

Berlin, 1. Juli 2026

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[## Stellungnahme](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

### BNetzA-Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch (BK8-26-001-A)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeine Vorbemerkungen.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Anmerkungen im Einzelnen .....</b>	<b>8</b>
3.1	Angemessener Aufwendungsersatz zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs .....	8
3.2	Angemessener Aufwendungsersatz im Fall einer verspäteten Vorankündigung .....	8
3.2.1	Rechtzeitige Zustellung der Vorabinformation .....	10
3.2.2	Aufwändige Clearingprozesse .....	10
3.2.3	Zielkonflikt zwischen Netzsicherheit und Kostenanerkennung .....	11
3.2.4	Auswirkungen von Fehlverhalten der EIV auf Dritte.....	12
3.2.5	Planungsdaten, Marktanpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten .....	13
3.2.6	Fehlende technische Grundlage für empfangsseitige Referenzzeitpunkte .	14
3.2.7	Frage an die Branche: .....	14
3.3	Fehlender Aufwendungsersatz für zusätzliche Kosten .....	15
<b>4</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>16</b>

## 1 Einleitung

Die BNetzA hat am 8. Juni 2026 ein Festlegungsverfahren (BK8-26-001-A) gemäß § 14 Abs. 1b S. 4 EnWG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs im "unbilanzierten" Redispatch eingeleitet. Hierfür hat sie zunächst ein Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung veröffentlicht.

Hintergrund sind die gesetzlichen Anpassungen in § 14 Abs. 1 S. 2, Abs. 1b und 1c EnWG zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen in den Verteilernetzen, die am 23. Dezember 2025 in Kraft getreten sind. Sofern oder soweit kein gezielter bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch die Verteilernetzbetreiber (VNB) erfolgt, 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 vorzunehmen, dass der VNB als Bestandteil des nach § 13a Abs. 2 EnWG von ihm zu zahlenden finanziellen Ausgleichs an den Anlagenbetreiber 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 dem VNB zu erstatten.

Die BNetzA plant mit der geplanten Festlegung insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden vorzugeben. Damit solle dem Umstand Rechnung getragen werden, dass der Nachweis des tatsächlichen Aufwandes und der wirtschaftlichen Vorteile (finanzielle Kompensation) im Einzelfall schwierig und aufwendig sein könne. Pauschale Bestimmungsmethoden würden die Geltendmachung des Aufwendungsersatzes durch den Anlagenbetreiber und die Prüfung der geltend gemachten wirtschaftlichen Vorteile durch den VNB vereinfachen. Die BNetzA werde dabei auch Anreize, die durch die Bestimmungsmethode erzielt werden sollen, entwickeln. Dies gelte sowohl für Anreize gegenüber den VNB, als auch gegenüber den Anlagenbetreibern und deren Direktvermarktern und BKV.

Insbesondere solle die finanzielle Kompensation dazu beitragen, eine vermehrte Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu verhindern. Ein geeignetes Anreizsystem müsse 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 erfolge und dass diese vom BKV im Sinne einer Anpassung seines marktlichen Verhaltens verwertet werde.

Der BDEW beteiligt sich mit der vorliegenden Stellungnahme gerne an der Konsultation der Eckpunkte.

## 2 Allgemeine Vorbemerkungen

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA von Ihrer gesetzlichen Festlegungsbefugnis Gebrauch macht, mit dem Ziel Klarheit in Hinblick auf die Berechnung des finanziellen Aufwands herzustellen. Grundsätzlich sind dabei der Ansatz und das Ziel der BNetzA aus energiewirtschaftlicher Sicht nachvollziehbar, die Qualität und Verlässlichkeit der Prozesse durch klarere Zuordnung von Verantwortlichkeiten sowie durch eine stärkere Verknüpfung von Prozessausführung und finanziellen Auswirkungen zu verbessern.

Gleichwohl ergeben sich aus Sicht des BDEW in der praktischen Umsetzung erhebliche Herausforderungen. Die vorgesehene Kopplung von Abrechnungsbeträgen und Kosten an den zeitlichen sowie erfolgreichen Versand und Empfang von Datensätzen stellt eine neue Dimension in der Prozess- und Abrechnungslogik dar. Diese Form der Bewertung geht über bisher etablierte Mechanismen hinaus und führt zu einer deutlichen Erhöhung der Komplexität in der operativen Abwicklung. Der BDEW erachtet die Umsetzung als sehr aufwendig und konfliktanfällig.

Das vorliegende Eckpunktepapier vermischt Anreizlogiken mit Abrechnungen, erstreckt sich auf den Anlagenbetreiber und stellt eine neue Logik des Anreizsystems dar. Anreizmechanismen und Abrechnungen sind allerdings strikt voneinander zu trennen, so dass diese nicht in die operative Abwicklung hineinwirken dürfen. Es muss sichergestellt werden, dass Anreize weder zu erhöhter Komplexität noch zu Intransparenz in der Abrechnung führen.

Vorzugswürdig wäre es, anstatt mit hohem Aufwand den Interimsprozess auszugestalten, einen Anreiz zum schnellen Wechsel in den Zielprozess zu setzen. Der BDEW würde es daher begrüßen, die bereits jetzt in der Praxis laufenden Prozesse zu verbessern und zu einer tragfähigen und robusten Funktionsweise zu verhelfen (korrekte und zeitgerechte Bereitstellung der Redispatch-Abrufinformation). Das weitgehend funktionierende Planwertmodell auf Übertragungsnetzbetreiberebene sollte dafür als Maßstab gelten.

Das Eckpunktepapier setzt zwar Impulse, insbesondere beim Anreiz zur besseren Kommunikation. Gleichzeitig bestünde jedoch erheblicher Anpassungsbedarf hinsichtlich der Einführung eines pauschalen Aufwendungsersatzes, der Vereinfachung des Modells, klarer Zuordnung der Zahlungsströme und der Vermeidung systematischer Verzerrungen. Nur dann könnte ein praxistaugliches, investitionsfreundliches und systemeffizientes Redispatch-Regime gewährleistet werden.

Hinsichtlich der geplanten Ausgestaltung gibt es darüber hinaus in mehrfacher Hinsicht grundlegende Bedenken.

## **Berücksichtigung der aktuellen System- und Prozesslandschaft**

So ist zunächst zu beachten, dass die System- und Prozesslandschaft im Redispatch mittlerweile so komplex ist, dass ein sehr kurzfristig entwickeltes Regelungsmodell die Probleme in der Praxis nicht lösen wird, wenn die Auswirkungen auf die betroffenen Randbereiche und Prozessschnittstellen nicht hinreichend berücksichtigt werden.

In der Praxis werden aktuell vielfach noch kurative Maßnahmen vorgenommen, also ohne bzw. mit weniger als in der Anlage 2 (BilAREM) der BNetzA-Festlegung BK6-23-241 vorgesehenen 30 Minuten Vorlaufzeit, teilweise um die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen bei hohen Prognoseunsicherheiten insgesamt möglichst niedrig zu halten. Bei präventiven Maßnahmen wird der Anlagenbetreiber bzw. der Betreiber der technischen Ressource (BTR) grundsätzlich über einen Data-Provider informiert, bei kurativen Eingriffen muss die Meldung künftig auf gleiche Weise erfolgen.

Die in dem Eckpunktepapier hierzu vorgeschlagenen Regelungen führen faktisch dazu, dass auch bei potenziell nicht sicher eintretenden Netzengpässen präventiv Redispatch-Maßnahmen definiert werden müssten. Hier werden Fehlanreize gesetzt, da zur Vermeidung von kurativen Maßnahmen (< 30 min) und den damit verbundenen geplanten unverhältnismäßig hohen Aufwand bei den Abrechnungsprozessen nun aufgrund des längeren Vorlaufs und der damit verbundenen höheren Ungewissheit mehr und gleichzeitig auch größere Redispatch-Maßnahmen präventiv ausgelöst werden (müssen). In der Folge ist mit zwangsläufig steigenden Ausfallarbeitsmengen und höheren Kosten im Redispatch 2.0 zu rechnen.

Besonders bei kleineren nachgelagerten Netzbetreibern sind Prozesse eines 24/7-Engpassmanagements vielfach noch nicht realisiert. Der BDEW sieht hier erhebliche Schwierigkeiten bei den dynamisch abzustimmenden Prozessen der Netzführung und der geforderten Robustheit.

Bereits heute hat eine Vielzahl von VNB große Probleme mit der zeitlich und inhaltlich korrekten Bereitstellung der Redispatch-Abrufinformationen. Der angedachte Kompensationsprozess würde nun zusätzlich eine Vielzahl von Fallunterscheidungen zur korrekten Festlegung des Aufwendersatzes erfordern. Denn hierfür müsste für jede einzelne Redispatch-Viertelstunde eine Prüfung erfolgen, ob diese rechtzeitig und in korrekter Höhe zugestellt wurde. Nachdem bereits die Bereitstellung der Abruf-Informationen in der Praxis häufig große Probleme bereitet, ist nicht davon auszugehen, dass eine so kompliziert aufgestellte Abrechnung erfolgreich umsetzbar wäre.

## **Berücksichtigung des Verursacherprinzips**

Im Weiteren berücksichtigt die vorgeschlagene Regelung nicht ausreichend das Verursacherprinzip, ist insoweit unverhältnismäßig und verursacht auch damit einen erheblichen zusätzlichen Umsetzungs- und Nachweisaufwand. So kann es beispielsweise dazu kommen, dass eine Maßnahme zwar rechtzeitig angewiesen wird, sie jedoch aus verschiedenen Gründen nicht (vollständig) umgesetzt werden kann und somit eine weitere neue Maßnahme an einen anderen EIV erforderlich wird, welche dann zu „verspätet“ versendet wird. Die Ursache hierfür kann in solchen Fällen auch außerhalb des verspäteten Prozesses und der daran beteiligten Marktpartner liegen. Was die Nachweisführung zusätzlich verkomplizieren würde.

Es ist darauf zu achten, dass Rechtsfolgen für die Netzbetreiber nur an dessen Verantwortungsbereich und Einflussphäre anknüpfen können. Andernfalls würde der VNB für Umstände belastet, die er womöglich nicht verursacht hat und nicht beherrschen kann (z.B. kurzfristige Prognoseänderungen, fehlende oder geänderte Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, Abrufe vorgelagerter Netzbetreiber). Hier sollte zumindest eine Exkulpationsregel vorgesehen werden.

Es sollte in diesem Zusammenhang auch klar geregelt werden, wie die Kostenanerkennung ausfällt, wenn BTR, Einsatzverantwortlicher (EIV) oder Lieferant (LF) keine qualitativ belastbaren Daten liefern. Das Ausbleiben dieser Daten erhöht das Risiko, dass dem EIV die Abrufinformation nicht fristgerecht zugestellt werden kann.

Besonders kritisch ist, dass die vorgesehene Differenzierung der Kostenanerkennung anhand der 30 Minuten-Vorlaufzeiten zu einer Sanktionierung kurzfristig erforderlichen Handelns der Netzbetreiber führt. Dies verkennt die operative Realität des Netzbetriebs. Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems jederzeit zu gewährleisten. Kurzfristige Redispatch-Maßnahmen sind dabei regelmäßig nicht Ausdruck mangelhafter Planung, sondern unmittelbare Folge aktueller Netzsituationen, Prognoseänderungen oder externer Einflüsse.

Darüber hinaus steht die vorgesehene Differenzierung der Möglichkeit der Kostenwälzung in Verbindung mit der 30-Minuten-Grenze im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben. Der Gesetzgeber räumt in § 13a Abs. 1a EnWG ausdrücklich ein, dass die Information an den EIV unverzüglich nach Kenntniserlangung eines Engpasses zu erfolgen hat. Damit wird anerkannt, dass Zeitpunkt und Vorlaufdauer einer Maßnahme maßgeblich von der tatsächlichen Erkenntnislage abhängen. Das Anknüpfen von Rechts- und Kostenfolgen an die Mindestvorlaufzeit von 30 Minuten ignoriert diesen gesetzlichen Grundsatz und blendet die Notwendigkeit von Einzelfallbetrachtungen aus. Eine starre Frist darf die gesetzliche Wertung nicht überlagern. Eine solche Regelung ist daher nicht akzeptabel.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Redispatch-Maßnahmen unter Einbindung mehrerer Netzbetreiber längere Vorlaufzeiten als 30 Minuten benötigen. Hierzu können je nach Anzahl der beteiligten Netzbetreiber bis zu 60 Minuten oder mehr nötig werden, um die Abrufe des vorgelagerten Netzbetreiber zu verarbeiten und z.B. an den nachgelagerte Netzbetreiber weiterzugeben, damit auch der letzte Netzbetreiber in der Abrufkette die vorgegebene Fristen ggü. dem EIV/BKV einhält.

Aus Sicht der Netzbetreiber muss weiterhin gewährleistet bleiben, dass sämtliche zusätzlichen Kosten im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen wälzbar sind, wenn der Netzbetreiber nicht die Verantwortung für eine verspätete Information trägt.

### **Hoher Umsetzungsaufwand in Abrechnungs- und Datenaustauschsystemen**

Für die Umsetzung der erforderlichen Anpassungen müsste zumindest eine angemessene Vorlaufzeit vorgesehen werden. Es wären voraussichtlich Anpassungen in der Unternehmensressourcenplanung, im Netzleitsystem sowie im Redispatch- und Abrechnungssystem erforderlich. Viele Netzbetreiber sind dabei auf externe Dienstleister angewiesen. Solche Änderungen ließen sich folglich nicht innerhalb weniger Wochen umsetzen.

Konkret erfordert die vorgeschlagene Berücksichtigung von Abrufzeitpunkten tiefgreifende Anpassungen bestehender IT-Systeme, Datenformate und Abrechnungsprozesse. Dies betrifft sowohl die Kommunikation zwischen Netzbetreibern als auch die Schnittstellen zu den Marktakteuren. Weiterhin ist zu erwarten, dass der Aufwand für Dokumentation, Nachweis und Clearing deutlich steigen wird.

Mit der vorgeschlagenen Systematik in der Abrufkette zwischen Netzbetreibern erfolgt eine weitere Erhöhung der Komplexität, da die Ermittlung der Entschädigung nicht nur nach dem Zeitpunkt der Abrufinformation vom Anschlussnetzbetreiber an den EIV/BKV sondern auch in Abhängigkeit der Zeitpunkte des Abrufs der vorgelagerten Netzbetreiber bewertet und in der Abrechnung berücksichtigt werden muss.

Die Ausgestaltung der erforderlichen Prozesse und Formate läge bei entsprechenden Gruppen im BDEW. Mit einer Umsetzung kann frühestens zum 1. April 2028 gerechnet werden. Voraussetzung wären die Entwicklung, Standardisierung und flächendeckende Einführung der für die Abrechnung und Dokumentation erforderlichen Formate und Prozesse.

### 3 Anmerkungen im Einzelnen

#### 3.1 Angemessener Aufwendungsersatz zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs

##### Abkehr vom Mischpreis

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Abkehr vom Mischpreis aufgrund der beschleunigten Abrechnungsfristen bei rechtzeitig angekündigten Maßnahmen (da hier der reBAP nicht vorliegen muss).

Jedoch werfen die hierfür skizzierten Rahmenbedingungen, unter anderen durch die Verwendung unklarer und damit interpretationsfähiger Begrifflichkeiten, Fragen auf. Dies erschwert die Erarbeitung massengeschäftstauglicher (Plausibilisierung-)Prozesse.

- Was ist z.B. genau unter einer "RD-Ankündigung" zu verstehen? Die Vorabinformation?
- Gilt der Versand oder der frühestmögliche Empfangszeitpunkt für die Bewertung der Verspätung als maßgeblich?
- Welches Datenformat wird genutzt? In der XML-Nachrichtenkommunikation ist nur der Erstellungszeitpunkt der Nachricht als Datenpunkt enthalten und daher allen bekannt; der Versandzeitpunkt ist nur dem Versender und der Empfangszeitpunkt nur dem Empfänger bekannt.

Im Rahmen der Festlegung muss darüber hinaus festgelegt werden, wie in Bezug auf Fristen in sämtlichen Stufen der Abrufkaskade umgegangen werden soll und wo diese ggf. alternativ festgelegt werden.

#### 3.2 Angemessener Aufwendungsersatz im Fall einer verspäteten Vorankündigung

Der Ansatz, Anreize für Netzbetreiber zu setzen, Redispatch-Maßnahmen rechtzeitig und korrekt zu kommunizieren ist im Grundsatz nachvollziehbar. Jedoch ist das vorgeschlagene Modell insgesamt überkomplex und in der praktischen Anwendung nur schwer handhabbar. Insbesondere die Vielzahl an Fallkonstellationen (rechtzeitig, verspätet, fehlerhaft, keine Ankündigung) und die Kombination aus ID-AEP und reBAP führen zu erheblichem Umsetzungsaufwand.

Zudem besteht ein – wenn auch durch den Gesetzgeber veranlasst – strukturelles Problem: Der Direktvermarkter/BKV trägt die operative Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich. Die Zahlung erfolgt jedoch an den Anlagenbetreiber, der in der Praxis nicht direkt in den Bilanzkreisprozess eingebunden ist. Dies kann zu Abwicklungsproblemen führen. Der BDEW spricht sich daher deutlich für einfachere und systemnähere Alternativen aus, wie z.B. das Abstellen auf einen Referenzmarktwert. Entscheidend wäre, dass so wenig wie möglich Zusatzinformationen zwischen Anlagenbetreiber und LF/EIV/BKV auszutauschen sind, um die

Abrechnung des VNB zu prüfen, was etwa dann der Fall wäre, wenn der Wert einfach nachvollziehbar ist.

Sofern die Höhe der Kostenerstattung, die der Anlagenbetreiber erhält, jedoch von Randparametern abhängig ist, die durch den Anlagenbetreiber nicht direkt prüfbar sind, entstehen zusätzliche Aufwände, die den vermeintlichen Vorteil einer exakteren Berechnung der finanziellen Kompensation des bilanziellen Ausgleichs zunichtemachen.

Im Speziellen muss der Anlagenbetreiber für jeden Redispatch-Abruf Informationen seines LF/EIV/BKV darüber einholen, ob die Ankündigung durch den ANB rechtzeitig, verspätet oder gar nicht erfolgt ist. Außerdem muss er nachvollziehen können, ob der LF/EIV/BKV auf die Ankündigung rechtzeitig reagiert hat und ob etwaige Ersatzarbeit entstanden ist. Ohne Informationen dazu ist der Anlagenbetreiber nicht in der Lage, die Abrechnung des ANB zu prüfen. Gleiches gilt für den BTR, der im Auftrag des Anlagenbetreibers die Erstaufschläge des Netzbetreibers prüft und dem für die Berücksichtigung von Ersatzarbeit entsprechende Kenntnisse zu Mitteilungen über das Ende der Maßnahme fehlen.

Hinzu kommt, dass die notwendige Dokumentation der rechtzeitigen Übermittlung in Fällen, in denen Uneinigkeit besteht, zu einem hohen Kommunikations- und Abwicklungsaufwand sowohl beim ANB als auch beim Anlagenbetreiber führt.

Angesichts der befristeten Anwendung der Kostenerstattung anstelle des bilanziellen Ausgleichs bis Ende 2031 stellt eine pauschale Berechnung, wie etwa der Mischpreis, eine geeignetere Methodik dar. Eine derart detaillierte Berechnung, wie von der BNetzA vorgeschlagen erscheint für diese Übergangszeit zu komplex, ungeeignet und unverhältnismäßig.

Überdies führen die vorgesehenen Verspätungs- und Fehlerterme (Differenz aus reBAP und ID-AEP) dazu, dass Marktakteure in bestimmten Konstellationen systematisch schlechter gestellt werden. So darf beispielsweise die Ermittlung von Ausfall- und Ersatzarbeit einerseits sowie die Berücksichtigung von Erlöspositionen andererseits nicht zu asymmetrischen Effekten führen, indem etwa in Einzelfällen Erlöse abgeschöpft werden, während der Aufwendungersatz noch nicht vollständig kompensiert wurde. Gesetzgeberisches Ziel ist es nach wie vor, den Anlagenbetreiber „weder besser noch schlechter zu stellen“.

Der Nachweis durch den ANB, dass die Nachricht einer Redispatch-Maßnahme rechtzeitig an LF und EIV übermittelt worden ist, kann vermutlich nur über Log-Dateien des Data Providers erfolgen. Nicht akzeptabel ist hingegen, dass der ANB in der Nachweispflicht ist, „dass diese in den Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers gelangt ist.“ Die Datenübermittlung ihrerseits über mehrere Systeme und Marktrolle hinweg kann darüber hinaus auch eine nicht vernachlässigbare Dauer in Anspruch nehmen. Unklar ist, wie diese Dauer in Bezug auf die 30-Minuten-Vorlaufzeit einzuordnen ist.

Dem Anlagenbetreiber, über den nun wieder der gesamte Redispatch-Ausgleich abgewickelt wird, steht ohne Redispatch-Eingriff der nach dem EEG definierte anzulegende Wert (Marktwert + Marktprämie) zu. Das wäre auch bei Redispatch ohne bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber der Fall. Vorübergehend den anzulegenden Wert anzusetzen, wäre ebenfalls eine Alternative, wodurch die Prozesse massiv auf allen Seiten vereinfacht würden. Der Fokus muss auf der Implementierung des Zielmodells liegen, nicht auf aufwändigen Übergangslösungen.

### **3.2.1 Rechtzeitige Zustellung der Vorabinformation**

Das Kriterium für die Entscheidung, ob eine Vorabinformation rechtzeitig zugestellt wurde, lautet *„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.“*

Es stellt sich die Frage, wie dies für alle betroffenen Marktrollen transparent nachvollziehbar sein soll. Die vom VNB getroffene Einschätzung zur rechtzeitigen und in der Höhe korrekten Vorabinformation müsste für alle betroffenen Marktrollen massengeschäftstauglich zugänglich sein, da sie z.B. auch relevant wäre für Abrechnungsprozesse zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter.

### **3.2.2 Aufwändige Clearingprozesse**

Bereits heute ist das Clearing allein über die Höhe der Ausfallarbeit sehr aufwendig. Der angedachte neue Kompensationsprozess würde einen zusätzlichen, unverhältnismäßig hohen Aufwand bei allen Beteiligten erzeugen, da eine Überprüfung der Abrechnung für jede einzelne Redispatch-Maßnahme sehr komplex wäre und ein zusätzliches Clearing erfolgen müsste, sobald es unterschiedliche Einschätzungen über die rechtzeitige oder in der Höhe korrekte Meldung von Redispatch-Maßnahmen gäbe. Hinzu kommt, dass die Korrespondenz über derartige Ausgleichszahlungen über den Anlagenbetreiber laufen müsste. Dieser kann im Einzelfall die entstandenen Kosten und Erlöse mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht genau beziffern und wird dazu in der Regel seinen Direktvermarkter kontaktieren müssen.

Insbesondere der in den Eckpunkten beschriebene Prozess geht mit dem Risiko einher, dass es in der Praxis zu einem erheblichen Anstieg manueller Klärungsbedarfe zwischen den beteiligten Marktpartnern kommt. Die Notwendigkeit, im Einzelfall nachzuweisen, ob Datensätze fristgerecht und korrekt übermittelt sowie empfangen wurden, wird aus unserer Sicht nur eingeschränkt automatisierbar sein. Eine belastbare und revisionssichere Nachweisführung gegenüber der Regulierungsbehörde und dem Marktpartner erscheint daher äußerst

anspruchsvoll und dürfte in vielen Fällen lediglich im Rahmen von Stichprobenprüfungen praktikabel sein. Für ein Massengeschäft, wie es die energiewirtschaftlichen Marktprozesse darstellen, stellt dies eine wesentliche Einschränkung dar.

Vor diesem Hintergrund wäre es unerlässlich, dass für einen massengeschäftstauglichen Prozess die relevanten abrechnungsbezogenen Informationen systemseitig und standardisiert verfügbar gemacht werden. Konkret bedeutet dies, dass die Übertragung der abrechnungsrelevanten Zeitstempel sowie der verwendeten Dateiversionen verbindlich in die elektronische Marktkommunikation integriert werden muss. Nur so kann eine durchgängige Automatisierung sowie eine eindeutige und für alle Marktpartner nachvollziehbare Datenbasis sichergestellt werden.

Aus Sicht des BDEW wäre es erforderlich, dass pro Maßnahme mindestens die relevante A96-Datei gemeinsam mit dem dazugehörigen positiven ACK (Acknowledgement) Bestandteil der elektronischen Datenkommunikation ist. Diese Informationen sind notwendig, um im Rahmen von Nachweis- und Clearingprozessen eine eindeutige Zuordnung und Bewertung vornehmen zu können. Sollten darüber hinaus weitere Datenformate oder Nachweise relevant sein, ist es aus Gründen der Prozesssicherheit zwingend erforderlich, dass diese verbindlich, einheitlich und für alle Marktteilnehmer klar definiert werden.

Darüber hinaus gäbe es weiteren Konkretisierungsbedarf in der detaillierten Prozessgestaltung. Insbesondere komplexere bzw. dynamische Anwendungsfälle müssen aus unserer Sicht klar geregelt werden, um Interpretationsspielräume und daraus resultierende Konflikte zu vermeiden.

Ein Beispiel hierfür ist folgender Fall:

Eine Maßnahme wird fristgerecht mit einem initialen Steuerbefehl von 30 % übermittelt und beginnt zum geplanten Zeitpunkt. Während der laufenden Maßnahme ergibt sich kurzfristig die Notwendigkeit, auf einen 0 %-Befehl zu aktualisieren, woraufhin ein entsprechendes aktualisiertes A96-Datenset versendet wird. In diesem Zusammenhang ist aus unserer Sicht eindeutig festzulegen, wie die Zuordnung der abrechnungsrelevanten Zeiträume zu erfolgen hat. Insbesondere sollte klargestellt werden, dass in einem solchen Fall maximal zwei Viertelstunden dem Netzbetreiber zugeordnet werden und nicht vier Viertelstunden. Eine solche Klarstellung ist essenziell, um eine sachgerechte und verhältnismäßige Bewertung sicherzustellen.

### **3.2.3 Zielkonflikt zwischen Netzsicherheit und Kostenanerkennung**

Bei der Anwendung einer Anreizkomponente für eine fristgerechte Vorabinformation sind entsprechende Sonderfälle ausreichend zu berücksichtigen. Dabei muss sichergestellt sein, dass das beim BKV liegende Mengenrisiko des bilanziellen Ausgleichs nicht vollständig auf den VNB übergeht.

Dies gilt insbesondere für die nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbaren Faktoren für die Erstellung der Vorabinformation. Nicht beeinflussbare Faktoren können z. B. die folgenden sein:

- Störungen im Netz
- Kurzfristprognosen und grundsätzliche Prognoseunsicherheiten (Abweichung zw. Prognose und Ist-Wert)
- fehlende oder fehlerhafte Meldung von Planungsdaten, marktbedingten Anpassungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten
- Nichtteilnahme (bezogen auf die Steuerungstechnik an den Erzeugungsanlagen) und kurzfristige Reaktion durch den Netzbetreiber darauf

Eine drohende Sanktionierung kurzfristiger Änderungen von Vorabinformationen schränkt die Netzbetreiber erheblich in ihrem Handeln ein. Bei einer sehr restriktiven Anwendung von Anreizen, insbesondere auf eine feste Vorabinformation ist damit zu rechnen, dass Netzbetreiber mögliche Prognoseunsicherheiten durch eine Überdimensionierung der Maßnahmen in Höhe und Länge kompensieren. Daraus resultiert perspektivisch ein deutlicher Anstieg von Redispatch-Maßnahmen und damit eihergehend auch von Redispatch-Kosten, was grundsätzlich der gesetzlich vorgegebenen effizienten Behebung von Engpässen entgegensteht. Anreize müssen insgesamt zu einer Reduktion der Systemkosten führen und dürfen keine zusätzlichen Komplexitäten bzw. Mehrkosten erzeugen.

Kurzfristige Anpassungen zur Gewährleistung der Netzsicherheit infolge von den oben genannten nicht zu beeinflussbaren Faktoren dürfen nicht zu einer Einschränkung der Kostenanerkennung führen. Netzbetreiber dürfen nicht für immanente Unsicherheiten des Energiesystems regulatorisch benachteiligt werden.

### **3.2.4 Auswirkungen von Fehlverhalten der EIV auf Dritte**

Kurzfristige Nachsteuerungen können auch durch Fehlverhalten oder Defizite von Anlagenbetreiber, LF, EIV oder BKV erforderlich werden. Die daraus resultierenden zusätzlichen Maßnahmen betreffen häufig EIV, die selbst nicht Verursacher der daraus resultierenden zu späten Vorabankündigung sind. Nach dem derzeitigen Entwurf des Eckpunktepapiers muss an den Anlagenbetreiber, der nicht Verursacher des Problems ist, zusätzlich der Verspätungstherm ausbezahlt werden. Der Netzbetreiber könnte diese Kosten nicht wälzen.

Darüber hinaus darf es nicht zu Fehlanreizen kommen, eine Maßnahme nicht umzusetzen und dennoch eine Kompensation zu erhalten. Die Formel auf Seite 12 des Eckpunktepapiers würde diese Möglichkeit jedoch einräumen, wenn eine Maßnahme nicht umgesetzt würde.

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

Eine resultierende Kostenerstattung in Höhe von „RD-Ankündigung [MWh]\*(reBAP [€/MWh]“ wäre die Folge, obwohl die Maßnahme nicht umgesetzt worden ist. Die gesetzlichen Vorgaben in § 13a Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG knüpfen den finanziellen Ausgleich jedoch an die Vornahme einer Redispatch-Maßnahme. Wird keine Maßnahme durchgeführt, entsteht folglich kein Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Zu klären wäre daher, wie gleichwohl Kosten, die bereits infolge einer Ankündigung des Netzbetreibers beim BKV ausgelöst werden, erstattet und durch den Netzbetreiber gewälzt werden könnten.

Die Netzbetreiber dürfen nicht mit nicht wälzbaren Kosten belastet werden. Das gilt insbesondere, wenn diese durch Fehlverhalten oder Defizite anderer Marktakteure verursacht werden. Zwar wäre in diesem Falle eine Differenzierung bei der Kostenwälzung zu begrüßen. Allerdings wäre eine beim Netzbetreiber liegende Nachweis- und Abgrenzungspflicht, um die Kostenwälzung zu begründen, nicht verhältnismäßig. Zusätzliche Nachweis- und Verursachungsprüfungen sind zu vermeiden.

### **3.2.5 Planungsdaten, Marktanpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten**

Für die Identifikation, Dimensionierung und rechtzeitige Kommunikation von Redispatch-Maßnahmen sind Netzbetreiber auf die von den Einsatzverantwortlichen bereitgestellten Planungsdaten, marktbedingten Anpassungen und Informationen zu Nichtbeanspruchbarkeiten angewiesen. Diese Informationen stellen eine wichtige Grundlage für die Netzberechnung und die Bewertung der jeweiligen Netzsituation dar.

Werden solche Informationen kurzfristig bereitgestellt oder ändern sich diese kurzfristig, kann dies unmittelbare Auswirkungen auf die Netzberechnung und damit auf den Zeitpunkt der Identifikation, Dimensionierung oder Kommunikation von Redispatch-Maßnahmen haben.

Die im Eckpunktepapier vorgesehene Differenzierung der Kostenanerkennung anhand von Vorlaufzeiten berücksichtigt die Abhängigkeiten des Netzbetreibers nicht ausreichend. Sie birgt das Risiko, dass Netzbetreiber für zeitliche Auswirkungen verantwortlich gemacht werden, die maßgeblich durch die Verfügbarkeit oder Qualität von Informationen anderer Marktakteure verursacht werden.

Es darf nicht dazu kommen, dass Netzbetreiber aufgrund von erst kurzfristig bereitgestellten Informationen anderer Marktakteure regulatorisch benachteiligt werden. Sofern die Ursache für eine verspätete oder kurzfristige Redispatch-Kommunikation außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers liegt, müssen die daraus resultierenden Kosten weiterhin vollständig anerkennungs- und wälzungsfähig bleiben.

Die vorgeschlagene Regelung würde umfangreiche Nachweis- und Dokumentationspflichten auslösen. Aus Sicht des BDEWs ist die regulatorische Komplexität deutlich zu reduzieren. Statt zusätzlicher Nachweis- und Abgrenzungspflichten sollte ein pauschaler und administrativ einfacher Ansatz gewählt.

### **3.2.6 Fehlende technische Grundlage für empfangsseitige Referenzzeitpunkte**

Soweit für die Bewertung von Vorlaufzeiten auf den tatsächlichen Empfangszeitpunkt beim Marktakteur oder EIV abgestellt werden soll, fehlt hierfür derzeit die technische Grundlage. Die Weiterleitung der Abrufinformation durch den Data-Provider erfolgt asynchron, d.h. der Sender (hier Anschluss-VNB) erhält aktuell eine Bestätigung, dass die Abrufinformation erfolgreich beim Data-Provider empfangen wurde. Eine Bestätigung und die Zeitpunkte über die Weiterleitung an alle beteiligten Marktakteure wird aktuell nicht an den ursprünglichen Sender übergeben. Technische automatisierte Lösungen in diesem Zusammenhang erfordern weitere Prozesse und Schnittstellen und erhöhen damit erheblich die Komplexität.

Die erforderlichen Schnittstellen, Zeitstempelmechanismen und revisionssicheren Nachweisverfahren existieren nicht oder nicht in einer marktweit standardisierten Form. Eine regulatorische Vorgabe auf dieser Basis wäre weder belastbar noch praktikabel.

Empfangsseitige Referenzzeitpunkte dürfen erst dann regulatorisch berücksichtigt werden, wenn die hierfür notwendigen technischen Voraussetzungen geschaffen und marktweit standardisiert sind.

### **3.2.7 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?

#### **Antwort:**

Im Rahmen der Prozesserarbeitung werden sowohl Zeiträume definiert, innerhalb derer die Netzbetreiber Nachrichten verarbeiten müssen als auch Zeitpunkte, zu denen in der Regel der Abruf spätestens zu erfolgen hat.

Eine Frist im Rahmen dieser Festlegung vorzugeben, ist nicht zielführend, da diese Parameter maßgeblich durch die Prozessausgestaltung festgelegt werden müssen und die Fristen für verschiedene Prozessschritte und Abrufvarianten eventuell unterschiedlich definiert werden müssen.

Die Festlegung BK6-23-241 regelt, dass Abrufe auch innerhalb der Frist von 30 Minuten möglich sind. Die BNetzA regelt im Beschluss diesbezüglich: *„Es ist zu betonen, dass die Regelfristen für die Vorab-Information keine Ausschlussfristen sind. Um Gefahren für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zuverlässig zu beherrschen, ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, notwendige Redispatch-Maßnahmen auch dann durchzuführen, wenn er die Frist nicht eingehalten hat, sei es im Prognose- oder im Planwertmodell.“* D.h. die Notwendigkeit und explizite Aufforderung, Abrufe auch kurzfristiger durchzuführen, und dass dies nicht aufgrund von verspäteter Kommunikation erfolgt, muss berücksichtigt werden.

Wenn der Bedarf an kurzfristigen Maßnahmen seitens der BNetzA (siehe oben) anerkannt wird, ist es nicht nachvollziehbar, warum der Netzbetreiber in solchen Fällen die Mehrkosten allein tragen soll.

### **3.3 Fehlender Aufwendungsersatz für zusätzliche Kosten**

Nach den vorliegenden Eckpunkten erfolgt die Kompensation im Regelfall ausschließlich auf Basis von Handelskosten (ID-AEP bzw. reBAP), ohne dabei einen Aufwendungsersatz für zusätzliche operative Aufwände des BKV vorzusehen. Mit dem Ziel, Rechtsklar- und -sicherheit zu erzielen, sollte die BNetzA die aktuell in der Branche geführte Diskussion aufgreifen, inwieweit auch zusätzliche Kosten der BKV, die auf die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zurückzuführen sind (z. B. für IT, Prozesse, Risikoabsicherung) ebenfalls zu berücksichtigen sind, etwa durch eine pauschale „Overhead-Kostenkomponente“. Ebenso wenig berücksichtigt sind in den Eckpunkten Handelsnebenkosten (z.B. Börsengebühren) und etwaige Opportunitätskosten des BKV (soweit nicht bereits abgedeckt über die Anerkennung von Opportunitäten für die Einschränkung der Flexibilität der technischen Ressource gemäß der BNetzA-Festlegung BK8-22-001-A).

Bei der Bestimmung des angemessenen Aufwendungsersatzes ist auf die Erfüllung des Grundprinzips zu achten, nach dem eine Redispatch-Maßnahme den Anlagenbetreiber weder besser noch schlechterstellen soll. Vor diesem Hintergrund sollte der Anlagenbetreiber keine zusätzlichen Kostenrisiken haben, die ohne Redispatch-Maßnahme nicht entstanden wären und in Summe die eigentlich vorgesehene Vergütung unzulässig verringern würden. Was jedoch dann der Fall sein könnte, wenn der BKV bzw. Direktvermarkter ihm gegenüber solche Kosten geltend machen würde, er sie aber durch den Netzbetreiber im Zuge der Zahlung des Aufwendungsersatzes nicht erstattet bekäme.

## 4 Fazit

Zusammenfassend besteht aus Sicht des BDEW ein erheblicher Bedarf an Standardisierung, Konkretisierung und Automatisierbarkeit der vorgesehenen Prozesse. Nur unter diesen Voraussetzungen kann eine praktikable Umsetzung im Massengeschäft gewährleistet werden. Angesichts der befristeten Anwendung des Aufwandsersatzes anstelle des bilanziellen Ausgleichs bis Ende 2031 erscheint die in dem Eckpunktepapier skizzierte, detaillierte Berechnung für diese Übergangszeit zu komplex und ungeeignet.

Die in dem Eckpunktepapier vorgeschlagenen Regelungen führen zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Benachteiligung kurzfristig erforderlicher Redispatch-Maßnahmen, stehen im Widerspruch zum gesetzlichen Grundsatz der Information „unverzüglich nach Kenntniserlangung“ und verursachen einen erheblichen zusätzlichen Umsetzungs- und Nachweisaufwand. Insbesondere führt die vorgeschlagene Berechnungslogik in den vier verschiedenen Varianten zu einem erheblichen Entwicklungsaufwand und damit Kosten. Außerdem wird die Nachvollziehbarkeit der Berechnung durch Zahlungsempfänger und Dritte stark eingeschränkt. Die massengeschäftstaugliche Umsetzung dieser Variantenvielfalt erzeugt einen hohen Implementierungsaufwand, weshalb ein vereinfachter Ansatz vorzuziehen ist. Mindestens aber ist eine angemessene Vorlaufzeit für die Umsetzung zu setzen.

Die vollständige Wälzbarkeit sämtlicher Redispatch-Kosten muss gewährleistet bleiben. In den etablierten energiewirtschaftlichen Prozessen – insbesondere in der Netznutzung sowie bei Einspeise- und Vergütungsmechanismen – gilt bislang durchgehend das Prinzip der vollständigen Kostenwälzbarkeit. Dieses Prinzip stellt sicher, dass Netzbetreiber ihre gesetzlichen Aufgaben zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs erfüllen können, ohne wirtschaftliche Risiken tragen zu müssen, die außerhalb ihres Einflussbereichs liegen. Eine Abweichung hiervon stellt einen grundlegenden Systembruch dar.

Die gewünschten Anreize entstünden allein durch den Anstieg der Redispatch-Kosten und deren Wirkung als volatile Kosten auf den Effizienzvergleich.

Einer pauschalen zusätzlichen Vergütungskomponente wird dabei nicht grundsätzlich entgegengetreten. Die Vergütung muss unabhängig von einer Vorabinformation von mehr oder weniger als 30 Minuten erfolgen. Eine Verknüpfung der Vergütung mit starren Vorlaufzeiten wird abgelehnt.