



Beschlusskammer 8

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV i.V.m. Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1)

wegen **der Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (Kostenerstattung bei Redispatch-Maßnahmen ohne gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber)**

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

durch

den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
die Beisitzerin	Natalie Krank
und den Beisitzer	Wolfgang Wetzl,

am XX.XX.XXXX beschlossen:

1. Sachlicher Anwendungsbereich

- 1.1** Die Festlegung erstreckt sich ausschließlich auf Anlagen, die an Elektrizitätsverteilernetze angeschlossen sind und für die kein bilanzieller Ausgleich im Sinne der Festlegung BK6-23-241 durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber durchgeführt wird.
- 1.2** Die Festlegung erstreckt sich gemäß § 14 Abs. 1b S. 6 EnWG nicht auf Anlagen, deren Strom nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der jeweils geltenden Fassung durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird.

2. Aufwendungsersatz für den fehlenden bilanziellen Ausgleich

- 2.1** Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind gemäß § 14 Abs. 1b S. 1 EnWG verpflichtet, für Maßnahmen, die nicht nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 EnWG bilanziell ausgeglichen werden, dem Anlagenbetreiber einen angemessenen Aufwendungsersatz nach den folgenden Maßgaben zu zahlen.
- 2.2** ¹Der finanzielle Aufwendungsersatz für den fehlenden bilanziellen Ausgleich besteht aus zwei Komponenten: einem viertelstündlich zu ermittelnden Mischpreis in EUR/MWh und einer Overheadkosten-Pauschale in EUR/MWh. ²Beide Komponenten sind auf die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahme im Sinne des § 13a Abs. 1 EnWG der betreffenden Viertelstunde in MWh anzuwenden.
- 2.3** ¹Der Mischpreis wird je Viertelstunde ermittelt. ²Er setzt sich zu 72,5 % aus dem von den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern berechneten Intraday-Preisindex ID-AEP und zu 27,5 % aus dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzgleichsenergiepreis (reBAP) zusammen.
- 2.4** ¹Der Mischpreis kann positiv oder negativ sein. ²Der Mischpreis ist vorzeichengerecht anzuwenden, sodass sowohl Zahlungsverpflichtungen vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber als auch umgekehrt entstehen können.
- 2.5** Marktbedingte Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten sind bei der Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen, sofern sie vor Beginn der Redispatch-Maßnahme an den Netzbetreiber gemeldet wurden.

2.6 Die Overheadkosten-Pauschale beträgt 1,35 EUR/MWh.

3. Kostenwälzung

3.1 ¹Bis zum 01.01.2028 hat die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV derart zu erfolgen, dass nur die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information aus Tenorziffer 3.3 und der wälzbare Kostenanteil von Redispatch-Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information aus Tenorziffer 3.4 als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV berücksichtigt werden. ²Die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich, die aus der Anforderung vorgelagerter Netzbetreiber an nachgelagerte Netzbetreiber resultieren und gemäß § 13 Abs. 5 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1c EnWG gewälzt werden, sind gemäß Tenorziffer 3.5 als volatile Kostenanteile vollständig wälzbar. ³Entsprechend der Regelung in Satz 1 und 2 werden nur die ansatzfähigen Kosten über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.

3.2 ¹Ab dem 01.01.2029 hat die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze gemäß Tenorziffer 4.4 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) i.V.m. Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) derart zu erfolgen, dass nur die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information aus Tenorziffer 3.3 dieser Festlegung und der wälzbare Kostenanteil von Redispatch-Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information aus Tenorziffer 3.4 dieser Festlegung als volatile Kostenanteile berücksichtigt werden. ²Die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich, die aus der Anforderung vorgelagerter Netzbetreiber an nachgelagerte Netzbetreiber resultieren und gemäß § 13 Abs. 5 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1c EnWG gewälzt werden, sind gemäß Tenorziffer 3.5 als volatile Kostenanteile vollständig wälzbar. ³Entsprechend der Regelung in Satz 1 und 2 werden nur die ansatzfähigen Kosten über das Regulierungskonto gemäß Tenorziffer 14.1 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) ausgeglichen.

- 3.3** ¹Eine rechtzeitige Vorab-Information liegt vor, wenn die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 oder Abs. 1c S. 1 EnWG dem Betreiber der Anlage spätestens 30 Minuten vor Beginn der Redispatch-Maßnahme zugeht. ²Hinsichtlich der Vorab-Information über die Redispatch-Maßnahme wird auf den Zeitpunkt abgestellt, zu dem die Vorab-Information in den Empfangsbereich des Betreibers der Anlage gelangt. ³Der Beginn der Redispatch-Maßnahme richtet sich nach dem Zeitpunkt, der für die Bestimmung der Ausfallarbeit gemäß der Festlegung BK6-23-241 relevant ist.
- 3.4** ¹Im Fall einer Redispatch-Maßnahme mit verspäteter Vorab-Information kann der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber den angemessenen Aufwendungsersatz gemäß Tenorziffer 2 abzüglich eines Selbstbehalts wälzen. ²Falls die Ausfallarbeit von Redispatch-Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information eines Kalenderjahres 20 % (Toleranzschwelle) der gesamten jährlichen Ausfallarbeit von negativen Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers nicht übersteigt, beträgt der Selbstbehalt 0 EUR/MWh. ³Übersteigt sie die Toleranzschwelle, wird auf das die Toleranzschwelle übersteigende Volumen der Ausfallarbeit ein Selbstbehalt des Elektrizitätsverteilernetzbetreibers hinsichtlich der Wälzung der Kosten in Höhe von 3,90 EUR/MWh eingeführt.
- 3.5** ¹Ausfallarbeit für negative Redispatch-Maßnahmen, für die ein Anspruch auf finanziellen Ersatz nach § 14 Abs. 1c S. 2 EnWG besteht, bleibt für die Ermittlung des Selbstbehalts unberücksichtigt. ²Die Toleranzschwelle nach Maßgabe von Tenorziffer 3.4 ist nach dem Abzug dieser Mengen anzuwenden.

4. Transparenz

¹Der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber veröffentlicht für jedes Kalenderquartal auf seiner Internetseite folgende Angaben zu den im betreffenden Quartal durchgeführten Redispatch-Maßnahmen: (1) die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahmen in MWh, die er selbst aufgrund eigener Netzengpässe angewiesen hat und (2) davon die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information im Sinne von Tenorziffer 3.3. ²Redispatch-Maßnahmen, die aus der Anforderung vorgelagerter Netzbetreiber an nachgelagerte Netzbetreiber resultieren und gemäß § 13 Abs. 5 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1c EnWG an den vorgelagerten Netzbetreiber gewälzt werden, bleiben unberücksichtigt. ³Die Angaben sind jeweils spätestens drei Monate nach Ablauf des Kalenderquartals auf der Internetseite des Elektrizitätsverteilernetzbetreibers zu veröffentlichen.

⁴Die Angaben nach Satz 1 sind für einen Zeitraum von mindestens drei Jahren auf der Internetseite vorzuhalten. ⁵Diese Angaben sind der Beschlusskammer zusätzlich mit dem jährlichen Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos zu übermitteln. ⁶Beträgt bei einem Netzbetreiber die Ausfallarbeit von Maßnahmen, die er selbst aufgrund eigener Netzengpässe angewiesen hat, in einem Quartal weniger als 10 GWh, so entfällt für ihn für das entsprechende Quartal diese Veröffentlichungspflicht.

5. ¹Die Regelungen zum angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2, zur Kostenwälzung nach Tenorziffer 3 und Transparenz nach Tenorziffer 4 gelten ab der Bekanntgabe dieser Festlegung. ²Abweichend von Satz 1 wird der Selbstbehalt nach Tenorziffer 3.4 erstmals für das Kalenderjahr 2028 angewendet.
6. ¹Die Wirkung dieser Festlegung tritt mit Bekanntgabe ein. ²Als Tag der Bekanntgabe wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 4 EnWG i.V.m. § 41 Abs. 4 S. 4 VwVfG der 01.01.2027 bestimmt. ³Diese Festlegung ist bis zum 31.12.2031 befristet.
7. Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Gründe

I.

- 1 Die Beschlusskammer trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zum angemessenen Aufwendungsersatz bei Redispatch-Maßnahmen ohne gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV i.V.m. Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).

1. Hintergrund der Festlegung

- 2 Am 23.12.2025 ist das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 18.12.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347 vom 22.12.2025) in Kraft getreten. Das Gesetz regelt in § 14 Abs. 1 S. 3, Abs. 1b und 1c EnWG den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen in Verteilernetzen neu. Danach findet bis zum Ablauf des 31.12.2031 der gezielte bilanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch die Verteilernetzbetreiber nur nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 14 Abs. 1a EnWG Anwendung. Die Bundesnetzagentur wird in § 14 Abs. 1b EnWG ermächtigt, in einer bis zum Ablauf des 31.12.2031 befristeten Festlegung zu regeln, unter welchen Voraussetzungen der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 EnWG für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend anzuwenden ist.
- 3 Hintergrund der Gesetzesänderung ist der nach wie vor nicht funktionierende bilanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen im Verteilernetz durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Dieser wurde ursprünglich mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, S. 706) eingeführt und durch mehrere Festlegungen der Beschlusskammer 6 (BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061) konkretisiert. Die Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs im Verteilernetz ist jedoch bislang über Pilotprojekte nicht hinausgekommen. Bei der Durchführung der Pilotprojekte traten massive Schwierigkeiten beim bilanziellen Ausgleich auf, wodurch es wiederholt zu erheblichen Abweichungen der Systembilanz kam. Die Pilotprojekte mussten aus Systemsicherheitsgründen mit Wirkung zum 01.08.2023 beendet werden.

- 4 Aufgrund der verzögerten Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs im Verteilernetz wurde die Anwendung der sog. BDEW-Übergangslösung¹ von den Beschlusskammern 6 und 8 mitgetragen. Hierzu haben die Beschlusskammern am 13.11.2023 die Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0 veröffentlicht². Die BDEW-Übergangslösung sah vor, dass der bilanzielle Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) durchgeführt wurde, wofür dieser eine finanzielle Entschädigung auf Basis des sogenannten „Mischpreises“³ durch den Netzbetreiber erhielt. Diese ursprünglich bis Ende Mai 2022 befristete Übergangslösung hatte jedoch aufgrund anhaltender Schwierigkeiten bei der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs im Verteilernetz weiterhin Bestand.
- 5 Mit der Gesetzesnovelle zum 23.12.2025 wurde der bilanzielle Ausgleich im Verteilernetz bis Ende 2031 ausgesetzt. Über eine schrittweise Einführung des bilanziellen Ausgleichs im Verteilernetz bis 2031 entscheidet nach § 14 Abs. 1a EnWG eine Festlegung der Regulierungsbehörde. Die Beschlusskammer 6 hat hierzu eine Festlegung erlassen (BK6-23-241).
- 6 Sofern oder soweit kein gezielter bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen Anwendung findet, ist nach § 14 Abs. 1b EnWG der finanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der bilanzielle Ausgleich als erfüllt gilt und der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes als Bestandteil des nach § 13a Abs. 2 EnWG von ihm an den Anlagenbetreiber zu zahlenden finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den BKV zu zahlen hat. Wirtschaftliche Vorteile, die der BKV durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, hat der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten.
- 7 Die Regulierungsbehörde hat gemäß § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG durch Festlegung nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile zu treffen. Sie gibt diesbezüglich nach § 14

¹ Vgl. hierzu [Redispatch 2.0: Übergangslösung für sicheren Start | BDEW](#)

² Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0: [Bundesnetzagentur - Beschlusskammern - Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0](#)

³ Dieser setzt sich zu 72,5 % aus dem Wert des ID1 und zu 27,5 % aus dem Wert des reBAP zusammen. Nach dieser Festlegung tritt an die Stelle des ID1 künftig der ID-AEP (vgl. Tenorziffer 2.3 sowie die Ausführungen unter 5.3).

Abs. 1b S. 5 EnWG insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden vor. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der Nachweis des tatsächlichen Aufwandes und der wirtschaftlichen Vorteile (finanzielle Kompensation) im Einzelfall schwierig und aufwendig sein kann. Pauschale Bestimmungsmethoden vereinfachen die Geltendmachung des Aufwendungsersatzes durch den Anlagenbetreiber und die Prüfung der geltend gemachten wirtschaftlichen Vorteile durch den Verteilernetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur entwickelt dabei auch Anreize, die durch die Bestimmungsmethode erzielt werden sollen. Dies gilt sowohl für Anreize gegenüber den Verteilernetzbetreibern als auch gegenüber den Anlagenbetreibern und deren Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen.

- 8 Insbesondere soll die finanzielle Kompensation dazu beitragen, eine vermehrte Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu verhindern. Ein geeignetes Anreizsystem muss daher insbesondere sicherstellen, dass eine vorherige und rechtzeitige Unterrichtung über die geplante Redispatch-Maßnahme gemäß § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c S. 1 i.V.m. § 13a Abs. 1a S. 4 EnWG durch den Netzbetreiber erfolgt und dass diese vom BKV im Sinne einer Anpassung seines marktlichen Verhaltens verwertet wird (vgl. BT-Drs. 21/1497, S. 131).

2. Verfahrenseinleitung und Konsultation

- 9 Die Beschlusskammer hat am 08.06.2026 ein Eckpunktepapier bis zum 01.07.2026 zur Konsultation gestellt, um eine Festlegung im Sinne des § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG vorzubereiten. Die Bekanntgabe erfolgte durch Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur.⁴

2.1 Konsultation Eckpunktepapier

- 10 Im Eckpunktepapier formulierte die Beschlusskammer Grundsätze zur Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (Kostenerstattung bei Redispatch-Maßnahmen ohne gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber).⁵ Das Eckpunktepapier sah eine differenzierte

⁴ Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Ausgabe 11/2026 vom 17.06.2026, S. 673.

⁵ Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch: [Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch](#)

Kostenerstattung des bilanziellen Ausgleichs vor.

- 11 Damit der BKV den bilanziellen Ausgleich marktlich beschaffen oder anderweitig ausgleichen könne, sei eine rechtzeitige Vorab-Information über die Redispatch-Maßnahme durch den Netzbetreiber wichtig. Gemäß Abschnitt 6.3 Abrufprozesse der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen“ (im Folgenden: Anlage Bi-lAReM) der Festlegung BK6-23-241 sähen die Abrufprozesse im Prognosemodell vor, dass in der Regel spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG dem Lieferanten (LF) und dem Einsatzverantwortlichen (EIV) zugehe. Redispatch-Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information könnten somit mit einem kurzfristigen Intraday-Preisindex (ID-AEP) sachgerecht bewertet werden.
- 12 Im Fall einer verspäteten, fehlenden oder fehlerhaften Vorab-Information über den Beginn oder das Ende einer Redispatch-Maßnahme durch den Netzbetreiber solle der Ausgleichsenergiepreis gezahlt werden. Im Verspätungsfall anfallende Zusatzkosten des Netzbetreibers sollten nicht an die Netzkunden gewälzt werden können.
- 13 Die Beschlusskammer halte es für notwendig, eine rechtzeitige Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen anzureizen, da der BKV nur bei ausreichend Vorlauf seinen Bilanzkreis durch Handelsgeschäfte glattstellen könne. Eine Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie werde so vermieden bzw. minimiert. Erfolge die Vorab-Information verspätet oder fehlerhaft, so sei davon auszugehen, dass der BKV zumindest für einen Teil der Redispatch-Maßnahme Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen müsse. Daher sei in diesem Fall der (teilweise) Ansatz des Ausgleichsenergiepreises sachgerecht.
- 14 Um eine verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten abzubilden, hat die Beschlusskammer in ihrem Eckpunktepapier einzelfallspezifische Unterscheidungen (Unterscheidung nach vier Fallkonstellationen) vorgeschlagen, abhängig davon, ob die Vorab-Information über den Beginn oder das Ende einer Redispatch-Maßnahme verspätet gewesen sei und ob die Vorab-Information über die Redispatch-Maßnahme korrekt gewesen sei. In Abhängigkeit dieser Faktoren sei der Ausgleichsenergiepreis für eine bis vier Viertelstunden nach Beginn bzw. Ende der Maßnahme die Grundlage für die Entschädigung des bilanziellen Ausgleichs. Differenzen zwischen dem Intraday-Preisindex und dem Ausgleichsenergiepreis seien demnach nicht in die

Netzkosten wälzbar gewesen.

- 15 Die folgenden Unternehmen und Verbände haben eine Stellungnahme zum Eckpunktetapier abgegeben: die vier Übertragungsnetzbetreiber, BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., Citadel FlexPower GmbH, Connect+, EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ENGIE Deutschland AG, E.ON SE, Next Kraftwerke GmbH, QUADRA Energy GmbH, RWE Supply & Trading GmbH, Statkraft, Sunnic Lighthouse GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, WEMAG Netz GmbH, Ministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit Mecklenburg-Vorpommern.
- 16 Die nachfolgende Zusammenfassung gibt die Stellungnahmen zum Eckpunktetapier wieder. Die Beschlusskammer hat das dort skizzierte Modell aufgrund der Konsultation grundlegend vereinfacht. Insbesondere die einzelfallbezogenen Verspätungs- und Fehlerterme, die Unterscheidung nach vier Fallkonstellationen und die damit verbundenen maßnahmenscharfen Nachweise werden nicht weiterverfolgt. Ein Teil der wiedergegebenen Einwände betrifft daher Regelungen, die nicht Gegenstand dieser Festlegung sind. Sie werden gleichwohl dargestellt, um den Verfahrensgang und die Entwicklung des Modells nachvollziehbar zu machen. Die detaillierte Würdigung der Einwände erfolgt bei den jeweiligen Tenorziffern.
- 17 Zunächst wurde vielfach begrüßt, dass die Beschlusskammer von ihrer gesetzlichen Festlegungsbefugnis Gebrauch macht und Klarheit und Rechtssicherheit in Hinblick auf die Berechnung des Aufwendungsersatzes schafft. Darüber hinaus wurde die Zielsetzung eines anreizkompatiblen Rahmens für die Kostenerstattung in einigen Stellungnahmen begrüßt. Die Verwendung des öffentlich zugänglichen Intraday-Preisindex ID-AEP als Referenzgröße für den angemessenen Aufwendungsersatz wurde grundsätzlich begrüßt. Der ID-AEP bilde die kurzfristigen Beschaffungskosten realitätsnäher ab und sei gegenüber dem ID1 zu bevorzugen.
- 18 Viele Stellungnahmen haben die Komplexität des vorgeschlagenen Modells kritisch beurteilt, insbesondere vor dem Hintergrund der zeitlichen Befristung der Festlegung bis 2031. Die unterschiedlichen und sehr differenzierten Anwendungsfälle und die hohen Anforderungen an Nachweisbarkeit und Dokumentation seien nicht praxistauglich, nicht massengeschäftstauglich automatisierbar und in der Umsetzung

unverhältnismäßig aufwendig. Von einer Vermischung von Abrechnung und Anreizen sei abzuraten.

- 19 Die Vorlaufzeit von 30 Minuten für die Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen wurde insbesondere seitens der Netzbetreiber kritisiert. Die vorgesehene 30-Minuten-Frist stehe im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben in § 13a EnWG. Der Gesetzgeber knüpfe in § 13a Abs. 1a EnWG für die Information der Einsatzverantwortlichen an den Maßstab der Unverzüglichkeit nach Kenntniserlangung eines Engpasses an und verzichte bewusst auf die Festlegung einer Mindestvorlaufzeit. Eine pauschale 30-Minuten-Frist stehe auch in Spannung zur Systematik der Festlegung BK6-23-241 (BilAReM), die insoweit ausdrücklich nur von einer Vorlaufzeit von „in der Regel 30 Minuten“ ausgehe. Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass ein Zielkonflikt zwischen Netzsicherheit und Kostenanerkennung entstehen würde und der Anreiz bestünde, vorsorglich überdimensionierte Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Dies hätte wiederum negative Auswirkungen auf die Effizienzposition des Netzbetreibers im Effizienzvergleich.
- 20 Es wurde vorgetragen, dass die Anreizkomponente nicht verursachungsgerecht sei, da Netzbetreiber auch dann belastet würden, wenn Dritte für Fehler verantwortlich seien. Hierzu gehörten die fehlende oder fehlerhafte Meldung von marktbedingten Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten der Marktakteure. Darüber hinaus bestünden Probleme hinsichtlich der Erreichbarkeit von Anlagen, die dem Netzbetreiber angelastet würden.
- 21 Weiterhin würden Probleme durch Kaskadeneffekte über mehrere nachgelagerte Netzbetreiber hinweg entstehen. Die mehrstufige Weitergabe von Redispatch-Maßnahmen führe zwangsläufig zu Zeitverzögerungen, die nicht mehr eindeutig einem Verursacher zugeordnet werden könnten. Redispatch-Maßnahmen mit initial rechtzeitiger Vorab-Information könnten über die Prozesskette hinweg schlussendlich als verspätet einzustufen sein. Es sei nicht sachgerecht, das Verspätungsrisiko in diesem Fall vollständig dem anweisenden Netzbetreiber zuzuordnen.
- 22 Hinsichtlich der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes wurden mehrere Punkte vorgetragen. In einzelnen Stellungnahmen wurde gefordert, dass der Anlagenbetreiber mindestens mit dem anzulegenden Wert zu entschädigen sei. Darüber hinaus wurde in einigen Stellungnahmen eine Entschädigung für zusätzliche operative

Kosten gefordert. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass es zu Problemen kommen könne, wenn sich Redispatch-Maßnahmen mit marktbedingten Abregelungen überschneiden.

- 23 Darüber hinaus wurde darauf hingewiesen, dass technische Details näher zu bestimmen seien.

2.2 Workshop am 20.08.2026

- 24 Die Beschlusskammer veranstaltete am 20.08.2026 einen Online-Workshop zur Diskussion des Eckpunktepapiers.

- 25 Nach einer Einführung in den Sachstand wurde seitens der Beschlusskammer auf die Konsultation des Eckpunktepapiers und die Würdigung der Stellungnahmen eingegangen.

- 26 Die Beschlusskammer hat die Kritik an der Komplexität des im Eckpunktepapier skizzierten Modells ernst genommen und bereits im Workshop die Einführung eines vereinfachten Anreizmodells in Aussicht gestellt. Das vereinfachte Modell soll, wie in den Stellungnahmen gefordert, zwischen der Abrechnung vom Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber und der Anreizsetzung über den Mechanismus zur Kostenwälzung des Netzbetreibers trennen. Die Kritik an der Komplexität und dem bürokratischen Aufwand des im Eckpunktepapier skizzierten Modells wurde erneut vorgetragen. Branchenvertreter warnten in diesem Zusammenhang vor einer Überforderung aller Beteiligten und forderten, die Kräfte direkt in das endgültige Zielmodell zu stecken, anstatt ein kompliziertes Übergangssystem zu schaffen.

- 27 Ein weiterer Diskussionspunkt betraf die geplante 30-Minuten-Vorlaufzeit für die Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen. Viele Teilnehmer aus der Branche der Netzbetreiber kritisierten diese Frist. Sie argumentierten, dass kurzfristiges Handeln dadurch ungerechtfertigt sanktioniert werde. Wetterumschwünge wie plötzliche Windfronten würden sich in der Realität nicht exakt vorausplanen lassen. Das könne in Echtzeit zu großen Abweichungen führen, die außerhalb der Kontrolle der Netzbetreiber lägen. Zudem wurde seitens der Netzbetreiber gefordert, dass die Meldung von marktbedingten Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten mit größerem zeitlichem Vorlauf erfolgen müsse, was wiederum das flexible Agieren im Kurzfristhandel

stark einschränken würde. Die Beschlusskammer verwies darauf, dass die Netzbetreiber in der Pflicht seien, die Prozesse und die Kommunikation mit den Marktteilnehmern zu verbessern. So bestehe eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Durchführung von Steuerbarkeitschecks gemäß § 12 Abs. 2b EnWG. Anlagenbetreiber müssten gemäß § 9 EEG die Steuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen sicherstellen und Netzbetreiber hätten gemäß § 52 EEG entsprechende Sanktionsmöglichkeiten. Darüber hinaus stellte die Beschlusskammer in Aussicht, dass zur Berücksichtigung von besonderen Fällen, in denen der 30-Minuten-Vorlauf nicht eingehalten werden könne, ein gewisser Anteil verspäteter Vorab-Informationen ohne Selbstbehalt bleiben solle. Dies solle in Form einer Pauschale geregelt werden, da die Prüfung von Einzelfällen einen unverhältnismäßig hohen bürokratischen Aufwand erzeugen würde. Seitens der Vertreter der Netzbetreiber wurde angezweifelt, ob diese starre 30-Minuten-Frist mit den gesetzlichen Vorgaben des EnWG vereinbar sei, da das Gesetz bewusst auf konkrete Mindestvorlaufzeiten verzichte. Marktakteure aus der Branche der Direktvermarkter hielten einen Vorlauf von 30 Minuten für erforderlich, um überhaupt handelsseitig auf Redispatch-Maßnahmen reagieren zu können. Darüber hinaus wurde seitens der Direktvermarkter vorgetragen, dass es Netzbetreiber gebe, die heute fast ausschließlich in der letzten Viertelstunde oder danach Informationen zu ihren Maßnahmen übermitteln würden. Ein solches Verhalten sei nicht durch Prognoseunsicherheiten erklärbar.

- 28 Seitens der Anlagenbetreiber wurde eine Beibehaltung des sogenannten BDEW-Mischpreises kritisiert, da dieser auch negativ werden könne und es dann zu Zahlungen vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber kommen könnte. Es wurde die Forderung erhoben, dass der Aufwendungsersatz für den fehlenden bilanziellen Ausgleich entgegen der gesetzlichen Vorgabe nicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber, sondern zwischen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet werden sollte. Es wurde vorgetragen, dass für die Abrechnung erforderliche Daten dem Anlagenbetreiber nicht vollständig vorliegen würden. Darüber hinaus solle die Bundesnetzagentur Regelungen hinsichtlich der Abrechnung im zivilrechtlichen Binnenverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter treffen.
- 29 Zuletzt wurden Probleme bei der operativen Datenkommunikation und Fragen zur Risikoverteilung diskutiert. Kritisiert wurde u. a. die gegenwärtig ungleiche Verteilung der Risiken: Während der BKV einen natürlichen Anreiz habe, seine Prognosen zu

verbessern, würden für Verteilernetzbetreiber klare Anreize für eine frühzeitige Vorab-Information derzeit fehlen.

2.3 Konsultation Festlegungsentwurf

- 30 Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur am 01.10.2026 hat die Beschlusskammer einen Festlegungsentwurf veröffentlicht. Den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 21.10.2026 gegeben. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

- 31 Diese Festlegung trifft Vorgaben zur näheren Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile, wenn kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber vorgenommen wird.
- 32 Gegenstand dieser Festlegung ist der angemessene Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen sowie die Wälzung der daraus entstehenden Kosten. Der finanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG besteht darüber hinaus aus weiteren Bestandteilen. Regelungen hierzu werden in der Festlegung BK8-22-001-A getroffen. Die vorliegende Festlegung lässt die dortigen Ansprüche unberührt.
- 33 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 34 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.

- 35 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 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.
- 36 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.
- 37 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).
- 38 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).
- 39 Mittlerweile hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur im Rahmen des NEST-Prozesses Festlegungen zum Regulierungsrahmen ab der fünften Regulierungsperiode auf der Grundlage der aktuellen EnWG-Vorgaben erlassen bzw.

konsultiert. Neben der Rahmenfestlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) gibt es zeitlich eng miteinander verknüpfte Methodenfestlegungen, die das zukünftige Regulierungssystem detaillierter ausgestalten. Dies sind die Methodenfestlegungen zum Ausgangsniveau (StromNEF, GBK-24-02-1#3), zur Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1), zum Effizienzvergleich Strom (GBK-25-02-1#2), zum Xgen (GBK-24-02-3#4) und zur Qualitätsregulierung (GBK-24-02-1#4). Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der genannten neuen Festlegungen ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Elektrizitätsverteilernetze das Jahr 2026. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der StromNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung.

- 40 Für die laufende vierte Regulierungsperiode bleiben die bisherigen Vorgaben der ARegV und der StromNEV maßgeblich, sofern nicht im Einzelfall eine Sonderregelung zum zeitlichen Anwendungsbereich im Wege der Abweichungskompetenz getroffen wurde.

1.2 Interessenabwägung

- 41 Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.
- 42 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.

- 43 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 nimmt einige Zeit in Anspruch. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Rechtsgrundlage

- 44 Rechtsgrundlage ist § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV i.V.m. Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1). Danach trifft die Regulierungsbehörde durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung vor.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

- 45 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG.
- 46 Durch die Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG hat die Beschlusskammer den Betroffenen die Möglichkeit gegeben, sich zu den für die Entscheidung

erheblichen Tatsachen zu äußern. Die Beschlusskammer hat am 08.06.2026 ein Eckpunktepapier der geplanten Regelung öffentlich zur Konsultation gestellt. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden bei der Entscheidung der Beschlusskammer berücksichtigt. Am 20.08.2026 führte die Beschlusskammer einen öffentlichen Online-Workshop durch.

47 Die Beschlusskammer hat die zuständigen Landesregulierungsbehörden, den Länderausschuss und das Bundeskartellamt gemäß §§ 54, 55 Abs. 1 S. 2, 58 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

48 Der Länderausschuss wurde ebenfalls gemäß §§ 54 Abs. 3, 60a EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer 8 hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am XX.XX.XXXX übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am XX.XX.XXXX hergestellt.

4. Zu Tenorziffer 1

49 Tenorziffer 1 bestimmt den sachlichen Anwendungsbereich der Festlegung.

4.1 Zu Tenorziffer 1.1

50 Tenorziffer 1.1 regelt, dass sich die Festlegung ausschließlich auf Anlagen erstreckt, die an Elektrizitätsverteilernetze angeschlossen sind und für die kein bilanzieller Ausgleich durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber durchgeführt wird.

51 Dies sind ausschließlich die Anlagen, die sich im Sinne der Festlegung BK6-23-241 im Prognosemodell befinden. Für Anlagen im Planwertmodell nimmt der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich vor, sodass es gemäß § 14 Abs. 1b S. 1 EnWG eines Aufwendungsersatzes für einen fehlenden bilanziellen Ausgleich nicht bedarf.

52 Erfasst sind dabei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie im Sinne des § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG. Anlagen, die nur an das 16,7-Hz-Bahnstromnetz angeschlossen sind, sind nach der Anlage BilAReM der Festlegung BK6-23-241 vom Anwendungsbereich ausgenommen. Diese Abgrenzungen gelten für die vorliegende Festlegung entsprechend.

4.2 Zu Tenorziffer 1.2

- 53 Tenorziffer 1.2 regelt, dass sich die Festlegung nicht auf Anlagen erstreckt, deren Strom nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird. Dies ergibt sich unmittelbar aus der gesetzlichen Vorgabe gemäß § 14 Abs. 1b S. 6 EnWG.

5. Zu Tenorziffer 2

- 54 Tenorziffer 2 regelt die Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes, die der Anlagenbetreiber für den fehlenden bilanziellen Ausgleich erhält.

5.1 Zu Tenorziffer 2.1

- 55 Die Regelung aus Tenorziffer 2.1 ergibt sich unmittelbar aus dem Gesetz. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind gemäß § 14 Abs. 1b S. 1 EnWG verpflichtet, für Maßnahmen, die nicht nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 EnWG bilanziell ausgeglichen werden, dem Anlagenbetreiber einen angemessenen Aufwendungsersatz zu zahlen. Die Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes wird durch diese Festlegung geregelt.
- 56 Gemäß § 14 Abs. 1b S. 1 EnWG erhält der Anlagenbetreiber den Aufwendungsersatz für den fehlenden bilanziellen Ausgleich. In einzelnen Stellungnahmen und im Workshop wurde gefordert, hiervon abzuweichen. Stattdessen solle der Aufwendungsersatz dem BKV erstattet werden. Eine Abweichung von der gesetzlichen Vorgabe in der Festlegung ist indes nicht möglich. Ebenso wenig ist es möglich, wie ebenfalls im Workshop gefordert, im Rahmen einer Festlegung Vorgaben hinsichtlich der Abrechnung im zivilrechtlichen Binnenverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter zu machen. Darüber hinaus kommt es nicht darauf an, ob der Anlagenbetreiber den bilanziellen Ausgleich selbst durchführt oder hierfür einen Dritten beauftragt. Auch die Gesetzesbegründung verweist darauf, einen möglichen finanziellen Ausgleich im zivilrechtlichen Binnenverhältnis zwischen den Parteien zu vereinbaren.

5.2 Zu Tenorziffer 2.2

- 57 Gemäß § 14 Abs. 1b S. 2 EnWG hat die Höhe des zu zahlenden angemessenen Aufwendungsersatzes den Kosten zu entsprechen, die bei einer Vornahme des bilanziellen Ausgleichs der Maßnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich sind.

Darüber hinaus sind gemäß § 14 Abs. 1b S. 3 EnWG wirtschaftliche Vorteile, die der Bilanzkreisverantwortliche durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, dem Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zu erstatten.

- 58 Beide Anforderungen werden durch die vorgesehene Regelung erfüllt. Der Aufwendungsersatz besteht aus zwei Komponenten: dem Mischpreis, der die kurzfristigen Strombeschaffungskosten ersetzt, und der Overheadkosten-Pauschale für die darüber hinausgehenden Kosten der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs (Tenorziffer 2.6), jeweils bezogen auf die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahme. Die Pauschalierung des angemessenen Aufwendungsersatzes, die gemäß § 14 Abs. 1b S. 5 EnWG ausdrücklich vorgesehen ist, verhindert eine übermäßige Komplexität in der Abwicklung und setzt darüber hinaus Anreize für eine effiziente Bewirtschaftung. Ein darüber hinausgehender Aufwendungsersatz des Anlagenbetreibers für den bilanziellen Ausgleich wird nicht gewährt.
- 59 Gemäß der Mitteilung Nr. 11 zum Redispatch 2.0 bestand in der Vergangenheit die Möglichkeit, von der vereinfachten pauschalen Abrechnungsmethodik der BDEW-Übergangslösung abzuweichen und sämtliche Aufwendungen für den gesamten Abrechnungszeitraum individuell nachzuweisen. Etwaige Handelsgewinne waren dabei anzurechnen.
- 60 Von dieser Möglichkeit eines individuellen Kostennachweises ist in der Vergangenheit kein Gebrauch gemacht worden. Aufgrund der hohen Komplexität und des hohen Aufwands, individuelle Kosten nachzuweisen und zu überprüfen, schließt die Beschlusskammer für die Zukunft eine Abrechnung auf Basis eines individuellen Kostennachweises aus. Im Gegenzug wird dem Anlagenbetreiber eine Pauschale zusätzlich zum Mischpreis zugestanden.

5.3 Zu Tenorziffer 2.3

- 61 Wenn eine Anlage für Redispatch-Maßnahmen herangezogen wird und kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, muss der BKV aufgrund seiner Verpflichtung zur Bilanzkreistreue die entsprechenden Energiefehlmengen (oder -mehrmengen) entweder (a) im Intraday-Handel der relevanten Handelsplätze nachbeschaffen (oder verkaufen), (b) über seinen eigenen Anlagen-Pool ausgleichen oder (c) OTC erwerben (oder verkaufen).

- 62 All diese Beschaffungsvorgänge können nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht mittels eines einheitlichen Preisindex bewertet werden, da etwaige Zwischenhandelsgeschäfte unbeachtlich sind. Der von den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern berechnete Preisindex ID-AEP⁶ stellt hierfür eine angemessene Bewertung dar. Der Intraday-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland. Ermittelt wird dabei der mengengewichtete Durchschnittspreis aus den letztgetätigten Handelsgeschäften des betreffenden Viertelstundenprodukts, die ein Handelsvolumen von 500 MW überschreiten. Dies unterscheidet ihn insbesondere vom Preisindex ID1⁷, der nur die Handelsgeschäfte 60 bis 30 Minuten vor der Lieferung abbildet und somit den Handel kurz vor Lieferung nicht berücksichtigt. Auch das im Verfahren BK6-23-241 eingeholte Sachverständigengutachten von Consentec (im Folgenden: Consentec-Gutachten)⁸ hält den Intraday-Preisindex ID-AEP in diesem Fall für sachgerecht (S. 30). Der ID-AEP zur Abgeltung von Differenzmengen im Planwertmodell habe sich zudem in der Praxis bewährt (S. 28).
- 63 Um gleichzeitig die Auswirkungen möglicher Verspätungen bei der Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen abzubilden, wird der ID-AEP mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP⁹) kombiniert. Das ist der Preis, den der BKV im Fall eines Schiefstands seines Bilanzkreises zum Erfüllungszeitpunkt zu zahlen hat. Dieser wird von den Übertragungsnetzbetreibern viertelstundenscharf ermittelt und veröffentlicht. Auch das Consentec-Gutachten schlägt zur Berücksichtigung möglicher Verspätungen bei der Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen eine Überlagerung von ID-AEP und reBAP vor (S. 25).

⁶ Index „ID-AEP“ gemäß Art. 1 Abs. 3 des Änderungsvorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 18.12.2019, der mit Beschluss vom 11.05.2020 (BK6-19-552) genehmigt worden ist. Der Intraday-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland. Ermittelt wird dabei der mengengewichtete Durchschnittspreis aus den letztgetätigten Handelsgeschäften des betreffenden Viertelstundenprodukts, die ein Handelsvolumen von 500 MW überschreiten.

⁷ Der Intraday-Preisindex ID1 ist der gewichtete Durchschnittspreis aller fortlaufenden Geschäfte, die innerhalb der letzten Handelsstunde eines Kontrakts ausgeführt wurden. Für Deutschland werden die letzten 60 bis 30 Minuten vor Lieferung berücksichtigt. Er wird von der Stromhandelsbörse EPEX SPOT ermittelt.

⁸ Consentec, Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 – Weiterentwicklung von Redispatch 2.0 ([Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0](#))

⁹ Der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) wird für die Abrechnung von Bilanzungleichgewichten der BKV genutzt. Neben seiner Funktion als Abrechnungspreis kommt dem reBAP eine fundamentale Funktion im deutschen Energiemarkt zu. Er soll die richtigen Anreize setzen, damit Bilanzkreisverantwortliche offene Positionen im Handel schließen.

- 64 Unter der Annahme, dass eine verspätete Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen zu einer teilweisen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie führt, ist die anteilige Beimischung des reBAP zur pauschalen Entschädigung des BKV für die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs sachgerecht. Das Mischungsverhältnis von 27,5 % reBAP und 72,5 % ID-AEP hat sich in der Praxis der letzten Jahre (BDEW-Übergangslösung) etabliert und wird unverändert übernommen. Es beruht auf der Annahme, dass die Vorab-Information nur bei einem Teil der Redispatch-Maßnahmen verspätet erfolgt und dass der BKV seinen Bilanzkreis selbst bei verspäteter Vorab-Information nach einer gewissen Reaktionszeit wieder über Handelsgeschäfte ausgleichen kann. Damit ist nur für einen Teil der Ausfallarbeit eine Bepreisung mit dem Ausgleichsenergiepreis angemessen.
- 65 Im Rahmen der Konsultation wurde von einzelnen Akteuren eine Abrechnung mit dem anzulegenden Wert gefordert. Diese Forderung vermischt jedoch den hier gegenständlichen Ersatz des fehlenden bilanziellen Ausgleichs mit dem Anspruch gemäß § 13a Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG. Letzterer stellt eine separate Komponente der Redispatch-Entschädigung dar und ist in der Festlegung BK8-22-001-A geregelt. Gegenstand der hier zu treffenden Festlegung ist die Entschädigung der Kosten für die kurzfristige Ersatzbeschaffung des fehlenden bilanziellen Ausgleichs. Daher ist es sachgerecht, auf die kurzfristigen Beschaffungskosten am Markt abzustellen und nicht auf individuelle Preise der betroffenen Anlage.

5.4 Zu Tenorziffer 2.4

- 66 Tenorziffer 2.4 setzt die Vorgabe des § 14 Abs. 1b S. 3 EnWG um. Danach hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber diejenigen wirtschaftlichen Vorteile zu erstatten, die der Bilanzkreisverantwortliche durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können. Das Gesetz stellt damit nicht auf einen im Einzelfall festgestellten, sondern auf einen fiktiven Vorteil ab und beauftragt die Regulierungsbehörde nach § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG ausdrücklich den unbestimmten Rechtsbegriff der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile auszugestalten.
- 67 Die Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile ist insbesondere in der Bildung des Mischpreises und seiner vorzeichengerechten Anwendung nach Tenorziffer 2.4 enthalten. Da die Abrechnung pauschal erfolgt, kann nicht einzelfallscharf geprüft werden, ob der Bilanzkreisverantwortliche durch die Beschaffung des bilanziellen

Ausgleichs wirtschaftliche Vor- oder Nachteile erlangt hätte. Durch den Mischpreis, der sich an kurzfristigen Marktpreisen orientiert, werden wirtschaftliche Vor- und Nachteile sachgerecht abgebildet. Der Bilanzkreisverantwortliche hat die geplante Einspeisung regelmäßig bereits vermarktet und muss die infolge der Redispatch-Maßnahme entfallende Menge zurückbeschaffen. Sind die Preise positiv, entstehen ihm dafür Kosten, die über den Aufwendungsersatz getragen werden. Sind die Preise negativ, erhält er für die Abnahme der Menge eine Zahlung und erlangt damit einen Vorteil, den er ohne die Maßnahme nicht erlangt hätte. In diesem Fall kann auch der Mischpreis negativ werden, die Zahlungsrichtung kehrt sich um, und der Anlagenbetreiber leistet eine Zahlung an den Netzbetreiber. Die nach § 14 Abs. 1b S. 3 EnWG geforderte Auskehrung wirtschaftlicher Vorteile ist damit in pauschaler Form umgesetzt und die wirtschaftliche Neutralität gewahrt.

5.5 Zu Tenorziffer 2.5

- 68 Zur korrekten Abrechnung des bilanziellen Ausgleichs ist die Bestimmung der tatsächlich angefallenen Ausfallarbeit essenziell. Sie ist zugleich die Bezugsgröße, auf die der vorzeichengerechte Mischpreis nach Tenorziffer 2.4 anzuwenden ist.
- 69 Es kann zu Situationen kommen, in denen sich Redispatch-Maßnahmen, marktbedingte Abregelungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten überschneiden. In diesen Fällen ist die Redispatch-Maßnahme nicht allein ursächlich für die Abregelung der Erzeugung. Daher ist es sachgerecht, rechtzeitig gemeldete marktbedingte Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten für die Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen.
- 70 Marktbedingte Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten sind gemäß der Abschnitte 4.3.2 und 6.2.2 der Anlage BilAReM zur Festlegung BK6-23-241 dem Netzbetreiber zu melden. Die Berücksichtigung einer marktbedingten Abregelung oder Nichtbeanspruchbarkeit für die Ermittlung der Ausfallarbeit setzt zwingend voraus, dass diese unverzüglich nach Kenntniserlangung und vor Beginn der Redispatch-Maßnahme dem Netzbetreiber mitgeteilt wird. Um Handelsaktivitäten kurz vor Echtzeit nicht unverhältnismäßig einzuschränken, können auch kurzfristige Meldungen berücksichtigt werden, sofern sie dem Netzbetreiber vor Beginn der Redispatch-Maßnahme zugehen. Erfolgt keine rechtzeitige Meldung der marktbedingten Abregelung oder Nichtbeanspruchbarkeit nach den Prozessen im Sinne von Abschnitt 6.2.2 der

Anlage BilAReM zur Festlegung BK6-23-241, ist die Menge als Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahme zu behandeln. Dann wird gemäß Tenorziffer 2.4 der Mischpreis vorzeichengerecht angewendet, auch wenn dieser negativ ist und der Anlagenbetreiber deshalb eine Zahlung an den Netzbetreiber zu leisten hat. Dies ist beabsichtigt, um gemäß der Vorgabe aus § 14 Abs. 1b S. 5 EnWG Anreize für die rechtzeitige Meldung marktbedingter Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten zu setzen.

- 71 Diese Festlegung gilt ausschließlich für Anlagen, die sich im Prognosemodell befinden (vgl. 4.1). Dort nimmt der Bilanzkreisverantwortliche den bilanziellen Ausgleich selbst vor. Daher kann die Anlage bis vor Echtzeit marktbedingt abgeregelt und der bilanzielle Ausgleich zurückgenommen werden. Wird die marktbedingte Abregelung dem Netzbetreiber rechtzeitig gemeldet, dann wird für die betreffende Menge kein Aufwendungsersatz abgerechnet.
- 72 Anders ist es im Planwertmodell, das nicht Gegenstand dieser Festlegung ist. Dort führt der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich durch und es ist davon auszugehen, dass er diesen bei einer kurzfristigen marktbedingten Abregelung nicht mehr zurücknehmen kann. Für den dem Anlagenbetreiber auf diese Weise „aufgedrängten“ bilanziellen Ausgleich sieht die Festlegung BK8-22-001-A unter Ziffer 2.5.1.1 der Anlage 1 eine Entschädigung entgangener Einnahmen in Gestalt von Intraday-Optionalitäten vor. Diese Entschädigung knüpft daran an, dass der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich vorgenommen hat. Wenn der bilanzielle Ausgleich lediglich im Nachgang finanziell ausgeglichen wird, entsteht keine Opportunität. Der Anwendungsbereich dieser Festlegung und derjenige der Entschädigung nach Ziffer 2.5.1.1 der Anlage 1 zur Festlegung BK8-22-001-A schließen einander somit aus. Im Prognosemodell wird keine Intraday-Optionalität im Sinne der Ziffer 2.5.1.1 der Anlage 1 zur Festlegung BK8-22-001-A finanziell ausgeglichen.

5.6 Zu Tenorziffer 2.6

- 73 Die ausdrückliche Berücksichtigung von Overheadkosten wurde in mehreren Stellungnahmen gefordert. Unter Overheadkosten sind Zusatzkosten zu verstehen, die dem Direktvermarkter bzw. dem Bilanzkreisverantwortlichen bei der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs entstehen, etwa Kosten für die Abrechnung, für die Verarbeitung der Vorab-Information oder für die Beschaffung.

- 74 Wie zu Tenorziffer 2.2 ausgeführt, ist die mit der Mitteilung Nr. 11 eröffnete Möglichkeit, sämtliche Aufwendungen individuell und unter der engen Voraussetzung eines Kausalitätsnachweises zur jeweiligen Redispatch-Maßnahme nachzuweisen, ungenutzt geblieben und künftig ausgeschlossen. Hinzu kommt, dass sich die durch die einzelne Redispatch-Maßnahme tatsächlich verursachten Zusatzkosten nur schwer von den beim Direktvermarkter ohnehin anfallenden Kosten abgrenzen lassen.
- 75 Im Gegenzug wird anstelle der Möglichkeit einer individuellen Abrechnung eine Pauschale eingeführt. In Anlehnung an das von Consentec erstellte Gutachten „Overheadkosten für Direktvermarkter im Redispatch 2.0“ (im Folgenden: Overhead-Gutachten), welches im Zuge der Stellungnahmen in den Konsultationsprozess eingebracht wurde¹⁰, erkennt die Beschlusskammer bei der Abrechnung des bilanziellen Ausgleichs zukünftig einen pauschalen Aufschlag in Höhe von 1,35 EUR/MWh auf den Mischpreis an, bezogen auf die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahme. Die Pauschale ist Bestandteil des angemessenen Aufwendungsersatzes nach Tenorziffer 2.
- 76 In dem Overhead-Gutachten hat Consentec die Kosten mehrerer Bilanzkreisverantwortlicher untersucht und dabei die bei der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs anfallenden Overheadkosten abgegrenzt. Im gewichteten Mittel ergaben sich Kosten von rund 1,35 EUR/MWh, bei einer Bandbreite von 0,70 bis 2,60 EUR/MWh (Overhead-Gutachten, S. 13). Die Beschlusskammer orientiert sich bewusst an diesem Mittelwert und nicht an den individuellen Kosten einzelner Markttakteure. Dadurch setzt die Pauschale, ebenso wie der Mischpreis, einen Anreiz, den bilanziellen Ausgleich effizient abzuwickeln.

6. Zu Tenorziffer 3

- 77 Tenorziffer 3 regelt, in welchem Umfang der nach Tenorziffer 2 gezahlte Aufwendungsersatz bei der Ermittlung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers zu berücksichtigen ist.

6.1 Zu Tenorziffer 3.1

- 78 Tenorziffer 3.1 bestimmt für die vierte Regulierungsperiode, in welchem Umfang der

¹⁰ Consentec-Gutachten im Auftrag von BayWa r.e. Energy Trading GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, QUADRA Energy GmbH, Statkraft Markets GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH (Link: [Overheadkosten für Direktvermarkter im Redispatch 2.0](#))

nach Tenorziffer 2 gezahlte Aufwendungsersatz bei der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze zu berücksichtigen ist. Ansatzfähig sind die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information (Tenorziffer 3.3) und der um den Selbstbehalt verminderte Kostenanteil von Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information (Tenorziffer 3.4). Die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich, die gemäß § 13 Abs. 5 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1c EnWG gewälzt werden und aus der Anforderung vorgelagerter Netzbetreiber resultieren, sind nach Tenorziffer 3.1 S. 2 vollständig wälzbar. Darüberhinausgehende Kosten sind nicht ansatzfähig und werden auch nicht über das Regulierungskonto ausgeglichen.

- 79 Rechtsgrundlage für die beschränkte Wälzbarkeit ist § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV, insbesondere zum Verfahren, mit dem den Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sowie zu den Voraussetzungen, unter denen Kostenanteile als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV gelten, treffen. Redispatch-Maßnahmen gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV als volatile Kostenanteile.
- 80 Die Beschlusskammer fördert mit dieser beschränkten Wälzbarkeit die Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs. Sie legt mit der teilweisen Wälzbarkeit einen Umfang fest, der verhältnismäßig ist und gleichzeitig effizientes Verhalten anreizt. Anlagenbetreiber können durch die rechtzeitigen Vorab-Informationen über Redispatch-Maßnahmen zielgenauer auf Redispatch-Maßnahmen reagieren und einen bilanziellen Ausgleich durchführen. Dies dient den Zielen des § 1 EnWG: Ein planbarer bilanzieller Ausgleich verringert die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und trägt so zu einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG bei.
- 81 Die Notwendigkeit dieses Anreizes folgt aus dem Befund des Consentec-Gutachtens zur bisherigen Praxis des Redispatch 2.0: Netzbetreiber stellten den Bilanzkreisverantwortlichen im Regelfall keine Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen zur

Verfügung, obwohl sie hierzu grundsätzlich verpflichtet seien (Consentec-Gutachten, S. 25). Der bilanzielle Ausgleich sei damit nicht planbar und erfolge reaktiv auf beobachtete Handlungen des Netzbetreibers (Consentec-Gutachten, S. 29-30). Der Gutachter sieht die Gefahr, dass Verteilernetzbetreiber Redispatch-Maßnahmen weiterhin kurz vor Echtzeit und ohne verlässliche Vorab-Information durchführten und die Kompensationszahlungen als Netzkosten weitergäben (Consentec-Gutachten, S. 29). Er schlägt deshalb vor, die Wälzbarkeit dieser Zahlungen für den nicht planbaren bilanziellen Ausgleich von Echtzeit-basierten Redispatch-Maßnahmen auslaufen zu lassen (Consentec-Gutachten, S. 30). Hieran knüpft die beschränkte Wälzbarkeit nach Tenorziffer 3.1 an.

- 82 Der Einwand, eine Anreizkomponente könne nur dann sachgerecht wirken, wenn sie sich auf Sachverhalte bezieht, die durch den Netzbetreiber tatsächlich beeinflusst werden können, und ein reines Malus-System ohne Berücksichtigung des Verursacherprinzips sei per se unverhältnismäßig, führt nicht zur Rechtswidrigkeit der Regelung. § 14 Abs. 1b S. 5 EnWG lässt pauschale Bestimmungsmethoden und negative Anreize nicht nur zu, sondern fordert sie ein. Der Gesetzgeber hat damit bewusst in Kauf genommen, dass eine pauschale Methode nicht jeden Einzelfall verursachungsgerecht abbilden kann. Die Festlegung trägt dem Verursacherprinzip gleichwohl durch mehrere Elemente Rechnung, ohne eine einzelfallbezogene Ursachenprüfung zu verlangen.
- 83 Zunächst bleiben Redispatch-Maßnahmen, die auf der Anforderung eines vorgelagerten Netzbetreibers beruhen, nach Tenorziffer 3.5 vollständig außer Betracht. Damit ist der in den Stellungnahmen hervorgehobene Fall der Kaskadeneffekte über mehrere Netzebenen hinweg, in dem eine initial rechtzeitige Vorab-Information über die Prozesskette hinweg als verspätet einzustufen wäre, aus dem Anwendungsbereich des Selbstbehalts herausgenommen.
- 84 Soweit auf Nichterreichbarkeit von Anlagen, fehlende oder fehlerhafte Meldungen von marktbedingten Anpassungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten verwiesen wird, ist zu betonen, dass der Netzbetreiber auch über eigene Instrumente verfügt, diese zu verbessern: Er ist nach § 12 Abs. 2b EnWG zur Durchführung von Steuerbarkeitsprüfungen verpflichtet. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien müssen nach § 9 EEG steuerbar sein, und § 52 EEG eröffnet entsprechende

Sanktionsmöglichkeiten.

- 85 Hinsichtlich marktbedingter Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten besteht zudem aufgrund der Regelungen dieser Festlegung ein erheblicher Eigenanreiz der Marktakteure zur rechtzeitigen Meldung, weil eine nicht vor Beginn der Redispatch-Maßnahme gemeldete marktbedingte Abregelung bzw. Nichtbeanspruchbarkeit bei der Ermittlung der Ausfallarbeit unberücksichtigt bleibt (Tenorziffer 2.5) und ein potentiell negativer Mischpreis zu einer Zahlungspflicht des Anlagenbetreibers führt.
- 86 Verbleibende Fälle, in denen eine rechtzeitige Vorab-Information trotz dieser Instrumente aus Gründen unterbleibt, die der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat, deckt die Toleranzschwelle nach Tenorziffer 3.4 pauschal ab. Einer Einzelfallprüfung bedarf es nicht, da der Selbstbehalt erst bei dem darüber hinausgehenden, dem Einfluss des Netzbetreibers zuzurechnenden Anteil ansetzt.
- 87 Es ist nicht zu befürchten, dass eine vorsorgliche Ausweitung von Redispatch-Maßnahmen negative Auswirkungen auf die Effizienzposition eines Netzbetreibers im Effizienzvergleich haben könnte. Verspätete Redispatch-Maßnahmen unterhalb der Toleranzschwelle bleiben für den Selbstbehalt unberücksichtigt und stellen damit sicher, dass der Netzbetreiber in kritischen Situationen nach wie vor ohne finanzielle Nachteile reagieren kann. Davon abgesehen ist eine negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich bereits aus praktischen Gründen nicht zu erwarten: Basisjahr der fünften Regulierungsperiode ist 2026, für das der Selbstbehalt noch keine Anwendung findet. Dieser wird gemäß Tenorziffer 5 erstmals für das Kalenderjahr 2028 angewendet. Das nächste Basisjahr 2031 fällt damit in das letzte Geltungsjahr der Festlegung.

6.2 Zu Tenorziffer 3.2

- 88 Tenorziffer 3.2 überträgt die Regelung der Tenorziffer 3.1 in den ab dem 01.01.2029 geltenden Rechtsrahmen. Die Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG sind dort nach Tenorziffer 8.2 S. 1 RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) als volatile Kostenanteile festgelegt und werden über einen Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Tenorziffer 14.1 RAMEN Strom ausgeglichen. Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom sieht ausdrücklich ergänzende Regelungen vor, die gewährleisten, dass diese Kosten nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die hier

vorgenommene Begrenzung der Wälzbarkeit fügt sich in diese Systematik ein.

- 89 Rechtsgrundlage für die beschränkte Wälzbarkeit im Rahmen dieser Festlegung ist Tenorziffer 8.2 S. 2 RAMEN Strom. Diese Festlegung trifft eine ergänzende Regelung im Sinne des § 21a Abs. 2 EnWG. Auf die Ausführungen zu § 1 EnWG in Punkt 6.1 wird verwiesen. Es handelt sich um eine Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells, nämlich der volatilen Kostenanteile.
- 90 Im Übrigen gelten die Ausführungen zu Tenorziffer 3.1 entsprechend.

6.3 Zu Tenorziffer 3.3

- 91 Um die Rechtzeitigkeit der Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen bestimmen zu können, ist es notwendig, die Zeitpunkte, die für die Ermittlung der tatsächlichen Vorlaufzeit einer Maßnahme relevant sind, eindeutig zu bestimmen. Die Vorab-Information über eine Redispatch-Maßnahme gilt als rechtzeitig im Sinne dieser Festlegung, wenn zwischen dem Zeitpunkt des Eintritts der Vorab-Information in den Empfangsbereich des Betreibers der Anlage (LF bzw. EIV) und dem nach BK6-23-241 relevanten Zeitpunkt für die Bestimmung der Ausfallarbeit mindestens 30 Minuten liegen.
- 92 Maßgeblich ist der Zeitpunkt, zu dem die Vorab-Information nach den Vorgaben der Marktkommunikation an die Empfangssysteme des Lieferanten und des Einsatzverantwortlichen übermittelt worden ist. Nicht maßgeblich ist der im Datensatz enthaltene Erstellungszeitpunkt der Nachricht, da dieser von der tatsächlichen Übermittlung abweichen kann. Ebenso wenig kommt es darauf an, wann der Empfänger die Nachricht tatsächlich verarbeitet oder zur Kenntnis genommen hat. Die Möglichkeit der Kenntnisnahme im Empfangsbereich genügt. Als Nachweis kommt insbesondere die technische Quittierung des Data Providers gegenüber dem anweisenden Netzbetreiber mit dem zugehörigen Zeitstempel in Betracht.
- 93 Werden zu einer Redispatch-Maßnahme mehrere Vorab-Informationen übermittelt, ist für die Beurteilung der Rechtzeitigkeit die jeweils letzte Vorab-Information maßgeblich, die den für die Ermittlung der Ausfallarbeit relevanten Zeitraum betrifft. Andernfalls ließe sich die Anforderung durch eine frühzeitige, aber inhaltlich überholte Vorab-Information unterlaufen.

- 94 Die Beschlusskammer knüpft bewusst an die Vorlaufzeit an, die Abschnitt 6.3 der Anlage BilAReM der Festlegung BK6-23-241 für die Abrufprozesse im Prognosemodell vorsieht. Die Beschlusskammer 6 hat diesen Zeitpunkt damit begründet, dass es möglich und zumutbar ist, innerhalb von 30 Minuten die Ausgleichsmengen für die erste Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme nachzuhandeln, während ein kürzerer Vorlauf die Bilanzkreisbewirtschaftung erheblich erschweren und eine systemwidrige Inanspruchnahme von Regelenenergie zur Folge hätte (BK6-23-241, Beschluss vom 07.05.2026, S. 97 f.).
- 95 Ein Widerspruch zur Systematik der Festlegung BK6-23-241 besteht nicht. Die dortige Formulierung, die Information müsse „in der Regel“ spätestens 30 Minuten vor Beginn der Maßnahme zugehen, bringt nicht zum Ausdruck, dass die Vorlaufzeit zur Disposition des Netzbetreibers stünde. Sie trägt vielmehr dem Umstand Rechnung, dass die Regelfristen der Vorab-Information keine Ausschlussfristen sind und der Netzbetreiber auch bei ihrer Unterschreitung zum Handeln berechtigt und verpflichtet bleibt (BK6-23-241, Beschluss vom 07.05.2026, S. 98). Die Beschlusskammer 6 hat zugleich festgehalten, dass es nicht hinnehmbar ist, wenn die Vorab-Information in einem Großteil der Fälle nicht oder weniger als 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit der Redispatch-Maßnahme erfolgt (BK6-23-241, Beschluss vom 07.05.2026, S. 98 f.). Die Frage, welche Auswirkungen eine spätere oder fehlende Vorab-Information auf die Möglichkeit zur Wälzung der Kosten des Netzbetreibers in die Netzentgelte hat, hat die Beschlusskammer 6 ausdrücklich offengelassen. Diese Entscheidung trifft die Beschlusskammer mit der vorliegenden Festlegung und führt dabei die dort angelegte Systematik fort.
- 96 Der mit der Dokumentation und dem Nachweis dieser Zeitpunkte verbundene Aufwand ist gegenüber dem im Eckpunktepapier skizzierten Modell deutlich geringer. Die Rechtzeitigkeit bestimmt nicht mehr die Höhe des Aufwendungsersatzes im Einzelfall, sondern allein die Wälzbarkeit der Kosten beim Netzbetreiber. Ein maßnahmenscharfer Nachweis gegenüber dem Anlagenbetreiber, dem Lieferanten oder dem Bilanzkreisverantwortlichen ist dafür nicht erforderlich. Der Netzbetreiber hat der Regulierungsbehörde jedoch auf deren Anforderung nachzuweisen, zu welchem Zeitpunkt die Vorab-Information über eine Redispatch-Maßnahme in den Empfangsbereich des Lieferanten und des Einsatzverantwortlichen gelangt ist, und die hierfür erforderlichen Angaben vorzuhalten.

- 97 Mehrfach wurde vorgetragen, dass kurzfristig notwendiges Handeln mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden sei und damit ein Zielkonflikt im Hinblick auf die Pflicht zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb nach § 11 Abs. 1 EnWG geschaffen werde. Dieser Zielkonflikt besteht nicht. Maßgeblich ist die Unterscheidung zwischen dem Handlungsmaßstab der Unverzüglichkeit und der hier geregelten Kostenfolge, die der gesamten Tenorziffer 3 zugrunde liegt.
- 98 § 13a Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG verpflichtet den Verteilernetzbetreiber, den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung zu unterrichten. Dieser Maßstab ist verhaltensbezogen, einzelfallabhängig und kennt bewusst keine starre Mindestvorlaufzeit. Die Festlegung verändert ihn nicht und lässt die Pflichten aus §§ 11 Abs. 1, 13, 13a und 14 EnWG unberührt. Sie begründet weder eine Ausschlussfrist noch ein Durchführungsverbot. Tenorziffer 3.3 regelt nicht, ob und wann eine Maßnahme durchgeführt werden darf, sondern ausschließlich, in welchem Umfang der Aufwendungsersatz in die Erlösobergrenze eingeht. Kompetenzgrundlage ist nicht § 13a Abs. 1a EnWG, sondern § 14 Abs. 1b S. 4 und 5 EnWG, der die Beschlusskammer ausdrücklich zu pauschalen Bestimmungsmethoden und negativen Anreizen bei ineffizienter Bewirtschaftung ermächtigt. Die Festlegung setzt diesen Regelungsauftrag um, statt den Begriff der Unverzüglichkeit umzudeuten; die Bindung an Gesetz und Recht nach Art. 20 Abs. 3 GG ist daher nicht berührt.
- 99 Darüber hinaus bleibt die Ausfallarbeit von Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information bis zur Toleranzschwelle nach Tenorziffer 3.4 ohne jede Folge. Die Toleranzschwelle soll diejenigen Fälle abdecken, in denen eine rechtzeitige Vorab-Information aus Gründen unterbleibt, die der Netzbetreiber nicht zu vertreten hat, ohne dass es eines Nachweises im Einzelfall bedarf.
- 100 Schließlich ist zu berücksichtigen, dass kurzfristiges Handeln zwar in einem gewissen Umfang erforderlich ist, nicht aber jede Redispatch-Maßnahme auf einem unvorhersehbaren Ereignis beruht. In der Konsultation und im Workshop wurde von den Direktvermarktern berichtet, dass einzelne Netzbetreiber Informationen zu ihren Maßnahmen nahezu ausschließlich in der letzten Viertelstunde vor Beginn oder später übermitteln. Ein solches Muster lässt sich nicht mit Prognoseunsicherheiten erklären. Genau an diesem beeinflussbaren Anteil setzt der Selbstbehalt an.

6.4 Zu Tenorziffer 3.4

- 101 Der Selbstbehalt dient dazu, Anreize für rechtzeitige Vorab-Informationen zu setzen. Die Abrechnung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erfolgt demgegenüber pauschal über den o. g. Mischpreis und stellt nicht auf den Einzelfall ab. Damit setzt die Festlegung die von den Marktakteuren geforderte Trennung von Abrechnung und Anreizsetzung um. Der Selbstbehalt knüpft daher nicht an einen im Einzelfall nachzuweisenden Aufwand an, sondern an die Ausfallarbeit der Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers mit verspäteter Vorab-Information.
- 102 Die Netzbetreiber haben im Rahmen des Konsultationsprozesses nachvollziehbar vorgetragen, dass es zur Gewährleistung der Netzsicherheit bisweilen erforderlich oder nicht anders möglich sei, Redispatch-Maßnahmen mit einer Frist von weniger als 30 Minuten durchzuführen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, gewährt die Beschlusskammer eine Toleranzschwelle von 20 % der jährlichen Ausfallarbeit, auf die pauschal kein Selbstbehalt angewendet wird. Übersteigt die jährliche Ausfallarbeit von Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information die Toleranzschwelle, wird der Selbstbehalt auf den übersteigenden Teil angewendet. Berücksichtigt wird dabei jeweils nur die Ausfallarbeit von Maßnahmen, bei denen der anweisende auch der anfordernde Netzbetreiber ist.
- 103 Für die Bemessung der Höhe des Selbsthalts hat die Beschlusskammer einen markt-basierten Referenzmaßstab gewählt, um die volkswirtschaftlichen Mehrkosten, die durch verspätete Vorab-Informationen entstehen, abzubilden. Sie hat die Redispatch-Maßnahmen des Jahres 2025, die von Verteilernetzbetreibern angewiesen wurden, ausgewertet und die Differenz zwischen dem Ausgleichsenergiepreis (reBAP) und dem Intraday-Preisindex (ID-AEP) für die jeweils ersten vier Viertelstunden nach Beginn jeder Redispatch-Maßnahme betrachtet. Auf vier Viertelstunden ist abzustellen, weil es dem BKV zuzumuten ist, seinen Bilanzkreis nach dieser Zeit wieder über Handelsgeschäfte auszugleichen.
- 104 Das Jahr 2025 wurde nach einer Auswertung der verfügbaren Redispatch-Daten ab 2022 gewählt: Nach den Verwerfungen im Strommarkt in 2022 haben sich im Laufe der Zeit die Preisdifferenzen zwischen ID-AEP und reBAP wieder verringert. Daher stellt 2025 als jüngstes vollständiges Kalenderjahr eine geeignete Grundlage für die Bemessung typischer Mehrkosten dar. Eine anders parametrisierte Betrachtung hätte zu

höheren, für die Zukunft unplausiblen Werten geführt.

- 105 Die Auswertung ergibt im dritten Quartil (75-%-Quantil) eine Differenz von höchstens 23 EUR/MWh bei Maßnahmen an Solaranlagen und von höchstens 29 EUR/MWh bei Maßnahmen an Windenergieanlagen. Das dritte Quartil bildet den Großteil der Fälle ab, ohne dass Extremwerte das Ergebnis verzerren. Die Beschlusskammer zieht diese Größenordnungen als Orientierung für eine wirksame und zugleich maßvolle Anreizhöhe heran.
- 106 Wird diese Differenz für die ersten vier Viertelstunden auf die Gesamtdauer einer Maßnahme übertragen, ist die mittlere, mengengewichtete Dauer von Redispatch-Maßnahmen im Verteilernetz von 6,8 h bei Solaranlagen und 6,7 h bei Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Auf dieser Grundlage sieht die Beschlusskammer einen pauschalen Selbstbehalt von 3,90 EUR/MWh, angewendet auf die Ausfallarbeit von Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information, die die Toleranzschwelle überschreitet, als angemessen an.

6.5 Zu Tenorziffer 3.5

- 107 Redispatch-Maßnahmen, die von einem vorgelagerten Netzbetreiber angefordert werden, durchlaufen einen Kommunikationsprozess, der je nach Anzahl der vorgelagerten Netzbetreiber und Dauer der Datenverarbeitung beim Data Provider unterschiedlich viel Zeit in Anspruch nimmt. Um Komplexität zu vermeiden und Streit über die Verschuldensfrage im Einzelfall auszuschließen, hat die Beschlusskammer entschieden, Redispatchmengen, bei denen anfordernder und anweisender Netzbetreiber nicht identisch sind (Kosten dieser Maßnahmen werden gemäß § 13 Abs. 5 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1c EnWG an den vorgelagerten Netzbetreiber gewälzt), bei der Bestimmung der Ausfallarbeit für Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information unberücksichtigt zu lassen. Diese Vereinfachung verhindert, dass bei netzübergreifenden Maßnahmen die exakte Verantwortlichkeit für eine Verspätung in jedem Einzelfall ermittelt werden muss oder ein Anreiz bestünde, Redispatch-Anforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers nicht umzusetzen. Dementsprechend sind die vom angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2 umfassten Kosten für den fehlenden bilanziellen Ausgleich dieser Maßnahmen gemäß Tenorziffer 3.1 Satz 2 bzw. Tenorziffer 3.2 Satz 2 vollständig wälzbar.

- 108 Die Toleranzschwelle ist erst nach dem Abzug der gewälzten Mengen anzuwenden.
- 109 Die grundsätzliche Pflicht aller Akteure, Kommunikationsprozesse unverzüglich und fristgerecht durchzuführen, bleibt von dieser Vereinfachung unberührt.

7. Zu Tenorziffer 4

- 110 Im Rahmen der Konsultation forderten mehrere Marktteilnehmer eine umfassende Transparenz über die Einhaltung der Fristen für die Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen. Sie schlugen hierfür eine zentrale Transparenzplattform vor, die für jede einzelne Maßnahme alle relevanten Zeitpunkte des Prozesses abbildet.
- 111 Die Beschlusskammer erkennt das berechtigte Interesse der Marktteilnehmer an einer belastbaren Datenbasis zur Überprüfung der Fristentreue an. Einer maßnahmenscharfen Veröffentlichung über eine zentrale Transparenzplattform steht jedoch – gerade angesichts einer befristeten Regelung – ein unverhältnismäßig hoher Umsetzungsaufwand für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber entgegen. Um einen angemessenen Ausgleich zu schaffen, verpflichtet diese Tenorziffer die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber stattdessen zu einer aggregierten, quartalsweisen Veröffentlichung auf ihren Internetseiten. Rechtsgrundlage dieser Veröffentlichungs- und Mitteilungspflicht ist § 13j Abs. 2 Nr. 1 EnWG i.V.m. § 13 Abs. 1 EnWG.
- 112 Gemäß Tenorziffer 4 ist die Ausfallarbeit derjenigen Redispatch-Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in MWh zu veröffentlichen, die der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im betreffenden Quartal selbst aufgrund eigener Netzengpässe angewiesen hat. Die Beschränkung auf diese Maßnahmen ist sachgerecht, weil der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber nur bei ihnen den Zeitpunkt der Vorab-Information selbst zu verantworten hat. Bei Redispatchmengen, die aufgrund der Anforderung eines anderen Netzbetreibers anfallen, ist die Einhaltung der Frist vom anfordernden Netzbetreiber abhängig. Zusätzlich ist anzugeben, welcher Teil dieser Ausfallarbeit auf Maßnahmen mit rechtzeitiger Vorab-Information im Sinne der Tenorziffer 3.3 entfällt. Aus beiden Angaben lässt sich unmittelbar die Quote der Ausfallarbeit mit fristgerechter Vorab-Information ermitteln. Die Anknüpfung an die Ausfallarbeit gewichtet die Maßnahmen nach ihrer energiewirtschaftlichen Bedeutung. Die Daten liegen dem Elektrizitätsverteilernetzbetreiber aus der Abwicklung der Redispatch-Maßnahmen bereits vor.

- 113 Die quartalsweise Veröffentlichung stellt einen Kompromiss dar: Sie begrenzt den Aufwand der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und macht zugleich Verbesserungen der Prozessqualität zeitnah sichtbar.
- 114 Um Netzbetreiber mit wenigen selbst angeforderten Maßnahmen zu entlasten, gelten die hier beschriebenen Veröffentlichungspflichten nur für Quartale, in denen die Ausfallarbeit selbst angeforderter und angewiesener Maßnahmen mindestens 10 GWh beträgt.
- 115 Die Angaben sind jeweils spätestens drei Monate nach Ablauf des Kalenderquartals zu veröffentlichen. Die Frist ist an die Vorgaben zur Abstimmung der Ausfallarbeit in der Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 07.05.2026 (Az. BK6-23-241) angelehnt. Nach Abschnitt 6.4.3 der Anlage BilAReM zu der Festlegung BK6-23-241 sind die massengeschäftstauglichen Prozesse so auszugestalten, dass die Ausfallarbeit spätestens am Ende des dritten Folgemonats nach Ende der Redispatch-Maßnahme feststeht oder ein Clearing erfolglos abgeschlossen wurde. Für eine Redispatch-Maßnahme, die am letzten Tag eines Kalenderquartals endet, liegt die abgestimmte Ausfallarbeit damit spätestens drei Monate nach Ablauf des Quartals vor.
- 116 Nach Satz 4 sind die Angaben mindestens drei Jahre lang auf der Internetseite vorzuhalten.
- 117 Nach Satz 5 sind die Angaben nach Satz 1 der Beschlusskammer zusätzlich mit dem jährlichen Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos zu übermitteln.

8. Zu Tenorziffer 5

- 118 Tenorziffer 5 regelt den zeitlichen Anwendungsbereich der Festlegung. Die Regelungen zum angemessenen Aufwendungsersatz nach Tenorziffer 2, zur Kostenwälzung nach Tenorziffer 3 und Transparenz nach Tenorziffer 4 gelten ab Bekanntgabe dieser Festlegung am 01.01.2027.
- 119 Abweichend hiervon wird der Selbstbehalt nach Tenorziffer 3.4 erstmals für das Kalenderjahr 2028 angewendet. Dadurch wird den Netzbetreibern eine Übergangsfrist eingeräumt. Dies ermöglicht den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, im Jahr 2027 ihre Prozesse für rechtzeitige Vorab-Informationen an Betreiber von Anlagen zu verbessern, ohne dass dadurch unmittelbar finanzielle Auswirkungen entstehen.

Hierdurch regelt die Beschlusskammer eine angemessene Umsetzungsfrist.

- 120 Die Veröffentlichungspflicht nach Tenorziffer 4 wird erstmals für das erste Quartal 2027 angewendet. Die erste Veröffentlichung hat somit spätestens am 30.06.2027 zu erfolgen. Durch die Veröffentlichungspflicht greift die erste weniger eingriffsintensive Stufe der Anreizung rechtzeitiger Vorab-Informationen an die Betreiber von Anlagen. Die Frist ist für die Umsetzung auf der eigenen Internetseite der Netzbetreiber angemessen, da sich der technische Aufwand in Grenzen hält.

9. Zu Tenorziffer 6

- 121 Tenorziffer 6 S. 1 und 2 betreffen das Wirksamwerden der Regelung dieser Festlegung. Mit Satz 2 wird der 01.01.2027 nach § 73 Abs. 1a S. 4 EnWG i.V.m. § 41 Abs. 4 S. 4 VwVfG als Datum der Bekanntgabe bestimmt. Dieses Datum kennzeichnet die äußere Wirksamkeit der Regelungen. Das Datum wird abweichend von § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG gewählt, da eine vollständige Erfassung des Kalenderjahres bzw. des ersten Quartals stattfinden soll. Der 1. Januar eignet sich als Umsetzungstermin, weil die Abrechnungsprozesse damit auf einen einheitlichen, allgemeingültigen Stichtag umgestellt werden können.
- 122 Gemäß § 14 Abs. 1 S. 3 EnWG ist die Abweichung von den Vorgaben des § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 EnWG bis zum 31.12.2031 befristet. Ab dem 01.01.2032 hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch den Elektrizitätsverteilternetzbetreiber. Damit verlieren die in dieser Festlegung getroffenen Regelungen zur finanziellen Entschädigung bei Redispatch-Maßnahmen ohne gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber ab dem 01.01.2032 ihre gesetzliche Grundlage.

10. Zu Tenorziffer 7

- 123 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

11. Ermessensausübung und Verhältnismäßigkeit

- 124 Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Auswahlermessen ausgeübt. Die Festlegung ist geeignet, erforderlich und angemessen.

- 125 Die Festlegung ist geeignet, da sie das Ziel fördert, einen angemessenen Aufwendungsersatz für Redispatch-Maßnahmen zu regeln, sofern oder soweit nach § 14 Abs. 1 S. 3 EnWG der § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 EnWG für den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes keine entsprechende Anwendung findet.
- 126 Die Festlegung ist erforderlich und geboten, um nähere Bestimmungen für den angemessenen Aufwendungsersatz nach § 14 Abs. 1b S. 1 EnWG zu schaffen. Die darin enthaltenen Regelungen konkretisieren die gesetzliche Grundlage des § 14 Abs. 1b EnWG. Damit schafft die Festlegung eine rechtssichere Regelung für die Kostenerstattung von Redispatch-Maßnahmen ohne gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber. Angesichts des Volumens der jährlichen Redispatch-Maßnahmen im Verteilnetz (im Jahr 2025 betrug das Volumen von Redispatch-Maßnahmen, die im Verteilnetz durchgeführt wurden, insgesamt knapp 6 TWh) zur Gewährleistung der Systemstabilität und der Vielzahl der betroffenen Marktakteure, tragen die Vorgaben zur Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes des fehlenden bilanziellen Ausgleichs zu einer gesicherten und effizienten Durchführung von Redispatch-Maßnahmen bei.
- 127 Die Beschlusskammer hat das ihr eröffnete Auswahlermessen an dem Ziel ausgerichtet, das § 14 Abs. 1b EnWG der Festlegung vorgibt. Der Aufwendungsersatz soll die Kosten abdecken, die bei einer Vornahme des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich sind (§ 14 Abs. 1b S. 2 EnWG). Wirtschaftliche Vorteile, die der Bilanzkreisverantwortliche hätte erlangen können, sind einzubeziehen (§ 14 Abs. 1b S. 3 EnWG). Die Festlegung soll über pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung dazu beitragen, die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu verringern (§ 14 Abs. 1b S. 5 EnWG; vgl. BT-Drs. 21/1497, S. 131). Von diesem Ziel ausgehend hat die Beschlusskammer die einzusetzenden Mittel ausgewählt und jeweils das mildeste Mittel gewählt, mit dem der gesetzliche Auftrag noch erfüllt werden kann.
- 128 Dass es einer Anreizsetzung bedarf, folgt aus dem Befund zur bisherigen Praxis des Redispatch 2.0. Das im Verfahren BK6-23-241 eingeholte Sachverständigengutachten¹¹ hat festgestellt, dass Netzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen im Regelfall keine

¹¹[Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0](#)
Consentec-Gutachten, siehe bereits oben unter 5.3.

Vorab-Information über Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stellen, obwohl sie hierzu grundsätzlich verpflichtet sind (Consentec-Gutachten, S. 25). Der bilanzielle Ausgleich sei damit nicht planbar und erfolge reaktiv auf beobachtete Handlungen des Netzbetreibers (Consentec-Gutachten, S. 29-30). Der Gutachter hat ausdrücklich die Gefahr gesehen, dass die Verteilernetzbetreiber Redispatch-Maßnahmen weiterhin kurz vor Echtzeit und ohne verlässliche Vorab-Information durchführen und die Kompensationszahlungen als Netzkosten weitergeben (Consentec-Gutachten, S. 29). Als Lösung hat er vorgeschlagen, die Wälzbarkeit dieser Zahlungen für den nicht planbaren bilanziellen Ausgleich von Echtzeit-basierten Redispatch-Maßnahmen auslaufen zu lassen (Consentec-Gutachten, S. 30). Hieran knüpft die vorliegende Festlegung an, indem sie die Wälzbarkeit der Kosten an die Rechtzeitigkeit der Vorab-Information bindet.

- 129 Zur Erreichung des Ziels setzt die Beschlusskammer drei aufeinander abgestimmte Mittel ein: Erstens, die pauschale Bewertung des angemessenen Aufwendungsersatzes für den fehlenden bilanziellen Ausgleich (Tenorziffer 2). Zweitens, die Setzung von Anreizen durch eine Begrenzung der Kostenwälzung des Netzbetreibers durch einen Selbstbehalt für Maßnahmen mit verspäteter Vorab-Information (Tenorziffer 3) und darüber hinaus konkrete Anreize zur Meldung marktbedingter Abregelungen (Tenorziffer 2.5). Drittens, die Veröffentlichung aggregierter Kennzahlen (Tenorziffer 4).
- 130 Der pauschale Ansatz zur Ermittlung des Aufwendungsersatzes gemäß Tenorziffer 2 ist geeignet, weil er die kurzfristigen Beschaffungskosten des bilanziellen Ausgleichs abdeckt. Er ist erforderlich, weil eine maßnahmenscharfe Ermittlung der tatsächlichen Aufwendungen mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden wäre. Er ist angemessen, weil sich Über- und Unterdeckungen im Zeitverlauf ausgleichen. Dass eine pauschale Ermittlung zulasten der Einzelfallgerechtigkeit geht, nimmt die Beschlusskammer bewusst in Kauf. Hier überwiegt die gewonnene Praktikabilität das Interesse an einem maßnahmenscharfen Kostenersatz der Anlagenbetreiber. Darüber hinaus setzt eine pauschale Bestimmung Anreize für eine effiziente Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. Die Einzelheiten ergeben sich aus den Ausführungen zu Tenorziffer 2.
- 131 Der Selbstbehalt ist geeignet, eine rechtzeitige Vorab-Information anzureizen, weil er einen Teil der Kosten verspäteter Vorab-Informationen beim Netzbetreiber belässt, der für eine rechtzeitige Vorab-Information verantwortlich ist. Er ist erforderlich, weil

mildere Mittel – insbesondere eine reine Berichtspflicht – die festgestellte Anreizlücke nicht schließen und § 14 Abs. 1b S. 5 EnWG negative Anreize ausdrücklich verlangt. Er ist unter Würdigung der Interessen angemessen, weil er erst oberhalb der Toleranzschwelle von 20 % der jährlichen Ausfallarbeit greift und Maßnahmen vorgelagerter Netzbetreiber unberücksichtigt lässt. Die Einzelheiten ergeben sich aus den Ausführungen zu Tenorziffer 3. Darüber hinaus werden monetäre Anreize im Hinblick auf die Meldung marktbedingter Abregelungen gesetzt. Die Einzelheiten hierzu ergeben sich aus den Ausführungen zu Tenorziffer 2.5.

- 132 Die Veröffentlichungspflicht ist das mildeste der eingesetzten Mittel. Sie belastet die Netzbetreiber nur mit einer aggregierten Berichterstattung und ermöglicht allen Marktakteuren eine Beurteilung der Fristentreue. Die Einzelheiten ergeben sich aus den Ausführungen zu Tenorziffer 4.
- 133 In der Gesamtabwägung bringt die Festlegung die widerstreitenden Interessen zum Ausgleich. Der Netzbetreiber hat ein Interesse daran, möglichst nah an der Echtzeit über Redispatch-Maßnahmen zu entscheiden, um diese zielgenau dimensionieren zu können. Für ihn ist die Systemsicherheit maßgeblich. Der Anlagenbetreiber und der für ihn tätige Bilanzkreisverantwortliche haben ein Interesse daran, die betroffenen Mengen marktlich zu bewirtschaften, was einen Mindestvorlauf voraussetzt.
- 134 Die Festlegung löst diesen Zielkonflikt, indem sie an die bereits in der Festlegung BK6-23-241 vorgesehene Vorlaufzeit von 30 Minuten anknüpft und hieran ausschließlich eine kostenregulatorische Folge bindet. Der Netzbetreiber kann und muss Redispatch-Maßnahmen auch kurzfristig durchführen, wenn es die Systemsicherheit erfordert. Dass somit nicht sämtliche Vorab-Informationen rechtzeitig erfolgen können, erkennt die Beschlusskammer an. Diesem Umstand trägt die Toleranzschwelle Rechnung.
- 135 Die verbleibende Belastung der Netzbetreiber ist zumutbar. Sie tritt erst ein, wenn die Toleranzschwelle überschritten wird, sie ist der Höhe nach begrenzt und sie kann durch eine Verbesserung der eigenen Prozesse vollständig vermieden werden. Ihr steht das Interesse der Netznutzer gegenüber, nicht mit Mehrkosten belastet zu werden, die auf vermeidbar verspäteten Vorab-Informationen beruhen.

III.

- 136 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Adressaten 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.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat 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).

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Bourwieg

Krank

Wetzel