

NETZENTGELTE ELEKTRIZITÄT

Eckpunkte- papier

zum Erlass einer Festlegung
zur Kostenerstattung im
„unbilanzierten“ Redispatch



Bundesnetzagentur

Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Stand: Juni 2026

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat BK8

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Einleitung	5
2 Anwendungsbereich.....	6
3 Angemessener Aufwendungsersatz zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs	6
4 Angemessener Aufwendungsersatz im Fall einer verspäteten Vorankündigung	8
4.1 Verspätete Kommunikation der Redispatch-Maßnahme durch den Anschlussnetzbetreiber	8
4.2 Reichweite eines Anreizsystems und Kostenwälzung	14
4.3 Kostenwälzung an den vorgelagerten Netzbetreiber	16
5 Übergangszeitraum bis zum Erlass einer Festlegung und Rückwirkung	16
Impressum.....	17

1 Einleitung

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. 2, 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.

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 in Verbindung mit § 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 Bilanzkreisverantwortlichen (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.

Die Regulierungsbehörde wird gemäß § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG ermächtigt, durch Festlegung nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile zu treffen.

Sie gibt diesbezüglich nach § 14 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.

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 in Verbindung mit § 13 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).

Ziel dieses Eckpunktepapiers ist es, eine Festlegung im Sinne des § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG vorzubereiten und zentrale Elemente zu diskutieren (vgl. BT-Drs. 21/1497, S. 116). Auf die korrespondierende Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 07.05.2026 (BK6-23-241) wird verwiesen.

Die Beschlusskammern 6 und 8 haben am 26.09.2024 Eckpunkte für eine Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. In diesem Eckpunktepapier hat die Beschlusskammer 8 erste Überlegungen zu einer Anreizkomponente für fristgerechte Datenmeldungen skizziert. Die eingereichten Stellungnahmen wurden für die Ausarbeitung des vorliegenden Eckpunktepapiers berücksichtigt.

2 Anwendungsbereich

Adressat der Festlegung sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sollen verpflichtet werden, einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs gemäß § 14 Abs. 1b EnWG an den Anlagenbetreiber zu zahlen.

Der Anwendungsbereich des § 14 EnWG erstreckt sich ausschließlich auf Anlagen, die an Elektrizitätsverteilernetze angeschlossen sind. Die Festlegung wird nur auf Anlagen angewendet, für die kein bilanzieller Ausgleich durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber durchgeführt wird. Ferner regelt § 14 Abs. 1b S. 5 EnWG, dass kein Aufwendungsersatz erfolgt, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird.

Darüber hinaus soll die Festlegung nur auf Anlagen angewendet werden, die sich im Sinne der Festlegung BK6-23-241 im Prognosemodell befinden. Für Anlagen im Planwertmodell trifft die Festlegung BK6-23-241 bereits abschließende Regelungen. Die Notwendigkeit der Einführung eines darüber hinaus gehenden Anreizmodells im Planwertmodell wird nicht gesehen, da die Abstimmung zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber, Lieferanten (LF) bzw. Einsatzverantwortlichem (EIV) im Planwertmodell grundsätzlich funktioniert.

3 Angemessener Aufwendungsersatz zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs

Im Normalfall sollte dem LF und EIV die Durchführung einer Redispatch-Maßnahme rechtzeitig bekannt gegeben worden sein. Gemäß Kapitel 6.3 Abrufprozesse der Anlage 2 (BilAReM) der Festlegung BK6-23-241 sehen 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 LF und EIV zugehen. Die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG erfolgt in der Regel höchstens einmal je Viertelstunde je Redispatch-Maßnahme.

In diesem Kapitel wird der angemessene Aufwendungsersatz für den Fall beschrieben, in dem die oben genannten Kommunikationsprozesse eingehalten werden und der Redispatch-Abruf mindestens 30 Minuten vorher angekündigt wird.

Aufgrund seiner Verpflichtung zur Bilanzkreistreue muss der BKV die entsprechenden Energiemengen (oder -mehrmengen) entweder (a) im Intra-Day-Handel der relevanten Handelsplätze nachbeschaffen (oder verkaufen), (b) über seinen eigenen Anlagen-Pool ausgleichen oder (c) OTC erwerben (oder verkaufen).

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-AEP¹ stellt hierfür eine angemessene Bewertung dar. Der Intra-Day-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intra-Day-Markt im Marktgebiet Deutschland. Ermittelt wird dabei der mengengewichtete Durchschnittspreis aus den letztgetätigten Handelsgeschäften des betreffenden Viertelstundenprodukts, die ein Handelsvolumen von 500 MW überschreiten. In den Stellungnahmen zum Eckpunkt Papier vom 26.09.2024 wurde darauf hingewiesen, dass der Preisindex ID1² nur die Handelsgeschäfte 60 bis 30 Minuten vor der Lieferung abbildet und somit den Handel kurz vor Lieferung nicht berücksichtigt. Diese Problematik wird durch den Preisindex ID-AEP adressiert.

Weist der ID-AEP einen positiven Wert auf, ergeben sich für den BKV im Falle des negativen Redispatch zusätzliche Kosten, die er ohne die Redispatch-Maßnahme (oder bei Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Anschlussnetzbetreiber) nicht gehabt hätte. Weist der ID-AEP hingegen einen negativen Wert auf, ergeben sich für den BKV zusätzliche Erlöse, die er ohne die Redispatch-Maßnahme nicht gehabt hätte.

Formelhaft lassen sich die Kosten bzw. Erlöse für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs daher wie folgt zusammenfassen:

$$\text{Vergütung } \text{negRD}_{\text{rechtzeitig}} [\text{€}] = \text{Ausfallarbeit [MWh]} * \text{ID-AEP [€/MWh]}$$

Da der ID-AEP negativ werden kann, gibt das Vorzeichen somit auch die Zahlungsrichtung zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber an. Weist der Preis einen positiven Wert auf, hat der Anschlussnetzbetreiber die entstehenden Kosten zu erstatten. Ist der Wert negativ, ergibt sich eine entsprechende Erstattung des Anlagenbetreibers an den Anschlussnetzbetreiber.

Die Bestimmung der Ausfallarbeit erfolgt gemäß den Vorgaben der Festlegung BK6-23-241.

Im Fall der rechtzeitigen Ankündigung der Redispatch-Maßnahme kann der Netzbetreiber den an den Anlagenbetreiber ausbezahlten finanziellen Ausgleich nach den oben genannten Ermittlungsmaßstäben für den fehlenden bilanziellen Ausgleich als Plankosten in die Netzentgelte wälzen. Im Regulierungskonto erfolgt ein Abgleich mit den tatsächlichen erstattungsfähigen Kosten.

¹ 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 Intra-Day-Preisindex ID-AEP berücksichtigt Handelsgeschäfte des kontinuierlichen börslichen Stromhandels am Intra-Day-Markt im Marktgebiet Deutschland. Ermittelt wird dabei der mengengewichtete Durchschnittspreis aus den letztgetätigten Handelsgeschäften des betreffenden Viertelstundenprodukts, die ein Handelsvolumen von 500 MW überschreiten.

² Der Intra-Day-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.

4 Angemessener Aufwendungsersatz im Fall einer verspäteten Vorankündigung

4.1 Verspätete Kommunikation der Redispatch-Maßnahme durch den Anschlussnetzbetreiber

Bezogen auf den bilanziellen Ausgleich im Wege der Ersatzvornahme durch den BKV führt eine verspätete, fehlende oder fehlerhafte Nachricht über Beginn, Ende oder Höhe der Redispatch-Maßnahme dazu, dass der BKV seinen Bilanzkreis nicht vollständig durch geeignete Maßnahmen ausgleichen kann. Dies ist nicht gewollt. Die VNB sollen die Redispatch-Maßnahmen richtig und rechtzeitig kommunizieren.

Bei verspäteter Kommunikation durch den Anschlussnetzbetreiber können Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse entstehen. Hinsichtlich der Entstehung von Kosten beim BKV müssen mehrere Konstellationen insbesondere beim Herunterfahren einer EE-Anlage (negativer Redispatch) unterschieden werden, da die Preise für das denkbare Ersatzgeschäft (hier: Erhöhung der Energiemenge im Bilanzkreis des BKV) positiv und negativ sein können.

Die Grundannahme ist, dass der BKV die Leistung der Anlage im Wesentlichen Day-Ahead vermarktet hat und die Redispatch-Maßnahme in der Regel kurz vor dem Erfüllungszeitpunkt und damit nach Abschluss der Intra-Day-Eröffnungsauktion angewiesen wird.

Erster Fall: verspätete Ankündigung des Beginns einer Redispatch-Maßnahme

Gibt der Anschlussnetzbetreiber dem LF und EIV nicht rechtzeitig vor dem Beginn bzw. dem Ende der Redispatch-Maßnahme die Gelegenheit, die Maßnahme zur Kenntnis zu nehmen (Verspätungsfall), so ergeben sich daraus für den BKV zusätzliche Kosten oder Erlöse, die mit dem ID-AEP nicht sachgerecht bewertet wären. Gemäß Kapitel 6.3 „Abrufprozesse“ der Anlage 2 (BilAReM) zur Festlegung BK6-23-241 ist die Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme dann als rechtzeitig anzusehen, wenn die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs dem LF und EIV zugehen.

Kosten können dem BKV in diesem Falle maßgeblich daraus entstehen, dass durch einen Schiefstand des Bilanzkreises des BKV im Erfüllungszeitpunkt ein Bedarf entsteht, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. Der Preis für Ausgleichsenergie in Form des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP³) kann dabei ebenfalls positiv oder negativ sein.

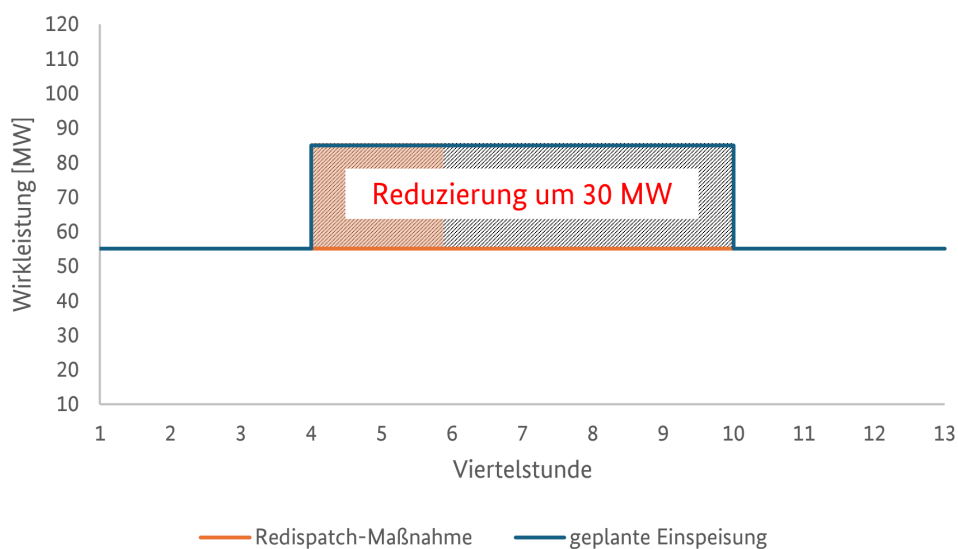
Bei der Betrachtung der Ausgleichsenergiekosten kommt es im Folgenden nicht darauf an, ob der Bilanzkreis tatsächlich über- oder unterdeckt ist. Es kommt lediglich auf die Differenz an, die durch die fehlerhafte oder fehlende Vorab-Information verursacht wurde.

Um die Wirkung des Ausgleichsenergiepreises besser zu verstehen, muss ein fiktives Beispiel betrachtet werden, in dem die Meldung des Anschlussnetzbetreibers über den Beginn der Redispatch-Maßnahme verspätet erfolgt. Dabei geht der BKV von einer Einspeisung in den Viertelstunden 1 bis 3 jeweils i. H. v. 55 MW aus. In

³ 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.

den Viertelstunden 4 bis 9 soll die Einspeisung jeweils 85 MW und in den Viertelstunden 10 bis 12 wiederum jeweils wieder 55 MW betragen.

Die Erhöhung der prognostizierten Einspeisung um 30 MW möchte der Anschlussnetzbetreiber vermeiden und weist daher eine Redispatch-Maßnahme an, mit der die Einspeisung der Anlage auf 55 MW begrenzt wird. Die Wirkleistungserzeugung der Anlage soll also um 30 MW reduziert werden (ab Viertelstunde 4). Zudem wird angenommen, dass der BKV vom Anschlussnetzbetreiber erst unmittelbar vor dem Beginn von Viertelstunde 4 über dem Beginn der Redispatch-Maßnahme informiert wird und seinen Bilanzkreis nach Vorliegen dieser Mitteilung innerhalb von 30 Minuten korrigieren kann (d. h. ab Viertelstunde 6), so dass ab Viertelstunde 6 keine Bilanzkreisabweichungen mehr entstehen. Die Information über die Beendigung der Redispatch-Maßnahme erfolgt dann wieder rechtzeitig.



In diesem Fall ist der Bilanzkreis des BKV in den Viertelstunden 4 und 5 unterdeckt, da die geplante Einspeisung durch den BKV bereits vermarktet wurde, nun aber aufgrund der Redispatch-Maßnahme nicht eingespeist werden kann. Die somit nicht eingespeiste Energie muss daher anderweitig beschafft werden. Eine Beschaffung auf den regulären Strommärkten ist aufgrund der kurzfristigen Information durch den Netzbetreiber nicht oder kaum möglich. Es entstehen dem BKV daher 15 MWh Ausgleichsenergiebedarf (30 MW für zwei Viertelstunden, orange hinterlegte Fläche) in diesen beiden Viertelstunden, der sachgerechter Weise nicht mit dem ID-AEP, sondern mit dem reBAP zu bepreisen ist.

Weist der reBAP einen positiven Wert auf, ergeben sich für den BKV zusätzliche Kosten, die er ohne die Redispatch-Maßnahme nicht gehabt hätte. Weist der reBAP hingegen einen negativen Wert auf, ergeben sich für den BKV zusätzliche Erlöse. Der reBAP kann grundsätzlich positive oder negative Werte aufweisen. Im hier skizzierten Fall einer fehlenden Energiemenge, die über die Ausgleichsenergie ausgeglichen wird, hat ein negativer Preis die Implikation, dass dem BKV Erlöse entstehen.

Formelhaft lässt sich der Verspätungsfall daher wie folgt zusammenfassen. In den Viertelstunden 4 und 5 ergibt sich die folgende Zahlung:

$$\text{Zahlung negRD}_{\text{verspätet}} [\text{€}] = \text{Ausfallarbeit [MWh]} * \text{reBAP [€/MWh]}$$

Die Zahlung im Verspätungsfall lässt sich aufteilen: einerseits in einen Anteil, der auch im Fall einer rechtzeitigen Vorankündigung zu leisten gewesen wäre und andererseits in einen Anteil, der sich nur aufgrund der Verspätung ergibt. Der sog. Verspätungsterm, ist in der Formel **rot** hervorgehoben:

$$\text{Zahlung } \text{negRD}_{\text{verspätet}} [\text{€}] = \text{Ausfallarbeit} [\text{MWh}] * \text{ID-AEP} [\text{€/MWh}] + \text{Ausfallarbeit} [\text{MWh}] * (\text{reBAP} [\text{€/MWh}] - \text{ID-AEP} [\text{€/MWh}])$$

Die Aufteilung ist vor dem Hintergrund der Kostenwälzung relevant und wird im späteren Verlauf des Eckpunkteapiers aufgegriffen.

Der reBAP kann in Abhängigkeit des Saldos des Netzregelverbunds (NRV-Saldo) sowohl niedriger als auch höher liegen als der ID-AEP. Falls der Netzregelverbund unterdeckt ist (positiver NRV-Saldo), liegt der reBAP aufgrund der Börsenpreiskopplung über dem ID-AEP. Falls der Netzregelverbund überdeckt ist (negativer NRV-Saldo), liegt der reBAP aufgrund der Börsenpreiskopplung unter dem ID-AEP⁴.

Dies bedeutet, dass der Verspätungsterm sowohl ein positives als auch ein negatives Vorzeichen aufweisen kann. In letzterem Fall erhält der Anlagenbetreiber aufgrund der verspäteten Mitteilung einen geringeren Ausgleichsbetrag. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ihm durch die Ausgleichenergie geringere Kosten entstanden sind als ihm im Fall der Beschaffung am Intraday-Markt entstanden wären.

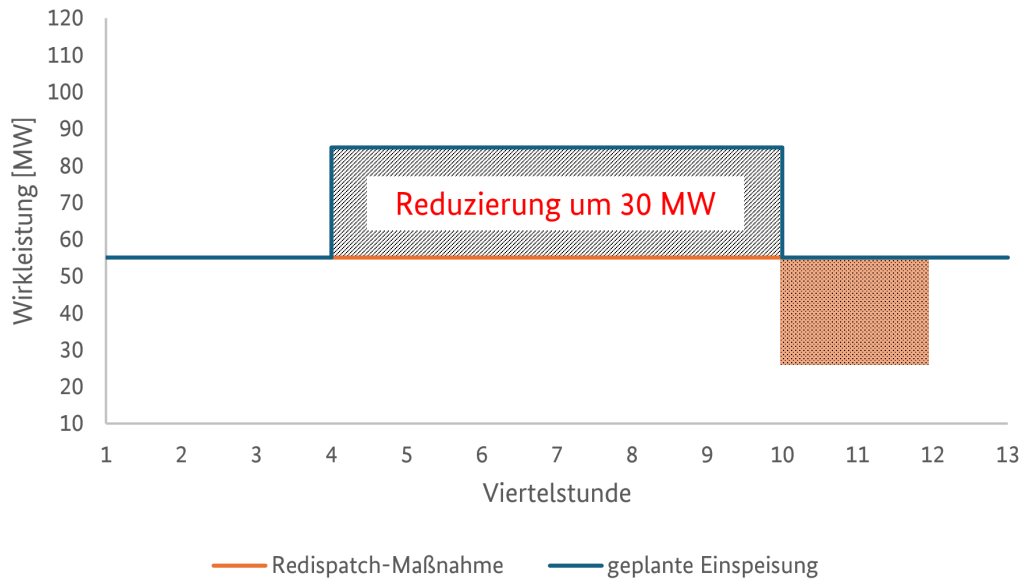
Diese geringeren Kosten zu berücksichtigen, ergibt sich sowohl aus den Vorgaben von § 13a Abs. 2 EnWG, wonach der Anlagenbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme wirtschaftlich weder besser noch schlechter zu stellen ist. Darüber hinaus ergibt sich die Berücksichtigung der geringeren Kosten aus den Vorgaben von § 14 Abs. 1b S. 3 und S. 4 EnWG, wonach wirtschaftliche Vorteile, die der BKV durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten sind und die Regulierungsbehörde nähere Bestimmungen zur Ermittlung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile zu treffen hat.

Zweiter Fall: verspätete Ankündigung des Endes einer Redispatch-Maßnahme

Etwas anders verhält es sich, wenn der Anschlussnetzbetreiber den BKV zwar über den Anfang der Redispatch-Maßnahme rechtzeitig informiert, aber zum Ende der Redispatch-Maßnahme seine Mitteilung verspätet übermittelt.

In diesem Beispiel wird angenommen, dass der BKV davon ausgeht, dass die Einspeisung aus der Anlage auch in den Viertelstunden 10 und 11 um 30 MW reduziert wird. Er erwartet folglich eine Einspeisung von 25 MW. Tatsächlich speist die Anlage aber mit einer Leistung von 55 MW ein, da der Eingriff des Anschlussnetzbetreibers beendet wurde. Auch hier wird wieder angenommen, dass der BKV vom Anschlussnetzbetreiber erst unmittelbar vor Viertelstunde 10 über das Ende der Redispatch-Maßnahme informiert wird und seinen Bilanzkreis nach Vorliegen der Mitteilung innerhalb von 30 Minuten (d. h. ab Viertelstunde 12) korrigieren kann, so dass in den folgenden Viertelstunden keine weiteren Abweichungen mehr entstehen.

⁴ Vgl. Modellbeschreibung der reBAP-Berechnung ([modellbeschreibung_der_rebap-berechnung_ab_08-12-2022.pdf](#)).



In diesem Fall musste der BKV davon ausgehen, dass die Reduzierung in Höhe von 30 MW bestehen bleibt, also eine Einsenkung auf 25 MW erfolgt. Demgemäß musste der BKV davon ausgehen, dass er 30 MW beschaffen muss, um seinen Bilanzkreis zu decken. Tatsächlich erfolgt die Einspeisung aber in Höhe von 55 MW, so dass der Bilanzkreis des BKV nun um 30 MW überdeckt ist. Es entstehen dem BKV in den Viertelstunden 10 und 11 somit Kosten (eventuell Erlöse im Fall von negativen Intraday-Preisen) für die Beschaffung von jeweils 30 MW im Intraday-Handel (zu ID-AEP) und Erlöse bzw. Kosten für den Ausgleichsenergiebedarf von -15 MWh (-30 MW für zwei Viertelstunden; zu reBAP). Nach dem Ende der Maßnahme beträgt die Ausfallarbeit 0 MWh (da die Redispatch-Maßnahme beendet wurde). Stattdessen greift hier die Ersatzarbeit (entspricht je Viertelstunde der mit dem Faktor (-1) multiplizierten Ausfallarbeit in der letzten Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme). Die Ersatzarbeit hat in diesem Beispiel ein negatives Vorzeichen (-30 MW für zwei Viertelstunden, d.h. -15 MWh).

Formelhaft lässt sich der Verspätungsfall am Ende der Maßnahme wie folgt zusammenfassen. In diesem Fall handelt es sich bei dem gesamten Zahlungsbetrag um den Verspätungsterm (wieder rot hervorgehoben), da im Fall der rechtzeitigen Mitteilung gar keine Zahlung erfolgen würde:

$$\text{Zahlung } \text{negRD}_{\text{verspätet}} [\text{€}] = \text{Ersatzarbeit [MWh]} * (\text{reBAP}[\text{€/MWh}] - \text{ID-AEP} [\text{€/MWh}])$$

In Abhängigkeit des NRV-Saldos kann die hier skizzierte Differenz aus einer Beschaffung zum ID-AEP und der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie sowohl Kosten als auch Erlöse verursachen. Sollten hier Erlöse entstehen, sind diese aufgrund der Vorgaben von § 13a Abs. 2 EnWG sowie § 14 Abs. 1b Satz 3 und Satz 4 EnWG dem Anschlussnetzbetreiber zu erstatten.

Dritter Fall: keine Ankündigung

Darüber hinaus ist der Fall denkbar, dass keinerlei Information des Anschlussnetzbetreibers über die Redispatch-Maßnahme erfolgt. In diesem Fall erfährt der BKV erst durch die Echtzeit-Messwerte der Anlage vom Beginn und Ende der Redispatch-Maßnahme, wobei er nicht notwendigerweise weiß, dass es sich um eine Redispatch-Maßnahme handelt. Es ist dem Direktvermarkter grundsätzlich zuzumuten, auf das von seiner Prognose abweichende Einspeiseverhalten zu reagieren. Allerdings wird im Fall einer vollständig ausbleibenden Ankündigung des Beginns einer Maßnahme der oben genannte Verspätungsterm (siehe erster Fall) für einen

Zeitraum von vier Viertelstunden berücksichtigt. Hintergrund ist, dass in diesem Fall die Reaktion herausfordernder ist, als im Fall einer sehr späten, aber dennoch vorhandenen Ankündigung.

Vierter Fall: fehlerhafte Ankündigung

Darüber hinaus kann der Fall einer fehlerhaften Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme auftreten, d. h., es erfolgt ein höherer oder niedrigerer Redispatch-Abruf als angekündigt. Auch in diesem Fall entstehen dem BKV Kosten (oder Erlöse) durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie.

Der aufgrund der fehlerhaften Ankündigung zusätzlich zu berücksichtigende Fehlerterm ist in der Formel rot hervorgehoben. Hierzu wird eine Differenz aus der angekündigten Redispatch-Maßnahme und der Ausfallarbeit gebildet:

$$\text{Zahlung } \text{negRD}_{\text{fehlerhaft}} [\text{€}] = \text{Ausfallarbeit [MWh]} * \text{ID-AEP [€/MWh]} + \\ (\text{RD-Ankündigung [MWh]} - \text{Ausfallarbeit [MWh]}) * (\text{reBAP [€/MWh]} - \text{ID-AEP [€/MWh]})$$

Auch in diesem Fall ist dem Direktvermarkter grundsätzlich zuzumuten, auf eine fehlerhafte Redispatch-Ankündigung zu reagieren. Daher ist der Fehlerterm in der oben genannten Gleichung für die ersten vier Viertelstunden ab Beginn der Maßnahme zu berücksichtigen.

Auch im Fall des Fehlerterms sind sämtliche Vorzeichen zu berücksichtigen, sodass der Fehlerterm sowohl positiv als auch negativ sein kann. Im Fall eines negativen Fehlerterms sind die entstehenden Erlöse aufgrund der Vorgaben von § 13a Abs. 2 EnWG sowie § 14 Abs. 1b Satz 3 und Satz 4 EnWG dem Anschlussnetzbetreiber zu erstatten.

Schlussfolgerung

Eine verspätete, nicht erfolgte oder fehlerhafte Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme kann zu höheren Kosten für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den BKV führen. Ob dies im Einzelfall tatsächlich zu höheren Kosten oder möglicherweise sogar zu Erlösen führt, hängt insbesondere davon ab, wie in der konkreten Situation das Verhältnis zwischen ID-AEP und reBAP ist. Im Ergebnis sollen die aus der verspäteten bzw. fehlenden Datenmeldung resultierenden Ausgleichsenergiekosten bei dem für die Störung der Datenmeldung verantwortlichen Akteur verbleiben. Etwaige Ausgleichsenergieerlöse dürfen dagegen nicht bei dem Verantwortlichen verbleiben.

Dies soll im Rahmen eines Anreizsystems dadurch umgesetzt werden, dass zur Bestimmung des finanziellen Ausgleichs in Abhängigkeit des zeitlichen Vorlaufs der Redispatch-Ankündigung und der Abweichung zwischen der angekündigten und tatsächlich durchgeführten Redispatch-Maßnahme in der oben beschriebenen Weise jeweils zwei Komponenten zur Bestimmung des angemessenen Aufwendersatzes zu berücksichtigen sind:

- Die erste Komponente umfasst die Zahlung, die auch im Fall einer rechtzeitigen und korrekten Ankündigung zu leisten gewesen wäre. Hierzu wird die Ausfallarbeit mit dem ID-AEP bepreist.
- Die zweite Komponente umfasst den Verspätungs- bzw. Fehlerterm. Dieser bezieht sich mengenmäßig entweder auf die Ausfallarbeit (erster und dritter Fall), die Ersatzarbeit (zweiter Fall) oder die Differenz aus RD-Ankündigung und Ausfallarbeit (vierter Fall). Die Bepreisung erfolgt in allen Fällen anhand der Differenz aus reBAP und ID-AEP.

Ergibt sich bei der zweiten Komponente ein Erlös für den BKV, ist dieser dem Anschlussnetzbetreiber zu erstatten.

Im Ergebnis gelangt die Beschlusskammer zu folgenden Regelungen:

Erster und dritter Fall: verspätete oder ausbleibende Ankündigung des Beginns einer Redispatch-Maßnahme

- Wird die Redispatch-Maßnahme mindestens 30 Minuten vor Beginn des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist die Ankündigung rechtzeitig und es ist kein Verspätungsterm zu berücksichtigen.
- Wird die Redispatch-Maßnahme mindestens 15 Minuten (aber weniger als 30 Minuten) vor Beginn des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist der Verspätungsterm für die erste Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme zu berücksichtigen.
- Wird die Redispatch-Maßnahme mindestens 0 Minuten (aber weniger als 15 Minuten) vor Beginn des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist der Verspätungsterm für die ersten beiden Viertelstunden der Redispatch-Maßnahme zu berücksichtigen.
- Wird die Redispatch-Maßnahme vor Beginn des Redispatch-Abrufs gar nicht angekündigt, ist der Verspätungsterm für die ersten vier Viertelstunden der Redispatch-Maßnahme zu berücksichtigen.
- Der Verspätungsterm beträgt in diesen Fällen:
*Ausfallarbeit [MWh] * (reBAP [€/MWh] - ID-AEP [€/MWh])*
- Der Verspätungsterm wird maximal für die Gesamtdauer der Redispatch-Maßnahme berücksichtigt.

Zweiter Fall: verspätete oder ausbleibende Ankündigung des Endes einer Maßnahme

- Wird das Ende der Redispatch-Maßnahme mindestens 30 Minuten vor Ende des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist die Ankündigung rechtzeitig und es ist kein Verspätungsterm zu berücksichtigen.
- Wird das Ende der Redispatch-Maßnahme mindestens 15 Minuten (aber weniger als 30 Minuten) vor Ende des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist der Verspätungsterm für eine Viertelstunde zu berücksichtigen.
- Wird das Ende der Redispatch-Maßnahme mindestens 0 Minuten (aber weniger als 15 Minuten) vor Ende des Redispatch-Abrufs angekündigt, ist der Verspätungsterm für zwei Viertelstunden zu berücksichtigen.
- Wird das Ende der Redispatch-Maßnahme vor Ende des Redispatch-Abrufs gar nicht angekündigt, ist der Verspätungsterm für vier Viertelstunden zu berücksichtigen.
- Der Verspätungsterm beträgt in diesen Fällen:
*Ersatzarbeit [MWh] * (reBAP [€/MWh] - ID-AEP [€/MWh])*
- Die Ersatzarbeit entspricht der mit dem Faktor (-1) multiplizierten Ausfallarbeit in der letzten Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme.
- Der Verspätungsterm wird maximal für die Gesamtdauer der Redispatch-Maßnahme berücksichtigt.

Dieser Fall ist für Anlagen im Aufforderungsfall ausgeschlossen.

Vierter Fall: rechtzeitige, aber in der Höhe fehlerhafte Ankündigung einer Maßnahme

- Werden Beginn und Ende der Redispatch-Maßnahme zwar rechtzeitig angekündigt, ist jedoch die Ankündigung in ihrer Höhe fehlerhaft, ist wie oben beschrieben der folgende Fehlerterm zu berücksichtigen:
(RD-Ankündigung [MWh] - Ausfallarbeit [MWh]) * (reBAP [€/MWh] - ID-AEP [€/MWh])
- Der Fehlerterm ist für die ersten vier Viertelstunden der Redispatch-Maßnahme zu berücksichtigen.
- Der Fehlerterm wird maximal für die Gesamtdauer der Redispatch-Maßnahme berücksichtigt.
- Dieser Fall ist für Anlagen im Aufforderungsfall ausgeschlossen.

Die Verspätungs- und Fehlerterme im Fall einer verspäteten bzw. fehlerhaften Ankündigung des Beginns einer Redispatch-Maßnahme und des Endes einer Redispatch-Maßnahme werden kumuliert.

Mehrfache Aktualisierungen der Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme

Gemäß Kapitel 6.3 „Abrufprozesse“ der Anlage 2 (BilAReM) der Festlegung BK6-23-241 erfolgt die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG in der Regel höchstens einmal je Viertelstunde je Redispatch-Maßnahme. Sollten für eine Redispatch-Maßnahme mehrfache Ankündigungen übermittelt worden sein, ist hinsichtlich der Beurteilung der Rechtzeitigkeit und Korrektheit der Ankündigung auf die jeweils letzte Ankündigung abzustellen.

Frage an die Branche:

Gibt es Konstellationen, die mit den hier vorgesehenen Fällen nicht geregelt sind und einer Regelung bedürfen?

4.2 Reichweite eines Anreizsystems und Kostenwälzung

Verantwortung des Anschlussnetzbetreibers

Ein Anreizsystem, das bei den durch den Anschlussnetzbetreiber zu wälzenden Kosten für den Aufwendungsersatz des Anlagenbetreibers ansetzt, kann nur an konkrete Verpflichtungen anknüpfen, die dem Anschlussnetzbetreiber rechtlich aufgegeben sind.

Gemäß Kapitel 6.3 „Abrufprozesse“ der Anlage 2 (BilAReM) der Festlegung BK6-23-241 sehen 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 LF und EIV zugehen.

Pflicht des Anschlussnetzbetreibers ist es, den LF und EIV rechtzeitig über Beginn bzw. Ende einer Redispatch-Maßnahme zu informieren und alles seinerseits Erforderliche zu unternehmen, damit die Nachricht über den Einsatz in dessen Empfangsbereich gelangt, so dass dieser die Möglichkeit zur rechtzeitigen Kenntnisnahme hat. Auf ein Verschulden des Anschlussnetzbetreibers kommt es nicht an.

Der Anschlussnetzbetreiber trägt die Beweislast, dass die Nachricht rechtzeitig in den Empfangsbereich des Adressaten gelangt und dass damit der Aufwendungsersatz in Höhe des ID-AEP angemessen ist. Dafür hat er den Zeitpunkt der Mitteilung sicher zu dokumentieren. Dies ist sachgerecht, weil er wiederum durch den vor-

gelagerten Netzbetreiber bis hin zum Übertragungsnetzbetreiber angewiesen werden kann. Der LF und EIV ist jedoch der Letzte in der Kette an Nachrichten. Ihm das Risiko des Untergangs bzw. einer Falschnachricht aufzuerlegen, wäre unbillig. Ein Nachweis des Empfangs könnte bspw. in Form einer Log-Datei des Data Providers nachgewiesen werden.⁵ Ist der Anschlussnetzbetreiber dazu nicht in der Lage, trägt er das volle Risiko.

Kostenwälzung des Anschlussnetzbetreibers

Um angemessene Anreize für den Anschlussnetzbetreiber zu setzen, eine rechtzeitige Mitteilung über die Redispatch-Maßnahme an den LF und EIV zu übermitteln, muss der Anschlussnetzbetreiber an den Kosten einer verspäteten oder fehlerhaften Mitteilung über eine Redispatch-Maßnahme beteiligt werden. Durch die Verlagerung der aus dem Ausgleichsbedarf entstehenden Kosten auf den Anschlussnetzbetreiber hat dieser einen starken Anreiz, den LF und EIV rechtzeitig über die Redispatch-Maßnahme zu informieren.

Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber grundsätzlich immer nur den jeweiligen Aufwendungsersatz, der im Fall einer rechtzeitigen und korrekten Ankündigung zu leisten gewesen wäre (d. h. Ausfallarbeit * ID-AEP) über die Netzentgelte refinanzieren kann. Die entstehenden Kosten für den jeweils oben beschriebenen Verspätungs- oder Fehlerterm verbleiben beim Netzbetreiber.

Wie oben beschrieben kann der Verspätungs- oder Fehlerterm auch negativ werden, so dass dem Netzbetreiber Erlöse aufgrund einer verspäteten oder fehlerhaften Meldung entstehen könnten. Diese dürfen jedoch nicht durch den Netzbetreiber vereinnahmt werden, sondern sind vollständig an den Netznutzer zurückzuführen.

Verantwortung des Anlagenbetreibers (bzw. LF/EIV/BKV)

Defizite, die durch den Anlagenbetreiber, Lieferanten, Einsatzverantwortlichen oder BKV zu verantworten sind (z. B. Nichterreichbarkeit, fehlende Datenmeldungen beispielsweise von Stammdaten oder verspätete Meldung einer marktbedingten Abregelung etc.), sind bei der Bestimmung des angemessenen finanziellen Aufwendungsersatzes für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs ebenfalls zu berücksichtigen. Dabei muss sich der Anlagenbetreiber Fehler, die seine direkten oder indirekten Vertragspartner (Lieferant, Einsatzverantwortlicher oder Bilanzkreisverantwortlicher) begangen haben, gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber zurechnen lassen.⁶ Auf ein Verschulden des Anlagenbetreibers oder seiner Vertragspartner kommt es nicht an.

Verhindert der Anlagenbetreiber im Fall einer rechtzeitig (und in ihrer Höhe korrekt) durch den Anschlussnetzbetreiber angekündigten Redispatch-Maßnahme den Zugang, nimmt er die Nachricht nicht zur Kenntnis oder führt er keinen bilanziellen Ausgleich durch, liegt diese Störung ausschließlich im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. In diesem Fall erhält der Anlagenbetreiber den ID-AEP für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs und keinen Ersatz möglicher Ausgleichsenergiekosten. Dadurch entsteht beim Anlagenbetreiber ein wirtschaftlicher Anreiz, den Datenempfang zu ermöglichen, die erhaltenen Meldungen zur Kenntnis zu nehmen und diese im Sinne eines bilanziellen Ausgleichs umzusetzen.

⁵ Nach den geltenden Vorgaben zur Marktkommunikation setzt das voraus, dass der Anschlussnetzbetreiber über den „Data Provider“ (z. B. Connect+) im richtigen Prozess und Datenformat eine korrekte Mitteilung über die bevorstehende Redispatch-Maßnahme versendet hat.

⁶ Im Folgenden werden diese Markttrollen daher als Einheit betrachtet. Stellvertretend wird für diese Markttrollen in der Folgenden nur der Anlagenbetreiber genannt.

Im Verhältnis Anlagenbetreiber – Anschlussnetzbetreiber trägt, wie oben bereits ausgeführt, der Anschlussnetzbetreiber die Beweislast, dass die Nachricht dem LF und EIV rechtzeitig zugegangen ist. Jedoch muss der Anschlussnetzbetreiber nur nachweisen, dass er die Information rechtzeitig an den LF und EIV übermittelt hat, so dass dieser die Möglichkeit zur Kenntnisnahme hatte. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Kommunikationsplattformen wie bspw. Connect+ funktionieren.

Nachweis gegenüber der Regulierungsbehörde

Im Verhältnis Anschlussnetzbetreiber – Regulierungsbehörde hat der Anschlussnetzbetreiber auf Verlangen nachzuweisen, dass er die Nachricht an LF und EIV rechtzeitig übermittelt hat und dass diese in den Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers gelangt ist.

4.3 Kostenwälzung an den vorgelagerten Netzbetreiber

Wurde die Redispatch-Maßnahme von einem Übertragungsnetzbetreiber bzw. vorgelagerten Verteilnetzbetreiber angefordert und vom Anschlussnetzbetreiber verspätet an den LF und EIV gemeldet, so können die zusätzlich angefallenen Kosten der verspäteten Mitteilung nicht an den Übertragungsnetzbetreiber bzw. vorgelagerten Verteilnetzbetreiber weitergegeben werden. An der Schnittstelle vom Übertragungsnetzbetreiber bzw. vorgelagerten Verteilnetzbetreiber zum Anschlussnetzbetreiber wird immer nur mit dem ID-AEP abgerechnet.

Dies gilt nicht in dem Fall, in dem eine verspätete Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber bzw. vorgelagerten Verteilnetzbetreiber erfolgt ist. In diesem Fall ist der ID-AEP zuzüglich des Verspätungsterms vom Übertragungsnetzbetreiber bzw. vorgelagertem Verteilnetzbetreiber zu tragen. Auch hier gilt, dass Kosten des Verspätungsterms beim verantwortlichen Netzbetreiber verbleiben wohingegen Erlöse vollständig an den Netznutzer zurückzuführen sind.

Frage an die Branche:

Wird eine Frist hinsichtlich der Anforderung von Redispatch-Maßnahmen an nachgelagerte Netzbetreiber im Rahmen der Prozessentwicklung der Branche vorgegeben oder ist eine solche Frist im Rahmen dieser Festlegung vorzugeben?
Welche zeitlichen Vorgaben sollen hinsichtlich der Anforderung von Redispatch-Maßnahmen an nachgelagerte Netzbetreiber ggf. festgelegt werden?

5 Übergangszeitraum bis zum Erlass einer Festlegung und Rückwirkung

Die Beschlusskammer hat hiermit ein Modell skizziert, das einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den BKV beschreibt. Dabei hat sie Anreize gegenüber den Verteilnetzbetreibern, Anlagenbetreibern und deren Direktvermarktern und BKV entwickelt. Solche Anreizsysteme können naturgemäß nur in die Zukunft wirken.

Bis zur Geltung einer Festlegung nach § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG akzeptiert die Beschlusskammer daher zur Berechnung des angemessenen Aufwendungsersatzes für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs nach § 14 Abs. 1b S. 2 EnWG Kosten in Höhe der Anwendung des „Mischpreisverfahrens“ nach der BDEW-Übergangslösung (gemäß Mitteilung Nr. 12 zum Redispatch 2.0).

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn


www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0



bundesnetzagentur.de

 x.com/BNetzA

 social.bund.de/@bnetza

 youtube.com/BNetzA