

Berlin, 13. Juni 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Festlegungsentwurf der BNetzA zur Fortentwicklung des sog. Redispatch 2.0

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

Allgemeine Bemerkungen	3
1 Anmerkungen zum Festlegungstenor	4
2 Anmerkungen zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAReM)	7
2.1 Begriffe	7
2.2 Bilanzierungsmodelle	13
2.3 Ausfallarbeit.....	18
2.4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen	21
2.5 Netzbetreiberkoordinierung	24
2.6 Kommunikationsprozesse Redispatch 2.0.....	25
3 Anmerkungen Wind-Bin-Verfahren	30

Allgemeine Bemerkungen

Im Rahmen des am 31. August 2023 eingeleiteten Festlegungsverfahrens zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (BK6-23-241) hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 11. April 2025 einen Festlegungsentwurf vorgelegt. Die Branche unterstützt dieses Verfahren und hat auch bereits an mehreren Stellen, u. a. mit dem Abschlusspapier der BDEW-Task Force Rahmenbedingungen Redispatch vom 27. September 2023 und dem BDEW-Positionspapier zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 vom 1. Juli 2024 Impulse für die künftige Ausgestaltung des Redispatch 2.0 vorgelegt. Der BDEW bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bittet um Berücksichtigung der im folgenden genannten Punkte.

Die von der BNetzA im Festlegungsentwurf vorgeschlagenen Änderungen schaffen eine gute Grundlage dafür, den weiterentwickelten Redispatch 2.0 erfolgreich in der Praxis umzusetzen. Besonders erfreulich ist, dass im Vergleich zu den vorausgehenden Eckpunkten vom 24. September 2024 zahlreiche Branchenhinweise und -anregungen in den Festlegungsentwurf aufgenommen wurden: Insbesondere die vorgesehenen Regelungen zum bilanziellen Ausgleich im Verteilnetz, zur Überführung von Anlagen ins Planwertmodell, zum Pauschalverfahren sowie zu den Redispatch 2.0-Kommunikationsprozessen bieten einen effektiven Rahmen für die weiteren Ausarbeitungen durch die Branche.

Eine Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 hin zu einem durchweg robusten und sicheren Gesamtprozess ist dabei nur schrittweise möglich: Die neuen Regelungen müssen den Rahmen dafür schaffen, dass die Kommunikationsprozesse iterativ und auf Basis bestehender Praxiserfahrungen bei Bedarf überarbeitet, verstetigt oder angepasst werden können. In den vorausgehenden Eckpunkten der BNetzA vom 24. September 2024 war ein solcher schrittweiser Prozess der Weiterentwicklung noch explizit angelegt. Im Festlegungsentwurf findet sich dieser Ansatz nicht mehr. Eine lediglich einmalige Überarbeitung der Redispatch 2.0-Prozesse wird das Ziel einer erfolgreichen branchenweiten Umsetzung aber nicht erreichen. Daher empfiehlt der BDEW dringend, die künftige Ausgestaltung des Redispatch 2.0 explizit als iterativen, erfahrungsbasierten und schrittweisen Entwicklungsprozess anzulegen. Weitere Anpassungsbedarfe bestehen z.B. beim Marktstammdatenregister und bei den Rahmenvorgaben für die Kommunikationsprozesse, die unten weiter ausgeführt werden.

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA mit den vorliegenden Vorschlägen wichtige Schritte in der Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 geht. Darüber hinaus sind aber gesetzliche Änderungen vorzunehmen, um Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu gewährleisten und neue Möglichkeiten für einen funktionierenden Redispatch 2.0 zu schaffen. Dies gilt insbesondere auch für die im Eckpunktepapier angedachten Pläne, Anreizmechanismen für die effiziente Abwicklung der Bilanzierungsaufgaben und die zeitige Übermittlung von Abrufinformationen zu schaffen. Diese Vorhaben sowie weitere relevante Vergütungsfragen sollten aus Sicht des BDEW schnell

angegangen und branchenweit diskutiert werden, sobald die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen dafür vorliegen.

Zuletzt schafft die BNetzA mit dem Festlegungsentwurf erste Grundlagen für einen Umgang mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, die sich zunächst auf die Ausfallarbeitsberechnung bei überbauten Netzanschlüssen beschränken. In Folge der letzten Energierechtsnovelle wird die Relevanz von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen zunehmen. Auch die Regelungen zum Redispatch 2.0 müssen dies perspektivisch bei Fragen der zu meldenden Daten, Abrufe und Ausfallarbeitsberechnung noch stärker mitdenken und einbeziehen. Die Branche wird **die erforderlichen Weiterentwicklungen des Redispatch 2.0 dazu aktiv begleiten** und sich auch weiterhin mit **Vorschlägen in das vorliegende Festlegungsverfahren** einbringen.

1 Anmerkungen zum Festlegungstenor

Der Festlegungstenor schafft eine knappe und stringente Grundlage für die zukünftige Umsetzung des Redispatch 2.0. Eine Aufhebung der in den Tenorziffern 1 bis 4 genannten Regelungen ist vor dem Hintergrund der Neuausrichtung im Rahmen der Anlage 2 des Festlegungsentwurfs sinnvoll.

Frage an die Branche: In der Konsultation zu den Eckpunkten wurde teilweise vorgetragen, die Prozesse in Kapitel 17 der MaBiS seien teilweise auch bei Aussetzung des bilanziellen Ausgleichs durch Netzbetreiber im Prognosemodell erforderlich. Die Beschlusskammer bittet um konkrete Benennung der Prozesse und Begründung, weshalb diese nicht aufgehoben werden sollten.

Antwort: In der MaBiS sind in Kapitel 17.3.2 die Austauschprozesse zwischen Netzbetreiber (NB) und Lieferanten (LF) zur Ausfallarbeitszeitreihe und -clearingliste geregelt. Die Ausfallarbeit ist unbedingt zwischen beiden Marktrollen auszutauschen, da diese dem LF (BKV bzw. Direktvermarkter) als Abrechnungsgrundlage gegenüber dem Anlagenbetreiber (AB) dient. Der entsprechende fachliche Prozess (17.3.2.1 Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlotation) sollte also auch im Prognosemodell bei Aussetzung des bilanziellen Ausgleichs durch Netzbetreiber erhalten bleiben. Ob der Prozess auch zukünftig in der MaBiS dargestellt oder in ein anderes Prozessdokument überführt wird, bleibt noch zu klären.

Tenorziffer 5 des Entwurfs verpflichtet Netzbetreiber zur Umsetzung eines massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozesses. In der Definition des Netzbetreibers wird deutlich (wie auch in den Begriffsbestimmungen der Anlage 2), dass die BNetzA diese Pflichten künftig nur noch für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung vorsehen will, also explizit nicht mehr für geschlossene Verteilernetzbetreiber. Für eine solche Änderung gibt es aus Sicht des BDEW keine sachgerechte Grundlage und es ergeben sich auch keine

Vorteile. Die Pflicht zur Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse sollte - wie bisher - für alle Netzbetreiber gelten, wie es auch gesetzlich vorgesehen ist. Andernfalls ist unnötiger prozessualer Umstellungs- und Anpassungsaufwand zu erwarten. Der BDEW empfiehlt daher, den bisherigen Geltungsbereich der Redispatch 2.0-Festlegung weiterhin für alle Netzbetreiber zu erhalten:

5. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ~~der allgemeinen Versorgung~~ werden verpflichtet, spätestens ab dem [XX.XX.2026] einen elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch zu den Anwendungsfällen zu ermöglichen, die den Austausch von Stamm- und Planungsdaten sowie von Nichtbeanspruchbarkeiten, den Abruf, die Abrechnung und die Netzbetreiberkoordination betreffen, welcher den Vorgaben der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“ – insbesondere des Kapitels 6 – entspricht.

Mit den **Regelungen der Tenorziffer 6** sollen die ÜNB verpflichtet werden, zu einem Stichtag im Jahr 2025 Kommunikationsprozesse für alle relevanten Redispatch 2.0-Anwendungsfälle vorzulegen, nachdem diese zuvor in der Branche konsultiert wurden.

Der BDEW unterstützt den Ansatz, dass mehr Verantwortung in die Branche gegeben wird. Aus Sicht des BDEW ist eine Prozessausgestaltung durch die Branche für die Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 zielführend und ermöglicht ein iteratives Vorgehen. Es kann den erforderlichen ständigen Verbesserungsprozess sowie die Umsetzungserfordernisse in der Praxis besser abbilden als behördliche Verfahren.

Dabei muss sichergestellt werden, dass die Prozesse von allen regulierten Unternehmen gestaltet werden können, die eine wirtschaftliche Verantwortung im Rahmen der Prozesse tragen bzw. von den Prozessen direkt oder indirekt betroffen sind. Alle relevanten Stakeholder müssen auf Augenhöhe in die Ausgestaltung und Entscheidungsfindung mit einbezogen werden. Nur eine solche ganzheitliche Betrachtung gewährleistet, dass keine Ineffizienzen an anderer Stelle (insb. bei der gesamtheitlichen und wertschöpfungsübergreifenden Abwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse) entstehen. Die Branche hat bereits Erfahrung in der Ausarbeitung von massengeschäftstauglichen Prozessen, die hochautomatisiert und standardisiert ablaufen, welche unterstützend für eine effiziente und erfolgreiche Umsetzung von Redispatch 2.0 wirken könnten. Durch eine ganzheitliche und interdisziplinäre Zusammenarbeit können auf Verteilnetzebene auch Synergien zu anderen Themen, wie beispielsweise die Prozesse zu § 14a EnWG, sowie die Wechselwirkung zu anderen Prozessen, wie GPKE, erkannt und einbezogen werden. Dabei muss eine zielgerichtete Koordinierung der Arbeiten unter

Einbeziehung aller Aspekte gewährleistet sein. Zudem muss sichergestellt werden, dass in einem geordneten Prozess mit klaren Verantwortungen effiziente Lösungen erarbeitet werden.

Der BDEW spricht sich daher dafür aus, dass die Ausgestaltung der Redispatch 2.0-Prozesse durch die Betreiber der Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäß § 3 Nummer 2 EnWG koordinierend vorgenommen werden sollte. Da im Festlegungsentwurf vorgeschlagen wird, dass die ÜNB diese Ausgestaltung übernehmen, ergibt sich eine direkte Betroffenheit der ÜNB. Deshalb nehmen sich die ÜNB im Rahmen dieser Stellungnahme bei der Frage aus, wer konkret die Prozessführerschaft erhalten sollte. Die angeführten Punkte zur grundsätzlichen Zusammenarbeit werden gleichwohl von allen Beteiligten unterstützt:

Es liegt in der Verantwortung der Branche, den Arbeitsmodus für die Ausarbeitung neuer Kommunikationsprozesse kontinuierlich zu verbessern. Dabei müssen relevante Sichtweisen und Umsetzungsbedarfe einbezogen und adressiert werden. Hier empfiehlt sich eine interdisziplinäre Arbeitsgruppe, die auch Wechselwirkungen zwischen Redispatch 2.0-Prozessen und Vorgaben aus weiteren Anforderungen an energiewirtschaftliche Kommunikationsprozesse bei der Weiterentwicklung von Redispatch 2.0 berücksichtigt. Diese wird flankiert durch effiziente Entscheidungsprozesse.

Aktuell sieht der Festlegungsentwurf vor, dass die ÜNB einmalig zu einem festzusetzenden Zeitpunkt im Jahr 2025 Prozessausarbeitungen vorlegen, die dann von der BNetzA geprüft, ggf. überarbeitet und für gültig erklärt werden sollen. Eine Ansetzung der Frist noch in diesem Jahr scheint mit Blick auf den voraussichtlichen Abschluss des Festlegungsverfahrens in der zweiten Jahreshälfte 2025 schon nicht mit einer umfassenden Brancheneinbindung und einer durchdachten Umsetzung in der Praxis vereinbar. Daher müssen zwischen Veröffentlichung der endgültigen Festlegung und der Frist zur Vorlage neuer Prozesse zumindest sechs Monate (unter Berücksichtigung der Regelungen zum Änderungsmanagement) liegen. Darüber hinaus finden sich im Entwurf der Tenorziffer keine Hinweise mehr auf einen iterativen, schrittweisen Weiterentwicklungsprozess. Im vorausgehenden Eckpunktepapier hatte die BNetzA dabei noch den Bedarf eines flexibleren Systems, in dem die Prozesse leichter weiterentwickelt werden können, explizit aufgegriffen.

Aus Sicht des BDEW ist es auch unbedingt erforderlich, dass Kommunikationsprozesse schrittweise auf Basis von Praxiserfahrungen weiterentwickelt, angepasst und im Zweifel auch ersetzt werden können. Neue Prozesse sollten dabei mit ausreichend Vorlaufzeit sowie im Rahmen des regulären durch die BNetzA Beschlusskammer 6 festgelegten Änderungsmanagements für die Branche eingeführt werden. **Eine einmalige Anpassung der Prozesse trägt diesem Bedarf nicht ausreichend Rechnung.** Daher schlägt der BDEW folgende Anpassung an der Tenorziffer 6 vor:

6. Die Betreiber von ~~Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung~~ **Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäß § 3 Nummer 2 EnWG** werden verpflichtet, gemeinsame bundesweit einheitliche Prozesse für den elektronischen massengeschäftstauglichen Datenaustausch gemäß Tenorziffer 5 zu entwickeln und diese spätestens am [XX.XX.2025~~6~~] **sowie im Anschluss bei fachlichem Bedarf im Rahmen des regulären Änderungsmanagements** der Beschlusskammer vorzulegen. Sie haben allen Betroffenen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben und mit der Vorlage zu begründen, wenn sie von Forderungen der Betroffenen abweichen. Nach Prüfung und ggf. Überarbeitung der vorgelegten Prozessbeschreibungen durch die Beschlusskammer veröffentlicht die Beschlusskammer die Prozessbeschreibungen auf ihrer Internetseite.

2 Anmerkungen zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAREM)

2.1 Begriffe

Die neuen Begriffsdefinitionen schaffen zusätzliche Klarheit, sind an einigen Stellen jedoch unklar, überflüssig oder noch nicht ausreichend:

- › Die neue Begriffsdefinition des Netzbetreibers und des Anschlussnetzbetreibers (ANB) sieht vor, dass geschlossene Netzbetreiber nicht mehr unter die Gruppe der Anschlussnetzbetreiber im Sinne des Redispatch 2.0 fallen sollen. § 13a EnWG schließt Anlagen in geschlossenen Verteilernetzen jedoch nicht vom Redispatch 2.0 aus. Wie bereits im Abschnitt zur Tenorziffer 5 ausgeführt, bringt eine solche Änderung keinen Mehrwert, sondern zusätzliche prozessuale Aufwände. Auch eine separate Erwähnung der Übertragungsnetzbetreiber ist auf Basis der Inhalte des § 3 Nr. 2 EnWG nicht erforderlich. Die Begriffsdefinitionen des Netzbetreibers und des Anschlussnetzbetreibers haben sich bewährt und sollten nicht verändert werden.
- › In den Begriffsdefinitionen ist auch der sog. Einspeisebilanzkreis enthalten. Allerdings sollten im Redispatch 2.0 nur reguläre Bilanzkreise eine Rolle spielen. Der Begriff und die zugehörige Definition sollten daher gestrichen werden. Stattdessen sollte der Begriff des Bilanzkreis mit aufgenommen werden.
- › Anzupassen ist aus Sicht des BDEW die neue Definition des Netzverknüpfungspunkts. Diese werden im Rahmen der Netzbetreiberkoordinierung insbesondere dafür verwendet, relevante Sensitivitäten zu übermitteln. Dies ist jedoch nur an Netzverknüpfungspunkten zwischen Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber, nicht jedoch zwischen Spannungsebenen innerhalb ein und desselben Netzgebiets erforderlich.

- › In der Anlage 2 werden Begriffe aus unterschiedlichen Bereichen verwendet. Um den Ursprung dieser Begriffe einzuordnen und verschiedene Interpretationen sowie Missverständnisse zu vermeiden, schlägt der BDEW vor, die in Kapitel 1 definierten Begriffe nach ihrem jeweiligen fachlichen Kontext zu kennzeichnen. Dies würde deren Ursprung und Verwendung verdeutlichen und Klarheit für alle Marktteilnehmer schaffen. Folgende Bereiche werden in den nachfolgenden Konsultationsbeiträgen mit dem jeweiligen Kürzel verwendet:

- Juristisch (Jur.)
- Marktkommunikation (MaKo)
- Technik (Tech.)

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW die folgenden korrigierenden und redaktionellen Anpassungen vor:

Anlage (Jur.)	Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz.
Anlagen mit fluktuierender Erzeugung (Jur.)	alle Anlagen, die Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2023), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2023) oder Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2023) sind
Anlagen mit nichtfluktuierender Erzeugung (Jur.)	alle Anlagen, die keine Anlagen mit fluktuierender Erzeugung sind
nicht direktvermarktete Anlagen (Jur.)	Anlagen, deren Strom nach § 57 EEG 2023 zu vermarkten ist, mit Ausnahme der Anlagen in der Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2023
Anlagenbetreiber (Jur.)	natürliche oder juristische Person oder Personengesellschaft, die eine Anlage betreibt

bilanzieller Ausgleich (Jur.)	bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG
Steuerbare Ressource (SR) (MaKo)	Steuerbare Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, der nur technische Ressourcen im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind
Technische Ressource (TR) (MaKo)	Technische Ressource i. S. d. Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist
Stromerzeugungseinheit (SEE) (MaKo)	Technische Ressource zur Erzeugung von elektrischer Energie
Stromspeichereinheit (SSE) (MaKo)	Technische Ressource zur Speicherung von elektrischer Energie
Bilanzkreisverantwortliche (BKV) (MaKo)	Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen.
Bilanzkreis (MaKo)	Ein Bilanzkreis ist ein Konto, welches dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und dabei auch die Abwicklung von Handelstransaktionen ermöglicht.
Einspeisebilanzkreis	Bilanzkreis, dem eine Einspeisestelle zugeordnet ist, über die eine Anlage Energie in das Elektrizitätsversorgungsnetz einspeist
Netzbetreiber (Jur.)	Übertragungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 2 EnWG) der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG
Anschlussnetzbetreiber (ANB) (Jur. und MaKo)	Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage unmittelbar angeschlossen ist; ist die Anlage an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung oder ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen, das kein

	Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG ist, der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist. Netzbetreiber, die ausschließlich ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten nicht als Anschlussnetzbetreiber im Sinne dieser Anlage.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (Jur.)	Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 10a EnWG
betroffene Netzbetreiber (Mako)	Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren Ressource erfährt. Ohne weitere Absprache gelten der Anschlussnetzbetreiber und alle ihm vorgelagerten Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.
clusternder Netzbetreiber (Mako)	Netzbetreiber, der steuerbare Ressourcen und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die steuerbaren Ressourcen seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abrufen.
Redispatch-Maßnahme (Jur., MaKo)	Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. 1c S. 1 2. Hs.) EnWG unabhängig von ihrem Zeitpunkt oder ihrer Form
Aufforderungsfall (MaKo)	Redispatch-Maßnahme, bei der der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber auffordert,

	den die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner Anlage zu verändern und die Steuerung der Anlage durchzuführen
Duldungsfall (MaKo)	Redispatch-Maßnahme, bei der der Netzbetreiber die Steuerung der Anlage durchführt
Ex-ante-Fahrplan (MaKo)	Planungsdaten zur Anlage bzw. steuerbaren Ressource
geplante Einspeisung (MaKo)	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich aus dem letzten, vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Ex-ante-Fahrplan ergibt
theoretische Einspeisung (MaKo)	Einspeisung (bei positiven Werten) oder Entnahme (bei negativen Werten), die sich ohne Redispatch-Maßnahme ergeben hätte
Redispatch-Bilanzkreis (Jur., MaKo)	Bilanzkreis, der von einem Netzbetreiber ausschließlich für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c EnWG geführt wird
Beschaffungsvorbehalt (MaKo)	Die Mitteilung eines Übertragungsnetzbetreibers, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre.
Cluster (MaKo)	Zwischen dem clusternden und dem vorgelegerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehender Cluster.
Netzverknüpfungspunkt (Tech. und MaKo)	Netzelemente, wie z. B. Transformatoren oder Leitungsschaltfelder, an denen Netze unterschiedlicher Spannungsebenen oder

Netzlokation (MaKo)

Netze, die von verschiedenen Netzbetriebern betrieben werden, miteinander verbunden sind und über die ein Austausch von Wirk- und Blindleistung stattfindet.

Eine Netzlokation ist ein Anschlusspunkt in einem Netzgebiet. In einer Netzlokation werden physikalische Größen ermittelt, die das Netzgebiet beeinflussen. Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktlokationen über genau eine Leitung mit dem Netz der öffentlichen Versorgung.

Flexibilitätsbeschränkung (MaKo)

Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung bei Redispatch-Maßnahmen, deren Überschreitung eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gemäß § 13 Abs. 4 EnWG verursachen oder die Beseitigung einer solchen Störung oder Gefährdung verhindern würde.

Echtzeit-Daten (Tech.)

Echtzeit-Daten sind in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.

Nettonennleistung (MaKo, Tech.)

Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der Stromerzeugungseinheit zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der Anlage nicht enthalten.

2.2 Bilanzierungsmodelle

Abschnitt 2.1.2 sieht angepasste Regelungen für den bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell vor. Hier sollte Klarheit geschaffen werden, welcher der Bilanzkreis des (anfordernden) Netzbetreibers ist, aus dem der bilanzielle Ausgleich erfolgt bzw. in welchen er eingebucht wird. Beim Direktabruf von Steuerbaren Ressourcen (SR) könnte es mehrere anfordernde Netzbetreiber und somit auch mehrere potenzielle Redispatch-Bilanzkreise für die Fahrplanbuchung geben. Im Sinne der Einfachheit und Eindeutigkeit sollte es jedoch für jeden ANB und Regelzone **nur genau einen betreffenden, durch die Netzbetreiber zu deklarierenden Bilanzkreis geben**, damit dieser auf Marktseite eindeutig bekannt ist. Durch eine solche Möglichkeit für den Netzbetreiber, einen Bilanzkreis für die Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs im Planwertmodell zu deklarieren, werden erhebliche Vereinfachungen für alle Seiten geschaffen. So kann die Fahrplanbuchung z.B. auch alternativ durch einen Dritten dienstleistend durchgeführt werden. Dies spart vor allem kleineren Netzbetreibern die Anschaffung und den Betrieb eines Fahrplanmanagement-Systems sowie eines Zugangs zur Börse. Entsprechend schlägt der BDEW die folgende Änderung vor (entsprechende Folgeänderungen wären im Kapitel 2.3.2 Zuordnungsverfahren vorzunehmen):

*Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der vom Netzbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Einspeisung. Ist die Differenz positiv, erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des Netzbetreibers **bzw. aus einem dafür deklarierten Bilanzkreis in den Einspeisebilanzkreis einen Bilanzkreis des BKV**; bei negativer Differenz umgekehrt.*

Zusätzlich wird die Zuordnung der Einspeisung zu mehreren Tranchen nicht ausschließlich über Quoten bestimmt. Die weiteren Logiken aus der GPKE sollten hier ebenfalls berücksichtigt werden:

*Ist die Einspeisung mehreren Tranchen i. S. d. Festlegung GPKE zugeordnet, wird der bilanzielle Ausgleich **nach der an der Marktlotation durch den NB definierten Aufteilungsregel (entweder in Prozent oder mit einem Aufteilungsfaktor) auf Basis der Referenzeinträge/installierten Leistung in Bezug auf die enthaltenen technischen Ressourcen oder nach vorheriger Abstimmung auf andere Weise, z.B. anhand einer Berechnungsformel der Tranchen** aufgeteilt.*

Abschnitt 2.2 sieht vor, dass der bilanzielle Ausgleich im Prognosemodell künftig durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) des betroffenen Bilanzkreises im Rahmen seiner Bilanzkreisbewirtschaftung im Auftrag des jeweils anfordernden Netzbetreibers erfolgen soll. Die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG liegt dabei nach wie vor beim Netzbetreiber.

Diese Lösung ist sachgerecht und wurde auch bereits vom BDEW vorgeschlagen. Allerdings enthält der Abschnitt keine Aussagen darüber, in welcher Form der BKV für die Übernahme des bilanziellen Ausgleichs kompensiert wird. Da den Netzbetreibern weiterhin die gesetzliche Pflicht eines bilanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c S. 1) EnWG im Prognosemodell obliegt, sie dabei aber die Unterstützung der BKV in Anspruch nehmen, sollte die BNetzA auch verlässliche Regelungen zur angemessenen Kompensation der beauftragten BKV schaffen.

Um im Vornherein möglichen Unsicherheiten hinsichtlich der angemessenen Höhe zu begegnen, wäre eine entsprechende Ergänzung der Festlegung zwingend erforderlich. Ohne eine Festlegung der angemessenen Kompensation schafft die vorgeschlagene Regelung keinen Mehrwert. Dass es diesbezüglich zu Unsicherheiten kommen kann, zeigen auch die zahlreichen aktuellen Anwendungsfragen in Bezug auf die BNetzA-Mitteilung Nr. 11. Daher empfiehlt der BDEW zumindest die folgenden Präzisierungen und Ergänzungen in Abschnitt 2.2:

*Der bilanzielle Ausgleich erfolgt in Höhe der Ausfallarbeit nach Kapitel 3. Soweit der **Anschlussnetzbetreiber auffordernde Netzbetreiber** und der BKV ~~des betroffenen Bilanzkreises des Lieferanten der betroffenen Marktlotation~~ keine abweichende Vereinbarung treffen, führt der BKV den bilanziellen Ausgleich im Rahmen seiner Bilanzkreisbewirtschaftung im Auftrag des **Anschlussnetzbetreibers auffordernden Netzbetreibers** durch. **Der Netzbetreiber zahlt dem BKV als Kompensation für die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs eine pauschale Vergütung. Die pauschale Vergütung berücksichtigt alle zusätzlichen Kosten, welche dem BKV aufgrund der Durchführung des Auftrags entstehen. Die BNetzA setzt die Höhe der Pauschale [gemäß Anlage .../ in einer weiteren Festlegung der Beschlusskammer 8] fest. Solange keine entsprechende Festsetzung erfolgt ist, zahlt der Netzbetreiber dem BKV eine Kompensation nach Maßgabe der Mitteilungen Nr. 6, 8 und 11 zum Redispatch 2.0.***

So wird sichergestellt, dass keine Regelungslücke zwischen aktuell gelebter Praxis und neu gesetzter Pauschale entsteht.

Die vorgeschlagenen Regelungen zur Überführung von Anlagenclustern vom Prognosemodell ins Planwertmodell sind aus Sicht des BDEW sehr praxistauglich ausgestaltet und im Vergleich zu den Eckpunkten noch einmal deutlich verbessert worden. Zu begrüßen ist insbesondere die stärkere Zusammenarbeit von ÜNB, VNB und Anlagenbetreiber bei der Auswahl der zu überführenden Anlagen. Aus Sicht des BDEW sind nun noch **Detailfragen zur Überführung ins Planwertmodell** nach Abschnitt 2.3 zu klären:

- › Neben dem Lieferanten sollte der ANB auch den AB über den bevorstehenden Wechsel ins Planwertmodell informieren.

- › Im ersten Schritt sollte geklärt werden, ob mit dem Begriff Anlagencluster Cluster im Sinne des Redispatch 2.0 und der Definition des Festlegungsentwurfs gemeint sind, oder ob hier eine bloße Menge an Anlagen gemeint ist. Außerdem sollte konkretisiert werden, welche Anlagen gemäß Abschnitt 2.3.1 „zu einer Verbesserung der Effizienz von Maßnahmen nach §13 Abs. 1 S. 2 EnWG beitragen können“ und demnach bis 2031 ins Planwertmodell überführt werden sollen.
- › Fraglich ist noch, welche Folgen es hat, wenn Anlagenbetreiber oder LF eine Überführung ins Planwertmodell nicht umsetzen wollen oder die dafür übermittelten Planungsdaten keine ausreichende Qualität haben. Hier sollte die Festlegung Handlungsmöglichkeiten definieren.
- › Zu beachten ist außerdem, dass Direktvermarktungsverträge aktuell nur für ein Bilanzierungsmodell, z.B. nur für das Prognosemodell gelten können. Eine einseitige Überführung könnte entsprechend zu einem Vertragsende führen. Daher sollte der Überführungsprozess auch eine Bestätigung des Lieferanten vorsehen. Bei Bedarf müsste der LF dem ANB mitteilen, dass er nicht mehr der korrekte Ansprechpartner für die angefragte Anlage ist. Dies darf aber nicht dazu führen, dass Redispatch-relevante Anlagen durch die Gestaltung von Direktvermarktungsverträgen grundsätzlich nicht ins Planwertmodell überführt werden können. Teilt der LF dem ANB mit, dass er nicht verantwortlich ist, da seine vertragliche Beziehung vor dem Überführungszeitpunkt ins Planwertmodell endet, so informiert der ANB den neuen verantwortlichen LF.
- › Endet aufgrund der angeforderten Änderung des Bilanzierungsmodell das Vertragsverhältnis zwischen LF und AB liegt es an dem AB, sich einen neuen LF zu suchen und diesen direkt über die anstehende Anwendung des Planwertmodells zu informieren.
- › Kritisch sieht der BDEW die Identifikation von zu überführenden Anlagen auf Basis der MaStR-Nummer, wie sie die BNetzA im Festlegungsentwurf vorsieht. Hier besteht die Gefahr, Doppelstrukturen zu den bestehenden Ressourcen-IDs zu schaffen, was zu Verständnisproblemen und Prozessrisiken bzw. zu Neustrukturierung von Prozessen führen kann. Die bewährten Identifikationsnummern – Marktpartner-ID (MP-ID), Technische Ressourcen-ID (TR-ID) und Steuerbare Ressourcen-ID (SR-ID) – sollten weiterhin in den Marktprozessen verwendet werden. Falls nötig, kann zusätzlich informativ die MaStR-Nr. in den Marktkommunikationsprozessen eingebaut oder integriert werden.
- › Außerdem sollte klargestellt werden, dass eine Anlage, die einmal den Wechsel ins Planwertmodell vollzogen hat, auch dauerhaft in diesem Modell bilanziert werden sollten. Dies gilt auch für einen LF- und EIV-Wechsel. D.h. auch ein LF-/EIV-Wechsel darf nicht dazu führen, dass eine Anlage im Planwertmodell, wieder in das Prognosemodell zurückfällt.

Wechselt eine Anlage im Planwertmodell den LF/EIV, muss der neue LF/EIV auch zur Umsetzung des Planwertmodells in der Lage sein. Dies schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten. Ein Grund die Überführung ins Planwertmodell rückabzuwickeln, können nur dauerhafte prozessuale Schwierigkeiten z.B. aufgrund fehlerhafter Einschätzung bezüglich der Eignung der betroffenen Prozessteilnehmer sein.

- › Der Überführungsprozess ist in seiner aktuell im Entwurf vorliegenden Form noch nicht massengeschäftstauglich und automatisiert abwickelbar. Für einen massengeschäftstauglichen elektronischen Informationsaustausch über die Überführung (z.B. Information des Netzbetreibers an den Lieferanten über den Überführungstermin, Bestätigung des Lieferanten und Information aller betroffenen Stakeholder) ist eine genaue Ausprägung notwendig. Im Sinne der Einfachheit halber empfiehlt der BDEW, die ÜNB und die Branche analog zur Tenorziffer 6 des Festlegungsentwurfs mit der Ausgestaltung eines Kommunikationsprozesses zur Überführung von Anlagen ins Planwertmodell zu beauftragen.
- › Da die Fahrplanbuchung laut Use Case 17.1.1 (Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell) zwischen dem Bilanzkreis des anfordernden Netzbetreibers und dem Bilanzkreis des BKV des LF stattfindet, ist unter 2.3.2 Zuordnungsverfahren der Verweis auf den Bilanzkreis des ANB nicht zutreffend. Um, wie auch in Abschnitt 2.2 vorgeschlagen, die Nominierung eines einzigen, fahrplanrelevanten Bilanzkreises für eine SR durch die Netzbetreiber zu ermöglichen, sollte dies auch in den Regelungen zum Zuordnungsverfahren entsprechend vermerkt werden.
- › Zu beachten ist darüber hinaus, dass die Anwendung des Planwertmodells gegenüber dem Prognosemodell mit deutlich höherem Aufwand verbunden ist. Daher sollte bei der Auswahl und Überführung von Anlagen ins Planwertmodell berücksichtigt werden, bei welchen Verteilnetzbetreiber die Anlagen angeschlossen sind. Die ÜNB und VNB sollten die Anzahl der Verteilnetzgebiete, in denen Steuerbaren Ressourcen ins Planwertmodell überführt werden, zunächst möglichst geringhalten und schrittweise erhöhen. Es erscheint nicht sinnvoll, dass sich alle VNB in die Lage versetzen müssen, das Planwertmodell unmittelbar anzuwenden. Vielmehr sollte eine sinnvolle, maßvolle Auswahl getroffen werden, welche über die nächsten Jahre schrittweise erhöht wird. Die ÜNBs können auf netztransparenz.de veröffentlichen, in welchen Verteilnetzgebieten die ersten Steuerbaren Ressourcen ab welchem Stichtag ins Planwertmodell überführt werden.
- › Zur Inbetriebnahme von Anlagen, die ins Planwertmodell überführt werden, sind Inbetriebnahmetests und -schritte vorzunehmen, die sowohl die Schnittstelle NB-NB als auch NB-EIV betreffen und eng verzahnt werden müssen (siehe hierzu die Vorschläge der Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0 vom 27. September 2023). Im Zuge einer Ausweitung der Überführung von Anlagen ins Planwertmodell kann eine Reduzierung des Testumfangs

an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern sowie an der Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und EIV erfolgen. Als Teil der Inbetriebnahmeprozesse stellt der vorgelagerte Netzbetreiber zuvor die Eignung des nachgelagerten Netzbetreibers anhand eines von allen betroffenen Markttrollen zu definierenden Kriterienkatalogs fest.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW die folgenden **Anpassungen am Überführungsprozess** vor:

2.3.1 Cluster- und Anlagenauswahl

[...] Bei der Auswahl der ~~Anlagen~~ **Steuerbaren Ressourcen** berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber die Wünsche eines Anlagenbetreibers, eine ~~Anlage~~-**Steuerbare Ressource** ins Planwertmodell zu überführen, soweit dies nicht einer geordneten und effizienten Überführung der von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Leistung entgegensteht. **Bei der Auswahl der zu überführenden Steuerbaren Ressourcen soll die Anzahl der betroffenen Verteilernetze zunächst möglichst gering gehalten werden. Der vorgelagerte Netzbetreiber stellt zuvor die Eignung des nachgelagerten Netzbetreibers anhand eines von allen betroffenen Markttrollen zu definierenden Kriterienkatalogs fest.**

2.3.2 Zuordnungsverfahren

Die Zuordnung einer ~~Anlage~~ **Steuerbaren Ressource** zum Planwertmodell erfolgt durch eine elektronische Mitteilung des ANB ~~an den Lieferanten an alle betroffenen Markttrollen~~. Diese beinhaltet mindestens die Bezeichnung der ~~Anlage~~-**Steuerbaren Ressource mit ihrer SR-ID mit ihrer MaStR-Nr.**, das Datum der Wirksamkeit der Zuordnung und die Nennung des ~~dafür deklarierten Redispatch~~-Bilanzkreises des ~~ANB~~**Netzbetreibers**. Sie erfolgt spätestens [sechs] Monate vor der Wirksamkeit der Zuordnung. **Der Lieferant bestätigt den Wechsel nach Erhalt der elektronischen Mitteilung oder meldet zurück, dass er zum Wechselzeitpunkt oder für den Fall einer Änderung des Bilanzierungsmodells nicht mehr für die SR zuständig ist.** Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.01.2027].

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäß § 3 Nummer 2 EnWG sind verpflichtet, einen massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozess zur Überführung von Anlagen ins Planwertmodell vorzulegen. Diese Kommunikationsprozesse sollen sich, soweit möglich und sinnvoll, an den Prozessen der GPKE orientieren. Die Netzbetreiber veröffentlichen an geeigneter Stelle, an welche Verteilernetze steuerbare Ressourcen angeschlossen sind, die ins Planwertmodell überführt werden. Es gelten die Fristen und Beteiligungsmaßgaben der Tenorziffer 6 der Festlegung BK6-23-241.

2.3 Ausfallarbeit

Die vorgeschlagenen Regelungen zum Auslaufen des Pauschalabrechnungsverfahrens bei fluktuierenden Anlagen sind korrekt.

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit in den Spitzverfahren sind Wetterdaten zu verwenden. Die Bereitstellung der Wetterdaten erfolgt durch den Anlagenbetreiber bzw. den Betreiber einer technischen Ressource (BTR). Sofern keine Bereitstellung durch den BTR erfolgt, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte. Aus der Festlegung geht nicht eindeutig hervor, ob sich die Nutzung geeigneter Daten durch den Netzbetreiber nur auf die Ersatzwertbildung oder auf die reguläre Ausfallarbeitsberechnung bezieht. Der Netzbetreiber muss eine Wahlfreiheit in Bezug auf die Nutzung von Wetterdaten haben. Eine Einschränkung auf die Nutzung von Wetterdaten eines bestimmten Dienstleisters (hier: DWD) sollte nicht erfolgen. Auswahlkriterium darf nur die Eignung der Wetterdaten sein. Deshalb schlägt der BDEW folgende Anpassung in Kapitel 3.2.1 vor:

Bei Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung können sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen. Andernfalls sind die für diesen Zweck ~~bereitgestellten Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes~~ geeignete Ersatzwerte zu verwenden.

In der Berechnungsformel für die Bestimmung der Ausfallarbeit in der Spitzabrechnung bei Windenergieanlagen an Land und auf See sind weiterhin keine Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbasierende Abregelungen berücksichtigt (3.2.2.1). Basierend auf Umsetzungsfragen, schlägt der BDEW eine Erweiterung der Formeln vor, um diese zu berücksichtigen.

Dies bezieht sich ebenfalls auf die Berechnungsformel für die Bestimmung der Ausfallarbeit in der Spitzabrechnung bei Solaranlagen (3.2.3.1). Daher schlägt der BDEW auch bei dieser Berechnungsformel eine entsprechende Erweiterung vor. Auch für den Vergleichszeitraum bei Solaranlagen bezieht sich der BDEW auf bestehende Umsetzungsfragen und schlägt eine entsprechende Ergänzung vor.

Zusätzlich sollte geprüft werden, inwieweit das Spitzabrechnungsverfahren für Wind- und Solaranlagen harmonisiert werden kann und sollte.

Basierend darauf schlägt der BDEW folgende Änderungen vor:

3.2.2.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left(\min \left(\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} \times P_{theo,i}; P_{mbA,i}; P_{bean,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

mit

$P_{mba,i}$: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in kW je SR wird gemäß Referenzertrag und Standortertrag in kW je TR runtergebrochen.

$P_{bean,i}$: die beanspruchbare Leistung in kW, die sich durch die Subtraktion der Nicht-beanspruchbarkeit von der installierten Leistung der Anlage ergibt. $P_{bean,i}$ kann maximal der installierten Leistung P_{inst} entsprechen.

3.2.3.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left(\min \left(\frac{P_{VZ,ist}}{G_{VZ}} \times G_i; P_{wechselrichter}; P_{mbA,i}; P_{bean,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

Mit

$P_{mba,i}$: die durch eine marktbedingte Anpassung vorgegebene Leistung in kW je SR wird gemäß installierter Leistung in kW je TR runtergebrochen

$P_{bean,i}$: die beanspruchbare Leistung in kW, die sich durch die Subtraktion der Nicht-beanspruchbarkeit von der installierten Leistung der Anlage ergibt.

$P_{bean,i}$ kann maximal der installierten Leistung P_{inst} entsprechen.

$P_{wechselrichter}$: Wechselrichterleistung in kW je TR

Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme (G_i) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung müssen im Vergleichszeitraum und während der Maßnahme unverändert bleiben. Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Kalendertag vor der Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der Anlage stattgefunden hat. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt. **Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10% Einspeisung stattgefunden hat.**

Die Ausfallarbeitsbestimmung im Falle von überbauten Netzanschlüssen ist fraglich, da sie prozessuale Schwierigkeiten birgt:

Bei der Anwendung der Formel liegt die Schwierigkeit darin, dass die installierte Leistung, der gemessene Lastgang, die ungekürzte Ausfallarbeit und die tatsächliche Anschlussleistung am Netzanschlusspunkt dem BTR und EIV nicht im Detail vorliegen. Sie kennen nur die Werte ihrer

TR. Da der BTR die gekürzte Ausfallarbeit bzw. deren Eingangsparameter nicht verifizieren kann, führt die Einführung dieser Formel automatisch zu Intransparenz sowie unzufriedenstellendem Clearing der Ausfallarbeit. Außerdem fehlt in der Formel die Berücksichtigung des Einspeiselastrags zum Zeitpunkt i . Es ist wichtig, die Ausfallarbeitsbestimmung im Falle von überbauten Netzanschlüssen transparent und nachvollziehbar zu gestalten. Die Überbauung von Netzanschlüssen befindet sich derzeit in den BDEW-Gremien in intensiver Bearbeitung und Diskussion. Der BDEW schlägt deshalb vor, die Thematik in einem ausführlicheren Prozess mit den betroffenen Stakeholdern separat zu bearbeiten, erst nachfolgend fundiert festzulegen und entsprechend das Kapitel 3.4 aus dem aktuellen Festlegungsentwurf zu streichen. Sollte die jetzige Festlegung das Thema trotz der bestehenden Unklarheiten aufgreifen, so sollte mindestens aber die untenstehenden Anpassungen vorgenommen werden:

3.4 Überbauung von Anschlüssen an das Elektrizitätsversorgungsnetz

Übersteigt die Summe der nach den Kapiteln 3.2 und 3.3 bestimmten Ausfallarbeit von Anlagen, die über einen Netzanschlusspunkt mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt der vertraglichen maximalen Wirkleistungseinspeisung mit einer Viertelstunde, wird die Ausfallarbeit der jeweiligen Anlagen wie folgt bestimmt:

$$W_{A,gek,i,k} = W_{A,i,k} - \left\{ \left(\sum_{k=1}^n W_{A,i,k} + \sum_{k=1}^n P_{ist,i} * \frac{1}{4} h \right) - P_{anschl} * \frac{1}{4} h \right\} * \frac{P_{inst,k}}{\sum_{k=1}^n P_{inst,k}}$$

$W_{A,gek,i,k}$: gekürzte Ausfallarbeit der Anlage k in der Viertelstunde i , in kWh

$W_{A,i,k}$: Ausfallarbeit nach Kapitel 3.2 oder 3.3 der Anlage k in der Viertelstunde i , in kWh

P_{anschl} : vertragliche oder – soweit diese kleiner ist – tatsächliche Anschlussleistung, in kW

$P_{inst,k}$: installierte Leistung der Anlage k , in kW

n : Anzahl der Anlagen, die mit der Anschlussleistung mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind

Wenn die so errechnete gekürzte Ausfallarbeit für eine Anlage negativ wäre, beträgt die gekürzte Ausfallarbeit für diese Anlage null und die Anlage wird nicht bei der Berechnung der gekürzten Ausfallarbeit der übrigen Anlagen berücksichtigt.

Falls die vertraglich vereinbarte Wirkleistungseinspeisung auf einer anderen Ebene als der Netzanschlusspunkt vereinbart wurde (z.B. Offshore Parks), ist die Formel entsprechend der vertraglich vereinbarten Ebene anzuwenden.

2.4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

In Bezug auf die Stammdatenmeldung sieht der Festlegungsentwurf vor, dass die Registrierung ausgewählter Stammdatenpunkte im Marktstammdatenregister (MaStR) künftig für den Redispatch 2.0 ausreichend sein soll und die entsprechenden Stammdatenpunkte nicht mehr im Wege der Kommunikationsprozesse übermittlungspflichtig sind. Der BDEW teilt dabei das Ziel der BNetzA, die Bereitstellung von Stammdaten möglichst effizient zu gestalten. Ebenso unterstützt der BDEW die Weiterentwicklung und die Verbesserung der Transparenz des MaStR. Nach heutigem Stand würde die **Einbindung des MaStR in den Stammdatenprozess** aber **eine erhebliche Gefahr für einen robusten und sicheren Redispatch 2.0** darstellen: Denn die im MaStR hinterlegten Daten sind oftmals nicht vollständig, nicht verlässlich oder nicht aktuell. Sie eignen sich daher in vielen Fällen nicht für eine Nutzung in den operativen Redispatch 2.0-Prozessen. Außerdem sind die Fristen zur Meldung von Daten im MaStR und im Redispatch 2.0-Stammdatenprozess unterschiedlich, sodass eine fristgerechte Datenmeldung im MaStR ein fristgerechtes Vorliegen von Stammdaten für den Redispatch 2.0-Prozess nicht sicherstellt. Eine Weiterentwicklung des MaStR in dem Sinne, dass Redispatch-relevante Stammdaten im MaStR transparent gemacht werden, wird grundsätzlich unterstützt. Kurzfristig kann das MaStR im Zweifel als ergänzendes Validierungsinstrument genutzt werden, langfristig sollte es so weiterentwickelt werden, dass die Nutzung ausgewählter enthaltener Stammdaten auch für operative Redispatch-Zwecke möglich und effizient ist. Da dies Stand jetzt jedoch nicht der Fall ist, empfiehlt der BDEW die entsprechenden Passagen zu streichen, zügig Verbesserungen anzustreben und zeitnah die Datenqualität im Register erneut zu prüfen.

Kapitel 4 der Festlegung sieht außerdem die prozessuale Verwendung der Stamm- und Bewegungsdaten vor. Aktuell erfolgt dies bereits in den Formaten und Prozessen. Es sollte darauf geachtet werden, dass erforderliche Weiterentwicklungen auch zukünftig möglich sein können.

4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

[...]

~~Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten wird durch die Registrierung der entsprechenden Daten im Marktstammdatenregister erfüllt, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Bundesnetzagentur wird auf ihrer Internetseite veröffentlichen, für welche Datenpunkte dies der Fall ist.~~

Nachfolgend sind in der Festlegung nicht direktvermarktete Anlagen von der Pflicht zur Stammdatenlieferung ausgenommen. Hier ist eine Präzisierung notwendig: Ein Entfall der Pflicht zur Stammdatenmeldung ist für fluktuierende Anlagen und den Duldungsfall möglich (entsprechend der bisher gültigen Umsetzungsfrage „Redispatch_013“), für den Aufforderungsfall und die prozessuale Abbildung von Anlagen-spezifischen Randbedingungen ist jedoch weiterhin eine dezidierte Stammdatenmeldung des EIV erforderlich. Entsprechend schlägt der BDEW folgende Anpassung vor:

~~Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen müssen keine Stammdaten nach diesem Kapitel melden. Die Pflicht zur Stammdatenmeldung an das Marktstammdatenregister bleibt unberührt.~~

Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen müssen nur in prozessrelevanten Fällen Stammdaten nach 1.1. bis 1.17 liefern. Dies betrifft z. B. den Aufforderungsfall bzw. wenn der Netzbetreiber die Stammdaten zu berücksichtigen hat.

In den Planungsdatentabellen in Kapitel 4.2 sollte der Zusatz „im Planwertmodell“ bei allen dort angeführten Planungsdaten gestrichen werden, da diese in Teilen auch für das Prognosemodell mit freiwilliger Planungsdatenlieferung relevant sind:

Wert Produktion (PROD) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Mindestleistung Produktion (P_{min}) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Beanspruchbare Leistung Produktion (P_{max}) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Dargebotsleistung (P_{dar}) für SEE ~~im Planwertmodell~~

Wert Verbrauch (VERB) einer SSE ~~im Planwertmodell~~

Minimale Entnahme (V_{min}) einer SSE ~~im Planwertmodell~~

Maximale Entnahme (V_{max}) einer SSE ~~im Planwertmodell~~

Positives Redispatchvermögen (+RDV) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Negatives Redispatchvermögen (–RDV) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Negatives Redispatchvermögen (–wRDV) für KWK-Strom ~~im Planwertmodell~~

Positiver Redispatchabruf (+RDA) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Negativer Redispatchabruf (–RDA) für SEE und SSE ~~im Planwertmodell~~

Bei der Definition der beanspruchbaren Leistung Produktion (P_{max}) für SEE und SSE empfiehlt der BDEW, den Verweis auf die Dargebotssituation als begrenzender äußerer Einfluss zu streichen. Diese Anpassung wurde bereits im Rahmen der Umsetzungsfrage Redispatch_040

branchenweit als notwendig festgestellt, da andernfalls die Werte Pdar und Pmax identisch wären. Eine Streichung würde die Definition auch im Einklang mit der analogen Definition der System Operation Guideline (SO GL) bringen:

4.2.3 Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE im Planwertmodell

Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen, ~~Dargebotssituation~~) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.

Die separate Abbildung der Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom in Kapitel 4.3.3 ist aus Sicht des BDEW möglich, schafft aber keine substantziellen Änderungen zur bestehenden Lage, in der die entsprechende Selbstversorgung mit separatem Reason Code als allgemeine Nichtbeanspruchbarkeit gemeldet wurde.

Da es bei Teilabschaltungen einer SR in Kombination mit einem festen Umlageschlüssel auf die TR zu Schlechterstellung kommen kann, muss dem EIV das Recht zur alternativen Meldung der PmbA auf TR-Ebene eingeräumt werden. Entsprechende Änderungen werden in Abschnitt 4.3.2 vorgenommen:

3.2.			
Datum	Marktbedingte Anpassung		
Einheit	MW		
Beschreibung	Das Datum beschreibt die prognostizierte Leistungsänderung aufgrund einer marktlichen Steuerung der Anlage. Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung seitens EIV bei PV/Wind. Diese werden nur im Prognosemodell verwendet.		
Objekt	Dargebotsabhängige steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen		
Relevante Leistungs-klassen	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	NeinForma

Frage an die Netzbetreiber: Verlangen Sie derzeit auf Grundlage der Festlegung BK6-20-061 die Übermittlung von Echtzeit-Daten der Wirkleistung? In welchen Fällen und in welchem Umfang?

Antwort: Auch wenn die Übermittlung von Echtzeitdaten derzeit nicht flächendeckend und nicht standardisiert erfolgt, so ist sie für eine zukünftige, angestrebte Verbesserung der Qualität der Redispatch-Prozesse notwendig. Insbesondere bei Einsatz von Rundsteuerungstechnik erfolgt keine Übermittlung von IST-Einspeise-Messwerten und eine Nach-/Umrüstung ist nur mit hohem technischem und zeitlichem Aufwand realisierbar. Daher besteht nach wie vor die Notwendigkeit einer regulatorischen Grundlage zur Einforderung dieser Daten.

2.5 Netzbetreiberkoordinierung

Die neuen Anforderungen des Festlegungsentwurfs zur Clusterbildung bei VNB mit Redispatch-relevanten Steuerbaren Ressourcen in ihrem Netz sind eine wichtige Weiterentwicklung, die der BDEW unterstützt. Dort, wo an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB heute bereits erfolgreich auf Ebene der Steuerbaren Ressource abgerufen wird, sollte dies im Einvernehmen auch weiterhin erfolgen können. Da zunehmend auch auf Verteilnetzebene Engpässe behoben werden müssen, sollte die Möglichkeit zur Anforderung einer Clusterbildung nicht auf die Übertragungsnetzrelevanz beschränkt sein:

*Verteilernetzbetreiber, an deren Netz für das Netzengpassmanagement ~~der Übertragungsnetzbetreiber~~ relevante **Anlagen Steuerbare Ressourcen** angeschlossen sind, sind verpflichtet, auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern Cluster zu bilden.*

Auch die Clusterbildung getrennt nach Anlagen innerhalb und außerhalb der Einspeisevergütung ist ein sinnvoller Schritt. Hierbei sind jedoch steuerungstechnische Einschränkungen zu berücksichtigen, die einer sortenreinen Trennung im Wege stehen können und berücksichtigt werden sollten:

*Cluster mit Anlagen gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 sollen so gebildet werden, dass alle Anlagen entweder der Veräußerungsform der Einspeisevergütung gemäß § 21b Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2023 oder aber einer der anderen Veräußerungsformen zugeordnet sind. **Dies gilt nicht, sofern bedingt durch die steuerungstechnischen Voraussetzungen bei Bestandsanlagen (z.B. Rundsteuertechnik) eine Trennung der Anlagen gemäß angeführter Veräußerungsform nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand zu bewältigen ist.***

Bezüglich der BNetzA-Vorgaben zu den Meldeprozessen regt der BDEW an, diese offener zu gestalten und die weitere Festsetzung von Fristen bedarfsgerecht dem Branchenprozess zu überlassen: In den Branchendokumenten zur Netzbetreiberkoordinierung ist bereits eine

praxistaugliche Umsetzung vorgesehen, die bei Bedarf verstetigt bzw. weiterentwickelt werden kann. Entsprechend schlägt der BDEW die folgende Streichung vor:

Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.5 vorgesehenen Informationsaustausche erfolgen im Rahmen eines fortlaufenden Meldeprozesses. Die zeitliche Auflösung der zwischen den Netzbetreibern ausgetauschten Informationen ist viertelstündlich. ~~Initiale Meldungen sowie Aktualisierungen erfolgen stündlich zu jeder halben Stunde für die nachfolgenden 33,5 Stunden. Im Zeitbereich von weniger als zwei Stunden vor Erfüllung müssen Aktualisierungen zu jeder Viertelstunde für die folgenden zwei Stunden erfolgen.~~

2.6 Kommunikationsprozesse Redispatch 2.0

Für die Ausgestaltung der Kommunikationsprozesse im Redispatch 2.0 durch ÜNB und Branche macht die BNetzA im Abschnitt 6 der BilAReM-Anlage Rahmenvorgaben. Diese Vorgaben sind aus Sicht des BDEW in Tiefe und Dichte angemessen. Auch inhaltlich setzen die allermeisten Vorgaben einen sach- und zielgerichteten Rahmen für die weitere Ausgestaltung. Zu den einzelnen Vorgaben sind aus Sicht des BDEW insbesondere folgende Punkte relevant:

- › In Bezug auf die in diesem Kapitel angesprochenen Markttrollen, verweist die BNetzA auf die Rollenbeschreibung der GPKE sowie das Rollenmodell des BDEW. Hierbei sollte jedoch auf keine konkrete Version verwiesen werden, sondern auf die jeweils aktuell gültige Fassung, um zukünftigen Änderungen nicht vorwegzugreifen. Zudem ist zu beachten, dass in der GPKE nicht alle Rollen aufgeführt sind, welche im Redispatch 2.0 vorkommen, wie z.B. EIV. Zudem führt die GPKE nur Rollen auf, aber beschreibt diese nicht näher.
- › Mit der neuen Bildungsregel für Steuerbare Ressourcen im Redispatch 2.0 kann die BNetzA die Grundlage für einen eindeutigen und praxiskompatiblen Bezug zwischen einer Steuerungseinrichtung eines Netzbetreibers sowie den gesteuerten Objekten (bspw. Wind- oder PV-Park) und eine sachgerechte Zuordnung der anlagenbezogenen Datenmeldungen schaffen (Abschnitt 6.1.5). Hierfür sind allerdings noch Nachbesserungen an den bestehenden Formulierungen notwendig. Insbesondere sollten unter Berücksichtigung des steuer- und netzanschlusstechnischen Konzepts auch netzlokationsübergreifende Steuerbare Ressourcen gebildet werden können, wenn der Netzbetreiber die netzlokationsübergreifende Aggregation von Technischen Ressourcen zu einer Steuerbaren Ressource freigegeben hat, solange die Technische Ressourcen, die die Steuerbare Ressource bilden, derselben Marktolokation angehören (siehe auch Anpassungsvorschläge unten). Der BDEW unterstützt die neue Bildungsregel, möchte jedoch gleichzeitig darauf hinweisen, dass perspektivische Weiterentwicklungen im Redispatch 2.0 und Wechselwirkungen zu anderen Themen zu einer Weiterentwicklung der Bildungsregel führen kann. Dementsprechend könnte eine

Festlegung der Bildungsregel in einer gesonderten BNetzA-Mitteilung oder in den Prozessdokumenten die zukünftige Flexibilität in der Weiterentwicklung unterstützen.

- › Die Übertragung der Aufgaben des Einsatzverantwortlichen (EIV) auf das Unternehmen, das die Aufgaben des Lieferanten (LF) für eine Marktlotation übernimmt, sofern kein anderer EIV benannt wurde, ist eine praxisgerechte Lösung für das bestehende Problem fehlender EIV, das außerdem den Regeln der Marktkommunikation Rechnung trägt (Abschnitt 6.1.6). Mit der neuen Bildungsregel für Steuerbare Ressourcen (SR) werden bestehende „Multi-EIV-SR-Problemfälle“ gelöst. Der BDEW sieht es als nicht notwendig an, dass darüber hinaus durch die Übertragungsnetzbetreiber weitere Regeln für Sonderfälle aufgestellt werden müssen, wenn ausnahmsweise mehr als ein LF der Steuerbaren Ressource zugeordnet ist. In solchen Sonderfällen sollte eine einvernehmliche Lösung zwischen Anschlussnetzbetreiber, Anlagenbetreiber und Lieferanten gefunden werden bzw. die Steuerbare Ressource neu gebildet werden, sodass die Kommunikation von allen Beteiligten erfüllt werden kann. Allgemeingültige Regeln, die über die neue Bildungsregel für Steuerbare Ressourcen hinausgehen, werden wohl nicht mehr aufgestellt werden können.
- › Die Bereitstellung eines Wechselprozesses der Rolle EIV und der Rolle BTR wird von der Branche begrüßt (6.1.7). Hierbei sollte jedoch auch sichergestellt werden, dass zusätzliche Prozesse für die An- und Abmeldung vorhanden sind und die Ergebnisse an alle Berechtigten kommuniziert werden.
- › Die BNetzA schlägt vor, dass die Identifikation von Marktakteuren und Technischer Ressourcen, soweit möglich, durch die MaStR-Nummer erfolgt (6.1.8). **Dies lehnt der BDEW ab mit dem Hinweis auf die bestehenden Identifikatoren der Marktpartner und Technischen Ressourcen.** Des Weiteren enthält das MaStR keinen passenden Identifikator für die Steuerbare Ressource. Des Weiteren würden erhebliche Mehraufwände und Mehrkosten durch die rückwirkende Pflege der Identifikatoren entstehen.
- › In Absatz 6.1.11 schlägt die BNetzA vor, dass die Übermittlung der Nachrichten nach dieser Festlegung nach dem technischen Standard abzusichern ist, wie es sich aus der jeweiligen Fassung der Festlegung BK6-21-282 ergibt. Die referenzierte Festlegung beschreibt die Einführung von AS4 ab dem 01.04.2024 in der Marktkommunikation Strom. Somit wird die Umstellung auf den Kommunikationsweg AS4 auch für Redispatch 2.0 festgeschrieben. Grundsätzlich begrüßt der BDEW die Nutzung von sicheren Kommunikationswegen sowie die Einführung von einheitlichen Übertragungswegen zur Steigerung der Effizienz. Allerdings würde die Einführung von AS4 erhebliche Herausforderungen mit sich bringen. Gegen eine Einführung von AS4 sprechen:

Die Einführung von AS4 würde einen erheblichen Umstellungsaufwand darstellen, welcher insbesondere kleinere Unternehmen und Marktteilnehmer treffen würde. Letztere haben bereits zum heutigen Zeitpunkt Schwierigkeiten mit der Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen und eine Umstellung auf den Übertragungsweg AS4 würde Komplexitäten steigern, neue Arbeitsfelder öffnen und die bestehenden Hürden einer reibungslosen Umsetzung von Redispatch vergrößern. Gleichzeitig müssten durch eine Umstellung der Redispatch-Prozesse zu AS4 getrennte Prozesswelten zusammengeführt werden, welche den Aufwand erneut vergrößert. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf die Kosten einer Umstellung aus AS4, was nicht in einer angemessenen Relevanz zu dem Nutzen steht. Die Frage der Wirtschaftlichkeit sowie Zielgerichtetheit im Sinne einer tatsächlich wirkungsvoll verbesserten Sicherheit gegenüber bisher verwendeten Übertragungswegen sollte aus diesen Gründen unbedingt im Vorgang zur Umstellung zwischen allen Stakeholdern diskutiert werden. Zusätzlich stellt sich die Frage der Fristigkeiten, da für eine erfolgreiche Umstellung der IT-Systeme entsprechende Vorlaufzeit und Absprachen mit betroffenen Akteuren auf Seiten der Unternehmen benötigt werden, um aufwändige Nacharbeiten und Anpassungen für alle Beteiligten zu vermeiden. Eine grundsätzliche Umstellung sollte daher gut vorbereitet und im Austausch mit der Branche außerhalb dieser Festlegung stattfinden. Hierfür steht der BDEW gerne für Gespräche zur Verfügung.

- › Die Vorgaben zum Stammdatenaustausch machen den Anschlussnetzbetreiber grundsätzlich zum zentralen Akteur (6.2.1). Das ist aus Sicht des BDEW sachgerecht, dazu sollte aber auch die Pflicht der Einsatzverantwortlichen konkret dargestellt werden, an der Richtigkeit der Stammdaten mitzuwirken und diese im Rahmen ihrer eigenen Möglichkeiten und Informationen sicherzustellen.
- › Die Vorgaben zum Abrufprozess legen fest, dass Netzbetreiber in der Regel 30 Minuten vor Beginn einer Maßnahme eine entsprechende Vorabinformation zu übermitteln haben (6.3.1). Fraglich ist, warum diese Vorlaufzeit nur im Prognosemodell eingehalten werden muss. Zwar muss der BKV im Planwertmodell keinen energetisch-bilanziellen Ausgleich beschaffen, jedoch muss er die Abrufinformationen trotzdem berücksichtigen. Aus Sicht der BKV ist im Planwertmodell die rechtzeitige ex-ante Information sogar noch wichtiger als im Prognosemodell, da es sonst aufgrund der Standardprozesse zu einer Doppelbewirtschaftung kommen würde. Daher ist aus Sicht des BDEW eine Regelvorlaufzeit für eine Vorabinformation auch im Planwertmodell notwendig. Außerdem sollte zusätzlich festgehalten werden, wann genau die 30-Minuten-Frist beginnt, um Eindeutigkeit zu gewährleisten. Der BDEW empfiehlt, hier auf den Zeitpunkt des Versands der Abrufinformation auf Seiten des Anschlussnetzbetreibers abzustellen.

- › Neben der grundsätzlichen Wechselmöglichkeit zwischen Duldungs- und Aufforderungsfall sieht der Abschnitt 6.3.2 auch ein Vetorecht des Netzbetreibers vor, sofern ein gewünschter Abruf im Aufforderungsfall messtechnisch nicht abbildbar oder eine zuverlässige Umsetzung nicht sichergestellt ist. Als weiterer Hinderungsgrund sollte auch die Steuerungstechnik definiert werden (z.B. ist ein Abruf über Funkrundsteuertechnik nur im Duldungsfall möglich).
- › Zur Qualitätssicherung der Kommunikation zwischen Marktpartner, schlägt die BNetzA in Abschnitt 6.5 Testumgebungen vor, innerhalb deren ein Test außerhalb des Wirkbetriebs möglich ist. Die Durchführung von Tests wird grundsätzlich vom BDEW begrüßt. In Abschnitt 6.5.2 wird jedoch vorgeschlagen, dass die ÜNB Vorgaben zu den Anforderungen an die Testumgebung machen. Dies sieht der BDEW kritisch, da alle Netzbetreiber bereits ein Produktivsystem im Einsatz haben und eine nachträgliche Spezifizierung und Implementierung einer separaten Testumgebung sehr komplex ist. Da das Testsystem zeitlich vor dem Produktivsystem vorliegen muss, wird damit auch die Implementierungszeit für die Unternehmen verkürzt. Daher sollte die Ausgestaltung von Testumgebungen durch die Marktteiligten nach den Markterfordernissen erfolgen.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW die folgenden Anpassungen vor:

Fußnote 4:

~~<https://www.bdeu.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell-MaKo-V2.1-BcwsudV.pdf>, abgerufen am 02.01.2025. BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“, in jeweils gültiger Fassung.~~

6.1.5 Bei der Bildung von Steuerbaren Ressourcen, die im Redispatch 2.0 Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten:

- Eine Steuerbare Ressource setzt sich aus mindestens einer Technischen Ressource zusammen.
- Jede Technische Ressource ist genau einer Steuerbaren Ressource zugeordnet.
- Alle Technischen Ressourcen hinter einer Netzlokation, die derselben Marktlokation angehören, werden zu einer oder – falls steuerungstechnisch erforderlich – zu mehreren Steuerbaren Ressourcen zusammengefasst.
- Im Einvernehmen von Anschlussnetzbetreiber, Anlagenbetreibern und einem Lieferanten können Technische Ressourcen, die verschiedenen Marktlokation angehören, zu einer (**ggf. auch netzlokationsübergreifenden**) Steuerbaren Ressource zusammengefasst werden.

- Jede Steuerbare Ressource ist genau einem EIV zugeordnet.
- **Wenn der Netzbetreiber die netzlokationsübergreifende Aggregation von Technischen Ressourcen zu einer Steuerbaren Ressource freigegeben hat, können unter Berücksichtigung des Steuer- und Netzanschlusskonzeptes netzlokationsübergreifende Steuerbare Ressourcen gebildet werden, solange die Technischen Ressourcen, die die Steuerbare Ressource bilden, derselben Marktlotation angehören.**
- **Für Speicher gilt: Wenn eine Technische Ressource sowohl ein- als auch ausspeichern kann, und diese Technische Ressource ausschließlich über Redispatch für die Ein- und die Ausspeicherung gesteuert wird, dann wird diese Technische Ressource einer MaLo übergreifenden Redispatch Steuerbaren Ressource zugeordnet.**

6.1.6 Die Marktrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Marktrolle Lieferant (LF) der betroffenen Marktlotation wahrnimmt, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde. ~~Es werden Regeln dafür aufgestellt, welches Unternehmen die Marktrolle EIV wahrnimmt, wenn ausnahmsweise mehr als ein LF der steuerbaren Ressource zugeordnet sind.~~

6.1.7. Es werden Prozesse zur ~~Benennung~~ **Anmeldung**, zum Wechsel **und zur Abmeldung** des Unternehmens bereitgestellt, das die Marktrolle EIV oder BTR wahrnimmt. **Das Ergebnis der Anmeldung, Abmeldung oder des Wechsels wird vom ANB an alle Berechtigten kommuniziert.**

Das Ergebnis der Veränderung der Zuordnung der Markttrollen EIV und BTR erfolgt im Rahmen der GPKE-Prozesse gegenüber dem LF. ~~im Lieferbeginn des LF und bei zugeordnetem LF über die Bestellprozesse zu den Abrechnungsdaten Bilanzkreisabrechnung.~~

6.1.8. ~~Die Identifikation von Marktakteuren und technischer Ressourcen erfolgt, soweit möglich, durch die MaStR-Nummer. Die Identifikation von Marktakteuren erfolgt über die MP-ID, die Identifikation von Technischen Ressourcen erfolgt über die TR-ID, die der NB dem Anlagenbetreiber und dem Markt rechtzeitig bereitstellt.~~

6.1.11 ~~Die Übermittlung sämtlicher Nachrichten nach dieser Festlegung ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich für die übrige Marktkommunikation in Anwendung der Festlegung BK6-21-282 in jeweils aktueller Fassung ergibt.~~

6.2.1.1 Der Anschlussnetzbetreiber ~~verwaltet~~ **ist für** die anlagenbezogenen Stammdaten **verantwortlich** und verteilt sie massengeschäftstauglich **mindestens** an alle betroffenen Netzbetreiber sowie den EIV.

6.2.1.3 Es werden Kommunikationsprozesse zur Verfügung gestellt, die es **den Berechtigten dem EIV** ermöglichen, eine Änderung oder Ergänzung der anlagenbezogenen Stammdaten anzustoßen.

6.2.1.5 **Es wird im Rahmen der GPKE die** Information des LF über die Zuordnung einer ~~TR-SR~~ zum Planwertmodell sowie zur Übermittlung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 2.3.2.) **Die Information aller ausschließlich von der Redispatch-Marktkommunikation betroffenen Markttrollen findet über den Redispatch-Stammdatenprozess statt.**

6.3.1. Der Abrufprozess ~~im Prognosemodell~~ sieht vor, dass in der Regel spätestens [30] Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Abrufs der Netzbetreiber die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1) EnWG vornimmt. **Das bedeutet, dass zwischen dem Beginn der Gültigkeit eines Abrufs und dem Versand der Abrufinformation durch den Anschlussnetzbetreiber mindestens 30 Minuten liegen sollen. Entsprechende Implikationen für die NKK sind zu berücksichtigen.**

6.3.2. Es werden Prozesse bereitgestellt, die einen Wechsel zwischen Duldungs- und Aufforderungsfall ermöglichen. Der Wechsel kann vom EIV initiiert werden. Der ANB kann den Wechsel in den Aufforderungsfall ablehnen oder den Wechsel in den Duldungsfall vornehmen, wenn keine viertelstundenscharfe Messung der Einspeisung erfolgt, **wenn die Anlagensteuerungstechnik dies nicht erlaubt/erforderlich macht**, oder wenn Zweifel an einer zuverlässigen Umsetzung der Aufforderungen bestehen

6.5.2. **Die Netzbetreiber Übertragungsnetzbetreiber machen in Abstimmung mit den betroffenen Markttrollen Vorgaben, welche Mindestanforderungen bei Testungen erfüllt werden müssen eine geeignete Testumgebung mindestens erfüllen muss.**

6.5.3. Es werden Prozesse bereitgestellt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen. **Hierzu gehören insbesondere Konsequenzen bei Nichterfüllung der Qualitätsanforderung zur Sicherstellung der Massengeschäftstauglichkeit.**

3 Anmerkungen Wind-Bin-Verfahren

In Anlage 3 wird das sog. Wind-Bin-Verfahren als Berechnungsvorschrift für die Ermittlung der Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen an Land und auf See zur Konsultation gestellt.

Das Wind-Bin-Verfahren ist prinzipiell geeignet, die Methodik zur Korrekturfaktorberechnung zu verbessern, da die Berechnung differenziert für jeden Windgeschwindigkeitsbereich erfolgt

und auf einer breiteren Datenbasis basiert und damit repräsentativer ist. Die theoretische Leistung und damit die durch eine Redispatch Maßnahme verursachte Ausfallarbeit wird bei Anwendung des Wind-Bin Verfahrens akkurater ermittelt als bei der gegenwärtig anzuwendenden Methode. Dies erfordert aber, dass der Anlagenbetreiber viele Rohdaten verarbeiten kann und spezielle Kalkulationstools zur Ermittlung der Korrekturfaktoren entwickelt. Die Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens erfordert also erhebliche Spezialisierung und Expertise, die nicht jeder Betreiber vorhalten können wird.

Der erwartete Mehrwert eines flächendeckenden Rollouts dieser Methodik steht nicht im Verhältnis zum erwarteten Umstellungs-, Prozess- und Clearingaufwand, insbesondere bei kleineren onshore Windparks. Eine Einführung des Wind-Bin-Verfahrens für alle Anlagen lehnt der BDEW deshalb ab.

Eine Einführung des Wind-Bin-Verfahrens für Anlagen, die am Verteilernetz angeschlossen sind, sollte ausgeschlossen werden, da der erwartete Implementierungsaufwand nicht verhältnismäßig ist.

Das Wind-Bin-Verfahren sollte nicht verbindlich, sondern optional nur von Betreibern von offshore Windparks oder großen Windparks an der Höchstspannung genutzt werden können.

Dabei wäre es sinnvoll, wenn die bei Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens berechneten Korrekturfaktoren eines Monats auch für die entsprechenden Monate in mindestens den beiden Folgejahren angewendet werden dürften. Durch diese Regelung würde der erhöhte Aufwand bei Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens erheblich abgemildert, was sachgerecht erscheint, da nicht ersichtlich ist, wieso die Korrekturfaktoren (wie im Konsultationsdokument augenblicklich vorgesehen) jährlich neu ermittelt werden müssen.

Die zur Konsultation gestellten Fragen zum Wind-Bin-Verfahren können aus Sicht des BDEW deshalb wie folgt beantwortet werden:

1. *Ist das „Wind-Bin-Verfahren“ geeignet, die in der Anlage 1 zur Festlegung BK6-20-059 festgelegte Methodik der Korrekturfaktorberechnung beim Spitzabrechnungsverfahren zu verbessern?*

Antwort: Beim Wind-Bin-Verfahren wird ein längerer Zeitraum betrachtet, wodurch die Ergebnisse vergleichbarer und weniger abhängig von kurzfristigen Schwankungen sind. Dies ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn eine sehr lange Redispatch-Maßnahme mit wechselnden Windverhältnissen berechnet werden soll. Grundsätzlich ist das Wind-Bin-Verfahren deshalb gut geeignet, um realistische Korrekturfaktoren zu ermitteln und seine Anwendung ist für Offshore-Windparks, die stark von Redispatch betroffen sind, durchaus sinnvoll.

2. *Wird bei der Korrekturfaktorberechnung mittels „Wind-Bin-Verfahren“ die Leistung, die ohne Abregelung erzeugt worden wäre, genauer ermittelt als mit der o. g. Berechnungsvorschrift? Wir bitten um entsprechende Nachweise bzw. Belege.*

Antwort: Bisher lässt sich zumindest ohne detaillierte wissenschaftliche Untersuchung nicht sagen, ob das Wind-Bin-Verfahren den Anlagenbetreiber grundsätzlich besser oder schlechter stellt als der bisherige Ansatz.

3. *Wäre das „Wind-Bin-Verfahren“ sowohl für Windenergieanlagen auf See als auch für Windenergieanlagen an Land anwendbar und würde gleichermaßen zu genaueren Werten führen?*

Antwort: Das Verfahren wäre auf onshore sowie offshore anwendbar. Eine Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens bei kleinen Onshore Parks erscheint wenig sinnvoll, da die höhere Genauigkeit des Verfahrens den Mehraufwand bei der Anwendung nicht rechtfertigt.

4. *Welche „Hürden“ gäbe es ggf. für die Anwendung des „Wind-Bin-Verfahrens“ und wie wären diese zu bewerten? (z. B. höherer Messaufwand, Genauigkeit der Messwerte, Datenmengen, eichrechtliche Fragen)*

Antwort: Die Einführung des Wind-Bin-Verfahrens würde einen höheren Messaufwand und einen Mehraufwand durch permanente Neubestimmung der Referenzwerte sowie die großflächige Umstellung der Methodik und eine Anpassung der IT-Systeme insgesamt zur Folge haben. Die Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens erfordert die Verarbeitung hoher Datenmengen sowie erhebliche Spezialisierung und Expertise. Der erwartete Mehrwert eines flächendeckenden Rollouts dieser Methodik steht nicht im Verhältnis zum erwarteten Umstellungs-, Prozess- und Clearingaufwand, insbesondere bei kleineren onshore Windparks.

Daher sollte das Wind-Bin-Verfahren nicht verbindlich, sondern optional nur von Betreibern von offshore Windparks oder großen Windparks an der Höchstspannung genutzt werden können.

5. *Wäre das „Wind-Bin-Verfahren“ auch im Falle der vereinfachten Spitzabrechnung anwendbar? Welche Winddaten sollten in diesem Fall die Grundlage für die Berechnung sein?*

Antwort: Das Verfahren ist nach Einschätzungen der Branche auch in der vereinfachten Spitzabrechnung anwendbar. Allerdings ist auch hier kein Mehrwert der Umstellung erkennbar.