Übertragungsnetzbetreibern außerhalb der Europäischen Union. Daraus ergibt sich ein gleichwertiger Anspruch zur Anerkennung der resultierenden entstehenden Erlöse und Kosten für die Engpassentlastungsmaßnahmen wie an EU-Grenzen.

5. Vergütung

Die zur Einhaltung der physikalischen Grenzwerte bzw. Sicherung der Netzstabilität erforderlichen Maßnahmen führen bei den ÜNB zu Kosten und Erlösen bzw. Erträgen. Die Kriterien für eine angemessene Vergütung von Eingriffen in die Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen seitens der ÜNB nach § 13a EnWG sind dabei einzuhalten.

5.1. Vergütung von Redispatch-Maßnahmen

Inländische Erzeugungs- und Speichereinrichtungen werden nach Maßgabe von § 13a EnWG sowie etwaiger Regelungen der BNetzA für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen vergütet. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der angemessenen Vergütung wird in der „Festlegung zum angemessenen finanziellen Ausgleich nach §13a Abs. 2 EnWG – Redispatch“ (BK8-22/001-A) bzw. in den zum Zeitpunkt des Entstehens des Vergütungsanspruchs geltenden Festlegungen der BNetzA bzw. gesetzlichen Normen geregelt. Die Anweisung und Vergütung ausländischer Erzeugungsanlagen und Speicher fällt nicht unter die Maßgabe von § 13a EnWG für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. Die hierdurch entstehenden Kosten werden an den anweisenden deutschen ÜNB weiterverrechnet. Die Vergütung ausländischer Erzeugungsanlagen und Speicher erfolgt demnach nicht nach den Regelungen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes, sondern gemäß den entsprechenden dort jeweils

gültigen Vergütungsbestimmungen (beispielsweise aus EU-Methoden oder ÜNB-Verträgen). Für den Abruf ausländischer Erzeugungsanlagen und Speicher gelten entsprechende Kosten-Nutzen-Kriterien, wie für inländische Erzeugungsanlagen und Speicher.

Werden Erzeugungsanlagen oder Speicher kontrahiert, für welche die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a EnWG nicht verpflichtend ist, so muss eine entsprechende, angemessene Vergütung mit den einzelnen Parteien vertraglich geregelt werden. Es kann vereinbart werden, dass die „Festlegung zum angemessenen finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG – Redispatch“ (BK8-22/001-A) bzw. in den zum Zeitpunkt des Entstehens des Vergütungsanspruchs geltenden Festlegungen der BNetzA bzw. gesetzlichen Normen Anwendung findet.

Die Vergütung von Reservekraftwerken erfolgt nach Maßgabe der dafür geltenden FSVen sowie etwaiger gesetzlicher Vorgaben.

5.2. Plankosten

Zur Ermittlung der anzusetzenden Kosten (Plankosten) wird das Maximum der tatsächlichen Kosten gem. Abschnitt 4 aus den folgenden drei Zeiträumen angesetzt:

- (01.01.(t-1) bis 30.06.(t-1)) * 2,
- 01.01.(t-2) bis 31.12.(t-2), bzw.
- 01.01.(t-3) bis 31.12.(t-3).

Die Plankosten für das Kalenderjahr (t) haben die ÜNB entsprechend dem Beschluss vom 11.09.2019 zur Festlegung der Berichtspflichten der ÜNB hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte (BK8-19-0001-A) zwei Werktage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres (t-1) an die BNetzA zu melden. Diese Plankosten für das Jahr (t) werden bei der Berechnung bzw. Anpassung der EOG für das Jahr (t) angesetzt.

Erwartet der ÜNB höhere Plankosten für das Jahr (t) als mit diesem Verfahren zur Plankostenermittlung abbildbar, so können die ermittelten Plankosten durch den jeweiligen ÜNB angepasst werden. Eine solche Anpassung ist gegenüber der BNetzA im Rahmen der Plankostenmeldung (t-1) anzuzeigen und zu begründen. Der Ansatz geringerer Plankosten als mit diesem Verfahren abbildbar ist ebenfalls im Rahmen der Plankostenübermittlung auszuweisen und zu erläutern.

In den EOG der Jahre 2024 und 2025 werden zusätzlich zu den Plankosten für diese Jahre die Ist-Kosten der Jahre 2022 und 2023, welche aus der FSV Engpassmanagement (EPM) der dritten Regulierungsperiode resultieren, angesetzt.

5.3. Plan-Ist-Abgleich und Ist-Kosten-Meldung

Die Differenz zwischen den in der EOG angesetzten Plankosten gemäß Abschnitt 5.3 und den ÜNB tatsächlich entstandenen Ist-Kosten wird jährlich ermittelt und über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen. Hierbei sind Redispatchkosten, welche bereits mit den Engpasserlösen aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität verrechnet worden sind, nicht zu berücksichtigen. Die Vorgaben des Artikel 19 der Verordnung (EU) 2019/943 und der hierauf basierenden Methode sind zu berücksichtigen und einzuhalten. Die ÜNB legen der BNetzA die für das Jahr (t) entstandenen Kosten bis zum 31.12. des Folgejahres (t+1) vor. Dabei sind die tatsächlichen, periodengerechten Kosten in einem mit der BNetzA abgestimmten Erhebungsbogen

einzutragen. Korrigierte Ist-Kosten-Meldungen der Vorjahre werden ebenfalls über das Regulierungskonto ausgeglichen.

6. Transparenz- und Nachweispflichten

Die ÜNB veröffentlichen spätestens am Folgetag alle Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Anschluss in Deutschland in Folge von Redispatch-Maßnahmen. Zudem werden Countertrading-Maßnahmen auf der gemeinsamen Internetseite <http://www.netztransparenz.de> veröffentlicht.

Gemäß EU-Verordnung 543/2013 Artikel 13 1 C veröffentlichen die ÜNB monatlich auf der Internetseite „<https://transparency.entsoe.eu>“ die Kosten, welche in einem Monat infolge von Maßnahmen u.a. für Redispatch entstanden sind.

Darüber hinaus übermitteln die ÜNB jährlich die Daten gemäß der Abschnitte 5.3 und 5.4.

Gemäß Verordnung (EG) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten werden die für den Markt relevanten Informationen zum Engpassmanagement veröffentlicht. Gemäß Art. 19 EBM-VO teilen die ÜNB der BNetzA die Höhe und die Verwendung von Engpasserlösen mit.

Privatrechtliche Verträge oder sonstige Vereinbarungen zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen, die über die in 1 aufgeführten Methoden nach europäischen Verordnungen hinausgehen, aber unter die in 3 und 4 beschriebene Maßnahmen fallen, wurden bis zum 31.12.2023 in der FSV nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 erfasst und sind ab dem 01.01.2024 Bestandteil dieser FSV: Eine Übersicht der zum Stichtag 31.12.2023 gültigen Verträge und Vereinbarungen ist in der Anlage dargestellt. Die ÜNB verpflichten sich im Rahmen der Planmeldung zur Anpassung der Erlösobergrenzen gebündelt neue oder geänderte Verträge und Vereinbarungen anzuzeigen und der BNetzA in elektronischer Form zur Verfügung zu stellen. Zu diesem Zweck verwenden die ÜNB einen mit der BNetzA abgestimmten Erhebungsbogen. Ebenso verpflichten sich die ÜNB der BNetzA die privatrechtlichen Verträge und sonstigen Vereinbarungen zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen auf Anforderung zur Verfügung zu stellen.

7. Öffnungsklausel

Eine Anpassung der FSV kann auf Antrag der ÜNB erfolgen, falls sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße 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 BNetzA. Unter den zugrundeliegenden Umständen werden auch gesetzliche, verordnungsrechtliche und/oder regulatorische Vorgaben verstanden.

8. Anlage

Übersicht der privatrechtlichen Verträge und sonstigen Vereinbarungen zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen, Stand 31.12.2023, mit Gültigkeit ab dem 01.01.2024.



Seite 8 von 8

9. Unterschriften

Unternehmen

Name:	Name:
Position:	Position:
Datum:	Datum:
Unterschrift:	Unterschrift:

Übersicht der privatrechtlichen Verträge und sonstigen Vereinbarungen gemäß Nr. 6 der FSV für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Engpasslastungsmaßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die vierte Regulierungsperiode

Privatrechtliche Verträge und sonstige Vereinbarungen (Stand: 31.12.2023 mit Gültigkeit zum 01.01.2024)					
Lfd. Nr.	Name	gültig für	gültig ab	gültig bis (bei Vertragsende)	Hinweis (neuer Vertrag/neue Vereinbarung, Änderung oder Löschung eines Vertrages/einer Vereinbarung); In Fall einer Änderung ist der ersetzte Vertrag/die ersetzte Vereinbarung zu nennen.
1	Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransnetBW GmbH	TransnetBW	19.05.2015	unbefristet	
1a	Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransnetBW GmbH - Änderungsantrag	TransnetBW	01.10.2018	unbefristet	
2	Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2 EU-VO 714/2009	Amprion / TransnetBW / TenneT	19.05.2015	Implementierung Core ID CCM	
3	Allgemeines Modell der 50Hertz Transmission GmbH für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität	50Hertz	01.01.2009	unbefristet	
4	Ermittlung der Übertragungskapazität der KONTEK-Verbindung durch die 50Hertz Transmission GmbH	50Hertz	31.12.2010	unbefristet	
5	Bestimmung der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der TenneT TSO GmbH	TenneT	01.10.2018	unbefristet	
6	Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen	Amprion	19.05.2015	unbefristet	
6a	Änderungsantrag zum Modell der Amprion GmbH zur Ermittlung der Gesamtübertragungskapazität	Amprion	01.10.2018	unbefristet	
6b	2. Änderung zum Modell der Amprion GmbH zur Ermittlung der Gesamtübertragungskapazität zum 16.04.2023	Amprion	16.04.2023	unbefristet	
7	Methodology for capacity calculation for ID timeframe	Amprion / TenneT / TransnetBW	21.12.2015	Implementierung Core ID CCM	



8	Allocation Rules for Forward Capacity Allocation on Swiss Borders (October 2022)	TransnetBW / Amprion	01.10.2022	unbefristet	
9	Rules for Daily Capacity Allocation on Swiss Borders and on Italy-Greece Border (Version 02 / October 2022)	TransnetBW / Amprion	01.10.2020	unbefristet	
10	Intraday-Regeln Deutschland / Frankreich (V 3.0)	TransnetBW / Amprion	13.06.2018	unbefristet	
11	Regeln der Transnet BW GmbH, der Amprion GmbH (Amprion) und der Swissgrid ag (Swissgrid) für die Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe verfügbarer Transportkapazität im grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen dem Regelblock Deutschland und der Schweiz (Intraday-Kapazitätsvergabe)	TransnetBW / Amprion	25.06.2013	unbefristet	
12	Aufteilungsschlüssel Engpasserlöse	Amprion	09.06.2022	unbefristet	
13	innerdeutscher Aufteilungsschlüssel Engpassauktion Deutschland-Schweiz	TransnetBW	12.02.2014	unbefristet	
14	innerdeutscher Aufteilungsschlüssel Engpassauktion Deutschland-Frankreich	TransnetBW	01.01.2009	unbefristet	
15	Modelle zur Auktionserlösverteilung bei der 50Hertz Transmission GmbH	50Hertz	12.02.2014	unbefristet	
16	Verteilung der Engpasserlöse zwischen der TenneT TSO GmbH und Nachbar-TSOs	TenneT	01.10.2018	unbefristet	
17	Verteilung der Engpasserlöse zwischen TransnetBW und den Nachbar-ÜNB	TransnetBW	01.10.2018	unbefristet	
18	General Agreement on Emergency Energy Exchange between 50Hertz and PSE S.A. concluded on 22.06.2016	50Hertz	22.06.2016	unbefristet	
19	Vertrag über koordinierte Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Systemsicherheit und der in Auktionen vergebenen Transportkapazität an der deutsch-schweizerischen Grenze	TransnetBW / Amprion	10.12.2020	unbefristet	
20	Betriebliche Regelungen zu Cross-Border-Maßnahmen zwischen der TenneT TSO GmbH und Nachbar-TSO	TenneT	01.01.2009	unbefristet	
21	Agreement concerning Cross-Border-Redispatch between 50Hertz and CEPS	50Hertz	31.12.2010	unbefristet	
22	Agreement for a Mutual Emergency Assistance Service	TransnetBW / Amprion	06.08.2015	unbefristet	

23	Abweichung von der grundsätzlichen paritätischen Kostenteilung mit PSE im Rahmen des PST-Vertrages nach Inbetriebnahme der ersten physischen Phasenschieber an der deutsch-polnischen Grenze - Stand 30.05.2016	50Hertz	22.06.2016	unbefristet	
24	Weiterverrechnung von Redispatchkosten für den Einsatz ausländischer Kraftwerke von Amprion, TenneT und TransnetBW an 50Hertz	50Hertz	14.04.2016	unbefristet	
25	Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions within TSC	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	01.09.2015	unbefristet	
25a	Amendment 1 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	01.05.2016	unbefristet	
25b	Amendment 2 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	01.09.2016	unbefristet	
25c	Amendment 3 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	01.05.2017	unbefristet	
25d	Amendment 4 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	01.09.2017	unbefristet	
25e	Amendment 5 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	07.12.2017	unbefristet	
25f	Amendment 6 to Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions	50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW	21.12.2020	unbefristet	
26	Amended Agreement Version No. 2 on coordinated Redispatching and Countertrading Measures to ensure firmness of exchange programs and to maintain and restore the system security of the transmission system between Germany and France	Amprion / TransnetBW	30.06.2023	unbefristet	
27	Cross-border Redispatching and Countertrading agreement	Amprion	09.11.2020	unbefristet	
28	Amendment No. 3 (according to article 14 of the main body of the 'Redispatch Agreement') with fixed duration which will cease to exist	Amprion / TransnetBW	17.11.2023	15.04.2024	

Mitteilung Nr. 155/2024**Veröffentlichung eines Eckpunktepapiers zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasinfrastrukturleitungen (KANU 2.0; GBK-24-02-2#1)**

Im Festlegungsverfahren KANU 2.0 sollen Anpassungen von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten geregelt werden. Die Notwendigkeit ergibt sich aus der perspektivischen Transformation der Gasversorgung hin zu einer klimaneutralen Gasversorgung.

Die Große Beschlusskammer Energie hat das Verfahren am 06.03.2024 eröffnet. Es wird die Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 28.03.2024 gegeben.

Das Eckpunktepapier ist unter folgendem Link abrufbar https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Aktuell/start.html

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