



Beschluss

Az. BK6-23-241

In dem Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen

unter Beteiligung der

EnBW Energie Baden-Württemberg AG,

Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 1 –

und der

QUADRA Energy GmbH,

Klaus-Bungert-Str. 5b, 40468 Düsseldorf, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 2 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,

den Beisitzer Dr. Jochen Patt

und den Beisitzer Jens Lück,

am 07.05.2026 beschlossen:

1. Der bilanzielle Ausgleich durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt ab dem 01.07.2026 nach Maßgabe der Kapitel 2.1 und 3 der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAReM)“ dieser Festlegung. Tenorziffer 1 der Festlegung vom 06.11.2020 (BK6-20-059) wird mit Ablauf des 30.06.2026 aufgehoben. Für den finanziellen Ausgleich sind die Vorgaben des Abschnitts 2.1.3 der BilAReM zu beachten.
2. § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG ist bis zum Ablauf des 31.12.2031 unter den Voraussetzungen des Kapitels 2.3 der BilAReM für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend anwendbar. Tenorziffer 1 ist in diesem Fall entsprechend anzuwenden.
3. Die in Kapitel 4 der BilAReM beschriebenen Daten sind von den betroffenen Anlagenbetreibern an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Die Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen vom 23.03.2021 (BK6-20-061) wird aufgehoben.
4. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind zur Informationsübermittlung nach Maßgabe des Kapitels 5 der BilAReM verpflichtet. Die Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen vom 12.03.2021 (BK6-20-060) wird aufgehoben.
5. Die Anlage 1 zur Festlegung „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (Az. BK6-07-002 – MaBiS) vom 10.06.2009, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-24-174 vom 24.10.2024, wird wie folgt geändert: Das Kapitel 17 wird mit Wirkung zum Ablauf des 30.09.2026 aufgehoben. Das bisherige Kapitel 18 wird zu Kapitel 17. Die bisherigen Kapitel 17.1 und 17.3 mit Ausnahme des Kapitels 17.3.2.1 werden als Anlage zur BilAReM veröffentlicht. Die Vorgaben der Anlage zur BilAReM sind ab 01.10.2026 bis zur Aufhebung der Anlage zur BilAReM nach Tenorziffer 8 anzuwenden.

6. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden verpflichtet, spätestens sechs Monate nach Veröffentlichung von Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@energy“ nach Tenorziffer 8 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur 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 Netzbetreiberkoordinierung betreffen, welcher den Vorgaben der BilAReM – insbesondere des Kapitels 6 – entspricht. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die den Datenaustausch entsprechend den veröffentlichten Prozessbeschreibungen nach Tenorziffer 7 und unter Verwendung der nach Tenorziffer 8 veröffentlichten Spezifikationen durchführen, erfüllen diese Verpflichtung.
7. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG werden verpflichtet, gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern bundesweit einheitliche Prozesse für den elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch gemäß Tenorziffer 6 zu entwickeln und diese spätestens sechs Monate nach Bekanntmachung dieser Festlegung der Branche zur Konsultation vorzulegen. Die Prozesse sind nach weiteren drei Monaten der Beschlusskammer vorzulegen. Bei Bedarf können nach Ablauf der Frist weitere Prozesse der Beschlusskammer vorgelegt und angepasst werden. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben allen Betroffenen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Abweichende Positionen sind gegenüber der Beschlusskammer nachvollziehbar darzustellen. Nach Prüfung und ggf. Anpassung der vorgelegten Prozessbeschreibungen veröffentlicht die Beschlusskammer die Prozessbeschreibungen auf ihrer Internetseite.
8. Die Durchführung des erforderlichen elektronischen Informationsaustausches zwecks Umsetzung der nach Tenorziffer 7 veröffentlichten Prozesse erfolgt in Anwendung von verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“, soweit diese zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht wurden. Die

EDI@Energy-Dokumente sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung anzuwenden. Tenorziffer 2 der Festlegung BK6-20-059 sowie die Anlage zur Bi-IAReM werden mit Wirkung zum ersten Tag der Anwendung dieser EDI@Energy-Dokumente aufgehoben.

Gründe

I.

Gegenstand des Verfahrens ist die Fortentwicklung der Festlegungen zum sog. „Redispatch 2.0“.

1. Seit dem 01.10.2021 sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gesetzlich verpflichtet, Redispatch-Maßnahmen einschließlich der Abregelung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und hocheffizienten KWK-Anlagen bilanziell auszugleichen. Der Branchenverband BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) hatte umfangreiche Vorschläge zur praktischen Umsetzung dieser Pflicht – einschließlich massengeschäftstauglicher Kommunikationsprozesse, Datenlieferpflichten und Netzbetreiberkoordinierung – vorgelegt. Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hatte diese Vorschläge durch drei Festlegungen zum sog. „Redispatch 2.0“ für rechtlich verbindlich erklärt. Die Festlegung vom 06.11.2020 (BK6-20-059) macht Vorgaben zur Höhe des bilanziellen Ausgleichs, zu dessen Abwicklung sowie zur massengeschäftstauglichen Kommunikation. Die Festlegung vom 12.03.2021 (BK6-20-060) setzt den Rahmen für die Netzbetreiberkoordinierung. Die Festlegung vom 23.03.2021 (BK6-20-061) begründet Datenlieferverpflichtungen für Anlagenbetreiber an die jeweiligen Anschlussnetzbetreiber (ANB).

Die praktischen Erfahrungen bei der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs sind sehr unterschiedlich. Während der bilanzielle Ausgleich und die festgelegten Prozesse bei Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, mittlerweile festlegungskonform praktiziert werden, ist die Anwendung bei Anlagen mit Anschluss an die niedrigeren Spannungsebenen über Pilotprojekte nicht hinausgekommen. Zwar wurden während der Pilotphase die Systeme und Prozesse durch die Netzbetreiber weiterentwickelt. Letztlich blieb es dennoch bei einem geringen Automatisierungsgrad und zahlreichen Workarounds, da immer wieder neue Probleme auftauchten. Bei der Durchführung der

Pilotprojekte traten zudem massive Schwierigkeiten beim bilanziellen Ausgleich – insbesondere aufgrund von Abweichungen zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Ausfallarbeit – auf, wodurch es wiederholt zu erheblichen Abweichungen der Systembilanz kam. Neben Problemen bei der technischen Umsetzung und der unzureichenden Kommunikation zwischen den Akteuren wurden diese Differenzen durch das Bilanzierungsmodell verursacht.¹ Die Pilotprojekte wurden aufgrund dessen mit Wirkung zum 01.08.2023 durch die ÜNB beendet.

Da also bei der Implementierung der für Redispatch 2.0 erforderlichen Prozesse auf Verteilernetzebene erhebliche Probleme auftraten, entwickelte der BDEW eine Übergangslösung. Danach erfolgt – soweit der bilanzielle Ausgleich nicht durch den Netzbetreiber stattfindet – der bilanzielle Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) der betroffenen Einspeisestelle. Dieser erhält dafür einen Aufwendungsersatz vom anweisenden Netzbetreiber. Die massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozesse wurden durch „Umsetzungsfragen“, die eine verbandsübergreifende Arbeitsgruppe erarbeitet hat und auf der Homepage des BDEW veröffentlicht sind,² umfangreich ergänzt und modifiziert. Der Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) wandte sich am 04.08.2023 an die Bundesnetzagentur und schlug u. a. vor, übergangsweise zu einer prozessualen Regelung des finanziellen Ausgleichs wie beim Einspeisemanagement zurückzukehren. Solange kein deutlicher Fortschritt bei der Digitalisierung erreicht werde, sei das Zielmodell des Redispatch 2.0 nicht erreichbar. Zugleich mahnt der BEE die Definition von Kriterien an, die einen zügigen Ausstieg aus dem Übergangsszenario gewährleisten.

Der BDEW legte der Bundesnetzagentur am 31.08.2023 Vorschläge für eine Fortentwicklung des bilanziellen Ausgleichs vor (Abschlusspapier Task Force³). Darin regt der BDEW u. a. an, das Prognosemodell anzupassen, indem der bilanzielle Ausgleich im Auftrag des Netzbetreibers durch den jeweiligen BKV durchgeführt wird. Zudem solle das Planwertmodell Schritt für Schritt auf alle für Redispatch 2.0 wesentlichen Anlagen angewendet

¹ Consentec GmbH, Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241, S. iii, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

² Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0, Version 1.2.3 vom 31.03.2025, Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0; <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/umsetzungsfragenkatalog-zum-redispatch-20/>, zuletzt abgerufen am 13.11.2025, im Folgenden: Umsetzungsfragenkatalog.

³ BDEW, Abschlusspapier Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0, Stand 31.08.2023, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/2023-08-31_BDEW_Abschlusspapier_Task_Force_Rahmenbedingungen_Redispatch_2.0.pdf.

werden. Das angepasste Prognosemodell solle daneben langfristig für alle übrigen Anlagen in den Verteilernetzen weiterbestehen.

Verschiedene Akteure und Verbände bemängelten überdies gegenüber der Bundesnetzagentur, dass die derzeitige Vorgehensweise auf Basis der BDEW-Übergangslösung keine ausreichende Rechtssicherheit vermittele.

2. Die Beschlusskammer hat am 31.08.2023 das vorliegende Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des „Redispatch 2.0“ und zur Änderung der oben genannten Festlegungen eingeleitet. Sie hat einen Sachverständigen beauftragt, auf Basis der Erkenntnisse aus den Pilotprojekten Vorschläge für eine Fortentwicklung der Festlegungen vorzulegen. Der Sachverständige hat sein Gutachten am 27.03.2024 vorgelegt. Die Beschlusskammer hat es am 05.04.2024 auf ihrer Internetseite veröffentlicht.⁴ Der Sachverständige empfiehlt, „bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 kurz- und mittelfristig ein am Vorschlag der BDEW-Taskforce orientiertes Konzept anzuwenden [...]. Gleichzeitig sollten aber die Weichen so gestellt werden, dass mittel- bis langfristig die Erreichung der ursprünglichen Ziele des Redispatch 2.0 dennoch angestrebt werden kann. Bei der Anpassung des Konzepts sollte zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen unterschieden werden. Aufgrund der positiven Erfahrungen mit Anlagen auf der Höchstspannungsebene wird vorgeschlagen, die aktuellen Prozesse für Redispatch-Maßnahmen für diese Anlagen beizubehalten. Im Gegensatz dazu wird vorgeschlagen, die Bemühungen zur vollständigen Umsetzung der Redispatch-2.0-Prozesse mit den im Verteilernetz angeschlossenen Anlagen auszusetzen. Dies betrifft speziell den bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber. Alle anderen Prozesse, wie etwa Clusterabrufe und die Verbesserung der Datenbasis, sollten weiterentwickelt werden.“ Dabei solle aufgrund der Vorteile des Planwertmodells gegenüber dem Prognosemodell nicht ausgeschlossen werden, dieses für Anlagen auf der Verteilernetzebene in Betracht zu ziehen. Dennoch erscheine es perspektivisch nicht ratsam, das Planwertmodell auf alle erneuerbaren Energieanlagen mit fluktuierender Erzeugung auszuweiten.

⁴ Consentec GmbH, Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_sachverstaendigengutachten.html?nn=877592.

Die Beschlusskammer hat am 02.05.2024 einen öffentlichen Online-Workshop durchgeführt, in dem die Feststellungen und Empfehlungen des Sachverständigengutachtens diskutiert worden sind.

Die Beschlusskammer hat am 26.09.2024 Eckpunkte für eine Fortentwicklung des „Redispatch 2.0“ auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Darauf haben folgende Unternehmen und Verbände eine Stellungnahme abgegeben: 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, ARGE NETZ GmbH & Co. KG, BayWa r.e. Energy Trading GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V., Bundesverband Erneuerbare Energie e. V., BYTE MEE GmbH, connect+, DB Energie GmbH, Denker & Wulf AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Gera Netz GmbH, easy EIV GmbH, edna Bundesverband Energiemarkt und Kommunikation e. V., EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e. V., Engie Deutschland AG, E.ON SE, EWE NETZ GmbH, KISTERS AG, N-ERGIE Netz GmbH, Netze BW GmbH, Next Kraftwerke GmbH, Nordgröön Energie GmbH, QUADRA Energy GmbH, Sunnic Lighthouse GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, TenneT TSO GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, TransnetBW GmbH, Wind-Water-Sun UG.

Die Beschlusskammer hat nach Auswertung der Stellungnahmen und einem fachlichen Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) am 20.01.2025 sowie mit dem BDEW am 18.02.2025 Entwürfe der Tenorziffern und der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAReM)“ sowie eines Konzepts zur Bestimmung des Korrekturfaktors für Windenergieanlagen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und vom 11.04.2025 bis 13.06.2025 zur Konsultation gestellt. Darauf haben folgende Unternehmen und Verbände eine Stellungnahme abgegeben: 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bielefelder Netz GmbH, Braunschweiger Netz GmbH, Bundesverband Erneuerbare Energie e. V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V., BWO Offshorewind e. V., BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH, Centrica, Connect+, DB Energie GmbH, Denker & Wulf AG, edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e. V., EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e. V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH, E.ON SE, EWE NETZ GmbH, Flughafen Düsseldorf GmbH, Flughafen München GmbH, Fraport AG, Hamburger Energienetze GmbH, Lumenaza GmbH, Merkur Offshore Service GmbH,

MVV Energie AG, N-ERGIE Netz GmbH, Netzgesellschaft Gütersloh mbH, Next Kraftwerke GmbH, Pfalzwerke Netz AG, QUADRA energy GmbH, RWE Supply & Trading GmbH, SachsenNetze GmbH, SachsenNetze HS.HD GmbH, Stadtwerke Buxtehude GmbH, Stadtwerke Detmold GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Pritzwalk GmbH, Stadtwerke Primasens Versorgungs GmbH, Stadtwerke Rinteln GmbH, Stadtwerke Sangerhausen GmbH, Stadtwerke Schweinfurt GmbH, Stadtwerke Sondershausen Netz GmbH, Stadtwerke Wedel GmbH, Statkraft Markets GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Sunnic Lighthouse GmbH, TenneT TSO GmbH, Teutoburger Energie Netzwerk eG, TransnetBW GmbH, TraveNetz GmbH, Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Zwickauer Energieversorgung GmbH.

Die Beschlusskammer hat nach Auswertung der Stellungnahmen am 28.10. und am 29.10.2025 einen öffentlichen Online-Workshop durchgeführt.

Am 23.12.2025 ist das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. 2025 Nr. 347 vom 22.12.2025) in Kraft getreten. Das Gesetz regelt in § 14 Abs. 1 Satz 3, Abs. 1a und 1b EnWG den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen in Verteilernetzen neu. Nach der neuen Rechtslage erfolgt bei Redispatch-Maßnahmen, die durch einen Verteilernetzbetreiber (VNB) ausgeführt werden, der bilanzielle Ausgleich – befristet bis zum 31.12.2031 – grundsätzlich durch den BKV. Der VNB hat dafür dem Anlagenbetreiber im Rahmen des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz zu zahlen. Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt festzulegen, unter welchen Umständen abweichend von diesem Grundsatz der bilanzielle Ausgleich durch den VNB erfolgt. Ab 2032 soll zu der zuvor geltenden Gesetzeslage zurückgekehrt werden, so dass ein flächendeckender bilanzieller Ausgleich durch die Netzbetreiber erfolgen muss.

Die Beschlusskammer hat am 07.01.2026 einen auf Basis der neuen Rechtslage überarbeiteten Entwurf der Tenorziffern und der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“ auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und bis zum 09.02.2026 zur Konsultation gestellt. Darauf haben folgende Unternehmen und Verbände eine Stellungnahme abgegeben: 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne), Bundesverband

Windenergie Offshore e. V. (BWO), BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH, Centrica plc, Connect+, DB Energie GmbH, edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e. V., EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e. V., emsys grid services GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ENGIE Deutschland AG, E.On SE, EWE NETZ GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN), KISTERS AG, Next Kraftwerke GmbH, Pfalzwerke Netz AG, QUADRA Energy GmbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, RWE Supply & Trading GmbH, Sunnic Lighthouse GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Uniper SE, WEMAG AG

3. Die Bundesnetzagentur hat den Beschlussentwurf am 08.04.2026 dem Bundeskartellamt übersandt. Ferner hat die Bundesnetzagentur den Beschlussentwurf den Landesregulierungsbehörden am 27.04.2026 in Erklärung der Absicht, das Verfahren abzuschließen, übersandt. Der Beschlussentwurf wurde dem Länderausschuss mit der Gelegenheit zur Stellungnahme übersandt und auf seiner Sitzung am 23.04.2026 vorgestellt.

Auf ihren jeweiligen Antrag hat die Beschlusskammer die im Rubrum genannten Unternehmen beigeladen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Diese Festlegung betrifft die Vorgaben der Bundesnetzagentur zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen, zur Netzbetreiberkoordination im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen sowie zu Datenlieferungen zum Zwecke von Redispatch-Maßnahmen.

1 **Rechtsgrundlagen**

Tenziffer 1 Satz 1 und 2 beruht auf § 29 Abs. 1 und 2 i. V. m. § 13j Abs. 5 Nr. 3 EnWG, Tenziffer 1 Satz 3 beruht auf § 29 Abs. 2 i. V. m. § 13j Abs. 1 Satz 2 EnWG. Tenziffer 2 Satz 1 beruht auf § 14 Abs. 1a EnWG und § 13j Abs. 1 Satz 1 EnWG. Tenziffer 2 Satz 2 beruht auf § 29 Abs. 2 i. V. m. § 13j Abs. 5 Nr. 3 EnWG sowie auf § 29 Abs. 2 i. V. m. § 13j Abs. 1 Satz 2 EnWG. Tenziffer 3 und 4 beruhen auf § 29 Abs. 2 i. V. m. § 12 Abs. 4 Satz 1 und Abs. 6 EnWG. Tenziffer 5 beruht auf § 29 Abs. 2 EnWG. Tenziffern 6 bis 8 beruhen auf § 29 Abs. 2 i. V. m. § 12 Abs. 6, § 13j Abs. 1 Satz 1 und 2, Abs. 2 Nummer 1a, Abs. 5 Nummer 3 EnWG und § 75 Nummer 10 MsbG.

2 **Formelle Entscheidungsvoraussetzungen, Adressaten**

Die formalen Entscheidungsvoraussetzungen sind erfüllt.

2.1 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Beschlusskammer ist zur Entscheidung gemäß § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG ermächtigt.

2.2 Die Festlegung betrifft Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Sie betrifft zudem die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab einer elektrischen Erzeugungsnennleistung von 100 kW, die in den Anwendungsbereich des § 13a Abs. 1 EnWG fallen, sowie die Lieferanten und BKV der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestellen. Ausgenommen sind an das Bahnstromnetz angeschlossene Anlagen und die BKV sowie Lieferanten oder Vermarktungsunternehmen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestellen. Aufgrund von § 14 Abs. 1 EnWG findet die Festlegung auch gegenüber VNB und folglich auch gegenüber Betreibern von direkt oder indirekt an Verteilernetze angeschlossenen Anlagen Anwendung. Alle Betroffenen sind

zur Mitwirkung bei der Umsetzung der Vorgaben der Festlegung aufgerufen. Insbesondere setzt das Funktionieren einer massengeschäftstauglichen Kommunikation die Mitwirkung aller daran beteiligten Markttrollen voraus.

Durch die Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG hat die Beschlusskammer den Betroffenen die Möglichkeit gegeben, sich zu den für die Entscheidung erheblichen Tatsachen zu äußern. Die Beschlusskammer hat am 26.09.2024 Eckpunkte der geplanten Regelung und am 11.04.2025 sowie am 07.01.2026 konkrete Regelungsentwürfe öffentlich zur Konsultation gestellt. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden bei der Entscheidung der Beschlusskammer berücksichtigt. Am 28.10. und 29.10.2025 führte die Beschlusskammer einen öffentlichen Online-Workshop durch. Von der Möglichkeit der Durchführung einer öffentlichen mündlichen Verhandlung hat die Beschlusskammer abgesehen, da die wesentlichen tatsächlichen und rechtlichen Erwägungen und Standpunkte bereits schriftlich ausgetauscht wurden. Nach Überzeugung der Beschlusskammer wäre von einer öffentlichen mündlichen Verhandlung kein weiterer Zugewinn erheblicher Informationen zu erwarten gewesen.

Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über den Abschluss des Verfahrens informiert worden. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörden hatten gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Länderausschuss hatte gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme.

3 Materielle Entscheidungsvoraussetzungen

Die Festlegung ist recht- und zweckmäßig.

3.1 Aufgreifermessen

Die Beschlusskammer hält es im Rahmen ihres Aufgreifermessens für zweckmäßig, die bisherigen Regeln zum sog. Redispatch 2.0 fortzuentwickeln. Die Notwendigkeit einer Fortentwicklung ergibt sich in erster Linie daraus, dass die Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen durch den Netzbetreiber nur teilweise gelungen ist. Während der bilanzielle Ausgleich und die festgelegten Prozesse bei Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, praktiziert werden, sind bei der An-

wendung auf Anlagen mit Anschluss an niedrigere Spannungsebenen erhebliche Probleme aufgetreten, die teilweise zu die Systemstabilität gefährdenden Zuständen geführt haben.

Mit dem BDEW spricht sich ein großer Branchenverband für eine Fortentwicklung des bilanziellen Ausgleichs dahingehend aus, das Prognosemodell anzupassen, indem der bilanzielle Ausgleich im Auftrag des Netzbetreibers durch den jeweiligen BKV durchgeführt wird. Das Planwertmodell solle Schritt für Schritt auf alle für Redispatch 2.0 wesentlichen Anlagen angewendet werden, das angepasste Prognosemodell daneben langfristig für alle übrigen Anlagen in den Verteilernetzen weiterbestehen. Gesetzgeberisches Zielmodell bleibt weiterhin der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber.

Die Festlegung ist notwendig und zweckmäßig, um Schritt für Schritt die durch die Netzbetreiber gezielt bilanziell auszugleichenden Strommengen zu erhöhen. Sie sorgt dafür, dass Redispatch-Potentiale mit Anschluss an ein Verteilernetz schon vor Ablauf des 31.12.2031 in den gezielten bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber überführt werden.

Zudem wird es den Netzbetreibern erst durch den eigenen gezielten bilanziellen Ausgleich möglich, Optimierungsreserven beim Redispatch, die sich aus einem gezielten Zusammenwirken von positivem und negativem Redispatch ergeben, zu heben.

Die Beschlusskammer nutzt die gegenständliche Fortentwicklung der Vorgaben zum Redispatch 2.0 auch, um die bisher auf drei Festlegungen verteilten Vorgaben zusammenzuführen. Zu diesem Zweck wird eine Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAReM)“ eingeführt. Die drei bisherigen Festlegungen werden aufgehoben. Ergänzend dazu werden mit Tenorziffer 6 Anforderungen an den elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch in der BilAReM gesetzt. Mit der Zusammenfassung der Regelungen in einem Dokument greift die Beschlusskammer die Kritik aus der Branche auf, wonach die bisherigen Regelungen zu unübersichtlich seien.

Trotz der Zusammenführung in einem Dokument stellen die einzelnen Tenorziffern dieser Festlegung jeweils eigenständige Regelungen dar. Die einzelnen Vorgaben wären zur Überzeugung der Beschlusskammer auch jeweils isoliert recht- und zweckmäßig.

Die EnBW weist darauf hin, dass keine Differenzierung zwischen „Redispatch 1.0“ und „Redispatch 2.0“ vorgenommen werden solle, da Redispatch stets auf § 13a EnWG begründet sei. Dem stimmt die Beschlusskammer im Grunde zu. Die Regelungen der BilA-ReM sehen auch keine Unterscheidung zwischen „Redispatch 1.0“ und „Redispatch 2.0“ vor. Allerdings erfordern und rechtfertigen die zum Teil sehr unterschiedlichen technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Redispatch-Abrufe unterschiedliche Vorgehensweisen und Prozesse. So kann es beispielsweise aus Sicht der Systemführung der ÜNB sinnvoll sein, bei bestimmten Kraftwerken nicht die massengeschäftstauglichen Formate für den Redispatch-Abruf zu nutzen. Die Vorgaben der BilA-ReM lassen dies nach wie vor zu. Insbesondere sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Einhaltung der Vorgaben zu Kommunikationsprozessen keine Voraussetzung für die Gültigkeit einer Maßnahme nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c) EnWG ist.

Die Beschlusskammer sieht davon ab, Festlegungen zu Informationspflichten zwischen anlagenseitigen Marktrollen – z. B. zwischen Einsatzverantwortlichem (EIV) und Betreiber einer technischen Ressource (BTR) – festzulegen. Diese Marktrollen werden in der Regel entweder durch Dienstleister oder Handelspartner des Anlagenbetreibers oder durch den Anlagenbetreiber selbst wahrgenommen. Der nötige Datenaustausch ist daher durch die Vertragspartner selbst zu regeln. Eine Regulierung dieser vertraglichen Absprachen ohne direkte Beteiligung der Netzbetreiber ist weder notwendig noch zweckmäßig.

Wie bisher trifft die Festlegung keine Bestimmungen zur Auswahlentscheidung der Netzbetreiber, welche Redispatch-Maßnahmen sie konkret durchführen, und zum Inhalt der Redispatch-Maßnahmen. Insoweit gelten die gesetzlichen Vorgaben. Angesichts der Vielzahl der Konstellationen in der Praxis hält die Beschlusskammer eine Regelung per Festlegung jedenfalls derzeit nicht für zielführend.

Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass die Festlegung keine verbindlichen Vorgaben für den Fall der Abregelung von EE-Anlagen auf Grundlage von § 5 Abs. 3 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) trifft. Zwar ordnet § 5 Abs. 3 EEV die entsprechende Anwendung der §§ 13a und 14 Abs. 1c EnWG an, aber u. a. mit der Maßgabe, dass kein bilanzieller Ausgleich erfolgt. § 5 Abs. 3 EEV ist eine eigenständige Rechtsgrundlage. Anders als bei Redispatch-Maßnahmen erfolgen die Eingriffe der Netzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie

(Speichern) nach § 5 Abs. 3 EEG nicht wegen strom- und spannungsbedingter Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung – also netztechnischer Probleme –, sondern infolge der preislimitierten Vermarktung von EE-Strommengen durch die ÜNB. Die Beschlusskammer weist aber ausdrücklich darauf hin, dass gleichwohl die in dieser Festlegung vorgesehenen Prozesse in unveränderter oder angepasster Fassung auch für den Anwendungsfall des § 5 Abs. 3 EEG genutzt werden können. Dies wird durch die gegenständliche Festlegung in keiner Weise eingeschränkt. Es kann sogar sinnvoll und zweckmäßig sein, die auf Basis des Kapitels 6 der BilAReM entwickelten Prozesse für den Anwendungsfall des § 5 Abs. 3 EEG zu nutzen.

3.2 Einzelregelungen

Tenziffer 1 enthält Regelungen zum bilanziellen Ausgleich durch die ÜNB nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG. Maßgeblich sind insoweit die Kapitel 2.1 und 3 der BilAReM, die die Vorgaben der Festlegung BK6-20-059 fortführen und weiterentwickeln. Der bilanzielle Ausgleich durch die ÜNB erfolgt – wie bisher – nach dem Planwertmodell. Abschnitt 2.1.3 der BilAReM macht Vorgaben für den finanziellen Plan-Ist-Abgleich. Die entsprechenden Vorgaben werden unter 3.2.2 begründet. In Kapitel 3 der BilAReM finden sich Vorgaben zur Berechnung der Ausfallarbeit. Diese werden unter 3.2.3 begründet. Soweit die VNB der E.ON vorschlagen, den dritten Satz in Tenziffer 1 („Für den finanziellen Ausgleich sind die Vorgaben des Abschnitts 2.1.3 der BilAReM zu beachten.“) zu streichen, da dessen Gültigkeit bereits mit Satz 1 vorgegeben werde und es in dem Abschnitt nur um Auswirkungen auf den finanziellen Ausgleich und nicht in Gänze um den finanziellen Ausgleich gehe, kann dem nicht gefolgt werden. Satz 1 der Tenziffer 1 bezieht sich ausdrücklich nur auf den bilanziellen Ausgleich.

Tenziffer 2 regelt auf Grundlage der neuen Ermächtigungsgrundlage des § 14 Abs. 1a EnWG, unter welchen Voraussetzungen der bilanzielle Ausgleich im Planwertmodell durch die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen anzuwenden ist. Diese Voraussetzungen sind im Kapitel 2.3 der BilAReM beschrieben und unter 3.2.2.3 begründet. Die Regelungen der BilAReM gelten somit nach Tenziffer 1 direkt für den bilanziellen Ausgleich durch ÜNB und gemäß Tenziffer 2 auch für VNB.

Die Frist zum Inkrafttreten der Tenziffer 1 bezieht sich somit zunächst nur auf den bilanziellen Ausgleich durch die ÜNB. Es war nicht erforderlich, die Anregung der EnBW aufzugreifen, für die Anwendung der Regelungen auf den bilanziellen Ausgleich durch

VNB eine ausdrückliche Frist vorzugeben. Vielmehr obliegt es den Netzbetreibern, die Überführung von Anlagen mit Anschluss an ein Verteilernetz in das Planwertmodell realistisch zu gestalten. Jedenfalls erwartet die Beschlusskammer, dass mit Anwendbarkeit der Formate nach Tenorziffer 8 die VNB in der Lage sind, die erforderlichen Prozesse für die Durchführung des Planwertmodells anzuwenden.

Tenorziffer 3 überführt die bisherige Festlegung BK6-20-061 zur Datenlieferungsverpflichtung von Anlagenbetreibern als Kapitel 4 in die BilAReM. Die inhaltlichen Änderungen werden unter 3.2.4 begründet.

Tenorziffer 4 überführt die bisherige Festlegung BK6-20-060 zum Informationsaustausch im Rahmen der Netzbetreiberkoordinierung als Kapitel 5 in die BilAReM. Die inhaltlichen Änderungen sind unter 3.2.5 begründet.

Die Änderungen nach Tenorziffer 3 und 4 treten mit Wirksamkeit dieser Festlegung in Kraft. Eine Übergangsfrist ist nicht erforderlich, da die Änderungen nur geringfügig sind. Im Übrigen obliegt es den Netzbetreibern, die praktische Umsetzung der geänderten Vorgaben zu koordinieren und ihre Prozesse zu ergänzen.

Tenorziffer 5 hebt das bisherige Kapitel 17 der MaBiS auf. Da kein nachträglicher bilanzieller Ausgleich im Rahmen der MaBiS-Abrechnung durchgeführt wird, entfällt die Notwendigkeit dieser Prozesse weitgehend. Soweit einzelne Kommunikationsprozesse noch vorübergehend benötigt werden, werden sie zunächst als Anlage zur BilAReM weitergeführt. Die Beschlusskammer folgt insoweit dem Vorschlag des BDEW und der ÜNB.

Die Tenorziffern 6 bis 8 regeln die Entwicklung und die Anwendung von Prozessen und Formaten für die massengeschäftstaugliche Kommunikation. Die Vorgaben werden unter 3.2.6 begründet.

Im Übrigen wird auf die Begründungen der Festlegungen BK6-20-059, -060 und -061 verwiesen. Soweit in diesem Beschluss auf „Kapitel“, „Abschnitt“ oder „Datenpunkt“ Bezug genommen wird, sind die jeweiligen Stellen in der BilAReM gemeint.

3.2.1 Begriffsdefinitionen der BilAReM

Kapitel 1 der BilAReM definiert Begriffe, wie sie für die gesamte BilAReM gelten. Die Definitionen, die bislang in den jeweiligen Festlegungen getrennt vorgenommen wurden, werden nunmehr in diesem Kapitel zusammengeführt. Soweit die Definitionen *Marktrollen*

oder *Objekte* der massengeschäftstauglichen Marktkommunikation beschreiben, enthalten sie den Zusatz „– MaKo –“. Der Zusatz stellt klar, dass diese Definitionen sich insbesondere auf die Marktkommunikation beziehen.

Darüber hinaus wurden neben redaktionellen Verbesserungen die folgenden inhaltlichen Änderungen an den Definitionen vorgenommen:

Der Begriff „Anlage“ erfasst – wie bisher – aufgrund der Vorgaben des § 13a EnWG keine Verbrauchsanlagen. Dennoch kann auch der Strombezug von Redispatch-Maßnahmen betroffen sein. Dies kann bei Redispatch-Maßnahmen gegenüber Speichern der Fall sein, aber auch bei Eigenverbrauchskonstellationen. Wie bereits erwähnt, betrifft die Festlegung – wie bisher – nur Anlagen mit einer Erzeugungsnennleistung ab 100 kW. Dies ist der gesetzlichen Regelung in § 13 Abs. 1 Satz 3 EnWG geschuldet, wonach kleinere Anlagen nachrangig für Redispatch eingesetzt werden können, und gilt unabhängig davon, ob es sich um direktvermarktete oder nicht direktvermarktete Anlagen handelt. Daher werden entgegen der Forderung der VNB der E.ON auch keine Anlagen unter 100 kW einbezogen, auch wenn diese Anlagen eine Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) erhalten. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass künftig auch diese Anlagen vermehrt für Redispatch herangezogen werden müssen. Allerdings sind die entsprechenden Betreiber oftmals nicht in der Lage, die Marktrollen EIV und BTR professionell wahrzunehmen, so dass die hier festgelegten Prozesse nicht auf diese Anlagen passen. Eine freiwillige Anwendung bleibt unbenommen.

Die Beschlusskammer folgt nicht den Konsultationseingaben, wonach die BiAReM für kleinere Anlagen Anwendung finden soll, wenn sie nur gemeinsam mit einer Anlage über 100 kW gesteuert werden können bzw. mit Anlagen ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW zu einer steuerbaren Ressource (SR) zusammengefasst werden. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass in entsprechenden Konstellationen Einvernehmen herrscht, dass die Regeln der BiAReM freiwillig Anwendung finden, so dass es dieser Verpflichtung nicht bedarf.

Die Beschlusskammer hat klargestellt, dass bei der Bestimmung der Leistung von Solaranlagen die Regelung zur Anlagenzusammenfassung nach § 9 Abs. 3 EEG 2023 entsprechend anzuwenden ist. So gelten mehrere Solaranlagen als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind. Soweit die VNB der

E.ON vorbringen, dass diese Regelung dazu führen würde, dass Anlagen unter 100 kW auf eine Anwendung des § 9 Abs. 3 EEG 2023 geprüft werden müssten und der erforderliche Aufwand und Abstimmungsbedarf mit Anlagenbetreibern in keinem Verhältnis zum Nutzen stünde, ist zu sagen, dass dies der derzeitigen Praxis und dem Inhalt des § 13a Abs. 1 EnWG entspricht. Ohne eine Zusammenfassung wären § 13a Abs. 1 EnWG und die Festlegung nie auf Solaranlagen anwendbar, da die einzelnen Module immer deutlich weniger Leistung aufweisen. Im Übrigen geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Prüfung des § 9 Abs. 3 EEG 2023 im Rahmen der Anwendung des EEG in der Regel ohnehin erforderlich ist.

Neu eingeführt wurde die Definition „nicht direktvermarktete Anlagen“. Dies betrifft Anlagen, deren Strom nach § 57 EEG 2023 von den ÜNB vermarktet wird, mit Ausnahme der Anlagen in der Ausfallvergütung nach § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023. Der Begriff dient als Anknüpfungspunkt für Sonderregelungen, denn die Vermarktung des Stroms erfolgt gemäß § 57 EEG 2023 nicht durch einen Direktvermarkter, sondern durch den ÜNB. Dies führt zu anderen Anforderungen an den bilanziellen Ausgleich sowie den Datenaustausch. Eine Anwendung der Sonderregelungen auf Anlagen in der Ausfallvergütung ist dagegen nicht sinnvoll, denn sie unterliegen grundsätzlich der Direktvermarktungspflicht und werden nur vorübergehend vom ÜNB vermarktet.

Ebenfalls aus redaktionellen Gründen wurde bei der Definition des „Aufforderungsfall“ der EIV und nicht mehr – wie in der ursprünglichen Festlegung – der Anlagenbetreiber als Adressat der Aufforderung beschrieben. In der Regel planen Anlagenbetreiber den Einsatz ihrer technischen Ressource (TR) nicht selbst, sondern überlassen dies einem professionellen Dienstleister. Es ist daher sinnvoll, in der Definition auf die entsprechende Marktrolle des EIV abzustellen.

Soweit vorgeschlagen wurde, bei den Definitionen von „Aufforderungsfall“ und „Duldungsfall“ statt von „Redispatch-Maßnahme“ von einem „Zustand“ zu sprechen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Beschlusskammer versteht den Vorschlag dahingehend, dass die Definitionen nicht – wie bisher – die Art des Abrufs, sondern die Zuordnung einer steuerbaren Ressource (SR) zur Abrufart beschreiben sollen. Korrekt ist zwar, dass die Zuordnung einer SR zum Aufforderungs- bzw. Duldungsfall prozessual erfolgt und insofern keine Redispatch-Maßnahme darstellt. Nichtsdestotrotz beschreiben die Definitionen die Art des Abrufs und nicht die Zuordnung zur Abrufart. Klarzustellen ist zudem, dass im

konkreten Fall auch dann eine Redispatch-Maßnahme vorliegt, wenn der Abruf nicht nach der Abrufart erfolgt, der die SR zugeordnet ist.

Die Definition des BTR wurde nach der zweiten Marktkonsultation im Vergleich zur ursprünglichen Festlegung an das „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“⁵ des BDEW angepasst. Dies dient der Vereinheitlichung der Festlegungsbegrifflichkeiten mit denjenigen der Marktkommunikation. Da der „BTR“ insbesondere in den Redispatch-Prozessen der BilAReM adressiert ist, ist die Rollenbeschreibung der Marktkommunikation maßgeblich. Ein inhaltlicher Unterschied im Vergleich zur bisherigen Definition aus der Festlegung BK6-20-059 ist mit der Änderung nicht verbunden.

Der Begriff „betroffener Bilanzkreis“ ersetzt den bisherigen Begriff „Einspeisebilanzkreis“. Zugleich wurde die Definition ausdrücklich um den Fall der Entnahme von elektrischer Energie erweitert. Durch die Änderungen soll besser zum Ausdruck gebracht werden, dass der bilanzielle Ausgleich auch für den Fall des durch eine Redispatch-Maßnahme angewiesenen Wirkleistungsbezugs durchgeführt wird. Ferner wurde die Definition erweitert, um sog. Eigenverbrauchskonstellationen abzubilden. Dies betrifft Fälle, in denen durch die Redispatch-Maßnahme eine höhere Entnahme aus dem Energieversorgungsnetz für den Verbrauch einer Verbrauchsanlage in der gleichen Netzlokation verursacht wird. Da der betroffene Bilanzkreis der Entnahme sowie dessen Lieferant derzeit nicht Teil der Marktkommunikation im Redispatch seien, sprechen sich einige Konsultationsteilnehmer dafür aus, die Ermittlung der Ausfallarbeit für den Entnahmebilanzkreis zu prüfen. Hierzu ist zu erwidern, dass die BilAReM materielle Vorgaben enthält. Die Marktkommunikationsprozesse haben diesen Vorgaben zu folgen und sie abzubilden. Die Verpflichtung zur Einbeziehung des Entnahmebilanzkreises erfolgt bereits durch die Festlegung BK6-20-059. Die Einbeziehung des bilanziellen Bezugs ist aufgrund des zu erwartenden Speicherausbaus umso drängender.

Die Definition des Begriffs „bilanzieller Ausgleich“ dient der redaktionellen Vereinfachung.

Die Definition des BKV wurde an die allgemeine Praxis angeglichen. Danach ist der BKV verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen. Auf den Vortrag von Robotron, wonach der finanzielle Ausgleich gemäß § 13a Abs. 2 und

⁵ BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“ (Version 2.1), im Folgenden: BDEW-Rollenmodell, <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/rollenmodell-fuer-die-marktkommunikation-im-deutschen-energiemarkt/>.

§ 14 Abs. 1b EnWG mit dem Anlagenbetreiber und nicht mit dem BKV erfolge, sei klargestellt, dass an dieser Stelle nicht der finanzielle Ausgleichsanspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber für Redispatch-Maßnahmen gemeint ist, sondern die Verantwortlichkeit des BKV für den finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten.

In der Definition des „Clusters“ wurde korrigiert, dass ein Cluster eine zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von SR und ggf. bestehender Cluster ist. Dies entspricht der Praxis der Netzbetreiber. Der Vorschlag von Konsultationsteilnehmern, stattdessen von bestehenden Clustern in nachgelagerten Netzen des clusternden Netzbetreibers bzw. unterlagerten Netzbetreibern zu sprechen, wurde nicht übernommen, da es in Ausnahmefällen auch sinnvoll sein kann, Cluster gleichgelagerter Netzbetreiber in ein eigenes Cluster aufzunehmen, z. B. in sogenannten Pancake-Konstellationen. Auch eine Ergänzung der Definition um Steuergruppen (SG) ist nicht erforderlich, da es sich bei einer SG lediglich um eine Zusammenfassung von SR handelt.

Die bisherige Definition des „Duldungsfalls“ wurde so umformuliert, dass nunmehr der anweisende Netzbetreiber als beteiligte Marktrolle adressiert ist. Dem weitergehenden Vorschlag, beim Duldungsfall klarzustellen, dass die Steuerung technisch nicht durch den anweisenden Netzbetreiber geschieht, sondern eine Signalvorgabe zur Anpassung der Wirkleistung über eine technische Einrichtung erfolgt und die Umsetzung der Signalvorgabe durch den Anlagenbetreiber selbst vorgenommen wird, ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Dies ist zwar inhaltlich richtig, war aber auch mit der bisherigen Definition so gemeint, ohne dass es dahingehend Missverständnisse gab.

Die Definition des „Einsatzverantwortlichen“ (EIV) wurde auf Wunsch einiger Konsultationsteilnehmer im Vergleich zur ursprünglichen Festlegung an das BDEW-Rollenmodell angepasst.

Der Begriff „Ex-ante-Fahrplan“ wurde in „Ex-ante-Planungsdaten“ geändert, um Verwechslungen mit dem Bilanzkreisfahrplan zu vermeiden. Eine inhaltliche Änderung ist hiermit nicht verbunden.

In die Definition der „Flexibilitätsbeschränkung“, die im Rahmen der Netzbetreiberkoordination Verwendung findet, wurden neben Beschränkungen der möglichen Anpassung

der Wirkleistungserzeugung bei Redispatch-Maßnahmen auch Anpassungen des Wirkleistungsbezugs aufgenommen, damit bei Stromspeichern eine Beschränkung der Anpassung des Bezugs erfasst ist.

Die Definition der „geplanten Fahrweise“ ersetzt die bisherige Definition der geplanten Einspeisung. Sprachlich stellt dies klar, dass sowohl Erzeugung als auch Verbrauch umfasst sind. Die Vorgaben zur Vorzeichenkonvention konnten gestrichen werden, da keine Vorgaben zur rechnerischen Bestimmung der Höhe des bilanziellen Ausgleichs mehr in der BilAReM gemacht werden (s. u.).

Auf Vorschlag in der zweiten Marktkonsultation wurde die Definition des „Lieferanten“ (LF) ergänzt, da der Begriff für die Marktkommunikation relevant ist.

Der Vollständigkeit halber wurde die Definition der „Marktlotation“ (MaLo) aufgenommen. Hier gilt die Definition aus den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)⁶ in der jeweils gültigen Fassung.

Die Definition der „Nettonennleistung“ ist eingefügt worden, um im Rahmen der Stammdatenübermittlung den Lastgradienten und im Rahmen der Planungsdaten die beanspruchbare Leistung zu bestimmen. Die Definition erfasst auch Speicher.

Die Definition des Begriffs „Netzbetreiber“ aus der Ausgangsfestlegung BK6-20-059 wurde beibehalten. Zwar hatte die Beschlusskammer zur Konsultation gestellt, den Begriff auf Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 38 EnWG zu beschränken. Hintergrund war die Rechtsprechung des BGH im Anschluss an ein Urteil des EuGH⁷, wonach die gesetzliche Regelung zur Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24a EnWG (nunmehr § 3 Nr. 65 EnWG) richtlinienkonform dahingehend auszulegen ist, dass eine Energieanlage nur dann eine Kundenanlage sein kann, wenn sie kein Verteilernetz im Sinne der europarechtlichen Richtlinien ist.⁸ Durch eine Beschränkung auf die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung wäre für die BilAReM klargestellt, dass sie nicht auf Betreiber von ehemaligen Kundenan-

⁶ Die jeweils gültige Fassung der GPKE ist abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/831_gpke/gpke_node.html.

⁷ EuGH, Urteil vom 28.11.2024 – C-293/23 –.

⁸ BGH, Urteil vom 13.05.2025 – EnVR 83/20 – Rn. 15.

lagen oder Kundenlagen zur betrieblichen Eigenversorgung anwendbar wäre. Dieser Vorschlag der Beschlusskammer ist jedoch auf breite Ablehnung in der Konsultation gestoßen. Dabei haben sich nicht nur Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung, sondern auch Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen gegen den Vorschlag gewendet. Hinzu kommt, dass derzeit nicht abschließend absehbar ist, ob und ggf. wie der nationale Gesetzgeber auf die Rechtsprechung reagiert. Die Beschlusskammer weist vorsorglich darauf hin, dass es den vorgelagerten Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit den Betreibern von „ehemaligen Kundenanlagen“ obliegt, die Redispatch-Prozesse umzusetzen. Dies muss nicht notwendigerweise heißen, dass der Betreiber der „ehemaligen Kundenanlage“ die Aufgaben des ANB selbst übernimmt. Vielmehr können diese Aufgaben auch durch den vorgelagerten Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung im Auftrag des Betreibers der „ehemaligen Kundenanlage“ wahrgenommen werden. Diese Lösung ist allerdings nicht durch die BilAReM verpflichtend vorgegeben. Soweit Netzbetreiber ein 16,7-Hz-Bahnstromnetz betreiben, sind sie – wie bisher – in dieser Eigenschaft ebenfalls vom Anwendungsbereich der BilAReM ausgenommen. Eine Übernahme der Definition aus dem BDEW-Rollenmodell konnte nicht erfolgen, da an dieser Stelle nicht die Beschreibung der Marktrolle gemeint ist, sondern die Adressaten der gegenständlichen Festlegung bestimmt werden.

Auf Hinweis in der zweiten Marktkonsultation wurde im Begriff des „anfordernden Netzbetreibers“ die ausdrückliche Regelung des Falles von gemeinsamen Netzbetriebsmitteln (z. B. Kuppelleitung) gestrichen. Eine ausdrückliche Regelung erscheint nicht als erforderlich.

Auf Vorschlag des VKU wurde die Definition des Begriffs „betroffener Netzbetreiber“ dahingehend klarer gefasst, dass es auf die abstrakte Wirkung einer Wirkleistungsanpassung einer SR ankommt. Auf diese Art können die betroffenen Netzbetreiber bestimmt werden, ohne dass es dafür einer Redispatch-Maßnahme gegenüber der SR bedarf. Dies ist erforderlich, damit auch im Stammdatenprozess bereits klar ist, wer betroffener Netzbetreiber sein kann.

Neu ist die Definition des Begriffs „Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB). Dieser wird beschränkt auf die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß

§ 3 Nr. 17 EnWG⁹. Da die Aufgaben der ÜNB im Rahmen des Redispatch praktisch ausschließlich von den ÜNB mit Regelzonenverantwortung wahrgenommen werden, dient die Definition in der BilAReM der redaktionellen Vereinfachung. Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass damit die gesetzlichen Rechte und Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen ohne Regelzonenverantwortung in keiner Weise eingeschränkt werden. Eine Übernahme der Definition aus dem BDEW-Rollenmodell konnte nicht erfolgen, da es sich hier nicht um eine Rollenbeschreibung handelt.

Neu wurde der Begriff „Netzlokation“ eingeführt. Hier gilt wie bei der MaLo die Definition aus der GPKE in der jeweils gültigen Fassung.

Die Definition des „Netzverknüpfungspunktes“ wurde angepasst. Maßgeblich ist hier, dass es sich um Netze verschiedener Netzbetreiber handeln muss. Eine Unterscheidung nach verschiedenen Netzebenen oder nach Netzgebieten desselben Netzbetreibers genügt nicht. Insoweit wurde einer Eingabe der VNB der E.ON gefolgt, wonach das Abstellen auch auf „unterschiedliche Spannungsebenen“ implizieren würde, dass z. B. Daten auf diesen Bezugspunkt ausgetauscht werden müssten, wenn ein Netzbetreiber unterschiedliche Spannungsebenen in seinem Netz alleinig betreiben würde.

Auf Anregung in der ersten Konsultation hatte die Beschlusskammer vorgeschlagen, eine Definition des Begriffs „Redispatch-Abruf“ aufzunehmen. Dieser Vorschlag ist in der zweiten Konsultation in zahlreichen Stellungnahmen marktrollenübergreifend kritisiert worden. Insbesondere ist bemängelt worden, dass die ausdrückliche Herausnahme von sogenannten vorbeugenden Limitierungen, in denen der Netzbetreiber eine Limitierung der Fahrweise der SR vorgibt, die aber nicht in die zu diesem Zeitpunkt geplante Fahrweise eingreift, dazu führen könne, dass etwaige Opportunitätskosten nicht ersetzt würden. Zwar war dies nicht Inhalt der vorgeschlagenen Regelung. Die Herausnahme der vorbeugenden Limitierung aus dem Begriff des „Redispatch-Abrufs“ erfolgte vielmehr vor dem Hintergrund, dass in diesen Fällen kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber vorzunehmen ist. Zur Vermeidung von Missverständnissen verzichtet die Beschlusskammer aber auf die vorgeschlagene Definition. Die Beschlusskammer weist bei dieser Gele-

⁹ Nach § 3 Nr. 17 EnWG sind Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung die Unternehmen 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH sowie ihre Rechtsnachfolger.

genheit darauf hin, dass die anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung aufgrund einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Sinne des § 17 Abs. 2b EnWG oder § 8a EEG 2023 (FCA) keine Maßnahme nach § 13a Abs. 1 EnWG darstellt.

Ferner wurde der Begriff „Redispatch-Bilanzkreis“ redaktionell angepasst.

In dem Begriff „Redispatch-Maßnahme“ wurde der Verweis auf § 14 Abs. 1c EnWG ergänzt und somit ein redaktioneller Fehler der Festlegung BK6-20-059 behoben.

Klarzustellen ist, dass auch die vorbeugende Limitierung von § 13a Abs. 1 EnWG umfasst ist. Soweit Sunnic Lighthouse dagegen vorbringt, dass nur begründete Redispatch-Abrufe zulässig seien, ist zu erwidern, dass Netzbetreiber zu Limitierungen der Fahrweise befugt sind, wenn zwar nach den zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Planungsdaten die geplante Fahrweise keine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems begründet, aber eine solche Gefährdung eintreten würde, wenn die Limitierung überschritten würde. Eine Auswirkung auf den bilanziellen Ausgleich ist aber nicht gegeben, da der bilanzielle Ausgleich auf Grundlage der im Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs geplanten Fahrweise bestimmt wird. Dies schließt nicht aus, dass in diesem Fall ein finanzieller Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG erfolgen muss. Dieser finanzielle Ausgleich ist aber nicht Gegenstand dieser Festlegung.

Dem Vorschlag der KISTERS AG, ausdrücklich festzulegen, dass zwischen zwei Redispatch-Maßnahmen mindestens eine Viertelstunde ohne Steuerungsaufforderung liegen und bei kleineren Abständen lediglich eine Redispatch-Maßnahme vorliegen sollte, wird nicht gefolgt. Eine Redispatch-Maßnahme endet, wenn keine Vorgaben des Netzbetreibers mehr wirksam sind. Es ist nicht ersichtlich und wurde auch nicht vorgetragen, dass diese – seit langem geltende Sichtweise – in der Praxis zu Problemen führt.

Auf Wunsch einiger Konsultationsteilnehmer wurden zudem die Begriffe „positiver Redispatch“ und „negativer Redispatch“ definiert.

Die Definitionen der Begriffe „steuerbare Ressource“ (SR) und „technische Ressource“ (TR) knüpfen an die Definitionen in der GPKE an, betreffen für die BilAReM aber nur eine Teilmenge, nämlich die TR und SR, die Anlagen im Sinne der BilAReM betreffen. Reine Verbrauchsanlagen sind somit nicht berührt. Damit wird zugleich geregelt, dass die BilAReM nur für TR ab einer Leistung von mindestens 100 kW anwendbar ist. Einer SR sind

nach der aktuell gültigen GPKE eine oder mehrere TR zugeordnet und sie ist steuerbar. Eine SR wird durch eine eindeutige ID identifiziert (SR-ID). Die Bildung hat nach den in Abschnitt 6.1.5 der BilAReM niedergelegten Regelungen zu erfolgen.

Es werden also nur Anlagen zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW erfasst, weswegen eine Anpassung an die Definition aus dem BDEW-Rollenmodell – wie in der zweiten Marktkonsultation vorgeschlagen – nicht erfolgen konnte. Eine TR ist genau einer Marktlokation zugeordnet. Eine TR ist nur dann zwei Marktlokationen zugeordnet, wenn sie sowohl verbraucht als auch erzeugt. Im Sinne der GPKE wird ergänzend dazu unter einer TR eine einzelne Einheit einer erzeugenden Marktlokation (z. B. eine einzelne Windenergieanlage) ohne bilanzierungs- und abrechnungsrelevante Messung verstanden, wobei als einzelne Einheit auch eine Mehrheit von Einheiten verstanden wird, soweit diese nach § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 oder entsprechenden Bestimmungen früherer Fassungen des EEG zusammenzufassen sind.

Neu aufgenommen wurde die Definition der „Steuergruppe“ (SG). Mithilfe der SG kann in der Netzbetreiberkoordinierung abgebildet werden, dass mehrere SR zusammengefasst werden können, wenn sie aufgrund der technischen Voraussetzungen nur gemeinsam über ein Steuersignal des Netzbetreibers anweisbar sind. Soweit die ÜNB anregen, Bildungsvorschriften zur SG festzulegen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Es ist möglich und ausreichend, die Bildungsvorschriften in den Kommunikationsprozessen niederzulegen.

Nach der zweiten Marktkonsultation neu eingefügt wurde die Definition von „uneingeschränkt einspeisen“. Dies dient der Vereinheitlichung des Begriffsverständnisses und der Vermeidung von Clearingfragen bei der Bestimmung der Ausfallarbeit.

3.2.2 Bilanzierungsmodelle

Kapitel 2 der BilAReM enthält – wie auch bereits die Festlegung BK6-20-059 – Regelungen zum Anwendungsbereich, zur Höhe und zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. Zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs stehen entweder das Planwertmodell (Kapitel 2.1) oder das Prognosemodell (Kapitel 2.2) zur Verfügung. Im Planwertmodell erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber, im Prognosemodell durch den

BKV des LF. Die Regelungen der gegenständlichen Festlegung gelten für beide Bilanzierungsmodelle, sofern sich nicht aus der BilAReM etwas anderes ergibt. Jede SR muss genau einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein, damit eindeutig ist, wie der bilanzielle Ausgleich durchzuführen ist.

Der bilanzielle Ausgleich erfolgt in beiden Bilanzierungsmodellen für jede Viertelstunde. Der Ausgleichszeitraum umfasst wie bisher die Dauer der Redispatch-Anweisung – also alle Viertelstunden, in denen für die SR eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs durch eine Redispatch-Maßnahme vollständig oder zeitweise gültig ist. Wie bisher sind auch die An- oder Abfahrrampen vor und nach der Maßnahme bilanziell auszugleichen, soweit sie durch die Redispatch-Maßnahme verursacht worden ist. Eine Ursächlichkeit kann beispielsweise fehlen, soweit eine abgeregelte Anlage auch ohne die Redispatch-Maßnahme weniger Strom erzeugt hätte.

Der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt ausschließlich im Planwertmodell. Denn im Planwertmodell erhält der Netzbetreiber ex ante Kenntnis über die geplante Fahrweise der Anlage. Da somit auf Anlagenseite und beim Netzbetreiber die gleiche Information zur geplanten Fahrweise vorliegt, werden Systemungleichgewichte aufgrund unterschiedlicher Annahmen vermieden. Ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber im Prognosemodell kommt dagegen nach den überzeugenden Feststellungen des Sachverständigen derzeit nicht in Betracht. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen besteht vielmehr die Gefahr, dass es erneut zu erheblichen Ungleichgewichten in der Systembilanz käme. Dies ist darin begründet, dass der EIV die geplante Fahrweise nicht an den Netzbetreiber übermittelt und der Netzbetreiber die voraussichtliche Einspeisung selbst prognostiziert. Somit wird beim Prognosemodell keine gemeinsame Annahme über die auszugleichende Energiemenge zwischen Vermarkter und Netzbetreiber gebildet. Ohne diese unterscheiden sich aber die durch den Vermarkter vermarktete und die durch den Netzbetreiber energetisch ausgeglichene Mengen, was sich in der Systembilanz niederschlägt. Während diese Abweichungen vielleicht hinnehmbar erscheinen, wenn die Prognosen des Vermarkters und des Netzbetreibers hinreichend präzise sind und daher nur geringfügig voneinander abweichen, ist unter den gegebenen Umständen davon nicht auszugehen. So hat der Gutachter eine Vielzahl von Ursachen identifiziert, die zu voneinander abweichenden Prognosen führen. Nur ein Teil dieser Ursachen kann in absehbarer Zeit abgestellt werden. Insbesondere Probleme im Zusammenhang mit der Steuer-

technik der Anlagen lassen sich nicht kurzfristig im ausreichenden Maße lösen. Dies bestätigt auch der Bericht der ÜNB zur Steuerbarkeit von Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG. So konnte für erhebliche Leistungsanteile die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber nicht festgestellt werden. Bei Anlagen zwischen 100 kW und 1 MW waren nur 57 % der Leistung steuerbar, bei den Leistungsklassen 1 MW bis 10 MW (82 %) und über 10 MW (78 %) war der Anteil höher.¹⁰ Die Schwankungen zwischen den Anlagentypen und Netzbetreibern sind dabei erheblich.

Verantwortlich für den bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell ist der anweisende Netzbetreiber, also im Regelprozess der ANB. Dies schließt die Möglichkeit ein, dass er sich dafür eines Dienstleisters bedient oder mit anderen Netzbetreibern kooperiert. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt gegenüber dem BKV des LF.

3.2.2.1 **Kapitel 2.1** regelt den bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell.

In **Abschnitt 2.1.1** wird der Anwendungsbereich des Planwertmodells normiert. Die Festlegung setzt grundsätzlich den Vorschlag der BDEW-Task-Force und des Sachverständigen um, das bisher bestehende Wahlrecht der Anlagenbetreiber hinsichtlich der Zuordnung zu einem Bilanzierungsmodell aufzugeben. Stattdessen regelt die BilAReM nunmehr, wie SR den Bilanzierungsmodellen zugeordnet werden. Die Umsetzung dieser Zuordnung erfolgt durch die Netzbetreiber. Die Zuordnung zu einem Bilanzierungsmodell gilt für alle Redispatch-Maßnahmen, gleich, ob sie aufgrund von Engpässen im Übertragungs- oder im Verteilernetz erfolgen. Eine „Mischung“ der Modelle würde unnötige Komplexität und Fehleranfälligkeit verursachen.

Die BilAReM gibt dazu vor, dass das Planwertmodell auf alle SR anzuwenden ist, die direkt am Netz des ÜNB angeschlossen sind. Hier funktioniert das Planwertmodell bereits heute im Wesentlichen. Es ist außerdem anzuwenden auf im Verteilernetz angeschlossene SR, die nach den Vorgaben des Kapitels 2.3 in das Planwertmodell überführt wurden.

Soweit die ÜNB vorbringen, dass SR mit präqualifizierter Regelleistung sowie Speicher immer dem Planwertmodell zugeordnet werden sollten, damit auch die Vorhalteleistung

¹⁰ Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Steuerbarkeit von Anlagen, <https://www.bundesnetzagentur.de/1094158>, S. 9.

gemeldet werde und dementsprechend geschützt werden könne, bleibt es den Netzbetreibern unbenommen, entsprechende SR bevorzugt ins Planwertmodell zu überführen. Kapitel 2.3 lässt ihnen insoweit ausreichende Spielräume. Zudem werden diese Leistungsvorhaltungen nach den Datenpunkten 4.2.11 bis 4.2.16 ohnehin an den ANB übermittelt und sind im Rahmen der Netzbetreiberkoordinierung an den ÜNB weiterzuleiten. Die entsprechenden Datenpunkte im Kapitel 4 der BilAReM sind – wie bisher – nicht mit dem Zusatz „im Planwertmodell“ versehen und somit auch im Prognosemodell anzuwenden. Auf dieser Basis können die ÜNB entscheiden, ob und inwieweit sie diese Leistungsschreiben für Redispatch nutzen. Ferner sieht Abschnitt 6.2.2.4 die Möglichkeit der freiwilligen Übermittlung von Planungsdaten vor.

Abschnitt 2.1.2 macht Vorgaben für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs im Planwertmodell.

Danach wird der bilanzielle Ausgleich vom anweisenden Netzbetreiber bestimmt und mit allen relevanten Marktpartnern ausgetauscht. Der Austausch erfolgt im Rahmen des Redispatch-Abrufs, also nach den derzeit geltenden Formaten im sog. A96-Redispatchabrufdokument als Zeitreihe inklusive der liefernden und empfangenden Bilanzkreispaare. Maßgeblich für die Bestimmung des bilanziellen Ausgleichs ist die geplante Fahrweise, also die letzten vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Ex-ante-Planungsdaten. Soweit in der Konsultation der Eckpunkte vorgeschlagen wurde, im Planwertmodell bei schlechten Plandaten des EIV die Prognose des Netzbetreibers zugrunde zu legen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Dieser Vorschlag würde den Vorteil des Planwertmodells, keine Abweichungen in der Systembilanz durch unterschiedliche Prognosen der Ausfallarbeit seitens des BKV und der Netzbetreiber zu verursachen, zunichte machen. Auf diese Weise wäre nicht mehr sichergestellt, dass für den bilanziellen Ausgleich auf dieselbe Prognose bzw. dieselben Plandaten abgestellt wird, und es könnte zu Widersprüchen und somit Systembilanzrisiken kommen. Soweit gefordert wurde, die Auswirkungen fehlender oder fehlerhafter Planungsdaten vom EIV auf den bilanziellen Ausgleich oder zunächst Sanktionen für derartige Fälle zu regeln, ist zu erwidern, dass im Falle fehlerhafter Planungsdaten der bilanzielle Ausgleich prozesskonform auf deren Basis durchgeführt wird. Sollten sich Anzeichen ergeben, dass ein EIV regelmäßig fehlerhafte oder keine Planungsdaten liefert, kann hiergegen bereits heute mit rechtlichen Mitteln vorgegangen werden. Ein entsprechender Anspruch kann sich etwa aus § 12 Abs. 4 EnWG ergeben.

Auf Anregung mehrerer Stellungnahmen in der zweiten Konsultation hat die Beschlusskammer die konkreten Vorgaben zur Berechnung der Höhe des bilanziellen Ausgleichs aufgehoben. Zutreffend wurde darauf hingewiesen, dass allein maßgeblich der tatsächlich mitgeteilte und durchgeführte bilanzielle Ausgleich ist. Das bedeutet zwar nicht, dass der anweisende Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich willkürlich bestimmen kann. Vielmehr bestimmt er den bilanziellen Ausgleich auf Basis der vorliegenden Planungsdaten. Abweichungen zwischen dem bilanziellen Ausgleich und der nach Kapitel 3 der BilAReM berechneten Ausfallarbeit werden gemäß Abschnitt 2.1.3 der BilAReM finanziell ausgeglichen. Dabei ist es unerheblich, ob die Abweichung dadurch verursacht wurde, dass der anweisende Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich „falsch“ bestimmt hat, oder auf eine andere Ursache zurückzuführen ist. Genaue rechnerische Vorgaben, wie die Höhe des bilanziellen Ausgleichs zu bestimmen ist, sind damit entbehrlich.

Ist die Einspeisung auf mehrere Tranchen i. S. d. Festlegung GPKE aufgeteilt, wird der bilanzielle Ausgleich nach den für die Aufteilung der Einspeisung in Tranchen jeweils geltenden Regelungen aufgeteilt. Bei Tranchen werden die Energiemengen an einer Marktolokation auf unterschiedliche Bilanzkreise aufgeteilt. Es ist sinnvoll, den bilanziellen Ausgleich auf die gleiche Weise aufzuteilen, so dass die Regelung nicht mehr ausschließlich an die Quotenbildung anknüpft, sondern an die für die Aufteilung jeweils geltenden Regelungen. Die ÜNB bringen vor, dass die Tranchenbildung eine deutliche höhere Komplexität in den Redispatch-Prozessen verursache und daher Art, Weise und Grund für Tranchenbildung zu überprüfen und den Redispatch-Prozessen unterzuordnen seien. Die Tranchenbildung erfolgt jedoch auf Basis anderer Regelungen und ist nicht Gegenstand der BilAReM. Solange Tranchen im Markt genutzt werden können, muss im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs ein Umgang damit gefunden werden.

In Fällen, in denen hinter derselben MaLo Verbraucher versorgt werden (z. B. Eigenversorgung) sowie beim Redispatch mit Speichern kann es vorkommen, dass mehrere betroffene Bilanzkreise vorliegen. Denn neben dem Bilanzkreis, über den die Erzeugung der betroffenen TR bilanziert wird, kann in diesen Fällen auch der Bilanzkreis betroffen sein, über den die Netzentnahmen für Verbraucher oder für das Einspeichern von Energie bilanziert werden. In diesem Fall ist der bilanzielle Ausgleich in der Weise aufzuteilen, dass alle Bilanzkreise so stehen, wie sie bei geplanter Fahrweise stünden. Führt also beispielsweise negativer Redispatch dazu, dass elektrische Energie aus dem Netz entnommen

werden muss, ist insoweit der betroffene Entnahmebilanzkreis auszugleichen. Das gleiche gilt sinngemäß, wenn ein Speicher durch die Redispatch-Maßnahme elektrische Energie verbrauchen statt erzeugen muss oder umgekehrt. Zwar genießt der Selbstverbrauch mit Strom aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich Schutz vor negativem Redispatch (Art. 13 Abs. 6 Bst. c der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt¹¹ und § 13a Abs. 1 Satz 1 2. Halbsatz EnWG). Jedoch gilt dieser Schutz nicht absolut, sondern nur, soweit es eine andere technische Lösung gibt. Ferner gilt der Schutz nur für EE- und KWK-Strom, nicht jedoch für Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen und den sog. Kondensationsstrom aus KWK-Anlagen. Zudem ist der Schutz oftmals praktisch nicht durchführbar, etwa weil der Netzbetreiber über die geplante Selbstversorgung nicht informiert wurde oder weil die verwendete Steuertechnik eine differenzierte Steuerung nicht zulässt. Kommt somit eine Abregelung des Selbstverbrauchs in der Praxis vor, wäre es gegenüber den betroffenen BKV und Anlagenbetreibern unfair, ihnen den bilanziellen Ausgleich vorzuenthalten. Dies macht eine entsprechende Regelung erforderlich.

Der bilanzielle Ausgleich im Planwertmodell erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne beim Bilanzkreiskoordinator. Dies entspricht der bisherigen Vorgabe. Dabei erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch Fahrplanbuchungen zwischen dem Einspeisebilanzkreis der zugehörigen SR und einem durch den anweisenden Netzbetreiber benannten Redispatch-Bilanzkreis. Die Pflicht des für den Einspeise-Bilanzkreis zuständigen BKV zur ausgeglichenen Bilanzkreisführung bleibt unberührt.

Jeder Netzbetreiber verwendet genau einen Redispatch-Bilanzkreis. Die Verpflichtung der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Führung eines solchen Bilanzkreises ergibt sich aus § 11a StromNZV und seit dem 04.04.2025 aus Kapitel 8.2.3 der GPKE Teil 1. Dies erleichtert den Bilanzkreisverantwortlichen die Implementierung in ihre Systeme. Soweit in der Konsultation der Eckpunkte vorgeschlagen wurde, im Planwertmodell den bilanziellen Ausgleich aller Netzbetreiber über genau einen Bilanzkreis je Regelzone abzuwickeln, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Zwar würde dies für die BKV eine weitere Vereinfachung darstellen. Eine Umsetzung würde aber voraussetzen, dass die Beschlusskammer einen Dritten – etwa einen ÜNB – verpflichten würde, den Redispatch-

¹¹ ABI. L 158 vom 14.6.2019, S. 54, im Folgenden: EltVO.

Bilanzkreis für alle Netzbetreiber zu führen und damit insbesondere bilanzielle Risiken zu übernehmen. Dafür fehlt eine Ermächtigungsgrundlage.

Der Netzbetreiber muss die Bewirtschaftung des Redispatch-Bilanzkreises nicht notwendigerweise selbst wahrnehmen, sondern kann diese Aufgabe einem Dienstleister – etwa einem anderen Netzbetreiber oder einer Netzbetreiberkooperation – übertragen. Der Redispatch-Bilanzkreis kann auch als Unterbilanzkreis geführt werden. Es war daher nicht erforderlich, die Anregung aus mehreren Konsultationsbeiträgen aufzugreifen, statt vom „Redispatch-Bilanzkreis“ vom „für den Redispatch 2.0 deklarierten Bilanzkreis“ zu sprechen.

Für eine Regelung des bilanziellen Ausgleichs zwischen dem anfordernden und dem anweisenden Netzbetreiber – wie von den VNB der E.ON gewünscht – fehlt es bereits an einer Ermächtigungsgrundlage, da dies das Verhältnis zwischen zwei Netzbetreibern betrifft. Es gilt die gesetzliche Regelung des § 14 Abs. 1c EnWG.

Soweit vorgetragen wird, dass eine Redispatch-Maßnahme mit bilanziellem Ausgleich durch den Netzbetreiber zwingend eine fristgerechte Mitteilung der Maßnahme voraussetze, sind konkrete Prozesse durch die Branche im Rahmen der Prozessausgestaltung vorzugeben. Abschnitt 6.3.1 der BilAReM sieht vor, dass im Abrufprozess ein entsprechender Zeitpunkt definiert wird. Sunnic Lighthouse fordert bei nicht rechtzeitiger Mitteilung eine Pönalisierung in Höhe des maximalen Viertelstundenpreises aus AEP-ID und reBAP. Dies hält die Beschlusskammer derzeit nicht für erforderlich, da sie davon ausgeht, dass die Abrufprozesse eingehalten werden. Insbesondere ist eine Anwendung des Planwertmodells in Verteilernetzen nur dann sinnvoll möglich, wenn der jeweilige VNB in der Lage ist, das Planwertmodell vollständig umzusetzen. Etwaige Schadensersatzansprüche sind dadurch aber nicht ausgeschlossen. Die Wälzung von Netzkosten in die Netzentgelte ist nicht Gegenstand dieser Festlegung.

Abschnitt 2.1.3 regelt die Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich. Hier wurden inhaltlich im Vergleich zur ursprünglichen Festlegung keine Änderungen vorgenommen.

3.2.2.2 **Kapitel 2.2** enthält Aussagen zum Prognosemodell und stellt klar, dass bei den SR, die nicht in das Planwertmodell überführt wurden, bis Ende 2031 kein gezielter bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch den Netzbetreiber stattfindet. Dies entspricht der gesetzlichen Regelung des § 14 Abs. 1 Satz 3 EnWG, wonach bis Ende

2031 § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG und damit ein bilanzieller Ausgleich durch VNB nur nach Maßgabe einer entsprechenden Festlegung Anwendung findet. Die Fortführung des Prognosemodells trägt der Tatsache Rechnung, dass auf absehbare Zeit nicht flächendeckend zuverlässige Ex-ante-Planungsdaten vorliegen werden. Daher ist das Prognosemodell als Ergänzung zum Planwertmodell weiterhin notwendig. Soweit EFET meint, dass der prozessuale Aufwand für die Abrechnung, Prüfung der Abrechnung etc. nicht zu vernachlässigen sei und der bilanzielle Ausgleich [durch den Netzbetreiber] daher aus der Marktrolle BKV die favorisierte und standardisierte Lösung sei, ist zu erwidern, dass mit der gesetzlichen Regelung die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen grundsätzlich an den BKV delegiert wurde. Die gegenständliche Festlegung schafft aber die Grundlage, die relevanten SR in das Planwertmodell und damit in den bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber zu überführen.

Klarzustellen ist, dass nach der gesetzlichen Regelung des § 14 Abs. 1b EnWG der Anlagenbetreiber und nicht – wie in der ersten Marktkonsultation auf Basis der damaligen Rechtslage vorgetragen – der BKV Anspruch auf den finanziellen Aufwendungsersatz hat. Soweit Sunnic Lighthouse fordert, dass die Bundesnetzagentur dies durch Festlegung ändern solle, ist darauf hinzuweisen, dass sie dazu nicht befugt ist.

3.2.2.3 **Kapitel 2.3** normiert die Überführung von SR ins Planwertmodell.

Abschnitt 2.3.1 enthält Vorgaben zur Auswahl von SR, die in das Planwertmodell überführt werden sollen. Danach ist das Planwertmodell anzuwenden auf im Verteilernetz angeschlossene SR, bei denen sich VNB und ÜNB darüber abgestimmt haben, dass sie in das Planwertmodell überführt werden. Die Überführung ins Planwertmodell erfolgt SR-scharf. Eine feinere Unterscheidung wäre prozessual und operativ nicht handhabbar.

Die Beschlusskammer sieht davon ab, die VNB zu verpflichten, die für Redispatch wegen Engpässen im Verteilernetz wesentlichen Anlagen in das Planwertmodell zu überführen. Priorität hat die geordnete und zielstrebige Überführung der für das Übertragungsnetz wesentlichen Mengen. Grund dafür ist die Tatsache, dass der gezielte bilanzielle Ausgleich von Engpässen in Verteilernetzen aufgrund der Netztopologie in der Regel keinen Effizienzgewinn der Redispatch-Maßnahmen mit sich bringt. Denn anders als bei den horizontalen Engpässen im Übertragungsnetz steht für Engpässe in Verteilernetzen nur sehr selten engpassentlastendes positives Redispatch-Potential zur Verfügung. Dieses wäre

aber notwendig, um negativen und positiven Redispatch effizient aufeinander abzustimmen. Dies schließt nicht aus, dass die Engpasssituation im Verteilernetz im Rahmen der Abstimmung mit den ÜNB berücksichtigt wird. Insbesondere ist es zu berücksichtigen, wenn Anlagen sowohl auf Engpässe im Verteilernetz als auch im Übertragungsnetz wirken. Mittelfristig ist es darüber hinaus auch sinnvoll, für Engpässe in den Verteilernetzen wesentliche Anlagen in das Planwertmodell zu überführen.

Der BDEW fordert zu Recht, dass die Qualität der Planungsdaten der Anlagen, die ins Planwertmodell überführt werden, ausreichend hoch sein muss. Dafür greift die Beschlusskammer die Anregung des BDEW auf, Monitoringprozesse zu etablieren. Sie hat zu diesem Zweck aufgegeben, Prozesse bereitzustellen, die den Austausch der Ergebnisse der Qualitätsbewertung ermöglichen (Abschnitt 6.5.3 der BilAReM). Bei strukturellen Verstößen gegen die Pflicht aus Kapitel 4, zutreffende Planungsdaten zu übermitteln, stehen zudem die Möglichkeiten der Verwaltungsvollstreckung offen.

Die ÜNB geben für Netzverknüpfungspunkte vom Verteilernetz an das Übertragungsnetz an, wieviel Leistung von welcher Anlagenart ins Planwertmodell überführt werden soll. Sie berücksichtigen dabei insbesondere, welche Leistung dazu beiträgt, die Effizienz von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG insgesamt zu steigern. Die Beschlusskammer beschränkt sich bewusst auf die Vorgabe von Zielen, ohne den Netzbetreibern bei der Auswahl der SR, die ins Planwertmodell überführt werden, detaillierte Vorgaben zu machen. Dieser Spielraum ist erforderlich, um die für die Zielerreichung optimale Lösung Schritt für Schritt herauszuarbeiten.

Bei der Bestimmung der Netzverknüpfungspunkte sollen sich die ÜNB mit den VNB koordinieren. Die Beschlusskammer sieht aber davon ab, eine förmliche Beteiligung der VNB vorzuschreiben. Denn entscheidend für die Auswahl sind die Gegebenheiten der Netzebene 1, die nur die ÜNB beurteilen können. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass im Regelfall hinter den Netzverknüpfungspunkten genügend Redispatch-Potential zur Verfügung steht, das ins Planwertmodell überführt werden kann.

Bei der Auswahl der installierten Leistung und der Anlagenart haben die ÜNB insbesondere zu berücksichtigen, welche Leistung dazu beiträgt, aktuell oder absehbar die Effizienz von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG insgesamt zu steigern. Denn höhere Effizienz senkt das erforderliche Redispatch-Volumen und damit die volks-

wirtschaftlichen Kosten und die nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt- und Klimaverträglichkeit. Sie lässt sich insbesondere durch das gezielte Zusammenwirken von positivem und negativem Redispatch auf überlastete Netzelemente erzielen. Hierbei resultiert die Verantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung zu Vorgabe von Leistung und Anlagenart daraus, dass sie den besten Überblick haben, welche Anlagen bzw. Netzgebiete für das Engpassmanagement auf Übertragungsebene relevant sind.

Anschließend bestimmen die jeweiligen VNB die Cluster, deren SR vollständig in das Planwertmodell überführt werden. Sie stimmen sich mit dem vorgelagerten ÜNB ab und beziehen nötigenfalls auch nachgelagerte Verteilernetze ein. Werden auch nachgelagerte Verteilernetze einbezogen, erfolgen eine Abstimmung zwischen vor- und nachgelagertem Netzbetreiber und eine Einbeziehung aller vorgelagerten Netzbetreiber.

Die VNB der E.ON möchten, dass die Abstimmung der konkreten zu überführenden Anlagen kaskadierend erfolgt, da Absprachen der ÜNB mit vielen hundert nur mittelbar unterlagerten Verteilernetzbetreibern ineffizient seien. Es müsse sichergestellt sein, dass eine funktionierende Top-down-Überführung in das Planwertmodell erfolge und kleinere nachgelagerte VNB nur hinzugezogen würden, wenn bei den ihnen vorgelagerten VNB die Datenaustauschprozesse einwandfrei funktionierten. Dazu ist zu erwidern, dass die in das Planwertmodell zu überführenden SR insbesondere die Effizienz des Redispatch auf Netzebene 1 steigern sollen. Daher müssen die ÜNB das Recht erhalten, am Auswahlprozess beteiligt zu sein. Inwieweit sie von diesem Recht Gebrauch machen, ist ihnen überlassen.

Soweit geltend gemacht wird, dass die Cluster- und Anlagenauswahl von den Verteilernetzbetreibern und den ÜNB zu begründen seien, besteht daran kein berechtigtes Interesse. Die beiden Bilanzierungsmodelle sind grundsätzlich ökonomisch gleichwertig. Eine Begründungspflicht würde zu einem großen administrativen Aufwand der Netzbetreiber führen.

Die Hamburger Energienetze möchten ausdrücklich zulassen, dass die Abstimmung zu „ÜNB-Clustern“ führen könne, bei denen die Zusammenfassung ausschließlich durch den ÜNB erfolge, aber der Abruf dann durch den VNB auf Ebene der SR durchgeführt würde. Hierzu ist darauf hinzuweisen, dass Abrufe stets auf Ebene der SR erfolgen.

Eine Mischung der Bilanzierungsmodelle in einem Cluster ist nicht zulässig. Nötigenfalls sind die Cluster zu ändern, um eine sortenreine Bilanzierung sicherzustellen. Bei einer Mischung könnte der anfordernde Netzbetreiber nicht prognostizieren, welchen bilanziellen Ausgleich er nach § 14 Abs. 1c Satz 2 EnWG leisten muss. Denn der anfordernde Netzbetreiber wüsste nicht, inwieweit seine Anforderung durch SR im Planwert- oder im Prognosemodell umgesetzt würde. Dementsprechend wüsste er nicht, welche Energiemengen von ihm im Planwertmodell zu bilanzieren sind und welche Energiemengen vom BKV der betroffenen Einspeise- bzw. Entnahmestelle im Prognosemodell ausgeglichen werden. Diese Unsicherheit kann zu Systemungleichgewichten führen. Soweit zusätzlicher Aufwand bei der Bildung von neuen Clustern entsteht, ist dies zur Vermeidung der Gefahr von Systemungleichgewichten hinzunehmen. Dem Vorschlag des VKU, dass stets alle Anlagen eines Netzbetreibers in den bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell überführt werden müssten, kann nicht gefolgt werden. Zwar ist zutreffend, dass dadurch die Prozesse vereinfacht würden, weil im jeweiligen Netzgebiet nur noch die Prozesse für das Planwertmodell benötigt würden. Eine Bilanzierung durch den Netzbetreiber ist zwar das gesetzgeberische Ziel, scheitert aber – wie die bisherige Umsetzung des Redispatch 2.0 deutlich gemacht hat – an diversen Schwierigkeiten, u. a. fehlenden Steuerungsmöglichkeiten und fehlender oder falscher Datenlage. Unter Umständen müsste auch eine Vielzahl von Anlagen, die nicht oder nur selten für Redispatch benötigt werden, zeitgleich in das Planwertmodell überführt werden. Das stellt eine Hürde dar, welche die Überführung der für das Redispatch wesentlichen Anlagen bremst.

Sunnich Lighthouse bringt ein, die Verteilnetzbetreiber müssten organisatorisch in der Lage sein, das Planwertmodell abzubilden. Ferner wurde in der Konsultation gefordert, dass die ÜNB vorab die Fähigkeit des VNB überprüfen müssten, das Planwertmodell umzusetzen oder die Umsetzung zunächst in Pilotprojekten getestet werden müsse. Diesbezüglich hat die Beschlusskammer von einer förmlichen Regelung abgesehen. Sie geht davon aus, dass die Abstimmung zwischen den ÜNB und VNB, zu der auch ausreichende Tests und ggf. Pilotprojekte gehören, genügt. Die VNB sind seit Inkrafttreten der Festlegung BK6-20-059 grundsätzlich dazu verpflichtet, das Planwertmodell umzusetzen. Diese Verpflichtung wird durch die vorliegende Festlegung aufgegriffen. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass spätestens mit Inkrafttreten der Kommunikationsprozesse nach Tenorziffer 8 alle VNB das Planwertmodell umsetzen können.

Soweit der BDEW fordert, die Anzahl der beteiligten VNB zunächst möglichst gering zu halten, hält die Beschlusskammer keine ausdrückliche Regelung für erforderlich. Sie traut es den Netzbetreibern zu, ein sinnvolles Vorgehen zu wählen, das die Anwendung des Planwertmodells Schritt für Schritt auf Anlagen und Netze ausrollt.

Bei der Auswahl der SR, die in das Planwertmodell überführt werden, berücksichtigt der VNB, wenn möglich, den Wunsch des Anlagenbetreibers, eine SR in das Planwertmodell zu überführen. Allerdings ist die Überführung in das Planwertmodell nicht von der Zustimmung des Anlagenbetreibers oder des Direktvermarktungsunternehmens abhängig. Der Empfehlung des Sachverständigen, der die Zustimmung des Anlagenbetreibers zum Zwecke der Vermeidung einer potenziell erheblichen zusätzlichen Einzelfall-Belastung von Anlagen mit volatiler Einspeisung für vorzugswürdig hält,¹² wird insoweit nicht gefolgt. Zwar ist richtig, dass durch die Verpflichtung, Ex-ante-Planungsdaten zu erstellen und zu übermitteln, Aufwand entsteht. Die Ex-ante-Planungsdaten lassen sich aber zugleich für die ohnehin erforderliche eigene Einspeiseprognose nutzen. Ferner ist der Mehraufwand angemessen, da er die gestiegene Bedeutung von Erneuerbaren Energien für die Elektrizitätsversorgung und dementsprechend auch für die Gewährleistung der Systemsicherheit widerspiegelt. Soweit in der Konsultation der Eckpunkte angemerkt wurde, ein Clearing der Plandaten könne zu weiterem Mehraufwand führen, ist dem entgegenzuhalten, dass ein nachträgliches Clearing der Plandaten nicht vorgesehen und notwendig ist. Vielmehr findet – wie bisher auch – ein Plan-Ist-Abgleich mit einem finanziellen Ausgleich der Abweichungen statt (s. Abschnitt 2.1.3 der BilAReM). Soweit eingewendet wurde, dass kleinere Anlagenbetreiber die notwendige Datenverarbeitung und -übermittlung nicht leisten könnten, ist darauf hinzuweisen, dass das Planwertmodell nur direktvermarktete Anlagen betrifft. Die Direktvermarktung setzt die Fähigkeit zur Prognose der Einspeisung sowie zur professionellen Teilnahme an den energiewirtschaftlichen Prozessen voraus. Ist ein Anlagenbetreiber dazu selbst nicht in der Lage, kann und muss er diese Aufgaben durch einen Dienstleister – etwa ein Direktvermarktungsunternehmen – wahrnehmen lassen. Das entspricht der verbreiteten Praxis. Zwar ist für die Vermarktung des Stroms keine anlagen- oder einspeisepunktscharfe Prognose erforderlich, so dass ggf. Durchmischungseffekte berücksichtigt werden können. Bei der Vermarktung eines kleineren Port-

¹² Sachverständigengutachten, S. 25.

folios mit wenigen Anlagen sind diese Effekte allerdings gering ausgeprägt, so dass gerade diese Unternehmen bereits wegen der Direktvermarktung des erzeugten Stroms eine anlagenscharfe Betrachtung vornehmen dürften.

Lumenaza wünscht die Ergänzung einer klaren Definition, für welche Anlagen die geplante Einspeisung ex ante zu übermitteln ist. Primäres Kriterium solle dabei die Nennleistung (≥ 10 MW) sein. Die derzeitige Formulierung sei zirkulär und lasse offen, wer oder was die Pflicht zur Ex-ante-Datenübermittlung und daraus folgend zur Anwendung des Planwertmodells definiere. Hierzu ist zu erwidern, dass die Vorgaben nicht zirkulär sind: Aus der Zuordnung einer SR zum Planwertmodell folgt die Pflicht zur Planungsdatenübermittlung nach Kapitel 4 der BilAReM. Etwaige Pflichten zur Planungsdatenübermittlung auf anderen Rechtsgrundlagen – insbesondere aufgrund der Regelungen der SO-VO und dem dazu ergangenen Beschluss BK6-18-122¹³ – bestehen unabhängig von den Vorgaben dieser Festlegung. Zutreffend ist, dass der spezifische Aufwand bei der Bewirtschaftung von vielen kleineren Anlagen höher sein kann als bei großen Anlagen. Angesichts der zunehmenden Bedeutung der EE- und KWK-Anlagen insgesamt, aber auch in dem Leistungssegment ab 100 kW hält es die Beschlusskammer aber für erforderlich und zumutbar, auch für diese Anlagen Planungsdaten zu übermitteln.

Soweit in den Konsultationen gefordert wurde, den anlagenseitigen Unternehmen oder Marktrollen einen Anspruch auf Beteiligung an dem Auswahlprozess einzuräumen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Gleiches gilt für die Forderung, das bisher bestehende Wahlrecht des Anlagenbetreibers bezüglich der Zuordnung zu einem Bilanzierungsmodell aufrecht zu erhalten. Beide Bilanzierungsmodelle sind für die betroffenen Unternehmen grundsätzlich ökonomisch gleichwertig, da entweder ein bilanzieller Ausgleich oder aber ein Aufwendungsersatz im Rahmen des finanziellen Ausgleichs erfolgt. Bei der Auswahl der SR kommt es ausschließlich auf die Netzsicht an, also auf die Optimierung des Redispatch insgesamt. Eine Beteiligung der anlagenseitigen Unternehmen kann daher nicht zu einer Verbesserung der Auswahl führen. Vielmehr würde eine solche Beteiligung den Auswahlprozess komplizierter machen. Dadurch würde sich nicht nur der Umsetzungsaufwand der Netzbetreiber erhöhen, sondern auch die Überführung der Mengen in das Planwertmodell verzögern. Priorität hat die geordnete und effiziente Überführung der vom

¹³ Beschluss vom 20.12.2018 – BK6-18-122 –, geändert durch Beschluss vom 02.09.2021 – BK6-21-195 – abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-195/BK6-21-195_Beschluss.html?nn=861698.

ÜNB vorgegebenen Leistung. Folglich ist mit der Regelung keine strikte Verpflichtung zur Berücksichtigung des Wunsches des Anlagenbetreibers verbunden, sondern diese erfolgt erstens unter der gerade genannten Maßgabe und zweitens nach Können und Vermögen der Netzbetreiber. Nichtsdestotrotz obliegt es den VNB, nachvollziehbare vorübergehende Hinderungsgründe auf der Anlagenseite in ihre Erwägungen einzubeziehen. Die Beschlusskammer hat sich folglich ebenso dagegen entschieden, den bisher festgelegten Anspruch des Anlagenbetreibers auf Überführung seiner Anlage in das Planwertmodell aufrecht zu erhalten. Ein solcher Anspruch würde die Clusterbildung und Abstimmung durch die Netzbetreiber erschweren und dadurch die Effizienzsteigerung beim Redispatch verzögern. Der Anlagenbetreiber kann aus den gleichen Gründen die Überführung seiner Anlage in das Planwertmodell nicht verweigern. Für eine Verweigerung gibt es kein berechtigtes Interesse, da er in beiden Bilanzierungsmodellen einen Anspruch auf einen angemessenen wirtschaftlichen Ausgleich hat.

Da das Wahlrecht des Anlagenbetreibers hinsichtlich des Bilanzierungsmodells entfällt, kann auch der bisherige Kriterienkatalog (Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059, S. 12 ff) entfallen.

Entgegen der Auffassung der RWE Supply & Trading GmbH stellt die Überführung ins Planwertmodell keine Einschränkung der Vertragsfreiheit dar. Zwar mag es zutreffen, dass Direktvermarktungsverträge derzeit nur für ein Bilanzierungsmodell gelten und bei Überführung eine Änderung oder Neuabschluss erforderlich ist. Dies ist aber Folge der Entscheidung der Parteien, den Direktvermarktungsvertrag so abgeschlossen zu haben. Auf das Außenverhältnis zum Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1b Satz 1) EnWG, das die Beschlusskammer mit dieser Festlegung regelt, kann der Direktvermarktungsvertrag jedenfalls keinen Einfluss nehmen.

Soweit der VKU vorbringt, dass der EIV einzubeziehen sei, da dieser in der Lage sein müsse, geeignete Planungsdaten zu übermitteln, ist es auch aus Sicht der Beschlusskammer sinnvoll, wenn der Anlagenbetreiber nicht ohne Rücksprache mit seinem EIV den Wunsch äußert, eine SR ins Planwertmodell zu überführen. Dies kann und sollte allerdings im bilateralen Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und EIV geklärt werden.

Aus Sicht des BEE soll ergänzt werden, dass eine Überführung nur unter der Voraussetzung der technischen und organisatorischen Umsetzbarkeit aus Sicht des Anlagenbetreibers erfolgen dürfe. Durch die Neuregelung sei zu erwarten, dass viele Anlagen aus dem Prognosemodell ins Planwertmodell überführt werden müssen. Insbesondere für Anlagen, die vorrangig zur Deckung von Eigenverbrauch dienten, bestünde bzgl. der Prognoseerstellung durch den Anlagenbetreiber bzw. die Meldung von Nichtverfügbarkeiten ein erheblicher zusätzlicher Planungsaufwand. Gleichzeitig seien die zu erwartenden Mengen des Stromverkaufs bzw. die Einspeisung verhältnismäßig gering und eine Abregelung im Sinne des Redispatch vergleichsweise ineffizient. Insoweit ist darauf hinzuweisen, dass es gerade in diesen Konstellationen wichtig ist, dass die geplanten Selbstversorgungsmengen den Netzbetreibern gemeldet werden, damit diese sie bei der Redispatch-Planung berücksichtigen können. Muss somit der EIV ohnehin regelmäßig Daten übermitteln, ist der Mehraufwand beim Planwertmodell relativ gering. Inwieweit das möglicherweise geringe Redispatch-Potential bei hohem Anteil von geschütztem Selbstverbrauch gegen eine Überführung in das Planwertmodell spricht, können die Netzbetreiber bei der Auswahl der zu überführenden SR berücksichtigen.

Soweit die Verteilernetzbetreiber der E.ON vorschlagen, Speicher verpflichtend in das Planwertmodell zu überführen, wird dem nicht gefolgt. Zwar kann die Beschlusskammer den Vorteil von Planungsdaten und der Anwendung des Planwertmodells gerade bei Speichern nachvollziehen, priorisiert aber den geordneten Überführungsprozess. Sie möchte daher die Netzbetreiber bei der Auswahl der SR nicht durch allzu detaillierte Vorgaben einschränken.

Bis zum 01.01.2031 sollen mindestens alle SR, die zu einer Verbesserung der Effizienz der Engpassbehebung im Übertragungsnetz beitragen können, in das Planwertmodell überführt werden. In Abstimmung mit dem vorgelagerten ÜNB und ggf. VNB können die VNB darüber hinaus SR in das Planwertmodell überführen. Ziel ist es, die wesentlichen Redispatch-Mengen im Planwertmodell abzuwickeln, bevor die Befristung der gesetzlichen Übergangsregelung Ende 2031 ausläuft.

Die vergleichsweise lange Zeit für die Überführung ist zum einen notwendig, um es den Netzbetreibern zu ermöglichen, die Mengen nach und nach in das Planwertmodell zu überführen und so das Risiko des Modellwechsels zeitlich zu verteilen. Zum anderen erfordert die Überführung auch auf Seiten der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter lange

Ankündigungsfristen und ist nur zu wenigen Terminen im Jahr möglich. Umgekehrt ist es nicht möglich, auf eine zeitliche Zielvorgabe zu verzichten. Das EnWG befristet die Aussetzung des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber für Anlagen mit Anschluss ans Verteilernetz bis zum 31.12.2031. Nach Ablauf dieser Frist wird es notwendig sein, auch für SR, die bis dahin nicht in das Planwertmodell überführt wurden, einen bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber zu etablieren. Um die damit verbundenen Risiken zu minimieren, ist es zweckmäßig, wenn rechtzeitig vorher die für Redispatch wesentlichen SR in das Planwertmodell überführt wurden. Dass die Überführung dabei schon zu Anfang 2031 abgeschlossen sein soll, obwohl die gesetzliche Frist erst Ende 2031 ausläuft, ist dem Umstand geschuldet, dass so noch ein zeitlicher Spielraum besteht, um auftretende Fehler zu beheben, Probleme zu lösen und Verzögerungen abzubauen.

Abschnitt 2.3.2 regelt das Zuordnungsverfahren.

Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch elektronische Mitteilung des ANB an den LF, EIV und BTR in bundesweit einheitlichen Formaten. Es ist sicherzustellen, dass der LF der betroffenen SR – also meist der Direktvermarkter – sowie der EIV und der Betreiber der TR rechtzeitig über den Wechsel der Zuordnung informiert sind. Soweit Connect+ in der zweiten Marktkonsultation vorbringt, durch die Einbindung des BTR würden hohe Aufwände für die jeweiligen Unternehmen und die Netzbetreiber (bzw. den Data Provider) generiert, weswegen eine Informationsversorgung zumindest vorerst im Innenverhältnis zwischen EIV und dem BTR zu bevorzugen sei, ist die Pflicht zur Information des EIV sowie des BTR nach der ersten Marktkonsultation auf Hinweis zahlreicher Konsultationsteilnehmer ergänzt worden. Insoweit kann die Beschlusskammer nicht erkennen, dass aus Sicht der betroffenen Unternehmen eine Einbindung des BTR problematisch erscheint. Ferner muss die Information nicht notwendigerweise über den Data Provider erfolgen. Auch die von Connect+ vorgeschlagene indirekte Information ist prozessual zulässig.

Eine Information des Anlagenbetreibers über den Wechsel ins Planwertmodell ist dagegen nicht vorgesehen. Der Anlagenbetreiber ist im Gegensatz zum BTR keine Marktrolle im Rahmen der Marktkommunikation. Zwar adressiert § 13a EnWG den Anlagenbetreiber. Wenn dieser aber die Wahrnehmung der Marktrolle BTR einem Dienstleister überträgt, so ist die Information zwischen ihm und seinem Dienstleister bilateral zu organisieren.

In der ersten Konsultation wurde die Frage aufgeworfen, wie mit dem Wechsel der Inhaberschaft der Marktrolle LF umzugehen ist. Die Beschlusskammer sieht auch hinsichtlich dieser prozessualen Detailfrage davon ab, strikte Vorgaben zu machen.

Es ist klarzustellen, dass es für die Wirksamkeit der Überführung nicht auf eine Bestätigung oder gar Zustimmung des LF ankommt. Auch eine Ablehnung der Überführung ins Planwertmodell durch den LF oder Anlagenbetreiber ist nicht vorgesehen. Würde die Überführung von einer solchen Mitwirkung abhängen, wäre zu befürchten, dass dies in zahlreichen Fällen zur Verzögerung oder zum Scheitern der Überführung führte und ein Großteil der SR nicht ins Planwertmodell überführt würde. Da eine Mischung der Bilanzierungsmodelle in einem Cluster nicht zulässig ist (s. o.), würde dies das Ausrollen des Planwertmodells massiv behindern. Letztlich käme dies einem Wahlrecht des Anlagenbetreibers gleich, was aus den genannten Gründen abzulehnen ist.

Mit der ausdrücklichen Vorgabe zur Zuordnungsmitteilung in einem bundesweit einheitlichen Format greift die Beschlusskammer eine Forderung der Direktvermarkter und BKV auf. Diese haben damit die Möglichkeit, den Wechsel in das Planwertmodell in ihren EDV-Systemen zu implementieren und somit aufwandsarm umzusetzen.

Die elektronische Mitteilung beinhaltet mindestens die Bezeichnung der SR mit ihrer SR-ID, das Datum der Wirksamkeit der Zuordnung und die Nennung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB. Diese Informationen werden vom EIV und vom BKV der SR zwingend benötigt, um das Planwertmodell zum gegebenen Zeitpunkt anwenden zu können.

Soweit gefordert wird, die Zuordnung einer Anlage zum Bilanzierungsmodell im Marktstammdatenregister zu hinterlegen, ist dies mangels Ermächtigungsgrundlage betreffend die Inhalte des MaStR nicht im Rahmen der gegenständlichen Festlegung zu regeln. Da die Zuordnung zum Planwertmodell dem LF, dem EIV und dem BTR mitgeteilt werden muss, ist sie insoweit allen relevanten Markttrollen bekannt.

In der ersten Marktkonsultation wurde vorgebracht, dass die Netzbetreiber an geeigneter Stelle veröffentlichen sollen, an welche Verteilernetze SR angeschlossen sind, die ins Planwertmodell überführt werden. Dem ist zu widersprechen, da anderenfalls die Gefahr von Unstimmigkeiten zwischen den veröffentlichten Informationen und den tatsächlichen Überführungen bestünde. Die Klärung dieser Unstimmigkeiten würde ggf. zu Mehrauf-

wänden und Verzögerungen führen, so dass die Vorgabe eines einzigen, aber verbindlichen Meldeweges unkomplizierter und effizienter ist. Eine rechtzeitige Information der beteiligten Marktrollen ist durch die Vorgabe in der BilAReM sichergestellt. Ein öffentliches Interesse an den Informationen ist dagegen nicht ersichtlich.

Es wird vorgegeben, dass die Mitteilung bei Überführung aus dem Prognosemodell spätestens sechs Monate vor der Wirksamkeit der Zuordnung zu erfolgen hat. Die Frist von sechs Monaten ist nötig, aber auch ausreichend, um es dem BTR, dem EIV, dem LF und – vor allem – dem BKV des LF zu ermöglichen, den Wechsel in das Planwertmodell umzusetzen.

Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber, wenn entsprechende Datenformate anwendbar sind. Die Überführung erfolgt also nur zum Quartalsanfang. Die Beschlusskammer kommt damit der Forderung der Direktvermarkter nach, da bei einer Änderung des Bilanzierungsmodells jeweils Änderungen der Direktvermarktungsverträge erforderlich sind und mit der Überführung eine Umstellung bei der Bilanzkreisbewirtschaftung und der Abrechnung mit den Anlagenbetreibern verbunden ist. Die Beschlusskammer folgt aber nicht der weitergehenden Forderung, die Überführung ausschließlich zum 01.01. eines Jahres zu ermöglichen. Dies würde dazu führen, dass sehr große Erzeugungsleistungen gleichzeitig in das Planwertmodell überführt würden. Dieses Szenario sollte aus Gründen der Systemsicherheit vermieden werden. Die vierteljährlichen Überführungstermine ermöglichen eine schrittweise Überführung, was es erleichtert, etwaige Fehler und Probleme zu erkennen und zu beseitigen und das Risiko systemgefährdender Zustände zu minimieren. Es ist möglich und zumutbar, in den Direktvermarktungsverträgen den unterjährigen Wechsel des Bilanzierungsmodells abzubilden.

Die ÜNB tragen vor, die genannten Überführungszeitpunkte seien für die Systemführung ungeeignet (Feiertage, Wochenenden usw.). Eine Verschiebung verursache bei der Abrechnung Probleme. Der 01.01. sei als Feiertag ungeeignet, da nur eine Notfallbesetzung an Personal erreichbar sei, während der 01.04. und 01.10. typische Termine für Formatwechsel und die betroffenen Mitarbeiter daher bereits ausgelastet seien. Deshalb sollten Termine nicht vorgegeben werden, sondern in der Prozessbeschreibung Berücksichtigung finden. Dies ist abzulehnen. Die in der BilAReM genannten Daten entsprechen be-

reits einem Kompromiss zwischen den Interessen der ÜNB und denen der Direktvermarkter. Sollte der Quartalsbeginn etwa ungünstig auf einen Feier- oder Wochenendtag fallen und deswegen Probleme für die Systemführung erwartet werden, so steht es den ÜNB frei, diesem Termin nicht zu nutzen. Personellen Engpässen dagegen ist im Rahmen der innerbetrieblichen Organisation zu begegnen.

Der Wechsel ist erst dann möglich, wenn entsprechende Datenformate anwendbar sind. In der zuletzt konsultierten Version der BilAReM wurde als frühestmöglicher Wechseltermin der 01.01.2027 angegeben. Da die tatsächliche Umsetzbarkeit voraussetzt, dass zunächst entsprechende Prozesse und Formate vorliegen, wird nunmehr an die Anwendbarkeit der Datenformate angeknüpft. Diese werden von EDI@Energy entwickelt. Eine entsprechende Umsetzungsfrist wird ebenfalls von EDI@Energy vorgegeben. Bis zur Anwendbarkeit können Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber rechtzeitig ihre Verträge anpassen. Der Zeitraum kann von den Netzbetreibern zur Auswahl von SR genutzt werden. Alle Betroffenen können aber einvernehmlich auch schon vorher SR überführen.

Der ANB testet rechtzeitig vor Wirksamkeit der Überführung die Funktionsfähigkeit der für die Abwicklung des Planwertmodells erforderlichen Kommunikation mit den betroffenen Marktrollen. Diese Regelung basiert sinngemäß auf Vorschlägen der ÜNB und des BDEW aus der ersten Marktkonsultation. Insoweit kann die von den ÜNB in der zweiten Marktkonsultation vorgeschlagene Streichung der Vorschrift nicht nachvollzogen werden, zumal für die Streichung keine Begründung aufgeführt wurde. Um sicherzustellen, dass das Planwertmodell nach Wirksamwerden der Zuordnung ordnungsgemäß umgesetzt werden kann und Probleme rechtzeitig erkannt und vermieden werden können, ist es aus Sicht der Beschlusskammer sinnvoll, vor Wirksamwerden der Überführung die Kommunikationsketten vollständig zu testen. Die Befürchtung der Wemag AG, wonach jeder ANB abweichende Tests entwickeln könne, solange nicht präzisiert werde, was genau in welcher Form zu testen ist, ist unbegründet: Die Netzbetreiber haben nach Kapitel 6 der BilAReM eine massengeschäftstaugliche Kommunikation zu ermöglichen, welche umfasst, dass sie geeignete Testumgebungen zur Verfügung stellen, die Kommunikationspartnern den Test der Kommunikation außerhalb des Wirkbetriebs ermöglichen (Kapitel 6.5 der BilAReM). Daher ist eine Vereinheitlichung von Inhalt und Form der Tests gewährleistet. Alle betroffenen Marktrollen sind gehalten, an diesen Tests mitzuwirken und ggf. festgestellte

Mängel zu beseitigen. Vor der Zuordnungsentscheidung kann die Erprobung auch durch Pilotprojekte erfolgen, sofern alle Beteiligten ihre Zustimmung erteilt haben.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer Regelungen für die Zuordnung von neuen SR zum Planwertmodell ergänzt. Danach erfolgen die Mitteilungen bei neu eingerichteten SR spätestens fünf Werkzeuge vor dem Tag der geplanten Inbetriebnahme der ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wenn dem ANB alle dafür erforderlichen Informationen vom BTR oder EIV mindestens zehn Werkzeuge vor der geplanten Inbetriebnahme mitgeteilt wurden, andernfalls spätestens fünf Werkzeuge nach der vollständigen Information. Die Zuordnung wird mit Inbetriebnahme ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wirksam. Die Ergänzungen waren notwendig, denn sie dienen dem Schutz des LF und des BKV. Die Beteiligten sollen nicht von der Zuordnung überrascht werden und in die Lage versetzt werden, entsprechende Vorkehrungen zu treffen.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer klargestellt, dass eine „Rückkehr“ ins Prognosemodell nicht zulässig ist. Dies gilt auch dann, wenn eine SR – etwa aufgrund des Netzausbaus – nicht mehr in dem Maße wesentlich für den Redispatch ist wie im Zeitpunkt der Überführung ins Planwertmodell. Die Beschlusskammer wird diese Frage neu bewerten, wenn die gesetzliche Übergangsfrist nach § 14 Abs. 1 Satz 3 EnWG ausläuft. Eine Überführung von einem Bilanzierungsmodell ins andere verursacht bei allen Beteiligten Umsetzungsaufwand. Es müssen nicht nur die Prozesse umgestellt, sondern ggf. auch die Vertragsgrundlagen zwischen Anlagenbetreiber und LF bzw. Anlagenbetreiber und EIV geändert werden. Würde man – wie von den Konsultationsteilnehmern teilweise gefordert – Hinderungsgründe gegen die Überführung oder eine Rückkehr ins Prognosemodell bei Umsetzungsproblemen im Planwertmodell zulassen, wäre zu befürchten, dass das Ausrollen des Planwertmodells verzögert würde. Dementsprechend können weder dauerhafte prozessuale Schwierigkeiten, z. B. aufgrund fehlerhafter Einschätzung bezüglich der Eignung der betroffenen Prozessteilnehmer, noch betriebliche Schwierigkeiten ein Grund für eine Rückabwicklung einer Überführung ins Planwertmodell sein. Diesen Schwierigkeiten ist mit anderen Mitteln beizukommen. So kann beispielsweise der Redispatch-Abwurf als vorbeugende Limitierung erfolgen oder mit einer vorbeugenden Limitierung ergänzt werden. Die ÜNB haben angekündigt, die vorbeugende Limitierung im Rahmen der Prozessentwicklung auszugestalten, was die Beschlusskammer begrüßt. So kann sichergestellt werden, dass die vorbeugende Limitierung auf absehbare Zeit im Massenprozess Anwendung finden kann.

Dies schließt nicht aus, dass etwa im Rahmen von Pilotprojekten die Anwendung des Planwertmodells getestet wird. Eine ausdrückliche Regelung in der BilAReM ist dafür nicht erforderlich. Es genügt, wenn sich die Beteiligten einig sind, dass es sich nicht um eine endgültige Überführung, sondern um ein Pilotprojekt handelt.

Soweit vorgetragen wird, bei einem Wechsel des LF oder EIV werde eine Rückfalloption für den Fall benötigt, dass die Überführung der SR bzw. das Aufsetzen der Prozesse zwischen ANB und neuem LF oder EIV längere Zeit in Anspruch nehmen, liegt es in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, sich einen Vertragspartner zu suchen, der die Prozesse fristgerecht umsetzen kann. In betrieblicher Hinsicht ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, Schwierigkeiten vorzubeugen bzw. diese zu beseitigen und die Anwendung des Planwertmodells zu ermöglichen.

Eine Rückkehr ins Prognosemodell ist entgegen der Auffassung von EnBW auch nicht dann zulässig, wenn die Anforderungen an das Planwertmodell vom Netzbetreiber nicht erfüllt werden. Denn die Erfüllung dieser Voraussetzungen durch alle Netzbetreiber wird durch Tenorziffer 6 vorgegeben.

3.2.3 Ausfallarbeit

Kapitel 3 der BilAReM macht Vorgaben zur Berechnung der Ausfallarbeit und basiert auf dem Kapitel 3 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059.

3.2.3.1 Die Beschlusskammer hat auf Anregung aus der Konsultation klargestellt, dass die Ausfallarbeit auf der Aggregationsebene der TR bestimmt wird. Dies ist zweckmäßig, da die so festgestellte Ausfallarbeit auch für die Berechnung des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1, Abs. 1c Satz 1) EnWG genutzt werden kann. Da die TR oftmals unterschiedliche spezifische Redispatch-Kosten aufweisen, wäre die Aggregationsebene der SR nicht ausreichend.

Die Beschlusskammer hat ferner ausdrücklich geregelt, wie marktllokationsscharfe Werte, die für die Bestimmung der Ausfallarbeit verwendet werden – also die Netzeinspeisung oder -entnahme –, auf die TR „hinter“ dieser Marktllokation aufgeteilt werden. Die Beschlusskammer hält eine entsprechende Anwendung der gesetzlichen Regelung des § 24 Abs. 3 Satz 2 EEG 2023 für zweckmäßig. Danach erfolgt die Aufteilung bei gleichartigen Anlagen im Regelfall anhand der installierten Leistung, bei Windenergie an Land anhand

des Referenzertrags. Diese Aufteilungslogik ist für EE-Anlagen etabliert und damit leicht übertragbar.

3.2.3.2 **Kapitel 3.1** betrifft die Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung. Der Wert der Leistungslimitierung beschreibt die Leistung, die aufgrund des Redispatch-Abrufs gefahren wurde.

Die Beschlusskammer differenziert dabei – wie bisher – zwischen Aufforderungs- und Duldungsfall. Zwar hat die Beschlusskammer auf Anregung im Rahmen der ersten Konsultation eine Variante zur Konsultation gestellt, in der Aufforderungs- und Duldungsfall gleichbehandelt wurden. Aufgrund der Stellungnahmen in der zweiten Konsultation nimmt die Beschlusskammer davon aber Abstand.

Danach ist im Aufforderungsfall beim positiven Redispatch der Wert der Leistungslimitierung das Minimum aus tatsächlicher Leistung und der vom Netzbetreiber vorgegebenen Leistung; beim negativen Redispatch das Maximum aus den beiden Größen. Damit trägt im Aufforderungsfall der BKV des LF das Risiko, dass die Redispatch-Anweisung korrekt umgesetzt wird. Das ist sachgerecht, da die Umsetzung der Redispatch-Maßnahme im Aufforderungsfall in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers fällt.

Dagegen hält die Beschlusskammer für den Duldungsfall daran fest, dass allein auf die tatsächliche Leistung abzustellen ist. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass das Steuersignal für die Steuerung der SR im Duldungsfall vom Netzbetreiber gegeben wird und damit in seine Risikosphäre fällt. Zwar fällt es in die Verantwortung des Anlagenbetreibers, sicherzustellen, dass das Steuersignal durch die SR bzw. die enthaltenen TR korrekt umgesetzt wird. Dies könnte dafür sprechen, auch hier wie im Aufforderungsfall vorzugehen. Es obliegt aber dem ANB, die korrekte Steuerbarkeit der SR sicherzustellen (§ 12 Abs. 2a EnWG). Dies hat der Gesetzgeber mit der Einführung des Steuerbarkeitstests in § 12 Abs. 2b EnWG betont. Es ist daher dem Netzbetreiber zuzumuten, das Risiko der nicht korrekten Umsetzung des Steuersignals zu tragen.

Es kommt hinzu, dass der Alternativvorschlag voraussetzt, dass der vom Netzbetreiber vorgegebene Leistungswert bekannt ist. Das ist im Aufforderungsfall gegeben, da der Wert sich aus dem Redispatch-Abruf bestimmen lässt. Im Duldungsfall kommt es aber in der Praxis vor, dass der im Redispatch-Abruf mitgeteilte Wert von dem tatsächlichen

Steuersignal des ANB abweicht. Dieses Risiko fällt in die Sphäre des ANB, da er sowohl den Redispatch-Abwurf als auch das Steuersignal verantwortet.

Zwar kann die Beschlusskammer die Motivation der Konsultationsteilnehmer nachvollziehen, die auf eine Angleichung der Methoden gedrängt haben. Sie erkennt, dass im Falle einer frühzeitigen Steuerung durch den Netzbetreiber – etwa, weil die Steuerung einer Vielzahl von Anlagen nicht schneller möglich ist – im Pauschalverfahren eine Situation eintreten kann, in der die errechnete Ausfallarbeit zu hoch ist. Dies bekräftigt das Vorhaben der Beschlusskammer, das Pauschalverfahren auslaufen zu lassen (s. u. unter 3.2.3.3.1). Bis dahin überwiegen die oben angeführten Gründe gegen eine Angleichung. Soweit in der Konsultation dagegen eingewandt wurde, dass fehlerhaft gelebte Prozesse einzelner Akteure kein Grund für einen methodischen Fehler bei der Ausfallarbeitsberechnung sein können, weist die Beschlusskammer darauf hin, dass von einem methodischen Fehler nicht die Rede sein kann. Vielmehr gibt es im Duldungsfall aufgrund der geteilten Verantwortung zwischen ANB und Anlage gute Gründe für beide Sichtweisen. Aus den aufgeführten Gründen hält die Beschlusskammer an der bisherigen Sichtweise fest. Es kann daher offenbleiben, ob die Prozesse tatsächlich nur von einzelnen Akteuren fehlerhaft gelebt werden.

Auf Hinweis des BDEW wurde klargestellt, dass sich bei der Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung die „Vorgabe des Netzbetreibers“ aus der Redispatch-Abwurfinformation ergibt. Ergänzend wurde in Abschnitt 6.3.1 klargestellt, dass die Abwurfinformation auch erfolgen muss, wenn die dort vorgesehene Frist nicht eingehalten wurde.

Die Beschlusskammer hat des Weiteren eine Klarstellung aus dem Umsetzungsfragenkatalog¹⁴ sinngemäß übernommen. Nach Umsetzungsfrage Redispatch_016 ist für die Berechnung des Werts der Leistungslimitierung grundsätzlich auf einen Erzeugungszähler abzustellen. Andernfalls würde im Duldungsfall ein etwaiger Eigenverbrauch vor der Netzeinspeisung nicht korrekt berücksichtigt. Wenn aber die Messung der Erzeugung nicht möglich ist, weil in Fällen von Eigenverbrauch kein Erzeugungszähler vorhanden ist, ist auf die Einspeisung an der MaLo abzustellen, die gemäß Referenzertrag oder Standortertrag bei Windenergie oder gemäß installierter Leistung auf die einzelnen TR heruntergebrochen wird. Dabei sind Nichtbeanspruchbarkeiten zu berücksichtigen. Dadurch

¹⁴ Umsetzungsfragenkatalog, S. 19 ff.

wird die bestmögliche Annäherung an die tatsächliche Aufteilung der erzeugten Energie auf die verschiedenen TR erreicht. Soweit der BEE anregt, im Falle eines Speichers oder Selbstverbrauchs zwingend die Installation eines Erzeugungszählers vorzuschreiben, ist darauf hinzuweisen, dass diese Festlegung keine Zähl- und Messkonzepte regelt. Grundsätzlich hat es aber gerade die Anlagenseite in der Hand, die Zähler zu installieren, die sie für erforderlich hält. Es bedarf also insoweit keiner Verpflichtung durch die Bundesnetzagentur.

Ferner wurde eine Vorgabe zur Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung bei Verwendung des Referenzprofilverfahrens ergänzt. Die Regelung übernimmt sinngemäß die Umsetzungsfrage Redispatch_018 aus dem Umsetzungsfragenkatalog¹⁵. Danach entspricht in diesem Fall der Wert der Leistungslimitierung dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Extremwert. Dies ist notwendig, da keine gemessenen Ist-Werte vorhanden sind.

3.2.3.3 Kapitel 3.2 betrifft die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung im Falle des negativen Redispatch.

3.2.3.3.1 Die Beschlusskammer hat sich entschlossen, mittelfristig die Pauschal-Abrechnung für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung abzuschaffen. Die Pauschal-Abrechnung ist nicht geeignet, die Ausfallarbeit von Redispatch-Maßnahmen mit diesen Anlagen ausreichend genau zu bestimmen. Denn ihr liegt die Annahme zugrunde, dass das Darangebot des Primärenergieträgers während der Redispatch-Maßnahme weitgehend unverändert bleibt. Das mag bei kurzen Redispatch-Maßnahmen im Einzelfall näherungsweise zutreffen, bei längeren Maßnahmen aber nicht.

Die Abschaffung der Pauschal-Abrechnung ist möglich, da mit der vereinfachten Spitzabrechnung ein Verfahren zur Verfügung steht, das bessere Ergebnisse liefert, ohne dass dafür eine Messung der Primärenergie an der Anlage erfolgen muss. Die vereinfachte Spitzabrechnung findet dann Anwendung, wenn der Anlagenbetreiber keine andere Wahl trifft. Um die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung zu erleichtern, sind die Netzbetreiber aufgefordert, massengeschäftstaugliche Kommunikationsprozesse zu entwickeln und anzuwenden (vgl. Abschnitt 6.4.4 der BilAReM).

¹⁵ Umsetzungsfragenkatalog, S. 23 ff.

Um einen reibungslosen Wechsel in die Spitzabrechnung oder vereinfachte Spitzabrechnung zu ermöglichen, tritt die Abschaffung der Pauschal-Abrechnung in Bestandskonstellationen mit Ablauf des 31.12.2028 in Kraft. Damit haben alle Beteiligten ausreichend Zeit, sich auf die Anwendung der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung vorzubereiten. Die Pauschal-Abrechnung ist jedoch rechtzeitig vor Auslaufen der gesetzlichen Übergangsregelung zum bilanziellen Ausgleich von Anlagen mit Anschluss an ein Verteilernetz zu beenden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass es beim bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber zu einer Kombination von Pauschal-Abrechnung mit dem Prognosemodell kommt. Dies ist nach den überzeugenden Ausführungen des Sachverständigen zu vermeiden. Denn dies würde erfordern, dass die Netzbetreiber bei der Prognose der Ausfallarbeit durch Redispatch-Maßnahmen die Pauschal-Abrechnung und nicht die dargebotsabhängige Prognose zugrunde legen. Dies würde zu einem Bruch in den Prognose- und Planungsprozessen der ÜNB führen und war einer der Gründe für die Beendigung der Pilotprojekte aufgrund von erheblichen Risiken für die Systembilanz. Soweit dagegen eingewendet wird, dass man sich mit der Pauschal-Abrechnung den Aufwand sparen könnte, Wetterdaten zu beschaffen oder auszutauschen, überzeugt dies nicht. Denn mit der Ersatzwertbildung durch den ANB ist kein Austausch von Wetterdaten erforderlich.

Trifft der Anlagenbetreiber bis zur Abschaffung der Pauschalabrechnung keine Zuordnung, wechseln die Anlagen in die vereinfachte Spitzabrechnung. Dies ist sinnvoll, da stets Wetterdaten zur Verfügung stehen. Dagegen werden nicht in jedem Fall geeignete Messwerte vorliegen, so dass die Spitzabrechnung nicht als Auffangverfahren in Frage kommt.

Eine besondere Übergangsregelung gilt für Anlagen, für die noch keine viertelstundenscharfe Erfassung der Einspeisung vorliegt oder vorliegen muss. Dies betrifft Anlagen, die weder nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit einer technischen Einrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber auszustatten sind noch nach dem Messstellenbetriebsgesetz mit einer viertelstundenscharfen Messeinrichtung. Für diese ist die Anwendung der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung nicht möglich, da kein Korrekturfaktor bestimmt werden kann. Es findet daher die bisherige Pauschal-Abrechnung weiter Anwendung, bis eine viertelstundenscharfe Messung vorgenommen wird. Das ist spätestens der Fall, wenn ein intelligentes Messsystem installiert wird.

Für Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung bleibt die Pauschal-Abrechnung erhalten (s. u. unter 3.2.3.4).

3.2.3.3.2 Die ÜNB haben in der zweiten Konsultation vorgeschlagen, Regelungen zur Bestimmung der Ausfallarbeit von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung für den positiven Redispatch vorzusehen. Sie haben allerdings keine konkreten Vorschläge vorgelegt, wie solche Regelungen aussehen könnten. Die Erarbeitung und anschließende Konsultation derartiger Regelungen durch die Bundesnetzagentur hätte das Festlegungsverfahren um voraussichtlich sechs bis zwölf Monate verzögert. Die Beschlusskammer hat sich daher dagegen entschieden, diese spät vorgebrachte Anregung der ÜNB aufzugreifen. Die Beschlusskammer kann derzeit auch kein dringendes Bedürfnis dafür erkennen, diese Frage per Festlegung zu regeln, da der Einsatz von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung für den positiven Redispatch nur sehr selten vorkommt. Die Bestimmung der Ausfallarbeit kann daher in diesen Fällen bilateral abgestimmt werden.

3.2.3.3.3 Bei der vereinfachten Spitzabrechnung folgt die Beschlusskammer einem Vorschlag der EnBW, auf die ausdrückliche Nennung der Möglichkeit einer individuellen Vereinbarung von Anlagenbetreiber und ANB hinsichtlich der zu verwendenden Wetterdaten zu verzichten. Dadurch soll die Massengeschäftstauglichkeit verbessert werden. Liefert der Anlagenbetreiber nicht bis zum Ende des vierten Werktags des Folgemonats Wetterdaten, finden ohnehin die vom ANB gebildeten Ersatzwerte Anwendung, so dass eine individuelle Absprache nicht erforderlich ist. Auf Anregung der EnBW hat die Beschlusskammer aber ausdrücklich die Möglichkeit erwähnt, im Falle von Ausfällen bei der Erfassung oder Übermittlung der Wetterdaten geeignete Ersatzwerte an den ANB zu übermitteln.

Ferner folgt die Beschlusskammer einer Anregung der Denker & Wulf AG, für die Lieferung der Wetterdaten durch den Anlagenbetreiber eine feste Frist anstatt einer „unverzöglichen“ Lieferverpflichtung vorzusehen.

Dagegen folgt die Beschlusskammer nicht dem Vorschlag, stets einen Vorrang von Messdaten von Referenzanlagen vor Wetterdaten vorzusehen. Die Beschlusskammer möchte nicht durch zu strikte Vorgaben sinnvolle und pragmatische Lösungen in der Praxis erschweren. Ebenso wenig folgt die Beschlusskammer dem Vorschlag der ÜNB, einen generellen Vorrang der Spitzabrechnung vor der vereinfachten Spitzabrechnung vorzuse-

hen. Zwar stimmt die Beschlusskammer zu, dass die Spitzabrechnung wegen der grundsätzlich genaueren Ergebnisse vorzugswürdig ist. Die Spitzabrechnung ist aber von der Messung und Übermittlung von Wetterdaten auf Anlagenseite abhängig. Andernfalls muss der Netzbetreiber ohnehin Ersatzwerte verwenden, was faktisch der vereinfachten Spitzabrechnung entspricht. Es ergibt daher keinen Sinn, den Anlagenbetreiber gegen seinen Willen in die Spitzabrechnung zu zwingen.

Soweit in der Konsultation gefordert wurde, klare Regelungen zur Verantwortlichkeit bei der Abrechnung zu definieren, weist die Beschlusskammer darauf hin, dass sie die Fortentwicklung von Abrechnungsprozessen vorschlägt. Detailregelungen zu Prozessfragen im Kapitel 3 der BilAReM sind dagegen nicht sinnvoll.

Soweit von der Beigeladenen vorgeschlagen wurde, einen Wechsel aus der Spitzabrechnung in die vereinfachte Spitzabrechnung ohne Angabe von Gründen immer zuzulassen, damit der Anlagenbetreiber beispielsweise auf unzuverlässige oder falsche Messdaten reagieren kann, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante für ein Jahr soll eine situationsabhängige Optimierung des Anlagenbetreibers vermeiden. Zudem ist bei fehlenden oder falschen Messdaten kein Wechsel in die vereinfachte Spitzabrechnung erforderlich, weil bei fehlender Übermittlung von Wetterdaten der ANB ohnehin Ersatzwerte bilden muss.

Die Beschlusskammer übernimmt nicht den Vorschlag von UNIPER, einen monatlichen Wechsel der Abrechnungsvariante zu ermöglichen. Die bisherige jährliche Wechselmöglichkeit ist seit vielen Jahren etabliert. Eine häufigere Wechselmöglichkeit erhöht den Aufwand und erleichtert eine unbillige Optimierung des Anlagenbetreibers.

3.2.3.3.4 Der BEE hält eine Ergänzung der Berechnung der Ausfallarbeit für den Fall von sog. Co-located-Speichern für erforderlich. Es sei eine Korrektur der Ausfallarbeit durch den Abzug von ggf. eingespeicherten Mengen erforderlich. Dazu ist anzumerken, dass nach geltender Rechtslage die Redispatch-Anweisung auf die Erzeugungsanlage gerichtet ist. Die Anweisung des Netzbetreibers, die Erzeugungsleistung zu reduzieren, muss daher durch die Erzeugungsanlage selbst umgesetzt werden. Sie darf nicht dadurch umgesetzt werden, dass der Strom zwar erzeugt, aber direkt eingespeichert wird. Vielmehr kann der Speicher Gegenstand einer separaten Redispatch-Anweisung sein. Gerade in Fällen, in denen der Netzbezug zum Füllen von Speichern dazu führen kann, negativen Redispatch mit EE-Anlagen an anderer Stelle zu vermeiden, ist eine Redispatch-

Anweisung gegenüber dem Speicher sinnvoll, um den Verlust von EE-Strom insgesamt zu minimieren.

Anders stellt sich jedoch die Situation dar, in denen die Einspeicherung des EE-Stroms vorab als Selbstversorgung mit EE-Strom dem Netzbetreiber mitgeteilt wurde. In diesem Fall hat der Netzbetreiber im Regelfall die Redispatch-Anweisung dahingehend vorzunehmen, dass dieser Selbstverbrauch nicht zum Gegenstand des negativen Redispatch wird. Dies setzt voraus, dass die Steuertechnik eine entsprechend differenzierte Steuerung der EE-Anlage ermöglicht. Findet eine Redispatch-Maßnahme statt, ist der zum Zwecke der Einspeicherung vorgesehene EE-Strom bei der Bestimmung des Werts der Leistungsmitrierung zu berücksichtigen. Es bedarf daher keines weiteren Abzugs der beim Einspeichern verbrauchten Strommengen.

Der Beschlusskammer ist bewusst, dass mit diesen Ausführungen keine vollumfängliche Regelung der Konstellationen erfolgt ist, die bei einer Kombination von EE-Erzeugung und Speichern auftreten können. Die Beschlusskammer ist offen für Vorschläge, wie die Regelungen – innerhalb des rechtlichen Rahmens – fortentwickelt werden können.

3.2.3.3.5 Die WEMAG regt an, im Rahmen der Bestimmung der Ausfallarbeit die Definition der Nichtbeanspruchbarkeit dahingehend zu ergänzen, dass nur solche Nichtbeanspruchbarkeiten berücksichtigt werden, die auf die Erzeugungsleistung der Anlage wirken. Dies sei beispielsweise bei Außeneinflüssen oder Wärmelieferverpflichtungen nicht der Fall. Dazu ist festzustellen, dass lediglich Nichtbeanspruchbarkeiten im Sinne des Datenpunkts 4.3.1 gemeint sind. Danach beschreiben Nichtbeanspruchbarkeiten „die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen)“. Der Anregung der WEMAG ist also bereits Genüge getan. Wärmelieferverpflichtungen fallen dagegen gerade nicht unter die Nichtverfügbarkeiten.

3.2.3.3.6 Im **Abschnitt 3.2.2.1 zur Windenergie an Land** hat die Beschlusskammer in der Darstellung der Formel zur Berechnung der Ausfallarbeit den Korrekturfaktor (KF) als eigene Größe eingeführt und in einer eigenen Formel definiert. Dies dient der Übersichtlichkeit. Der Korrekturfaktor korrigiert die theoretische Erzeugung, die sich aus der Leistungskennlinie ergibt, anhand des Verhältnisses der tatsächlichen zur theoretischen Erzeugung. Dadurch wird sichergestellt, dass die Erzeugung, die sich ohne Redispatch-

Maßnahme mit dem tatsächlichen Winddargebot realisiert hätte, für die konkrete TR möglichst genau bestimmt werden kann.

Auf Anregung in der Konsultation hat die Beschlusskammer die Möglichkeiten zur Bestimmung des Korrekturfaktors dahingehend erweitert, dass auch Viertelstunden nach der Redispatch-Maßnahme genutzt werden können. Dadurch wird es leichter, einen geeigneten Zeitraum zu finden. Es finden die vier zusammenhängenden geeigneten Viertelstunden Anwendung, die zeitlich am nächsten zum Beginn der ersten Viertelstunde bzw. zum Ende der Redispatch-Maßnahme liegen. Auf Hinweise in der zweiten Konsultation hat die Beschlusskammer präzisiert, dass bei gleichem zeitlichem Abstand die Viertelstunde davor zu bevorzugen ist. Ferner hat die Beschlusskammer auf Hinweis von emsys die Verwendung von Viertelstunden aus dem Folgemonat ausgeschlossen. Dies ist darin begründet, dass die Ist-Werte noch bis zum vierten Werktag des Folgemonats korrigiert werden können. Die Berechnung der Ausfallarbeit könnte daher erst ab dem fünften Werktag des Folge-Folge-Monats der Redispatch-Maßnahme erfolgen.

Die Beschlusskammer folgt dagegen nicht dem Vorschlag, als Vergleichszeitraum einen ganzen Kalendertag ohne Redispatch-Maßnahme heranzuziehen. Dadurch würde es schwerer, einen geeigneten Vergleichszeitraum zu finden.

Ferner hat die Beschlusskammer klargestellt, dass sich die Vorgabe, wonach bei der Bestimmung des Korrekturfaktors nur Viertelstunden zu berücksichtigen sind, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 Prozent der Nennleistung beträgt, auf die einzelne TR bezieht. Die Beschlusskammer folgt damit den Umsetzungsfragen Redispatch_032 und Redispatch_048 aus dem Umsetzungsfragenkatalog¹⁶. Ferner hat die Beschlusskammer klargestellt, dass bei der Bestimmung des Korrekturfaktors für die Bestimmung von $P_{VZ,ist}$ und $P_{VZ,theo}$ stets dieselben Viertelstunden heranzuziehen sind. Sie folgt damit im Ergebnis der Umsetzungsfrage Redispatch_033 aus dem Umsetzungsfragenkatalog¹⁷. Ferner wurde die Berücksichtigung von marktbedingten Abregelungen und Nichtbeanspruchbarkeiten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit in der Formel dargestellt.

¹⁶ Umsetzungsfragenkatalog, S. 28 und S. 35 ff.

¹⁷ Umsetzungsfragenkatalog, S. 29 f.

Schließlich hat die Beschlusskammer Hinweise aus der Konsultation aufgegriffen, wonach bei neuen Windenergieanlagen nicht immer eine zertifizierte Leistungskennlinie gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2023 vorliegt. Solange diese Leistungskennlinie nicht vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der Windenergieanlage gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6¹⁸ verwendet.

Dagegen hat die Beschlusskammer nicht den Vorschlag der ÜNB übernommen, hinsichtlich der Ist-Werte ausdrücklich auf die Verwendung von SCADA-Messwerten abzustellen. Dem steht entgegen, dass nicht sichergestellt ist, dass stets verlässliche SCADA-Messwerte zur Verfügung stehen.

Abschnitt 3.2.2.2 regelt – wie bisher – die vereinfachte Spitzabrechnung für Windenergie an Land. Die Regelung ist im Wesentlichen unverändert. Die Beschlusskammer hat auf Anregung von Robotron lediglich ausdrücklich klargestellt, dass es Aufgabe des Netzbetreibers ist, im Falle von fehlenden Messwerten einer Referenzanlage passende Ersatzwerte zu bilden. Im Falle von Meinungsverschiedenheiten über die Ersatzwerte steht das Clearingverfahren gemäß Abschnitt 6.4.2 offen.

Im **Abschnitt 3.2.2.3** wird – wie bisher – die Pauschal-Abrechnung für Windenergie an Land beschrieben. Die Beschlusskammer hat die Umsetzungsfrage Redispatch_010 aus dem Umsetzungsfragenkatalog¹⁹ ausdrücklich übernommen. Danach werden marktbedingte Abregelungen und Nichtverfügbarkeiten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit berücksichtigt. Das ist zweckmäßig, da im Falle einer marktbedingten Abregelung oder einer Nichtverfügbarkeit die Redispatch-Maßnahme insoweit nicht ursächlich für die geänderte Erzeugung ist. Außerdem hat die Beschlusskammer auf Anregung des BDEW den Fall ausdrücklich geregelt, dass der errechnete Wert für P_0 , also der TR-scharfe Leistungswert vor der Redispatch-Maßnahme, größer ist als die installierte Leistung der TR. Da der Leistungsmittelwert nicht größer sein kann als die installierte Leistung, ist die Rechnung für P_0 in diesem Fall nicht plausibel, so dass der Wert auf die installierte Leistung gedeckelt wird.

¹⁸ Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 6, Revision 12 (Stand 28.11.2023) – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen; zu beziehen über FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin, <https://windfgw.de>.

¹⁹ Umsetzungsfragenkatalog, S. 14 ff.

Dies erfolgt durch eine entsprechende Ergänzung eines Min-Terms in der Berechnungsformel.

3.2.3.3.7 Der neue **Abschnitt 3.2.3** regelt die Ausfallarbeit bei **Windenergieanlagen auf See**. Für Windenergieanlagen auf See finden – wie bisher – die Spitzabrechnung oder die vereinfachte Spitzabrechnung nach den Vorgaben für Windenergieanlagen an Land Anwendung. In Abschnitt 3.2.3.2 führt die Beschlusskammer optional für das Spitzabrechnungsverfahren die Möglichkeit ein, zur Ermittlung des Korrekturfaktors das Wind-Bin-Verfahren zu wählen.

Das Wind-Bin-Verfahren kommt bereits bei der Entschädigung nach § 17e EnWG zur Anwendung und ist ein bei den betroffenen Akteuren etabliertes Verfahren. Beim Wind-Bin-Verfahren werden die Datenwerte von einem Monat herangezogen, nicht nur – wie im bisherigen Verfahren – die der vier Viertelstunden vor oder nach einer Maßnahme. Für jeden in einer Redispatch-Maßnahme vorkommenden Windgeschwindigkeitsbereich (Wind-Bin) wird ein Korrekturfaktor gebildet, der das Verhältnis der theoretischen Erzeugung und der tatsächlichen Erzeugung am Messpunkt für jeden Wind-Bin widerspiegelt. Das hat den Vorteil, dass der Korrekturfaktor auf einer breiteren und repräsentativeren Datenbasis berechnet wird, welche die tatsächlichen Gegebenheiten während der Redispatch-Maßnahme genauer nachbildet.

Anregungen aus der Konsultation folgend wurde das Wind-Bin-Verfahren als wählbare Alternative ausschließlich für Windenergieanlagen auf See ausgestaltet. Die Komplexität des Wind-Bin-Verfahrens z. B. bzgl. des hohen IT-, Datenverarbeitungs- und Personalaufwands lässt keine massentaugliche Umsetzung auch für Windenergieanlagen an Land zu. Für kleinere Anlagen ist der Aufwand unverhältnismäßig hoch. Außerdem sind zwar die ÜNB mit dem Verfahren vertraut, die VNB aber nicht. Wäre das Wind-Bin-Verfahren für Windenergieanlagen an Land wählbar, müssten alle VNB es umsetzen können, auch wenn es tatsächlich nicht genutzt würde.

Der im Rahmen der zweiten Konsultation seitens der ÜNB vorgebrachten Meinung, das Wind-Bin-Verfahren sei für Windenergieanlagen auf See als einziges verpflichtendes Verfahren einzuführen, folgt die Beschlusskammer nicht. Die überwiegende Mehrheit der Stellungnahmen spricht sich deutlich begründet für eine optionale Einführung für Windenergieanlagen auf See aus. Da die bisherige Methodik der Korrekturfaktorberechnung und die Wind-Bin-Methodik nach § 17e EnWG bereits parallel praktiziert werden, kann die

Beschlusskammer durch die Vorhaltung der beiden Korrekturfaktor-Berechnungsverfahren auch keinen Zusatzaufwand gegenüber dem Status Quo erkennen.

Auch dem Einwand der BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH, das Wind-Bin-Verfahren fände bei optionaler Einführung nur für Windenergieanlagen auf See keine signifikante Verbreitung, widerspricht die Beschlusskammer. Das Wind-Bin-Verfahren hat durch die Anwendung bei der Entschädigungsberechnung nach § 17e EnWG schon Verbreitung gefunden. Es liegt daher die Annahme nahe, dass es für Windenergieanlagen auf See auch für Redispatch Anwendung finden wird.

Aufgrund der Ausgestaltung des Wind-Bin-Verfahrens als Wahl-Verfahren ist vorgesehen, dass Anlagenbetreiber, die das Wind-Bin-Verfahren anwenden wollen, spätestens bis zum Stichtag 30.11. des Vorjahres für das folgende Kalenderjahr verbindlich die Anwendung des Wind-Bin-Verfahrens erklären. Die Festlegung für ein Kalenderjahr soll ein unterjähriges spontanes Wechseln zwischen den Verfahren zur Optimierung der Ausfallarbeitsberechnung unterbinden.

Auf Anregungen in der Konsultation wurde zur Vereinfachung des Verfahrens angenommen, dass die mittels Wind-Bin-Verfahrens für jede TR monatlich ermittelten Leistungsfaktoren (KF_{LBin}) für entsprechende Monate in den nächsten zwei Folgejahren gültig bleiben.

Soweit der BWO Bedenken gegen die einmalige Ermittlung des Verlustfaktors (KF_v) und dessen Gültigkeit über die gesamte Lebensdauer des Windparks äußert und fordert, der Verlustfaktor sei zusammen mit der Aktualisierung der Leistungsfaktoren (KF_{LBin}) regulär alle zwei Jahre zu überprüfen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Möglichkeit einer Neuberechnung des Verlustfaktors bei wesentlichen technischen Änderungen, die eine Veränderung der Verlustsituation zur Folge haben, ist bereits eröffnet und bedarf keiner formell festgelegten Regelmäßigkeit.

Auch die Anregung der Robotron, für das neue Verfahren der Korrekturfaktorberechnung im Rahmen der Spitzabrechnung bedürfe es der Einführung einer vierten Abrechnungsverfahren-Variante, in der der BTR einer zusätzlichen Datenlieferpflicht unterliege und dies solle entsprechend prozessual abgebildet werden, greift die Beschlusskammer nicht

auf. Da das Wind-Bin-Verfahren schon bei § 17e EnWG praktiziert wird und nur für Windenergieanlagen auf See gilt, ist die Entwicklung neuer massentauglicher Prozesse aus Sicht der Beschlusskammer nicht notwendig.

3.2.3.3.8 **Abschnitt 3.2.4** regelt die Ausfallarbeit bei **Solaranlagen**.

Im **Abschnitt 3.2.4.1** zum Spitzverfahren bei Solaranlagen hat die Beschlusskammer die Umsetzungsfragen Redispatch_026 und Redispatch_048 aus dem Umsetzungsfragenkatalog²⁰ übernommen. Die Ergänzungen betreffen die Identifikation eines geeigneten Vergleichszeitraums mit ausreichender Erzeugungsleistung. Sie sind aus Gründen der Klarstellung zweckmäßig. Hinsichtlich der Spitzabrechnung verweist die Beschlusskammer bewusst auf ein „an der Anlage“ installiertes Messgerät und verzichtet auf die im Übrigen vorgenommene Spezifizierung auf SR oder TR. Es ist nicht erforderlich, für jede TR ein eigenes Messgerät zu verwenden, wenn das Messgerät in ausreichender räumlicher Nähe installiert ist.

Ferner übernimmt die Beschlusskammer auf Vorschlag des BDEW die Möglichkeit, für den Vergleichszeitraum einen Zeitraum nach der Redispatch-Maßnahme zu wählen. Die Regelung entspricht sinngemäß der neuen Regelung für Windenergie an Land (s. o.).

Im **Abschnitt 3.2.4.3** wird – wie bisher – die Pauschal-Abrechnung für Solaranlagen beschrieben. Die Beschlusskammer übernimmt hier – ebenso wie für Windenergie, s. o. – die Berücksichtigung von marktbedingten Abregelungen und Nichtverfügbarkeiten. Darüber hinaus übernimmt die Beschlusskammer zur Klarstellung sinngemäß die Umsetzungsfrage Redispatch_037 aus dem Umsetzungsfragenkatalog²¹. Danach ist die theoretische Einspeisung durch die Wechselrichterleistung begrenzt. Werden mehrere TR über einen oder mehrere gemeinsame Wechselrichter angebunden, ist die Wechselrichterleistung anhand der installierten Leistung auf die einzelnen TR aufzuteilen. Die Begrenzung auf die Wechselrichterleistung ist sachgerecht, da eine höhere Einspeisung technisch nicht möglich ist.

²⁰ Umsetzungsfragenkatalog, S. 35 ff.

²¹ Umsetzungsfragenkatalog, S. 30.

3.2.3.4 Das **Kapitel 3.3** zur Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung wurde mit nur geringfügigen Anpassungen aus der Festlegung BK6-20-059 übernommen.

Für Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung bleibt die Pauschal-Abrechnung erhalten. Die Beschlusskammer folgt damit den Stellungnahmen aus der Konsultation der Eckpunkte, wonach die Pauschal-Abrechnung weiterhin sinnvoll sei, da nicht alle nicht-fluktuierenden Erzeugungsanlagen kurzfristig in das Planwertmodell überführt werden könnten. Die Beschlusskammer hält die Beibehaltung der Pauschal-Abrechnung insoweit übergangsweise noch für vertretbar, weil sie davon ausgeht, dass die meisten Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung in diesem Segment normalerweise selten den Arbeitspunkt wechseln. Dem liegt aber die Annahme zugrunde, dass diejenigen Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung, die eine hohe Relevanz für Redispatch-Maßnahmen der ÜNB haben, zügig in das Planwertmodell überführt werden, so dass die Pauschal-Abrechnung auf diese Anlagen keine Anwendung mehr findet.

Auf Hinweis der WEMAG hat die Beschlusskammer ausdrücklich geregelt, dass TR im Prognosemodell, für die regelmäßig korrekte Planungsdaten geliefert werden, der Spitzabrechnung zugeordnet werden können. Dies entspricht einer Regelung der BDEW-Umsetzungsfrage Redispatch_011²². Die Zuordnung erfolgt auf Wunsch des Anlagenbetreibers, es besteht aber kein Anspruch auf Zuordnung zur Spitzabrechnung.

Die Beschlusskammer hat zudem die Berücksichtigung von Nichtbeanspruchbarkeiten bei der Berechnung der Ausfallarbeit in den entsprechenden Formeln dargestellt.

3.2.3.5 Das neue **Kapitel 3.4** regelt die Korrektur der Ausfallarbeit bei einer Überbauung des Netzanschlusses. Dies ist notwendig, weil die Überbauung von Netzanschlüssen – die insgesamt installierte Erzeugungsleistung übersteigt die Leistung des Netzanschlusses – zunehmend Anwendung findet. Dadurch kann es vorkommen, dass die Summe der berechneten Ausfallarbeit zuzüglich etwaiger noch realisierter Einspeisung die Energiemenge übersteigt, die über die Anschlussleitung maximal hätte eingespeist werden können. In diesem Fall ist die Ausfallarbeit soweit einzukürzen, bis sie mit der Anschlussleistung vereinbar ist.

²² Umsetzungsfragenkatalog, S. 42 ff.

Die Beschlusskammer hatte einen konkreten Algorithmus zur Berechnung dieser Einkürzung zur Konsultation gestellt. Danach sollte im o. g. Fall die Ausfallarbeit der einzelnen TR anhand des Verhältnisses ihrer installierten Leistung zur Summe der installierten Leistung aller betroffener TR eingekürzt werden. Dieser Vorschlag ist in zahlreichen Stellungnahmen kritisiert worden. Zum einen wurde – zu Recht – bemängelt, dass der Vorschlag die etwaig vorhandene Einspeisung nicht berücksichtige. Diesen Fehler hat die Beschlusskammer korrigiert, indem sie ergänzt hat, dass eine Einkürzung der Ausfallarbeit bereits Anwendung findet, wenn die Anschlussleistung abzüglich der Einspeisung nicht für die Einspeisung der Ausfallarbeit genügt hätte. Zum anderen wurde aber die Sinnhaftigkeit der Vorgabe eines konkreten Algorithmus generell in Frage gestellt und auf seit längerem andauernde Bemühungen in der Branche verwiesen, eine Berechnungsmethode auszuarbeiten. Die Beschlusskammer hat sich daher entschlossen, zunächst keinen konkreten Algorithmus verbindlich vorzugeben, sondern jede sachgerechte Methode zuzulassen. Um jedoch zu vermeiden, dass in jedem Einzelfall zunächst eine „sachgerechte“ Methode ausgehandelt werden muss, wird die Einkürzung anhand der installierten Leistung ausdrücklich als ein sachgerechtes Vorgehen anerkannt.

Die Vorgaben des Kapitels 3.4 werden also erfüllt, wenn die Ausfallarbeit je TR wie folgt eingekürzt wird.

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

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

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

P_{anschl} : vertragliche oder – soweit diese kleiner ist – tatsächliche Anschlussleistung der Netzlokation abzüglich der Ist-Einspeisung über die Netzlokation in kW; falls die Wirkleistungseinspeisung auf einer anderen Ebene als der Netzlokation beschränkt ist, ist die Formel entsprechend anzuwenden

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

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

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

Diese Methode ist jedoch nicht verpflichtend, sondern vielmehr sind auch andere Methoden zulässig, solange sie zu sachgerechten Ergebnissen führen. So hat der BDEW im Nachgang zur zweiten Konsultation die Einkürzung anhand der nach Kapitel 3.2 oder 3.3

bestimmten Ausfallarbeit der einzelnen TR vorgeschlagen. Dies hält die Beschlusskammer ebenfalls für einen sachgerechten Weg. In jedem Fall ist erforderlich, dass der Netzbetreiber diskriminierungsfrei vorgeht.

Nicht sachgerecht sind Methoden, die nachträglich eine Optimierung der Zuordnung der Ausfallarbeit auf die einzelnen TR ermöglichen. Zwar kann – darauf hat die Pfalzwerke Netz AG zu Recht hingewiesen – die Netzanschlusskapazität auch durch Reduzierung der Erzeugung der Anlagen eingehalten werden. In diesem Fall haben die EIV jedoch eine entsprechende Nichtbeanspruchbarkeit vorab an den Netzbetreiber zu melden. Durch die auf Hinweise in der Konsultation ergänzte Berücksichtigung solcher „marktbedingten Abregelungen“ bei der Berechnung der TR-scharfen Ausfallarbeit findet Kapitel 3.4 dann von vornherein keine Anwendung, da die Summe der Ausfallarbeit zuzüglich etwaiger Einspeisung nicht die Energiemenge übersteigt, die über die Anschlussleistung hätte eingespeist werden können.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass es für die einzelnen Anlagenbetreiber bzw. BTR nicht nachvollziehbar sei, ob die Ausfallarbeit korrekt berechnet wurde, weil ihnen dafür erforderliche Daten – v. a. die Ausfallarbeit von anderen TR sowie die Leistungsbeschränkung des Anschlusses – fehlen, mag dies zwar unter Umständen zutreffen. Dabei handelt es sich um Konstellationen, in denen innerhalb einer überbauten Netzlokation verschiedenen Anlagenbetreiber aktiv sind oder in denen der Anlagenbetreiber nicht zugleich Anschlussnehmer ist. Die Beschlusskammer sieht die betroffenen Anlagenbetreiber bzw. den Anschlussnehmer in der Verantwortung, die notwendigen Informationen auszutauschen. Die Überbauung von Netzanschlüssen ist grundsätzlich eine betriebswirtschaftliche Entscheidung. Weder die Regulierung noch der Netzbetreiber können die Überbauung erzwingen. Es obliegt damit den Akteuren, die sich für eine Überbauung entschieden haben, den notwendigen Informationsaustausch untereinander zu organisieren. Keinesfalls kann der Netzbetreiber die Ausfallarbeit einzelner TR weitergeben, da es sich dabei um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handeln kann.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass sichergestellt werden müsse, dass die Ausfallarbeit eindeutig derjenigen Erzeugungsanlage zugewiesen werde, die tatsächlich von der Abregelung betroffen war, ist dies mit der beschriebenen Berechnungsmethode gewährleistet. Zuzugeben ist allerdings, dass dem die vereinfachende Annahme

zugrunde liegt, dass – wenn es keine Redispatch-Maßnahme gegeben hätte – die betroffenen Anlagen zur Einhaltung der Leistungsbeschränkung anhand der installierten Leistung eingesenkt worden wären. Zwar mag es andere Vorgehensweisen geben, insbesondere wenn Anlagen mit verschiedenen Primärenergieträgern vorhanden sind. In diesem Fall kann – wie ausgeführt – auch ein anderer sachgerechter Algorithmus gewählt werden.

3.2.4 Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

Kapitel 4 der BilAReM entspricht der Anlage der Festlegung BK6-20-061 und verpflichtet den Anlagenbetreiber zur Übermittlung von Daten an den ANB. Weit überwiegende Teile der dort geregelten Datenpunkte sind in die vorliegende Festlegung ohne Änderungen überführt worden. Somit bestehen auch weiterhin Übermittlungsverpflichtungen der Anlagenbetreiber für vier verschiedene Arten von Daten. Diese umfassen Stammdaten in Kapitel 4.1, Planungsdaten in Kapitel 4.2, Nichtbeanspruchbarkeiten in Kapitel 4.3 und Echtzeitdaten in Kapitel 4.4.

Redaktionelle Anpassungen wurden ebenso vorgenommen wie notwendige Anpassungen an einzelnen Definitionen und Beschreibungen der Datenpunkte auf Basis der Erfahrungen mit der Umsetzung der Festlegung BK6-20-061 seit der Einführung des Redispatch 2.0 im Oktober 2021 und aufgrund der Rückmeldungen der betroffenen Marktrollen aus den Konsultationen und dem Workshop. Neue Datenpunkte und tiefergehende inhaltliche Anpassungen an der Informationsbereitstellung durch die Anlagenbetreiber einer Stromerzeugungseinheit (SEE) oder Stromspeichereinheit (SSE) an den ANB werden nachfolgend näher beschrieben und begründet. Die Nummerierung der einzelnen Datenpunkte wurde an die Nummerierungslogik der BilAReM angepasst. Die letzten beiden Ziffern entsprechen somit denen der konsultierten Nummerierung der einzelnen Datenpunkte.

Daneben bleiben – wie bisher – die Vorgaben zum Datenaustausch mit VNB und signifikanten Netznutzern auf Grundlage von Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 der

Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) und den danach erteilten Genehmigungen BK6-18-122²³ und BK6-21-195²⁴ der Bundesnetzagentur unberührt. Diese Vorgaben sind nicht Gegenstand dieser Festlegung.

Die ÜNB empfehlen die Herausnahme aller konkreten Datenpunkte aus der BilAReM und fordern stattdessen eine Regelung, wonach alle in der Festlegung BK6-20-061 aufgelisteten Datenpunkte ihre Gültigkeit behalten sollen, soweit sie nicht durch die zu überarbeitenden Prozesse und daraus resultierenden Datenformate konkretisiert, weiterentwickelt, ergänzt oder zurückgenommen würden. Zwar ist nachvollziehbar, dass die ÜNB sich eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der konkret zu übermittelnden Datenpunkte wünschen, allerdings muss die Verpflichtung zur Datenlieferung vom Anlagenbetreiber an den ANB als belastende Maßnahme hoheitlich geregelt werden. Dies setzt ein hinreichendes Maß an Konkretisierung voraus, damit die Adressaten der Regelung ihre rechtlichen Pflichten erkennen können.

Die bisherige Begrenzung des Anwendungsbereichs der Festlegung auf Anlagen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW bleibt bestehen. Die Beschlusskammer hält es nicht für sinnvoll, verpflichtende Vorgaben für die Informationsbereitstellung durch Anlagen mit einer geringeren Nennleistung zu machen und damit für hohe volkswirtschaftliche Umsetzungskosten für eine Vielzahl von kleineren Anlagen zu sorgen. Die Notwendigkeit einer flächendeckenden Datenerhebung für die breite Masse von Anlagen dieses Leistungssegments ist zumindest zum jetzigen Zeitpunkt nicht gegeben. Soweit es für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Einzelfall erforderlich ist, steht es dem Netzbetreiber frei, die erforderlichen Informationen auf Grundlage von § 12 Abs. 4 EnWG zu verlangen. Dem steht die vorliegende Festlegung nicht entgegen.

Soweit die VNB der E.ON anmahnen, es müsse klargestellt werden, welche Marktrolle die Aufgabe der Datenübermittlung letztlich wahrnehme, ist dies Gegenstand der von der

²³ Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018 zur Genehmigung des Vorschlags der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gem. Artikel 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO-VO).

²⁴ Beschluss BK6-21-195 vom 02.09.2021.Änderungsvorschlag der deutschen ÜNB gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. b) i. V. m. Art. 40 Abs. 5 VO (EU) 2017/1485) für den Umfang des Datenaustausches mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN).

Branche zu entwickelnden Kommunikationsprozesse. Kapitel 4 der BilAReM begründet die rechtliche Verpflichtung des Anlagenbetreibers, die Datenübermittlung sicherzustellen. Es wird somit nur geregelt, welche Daten von einem Anlagenbetreiber an seinen ANB für Redispatch zu liefern sind, nicht der konkrete Meldeweg.

Soweit der BEE fordert, eine Datenübermittlungspflicht z. B. von Nichtbeanspruchbarkeiten oder Echtzeitdaten zugunsten des EIV oder BTR vorzusehen, etwa damit diese Redispatch-Lastgänge prüfen könnten, ist dies nicht von der Ermächtigungsgrundlage § 12 Abs. 4 Satz 1 in Verbindung mit Abs. 6 EnWG umfasst. Denn danach können nur Datenübermittlungspflichten an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen festgelegt werden. Außerdem hält es die Beschlusskammer nicht für zweckmäßig, dass Daten, die dem Anlagenbetreiber vorliegen, vom Netzbetreiber an die Dienstleister des Anlagenbetreibers übermittelt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, den Anlagenbetreiber zu verpflichten, vertragliche Einschränkungen der Anschlussleistung zu übermitteln. Darauf ist zu erwidern, dass diese dem ANB ohnehin aufgrund des Netzanschlussverhältnisses bekannt sind. Daher kann er sie sowohl für eigene Zwecke nutzen, als auch bei Bedarf über die Redispatch-Prozesse an weitere Netzbetreiber weiterverteilen.

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, den Anlagenbetreiber zu verpflichten, den Identifikator TR-ID an den ANB zu übermitteln. Dazu ist darauf hinzuweisen, dass die TR-ID vom ANB vergeben wird und ihm somit bekannt ist.

Hinsichtlich der Bereitstellung von **Stammdaten** strebt die Bundesnetzagentur mittelfristig eine Abwicklung über das Marktstammdatenregister (MaStR) an. Die Beschlusskammer hat daher eine Regelung aufgenommen, wonach die Verpflichtung zur Übermittlung der Stammdaten durch die korrekte Registrierung der entsprechenden Stammdaten im MaStR und die Mitteilung, dass diese Registrierung erfolgt ist, erfüllt wird, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im MaStR erfasst wird. Dadurch wird vermieden, dass der Anlagenbetreiber einen Datenpunkt doppelt übermitteln muss. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Form diese Datenpunkte im MaStR integriert werden, wird durch das zuständige Referat 617 der Bundesnetzagentur in einem Dialog mit der Branche erarbeitet. Nach Abschluss dieses Prozesses wird die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite veröffentlichen, welche neuen Datenpunkte aus der Registrierung im MaStR verwendet werden können. Diese Veröffentlichung ist erforderlich, da sich die Datenpunkte im MaStR

von den Datenpunkten in Kapitel 4 der BilAReM voraussichtlich im Detail oder in der Formulierung unterscheiden werden. Für bereits nach heutiger Rechtslage an das MaStR zu übermittelnde Datenpunkte muss in der gegenständlichen Festlegung keine Datenübermittlungspflicht vorgesehen werden. Dies war auch in der bisherigen Festlegung BK6-20-061 nicht vorgesehen. Der ANB muss sich diese Daten als Stammdatenverantwortlicher innerhalb der Redispatch-Prozesse eigenständig aus dem MaStR beschaffen. Bei den Stammdaten, die heute schon im MaStR erfasst werden, ist dies bereits gängige Praxis. Im Übrigen bleibt es bei der bisherigen Verpflichtung zur Übermittlung unmittelbar an den ANB, bis der konkrete Datenpunkt in das MaStR aufgenommen sein wird. Klarzustellen ist, dass dies nicht bedeutet, dass das MaStR in die Redispatch-Prozesse integriert wird. Der Datenaustausch nach Redispatch und MaStR bleibt getrennt. Der ANB soll die Richtigkeit der von Anlagenbetreibern an das MaStR übermittelten Daten überprüfen. Damit ist sichergestellt, dass Stammdaten im Rahmen der Redispatch-Prozesse vom Anlagenbetreiber nicht eigenständig und ungeprüft geändert werden können. Ein Rückgriff auf das MaStR dient lediglich der Vereinfachung und der Vermeidung doppelter Datenlieferungen. Die Inhalte des MaStR sind nicht zwingend bindend für den jeweils Datenverantwortlichen innerhalb der Redispatch-Prozesse.

Die Besorgnis der ÜNB, die Regelung könne so verstanden werden, dass auch die Übermittlungspflicht des ANB von Stammdaten im Rahmen der Netzbetreiberkoordination nach Kapitel 5.1 der BilAReM an den vorgelagerten Netzbetreiber durch die Meldung eines Stammdatums an das MaStR erfüllt bzw. ausgesetzt angesehen werden, ist unbegründet. Es ist klargestellt, dass es sich hierbei nur um die Erfüllung der Verpflichtung des Anlagenbetreibers zur Übermittlung von Stammdaten an den ANB handelt. Weitere Prozesse und andere Stammdatenübermittlungsverpflichtungen werden hierdurch nicht ausgesetzt. Clearingprozesse u. ä. nach Kapitel 6.1 ff. gelten weiterhin. Zu der Konsultation geäußerten Einwendung, wonach die Datenqualität des MaStR zunächst verbessert werden müsse, ist zu sagen, dass dies nicht Regelungsinhalt der gegenständlichen Festlegung ist. Darüber hinaus ist anzumerken, dass nach den Erfahrungen aus der Umsetzung der bestehenden Datenlieferverpflichtungen gemäß BK6-20-061 die Beschlusskammer nicht davon ausgeht, dass eine bessere Datenqualität als die der im MaStR enthaltenen Stammdaten erreicht werden konnte. Nach ihren Erkenntnissen bestehen derzeit noch immer Defizite im Bereich der Übermittlung und Qualität insbesondere von Stammdaten

durch mittlere und kleinere Anlagenbetreiber. Es ist nicht zu erwarten, dass sich der aktuelle Umsetzungsstand verschlechtert oder die Qualität der Stammdatenbereitstellung sich durch einen Rückgriff auf das MaStR reduziert. Auch die an das MaStR gemeldeten Daten eines Anlagenbetreibers sind schon heute aktuell zu halten und von ihm bei Veränderungen entsprechend anzupassen. Hierzu sind Anlagenbetreiber nach der MaStR-Verordnung verpflichtet. Die Erfüllung der Verpflichtungen aus der MaStR-Verordnung wird von der Bundesnetzagentur überwacht und Versäumnisse werden mit aufsichtsrechtlichen Maßnahmen verfolgt, sofern gesetzlichen Verpflichtungen zur Übermittlung und Aktualisierung der Stammdaten durch Anlagenbetreiber nicht nachgekommen wird. Darüber hinaus werden mit Abschnitt 6.2.1.2 bis 6.2.1.5 Kommunikationsprozesse eingeführt, die der Verbesserung der Stammdatenqualität dienen.

Soweit in der Konsultation die Anwendung des MaStR für kritisch gehalten wird, da dort andere Fristen für die Anmeldung von Neuanlagen als im Redispatch-Prozess gelten, ist zu erwidern, dass dem ANB die TR bereits aus dem Anschlussprozess bekannt ist. Insofern kann er die ihm bekannten Daten im Rahmen des Redispatch-Prozesses an weitere Netzbetreiber verteilen, so dass die TR in den Redispatch integriert werden kann. Ohnehin ist der ANB weiterhin gehalten, sich aller ihm zur Verfügung stehenden Datenquellen zu bedienen, um die für ihn zu Redispatch-Zwecken notwendigen Daten zu erhalten und deren Qualität sicherzustellen.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die mangelnde Historisierung der Daten des MaStR. Die Erforderlichkeit einer allgemeinen Verpflichtung zur Speicherung historischer Daten wurde aber nicht dargelegt. Auch bisher wurde dieser Punkt nicht geregelt. Sollten Marktteilnehmer historische Daten benötigen, obliegt ihnen die Speicherung dieser Daten. Wie bereits zuvor dargestellt, obliegt es insbesondere dem Netzbetreiber, die Stammdaten aus dem MaStR abzurufen und für die Zwecke des Redispatch in seine Systeme zu überführen. Hierbei kann er dann in seinem Verantwortungsbereich für eine entsprechende Speicherung historischer Daten sorgen.

Neu ist eine Ausnahme von der Übermittlungspflicht von Stammdaten nicht direktvermarketer Anlagen. Die Beschlusskammer möchte damit die Betreiber dieser meist kleineren Anlagen entlasten, auch wenn dadurch eine Lücke bei der Aktualisierung des Stammdatenbestands entsteht. Die Beschlusskammer hält dies für vertretbar, da mittelfristig die Aufnahme der Datenpunkte in das Marktstammdatenregister angestrebt ist und für die

von der BilAReM betroffenen Anlagen – ab 100 kW – ganz überwiegend grundsätzlich die Pflicht zur Direktvermarktung besteht (vgl. § 21 Abs. 1 Satz 1 Nummern 1 und 2 EEG 2023). Zudem können und sollen die Netzbetreiber bereits jetzt den Datenbestand des Marktstammdatenregisters nutzen. Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass die Ausnahme keinen Anlagenbetreiber daran hindert, freiwillig Stammdaten an den ANB zu übermitteln oder übermitteln zu lassen. Bereits etablierte Stammdatenlieferungen durch betroffene Anlagen müssen nicht aufgehoben oder beendet werden. Zudem gilt auch hier, dass für die von einigen Netzbetreibern und dem BDEW in der Konsultation angesprochenen Sonderfälle (z. B. für fluktuierende Anlagen im Aufforderungsfall) weiterhin der Netzbetreiber die Daten auf Basis von § 12 Abs. 4 EnWG fordern kann, sofern diese für seinen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind. Von dieser Regelung unberührt bleiben die Verpflichtungen der Netzbetreiber nach Kapitel 5 der BilAReM.

Anlagen, die ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung genutzt werden (Notstromaggregate), müssen lediglich Stammdaten übermitteln. Denn sie kommen in der Regel für Redispatch-Maßnahmen nicht in Frage. Als Notstromaggregate sind in diesem Kontext solche Erzeugungsanlagen oder Stromspeicher zu verstehen, die ausschließlich dazu genutzt werden, die Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung zu sichern. Wird die Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von Strom dagegen auch für marktliche Zwecke genutzt (z. B. für die Erbringung von Regelleistung, als Absicherung gegen Preisspitzen oder zur Verringerung von Leistungsspitzen), handelt es sich nicht mehr um ein Notstromaggregat in diesem Sinne, so dass Kapitel 4 vollständig Anwendung findet. Unabhängig davon steht es dem Netzbetreiber frei, nach § 12 Abs. 4 EnWG weitere Informationen zu verlangen, soweit es für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Einzelfall erforderlich ist. Diese Festlegung steht dem nicht entgegen. Es ist nicht erforderlich, dem Vorschlag einiger Verteilnetzbetreiber zu folgen, dass Anlagen keine Stammdaten liefern sollten, wenn sie ausschließlich der Absicherung der Stromversorgung dienen und nicht mittelbar oder unmittelbar an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind. Anlagen ohne Verbindung zum Elektrizitätsversorgungsnetz fallen nicht in den Anwendungsbereich von § 13a Abs. 1 EnWG.

Zu einzelnen Datenpunkten im Detail:

Datenpunkt 4.1.1 – Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung: Soweit der VKU darauf hingewiesen haben möchte, dass der übermittelte Wert nicht durch eine Regelmaßnahme unterschritten werden dürfe, ist zu erwidern, dass es sich hierbei um ein Stammdatum handelt, wogegen der Vorschlag des VKU die Dimensionierung des Redispatch betrifft. Dieser wird durch die gegenständliche Festlegung nicht geregelt.

Die in der zweiten Konsultation für die fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung veröffentlichte Änderung, dass dieses Datum erst ab einer Leistungsklasse oberhalb von 1 MW übermittelt werden müsse und nicht wie bisher bereits ab 100 kW, war ein redaktionelles Versehen und wurde aufgrund der berechtigten Hinweise einiger Konsultationsteilnehmer korrigiert.

Der von den ÜNB und vielen VNB sowie weiteren Konsultationsteilnehmern angeregten Änderung der Beschreibung der **Datenpunkte 4.1.2 und 4.1.3** zu den nutzbaren Identifikatoren für die TR und SR, wonach nur die TR-ID bzw. die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden seien, ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Es verbleibt bei der Beschreibung, dass als Identifikator der TR auch die MaStR-Nummer der Einheit oder ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt, genutzt werden kann. Ebenfalls bleibt es dabei, dass ein Identifikator für jede SR anzugeben ist. Die in den Konsultationen vorgebrachte Forderung, die TR-ID sei der einzige Identifikator, der nutzbar und etabliert sei, überzeugt die Beschlusskammer nicht. Im vorliegenden Kapitel der Festlegung und der entsprechenden Anlage zur BilAReM geht es um die Datenübermittlungsverpflichtungen des Anlagenbetreibers an seinen ANB, nicht um die Prozesse oder die Marktkommunikation. Für diesen Zweck spricht nichts gegen die Nutzung der MaStR-Nummer als Identifikator bei den Datenübermittlungsprozessen. Durch die MaStR-Nummer kann eine Anlage ebenfalls eindeutig durch den ANB identifiziert werden. Unabhängig hiervon können im Rahmen der Marktkommunikation weiterhin die dort etablierten Identifikatoren genutzt werden. Einer entsprechenden textlichen Klarstellung in der Beschreibung der Datenpunkte im Kapitel 4 – wie von einigen VNB gefordert – bedarf es dafür nicht. Dies ergibt sich schon aus dem Anwendungsbereich der vorliegenden Datenübermittlungsverpflichtungen.

Datenpunkte 4.1.1 und 4.1.7 bis 4.1.13: Die VNB des E.ON-Konzerns regen an, eine Übermittlungspflicht der in diesen Datenpunkten benannten technischen Restriktionen für

alle Anlagen ab einer Leistungsklasse von 100 kW und nicht erst ab 1 MW einzuführen. Dies sei für eine korrekte Netzzustandsanalyse und Maßnahmendimensionierung im Redispatch sinnvoll. Diesem Vorschlag kann ohne vertiefte Begründung der sachlichen und technischen Notwendigkeit der Erweiterung des Anwendungsbereichs der Datenübermittlungsverpflichtungen für jeden einzelnen Datenpunkt nicht gefolgt werden. Diese Forderung überrascht zudem, da sie im Rahmen des mehrjährigen Festlegungsprozesses erstmalig in der zweiten Konsultation und damit am Ende des Festlegungsverfahrens geäußert wurde. Bisher sind der Beschlusskammer auch keine vertieften Begründungen bekannt, warum eine so umfangreiche Erweiterung des Adressatenkreises dieser Stammdatenpunkte erforderlich sein sollte.

Datenpunkte 4.1.4 bis 4.1.15: Die Beschlusskammer hatte eine Anpassung in der Beschreibung des jeweiligen Datums dahingehend angeregt, es nur bezogen auf das Objekt der TR und nicht bezogen auf die SR zu übermitteln. Denn die Kenngrößen dieser Datenpunkte sind spezifisch bezogen auf eine TR und können für eine aus unterschiedlichen TR gebildete SR nicht angegeben werden. Dies gilt auch, wenn eine 1:1-Beziehung zwischen SR und TR gegeben ist, da diese Kenngrößen immer für die TR anzugeben sind. Hiergegen brachten die ÜNB und weitere Konsultationsteilnehmer vor, die heute mögliche Meldung auf SR-Ebene habe sich in der Praxis bewährt, da die SR die abrufbare Resource sei, für die der Netzbetreiber bei der Abrufdimensionierung die entsprechenden technischen Randbedingungen berücksichtigen müsse. Insofern verbleibt es bei den bisherigen Regelungen, wonach diese Datenpunkte weiterhin für die SR oder die einzelnen enthaltenen TR zu übermitteln sind.

Die ÜNB haben in der Konsultation vorgeschlagen, die Beschreibung der **Datenpunkte 4.1.14 und 4.1.15** anzupassen. Unter den beiden Datenpunkten ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal zu verstehen. Diese Datenpunkte sind u. a. wichtig um sicherzustellen, dass das Steuersignal zum richtigen Zeitpunkt erfolgt. Nach Auffassung der ÜNB sollte die Einschränkung der Übermittlungspflicht des Lastgradienten von PROD_min bis PROD_nenn und PROD_nenn bis PROD_min gestrichen werden. Bisher besagt die Beschreibung, dass eine Mitteilung nur erforderlich ist bei einem Lastgradienten, der kleiner ist als 20% PROD_nenn pro Minute. Die ÜNB sind der Meinung, diese

Einschränkung führe zu einer unklaren Lieferverpflichtung bzw. Datenlage bei diesen Datenpunkten, da bei einem Wert ab 20 % – also wenn die Anlage schneller und damit flexibler auf Steuersignale reagieren könnte – nichts zu melden sei. Es sei unklar, was dann der Netzbetreiber als Lastgradient anzusetzen habe. Dem kann nicht gefolgt werden. Die vorgeschlagene Anpassung würde eine Ausweitung des Anwendungsbereichs der Übermittlungspflicht für diesen Datenpunkt auf alle Anlagen bedeuten, unabhängig von ihren Fähigkeiten, schnell auf Anforderungen zur Änderung ihres Leistungsbereichs reagieren zu können. Im Ergebnis hieße das beispielsweise, dass auch alle Anlagen diese Datenpunkte liefern müssten, die ihre Leistung schneller als in fünf Minuten von PROD_min zu PROD_nenn anpassen können. Es wurde hierfür keine sachliche Begründung vorgetragen, warum eine solche, für die betroffenen Anlagen belastende Erweiterung des Adressatenkreises für die Zwecke des Redispatch, insbesondere der Maßnahmenplanung oder Durchführung, erforderlich ist. Die angeführte Begründung zielt alleine auf eine bessere Handhabbarkeit der Information für den Netzbetreiber und eine Vereinheitlichung innerhalb der Prozesse ab. Dies genügt nicht zur sachlichen Begründung und Rechtfertigung einer erweiterten Datenlieferverpflichtung und Belastung für betroffene Anlagenbetreiber. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die betroffenen Anlagen einen Lastgradienten von mindestens 20 % der Nennleistung pro Minute fahren können, mithin theoretisch in höchstens fünf Minuten ihren Leistungsbereich abfahren können. Es ist nicht dargelegt, warum die Netzbetreiber angesichts dieses kurzen Zeitraums eine genauere Angabe benötigen.

Der BEE schlägt vor, zu diesen Datenpunkten eine Alternativlösung mit der Branche zu diskutieren. Begründet wird dies damit, dass dem Anlagenbetreiber die geforderten Lastgradienten in 4.1.14 und 4.1.15 nicht bzw. nicht für jeden Typ von Windenergieanlage vorliegen würden. Zudem könne der Lastgradient innerhalb eines Windparks stark schwanken, was die Prognosegüte negativ beeinträchtige. Die vorgebrachte Argumentation kann die Beschlusskammer nicht nachvollziehen. Bisher gab es an der seit 2021 unverändert bestehenden Übermittlungspflicht der Stammdaten der Leistungsänderungsgradienten keine Kritik oder Rückmeldung aus der Praxis, dass diese Daten nicht gemeldet werden könnten. Denn es geht bei dem negativen Lastgradienten 4.1.15 nicht um ein dargebotsabhängiges Einsenken der Erzeugung, sondern um ein Einsenken der Erzeugung aufgrund eines externen Steuersignals. Die Frage ist also, wie schnell reagiert eine Anlage auf ein Steuersignal. Liegen einem Anlagenbetreiber keine Informationen zum Lastgradienten vor, so muss er sie beim Hersteller erfragen. Zudem sind die Datenpunkte

bezogen auf die einzelnen TR innerhalb eines Windparks zu übermitteln und nicht auf den Windpark insgesamt. Wie durch die Übermittlung des Stammdatums „Lastgradient“ je TR die Prognosegüte negativ beeinträchtigt wird, erschließt sich insofern nicht.

Datenpunkt 4.1.17 – „Bearbeitungszeit beim EIV“: Der zu allgemein gefasste Begriff „Anlage“ in der bisherigen Beschreibung wurde für ein einheitliches Verständnis durch den Begriff „SR“ ersetzt.

Die ÜNB haben in der zweiten Konsultation vorgetragen, Bedarf an der Verpflichtung der Anlagenbetreiber zur Übermittlung weiterer Stammdatens zu sehen. Sie schlagen vor, alle Anlagenbetreiber ab der Leistungsklasse von $P \geq 100 \text{ kW}$ zu verpflichten, die präqualifizierte Primärregelleistung in MW, die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW sowie die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW an den ANB zu übermitteln. Dieser Vorschlag kommt für die Beschlusskammer überraschend, da bisher und im Laufe des mehrjährigen Festlegungsverfahrens weder derartige Forderungen vorgetragen noch die Notwendigkeit für diese neuen Datenpunkte aufgezeigt worden sind. Die nunmehr am Ende des Festlegungsverfahrens eingereichte Begründung, wonach sich ohne die Meldung dieser Stammdatens die gemeldeten Planungsdaten nicht plausibilisieren ließen, überzeugt die Beschlusskammer nicht. Ob die verwendeten Objekte im Redispatch (SR und TR) denen in der Regelleistung (Pool oder technische Einheit) entsprechen, kann dahinstehen. Jedenfalls liegen diese Informationen den ÜNB bereits aufgrund der für Regelreserve geltenden Präqualifizierungsanforderungen und der dafür vorgesehenen Prozesse vor. Ebenso müssen sie den VNB bekannt sein, da sie bei einem Netzanschluss einer Anlage in ihrem Netz eine Netzbetreiberbestätigung vor einer Teilnahme an den jeweiligen Reservemärkten ausstellen müssen. Eine Verpflichtung zur Datenmeldung für die Anlagenbetreiber kann nicht damit begründet werden, dass die vorhandenen Informationen nicht automatisiert oder analog zu der Verarbeitung von Datenpunkten nach der SO-VO durch den Netzbetreiber erfolgen kann. Der Netzbetreiber hat sich – wie bereits zuvor dargestellt – für die Zwecke des Redispatch verschiedener Datenquellen zu bedienen, die ihm zur Verfügung stehen. Die interne Weiterverarbeitung oder Automatisierung hat er selbst sicherzustellen und durchzuführen. Dies genügt nicht zur Rechtfertigung einer für die Anlagenbetreiber belastenden Verpflichtung zur (erneuten) Übermittlung. Doppelte Datenmeldungen sind zudem grundsätzlich zu vermeiden, um unnötige Belastungen für die Verpflichteten auszuschließen.

Auch dem in der Sache identischen Vorschlag von EFET Deutschland konnte nicht gefolgt werden, die Verpflichtungen zur Stammdatenübermittlung um die PQ-Leistung zu erweitern. Die Begründung, wonach einige Netzbetreiber bisher noch keine Planungsdaten verarbeiten könnten und somit eine Information als Stammdatum benötigten, falls eine Anlage sich potentiell in der Regelleistungsvorhaltung befinden könne, geht an der Sache vorbei. Die positive wie negative Primärregelleistung kann bereits im Rahmen der Planungsdaten als eigener Datenpunkt nach 4.2.11 ff. durch den Anlagenbetreiber an den ANB übermittelt werden. Die geforderte Übermittlung der PQ-Leistung könnte als solches ein Stammdatum im engeren Sinne sein, es ist aber anzumerken, dass ein Mangel bei den Plandaten nicht über ein neues Stammdatum geheilt werden kann. Gegen die Einführung eines neuen Stammdatums an dieser Stelle für die PQ-Leistung sprechen die bereits zuvor dargestellten Argumente gegen den Vorschlag der ÜNB zu einer Neueinführung. Es bliebe auch fraglich, was der VNB mit einem solchen Stammdatum machen sollte bzw. wie dies innerhalb seiner Redispatch-Planung zu berücksichtigen wäre. Denn die für die Regelreserve präqualifizierte Leistung ist keinesfalls gleichzusetzen mit den für die Erbringung von Regelreserve reservierten Leistungsbändern (4.2.11 bis 4.2.17). Denn ob Leistungsbänder für die Regelreserve vorzuhalten sind, entscheidet sich erst in der Vermarktung. Das kann der Fall sein, muss es aber nicht. Sollten Netzbetreiber in der Praxis tatsächlich noch keine Planungsdaten verarbeiten können, ist dieses Defizit umgehend abzustellen, statt Dritten weitere Pflichten aufzuerlegen.

Hinsichtlich der **Planungsdaten** schlagen einige Konsultationsteilnehmer vor, die in **Kapitel 4.2** genannten Bezugnahmen auf das Planwertmodell bei den einzelnen Datenpunkten zu streichen, da diese in Teilen auch für das Prognosemodell mit freiwilliger Planungsdatenlieferung relevant seien. Dem ist entgegenzuhalten, dass Kapitel 4 die *Verpflichtung* der Anlagenbetreiber zur Datenlieferung regelt. Unabhängig davon kann selbstverständlich im Prognosemodell eine freiwillige Lieferung der unter 4.2 benannten Daten erfolgen.

Die Beschlusskammer hat in der zweiten Konsultation gefragt, ob zu den **Datenpunkten 4.2.1 bis 4.2.21** – sämtliche zu übermittelnden Planungsdaten – eine Anpassung in der Beschreibung des Datums dahingehend erfolgen sollte, dass das jeweilige Datum nur noch bezogen auf das Objekt der SR zu übermitteln ist. Dies wurde im Rahmen der ersten Konsultation von einzelnen Marktakteuren vorgetragen, da ein Redispatch-Abruf immer auf Ebene einer SR erfolgt. Er bezieht sich damit auf das insgesamt für eine SR gemel-

dete Redispatch-Vermögen und nicht nur auf das der enthaltenen TR. Das zurückgemeldete Meinungsbild war heterogen. Einzelne Unternehmen, wie beispielsweise die EnBW AG und BYTE MEE, sprechen sich für eine Einschränkung auf die SR-Ebene aus, da dies zur Vereinfachung und Vermeidung teurer Anpassungen in der Prozess-Implementierung beitragen würde. Etwas differenzierter äußerten sich die ÜNB. Sie schlagen vor, aus Gründen der Reduktion der Komplexität die Daten nur SR-scharf zu melden, es sei denn, die Daten würden für die Abrechnung TR-scharf übermittelt. EFET Deutschland hingegen spricht sich für eine Übermittlung auf TR-Ebene aus. Zudem merken sie an, es könne bei der Übermittlung der marktbedingten Anpassungen auf SR-Ebene und der anschließenden Umrechnung auf die TR zu Unschärfen kommen. Die Verteilungsschlüssel lägen beim BTR häufig nicht vor. Dieses Problem kann allerdings nicht im Rahmen der Daten gelöst werden. Die Datenübermittlungsverpflichtungen erfüllen Datenbedarfe der Netzbetreiber. Das skizzierte Problem ist jedoch im Bereich der Abstimmung der Ausfallarbeit und damit ex post zu einer durchgeführten Redispatch-Maßnahme zu verorten und in diesem Rahmen zu adressieren. Fehl geht der Einwand der Sunnic Lighthouse, bei einer Übermittlung nur auf TR-Ebene könne die Transparenz der Daten verloren gehen, weil sich oftmals mehrere TR mit verschiedenen EIV eine SR teilen und somit eine Übermittlung von Nichtverfügbarkeiten schwierig sei. Nach den Vorgaben der gegenständlichen Festlegung und den entsprechend zu entwickelnden Prozessen gemäß Kapitel 6 wird es zukünftig in der Regel keine unterschiedlichen EIV innerhalb einer SR mehr geben. Die Beschlusskammer hat sich aufgrund des uneinheitlichen Meinungsbildes der betroffenen Marktrollen entschlossen, die bestehende Regelung, die auch eine Meldung auf TR-Ebene für den Anlagenbetreiber zulässt, beizubehalten.

Datenpunkt 4.2.3 – Beanspruchbare Leistung Produktion (P_{max}) für SEE und SSE im Planwertmodell: Es wurde eine Angleichung an die existierende Definition gemäß der Anlage zur Festlegung BK6-18-122²⁵ vorgenommen.

Zu den **Datenpunkten 4.2.6 bis 4.2.7** wurde die Beschreibung des jeweiligen Datums auf Hinweis der ÜNB und verschiedener VNB präzisiert. Für die danach zu meldenden Netz-

²⁵ Der Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-122/BK6-18-122_beschluss_vom_20_12_2018.html?nn=861698.

verluste wird nunmehr auf die Netzlokation und nicht auf den Einspeisepunkt Bezug genommen. Damit werden mögliche Interpretationsspielräume reduziert und eine klarere prozessuale Umsetzung ermöglicht.

Der BEE regt an, in der Beschreibung des **Datenpunktes 4.2.7** – Maximale Entnahme (V_{max}) einer SSE in Planwertmodell – ausdrücklich auch Batteriespeicher als Beispiel aufgrund ihrer zunehmenden Bedeutung im Netz mit zu benennen. Eine solche Anpassung hält die Beschlusskammer für nicht erforderlich. Es sei aber an dieser Stelle klargestellt, dass die Verpflichtung zur Meldung des Planungsdatums der maximalen Entnahme eines Speichers im Planwertmodell in MW auch für Batteriespeicher gilt und die als Beispiel formulierte Beschreibung für einen Pumpspeicher natürlich auch auf Batteriespeicher entsprechend zu übertragen ist. Der ebenfalls von Sunnic Lighthouse vorgebrachte Vorschlag, dass Speicher eine eigene Kategorie innerhalb der Planungsdaten aufgrund ihrer Einflussnahme und Bedeutung für Redispatchprozesse erhalten sollten, ist die Beschlusskammer aus vorgenannten Gründen ebenfalls nicht gefolgt. Es bedarf keiner Herausstellung oder gesonderten Behandlung von Batteriespeichern, da diese wie alle übrigen Speicher als SSE behandelt werden.

Die von den ÜNB angestrebte Ergänzung der Beschreibung des **Datenpunktes 4.2.17** zur Übermittlung der positiven Besicherungsleistung für SEE und SSE für positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung um die Wärmeauskopplung sowie des **Datenpunktes 4.2.18** für die negative Besicherungsleistung für SEE und SSE kann nicht gefolgt werden, da diese nicht vor einer Berücksichtigung – im Gegensatz zur Besicherung der Regelleistungsvorhaltung – bei Redispatch geschützt ist. Zudem sehen bereits die Datenpunkte unter 4.2.9 und 4.2.10 beim negativen Redispatch-Vermögen für SEE und SSE im Planwertmodell und KWK-Strom im Planwertmodell eine entsprechende Berücksichtigung dieser Information vor.

Mit den neu eingefügten **Datenpunkten 4.2.22 bis 4.2.25** greift die Beschlusskammer einen Vorschlag der ÜNB auf. Danach sind für SSE der Füllstand, das Arbeitsvolumen, die Füllstandsgrenzen und ausgesprochene Limitierungen für Anlagen im Planwertmodell ab einer Leistungsklasse von $P \geq 100$ kW zu übermitteln.

Hintergrund ist die wachsende Anzahl und Leistung von Batteriespeichern, die eine bessere Integration in den Redispatch erforderlich machen. Die neuen Planungsdaten erlauben es den Netzbetreibern, Speicher bei ihrer Redispatch-Planung zu berücksichtigen.

Sie sind erforderlich, da Speicher nur begrenzte Energiemengen ein- oder ausspeichern können. Die Übermittlung von Füllstand, Arbeitsvolumen und Füllstandsgrenzen erlaubt es den Netzbetreibern, das Redispatch-Potential und die mögliche Nutzungsdauer zu plausibilisieren und bei der Redispatch-Planung zu berücksichtigen.

Der BEE schlägt vor, diese Planungsdaten erst ab einer relevanten Leistungsklasse von $P > 1$ MW zu fordern, da kleinere Speicher meist nicht „stand alone“ installiert, sondern für den Eigenverbrauch von Solarstrom eingesetzt würden. Dem ist zu entgegnen, dass Speicher ab $P \geq 100$ kW für den Netzbetreiber aufgrund der zunehmenden Durchdringung in allen Netzebenen sichtbar und nutzbar sein sollten. Zudem werden nur Speicher, die sich im Planwertmodell befinden, zur Übermittlung dieser Daten verpflichtet.

EnBW und ENGIE lehnen die Einführung neuer Planungsdaten ab und verweisen darauf, dass zunächst Prozesse entwickelt werden sollten, auf deren Basis dann etwaige Datenbedarfe abgeleitet werden sollten. Diese Kritik an der „Reihenfolge“ überzeugt die Beschlusskammer nicht. Vielmehr ist es sinnvoll, die für die Datenübermittlung notwendigen Prozesse auf Basis der gegenständlichen Festlegung zu entwickeln. Dagegen reicht es nicht aus – wie von den VNB des E.ON-Konzerns vorgeschlagen –, die notwendigen neuen Planungsdaten erst im Rahmen der Marktkommunikation über die Datenformate zu beschreiben. Auf diesem Wege kann keine durchsetzbare rechtliche Verpflichtung begründet werden. Die Umsetzung der Übermittlung durch betroffenen SSE wäre damit mehr oder weniger freiwillig. Eine rechtliche Verpflichtung könnte nur über eine im Einzelfall zu begründende Forderung einer Datenübermittlung gemäß § 12 Abs. 4 EnWG erreicht werden. Dies genügt nicht, um den flächendeckenden Datenbedarf der Netzbetreiber für eine effektive Nutzung von Speichern für Redispatch zu decken.

Kritik an den Inhalten der einzelnen vorgeschlagenen neuen Datenpunkte für Speicher äußern die EnBW und EFET Deutschland sowie ENGIE. Es sei bei dem Datenpunkt 4.2.25 zur ausgesprochenen Limitierung eines Speichers durch den Netzbetreiber die Notwendigkeit der Übermittlung dieses Datums nicht klar, da hier etwas zu melden sei, was der Netzbetreiber selbst angewiesen habe. Der Datenpunkt entspricht aber der bereits existierenden und etablierten Datenpunkte 4.2.19 und 4.2.20 zu den Redispatch-Abfragen. Insofern wird hier die Kongruenz zu bereits bestehenden Übermittlungsverpflichtungen hergestellt.

ENGIE kritisiert zudem, dass der Füllstand in 4.2.22 bezogen auf den Meldehorizont von D+2 kein sinnvoll meldbares Planungsdatum sei, da dieser bei Batteriespeichern sehr volatil und teilweise unvorhersehbar sei. Zwar ist der Hinweis auf die hohe Volatilität von Batteriespeichern zutreffend. Ein Planungsdatum ist aber dennoch sinnvoll und erforderlich, da die Netzbetreiber die geplanten Fahrweisen der Speicher nur so kennen und zumindest ein Stück weit das Redispatch-Potential der Speicher bei der Redispatch-Planung berücksichtigen können.

ENGIE äußert zudem Kritik an der Erhebung des Datenpunktes Arbeitsvolumen, da dieser bereits in den Datenpunkten zum Redispatch-Vermögen eingerechnet sei. Das überzeugt jedoch nicht, da das Redispatch-Vermögen keine Information darüber enthält, für welchen Zeitraum es nutzbar ist.

Die Kritik der RWE, wonach eine vollständige und sichere Integration von Batteriespeichern in die Redispatch-Prozesse Maßnahmen erfordere, die weit über die vorgeschlagenen Datenpunkte hinausgingen, bekräftigt die Beschlusskammer in ihrem Vorgehen, hierfür erste notwendige Datenpunkte einzuführen und damit einen ersten Schritt und Anstoß zu geben, die notwendigen Datenbedarfe und Prozesse zu entwickeln.

Abschließend zu den Vorschlägen für die Einführung der neuen Planungsdaten für SSE haben die ÜNB in der zweiten Konsultation um weitere Anpassungen der auf ihren Vorschlägen beruhenden Datenpunkte gebeten. So sei eine Erweiterung der Datenlieferverpflichtung gegenüber SSE auf bestimmte speicherabhängige SEE notwendig. Dies betreffe insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas und Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im Blockheizkraftwerk (BHKW) verfügen, sowie Anlagen, deren erzeugte Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert sei. Die Erweiterung der Datenlieferverpflichtung sei notwendig für die korrekte Berücksichtigung des Einsatzes der SR für die Datenpunkte 4.2.23 bis 4.2.25, ebenso für das Echtzeitdatum 4.4.1 in operativen Prozessen. Dieser kurzfristige Vorschlag zur Ausweitung der Datenlieferverpflichtungen in der letzten Konsultationsrunde überrascht. Die vorliegend geforderten Erweiterung der Datenlieferverpflichtung kann die Beschlusskammer nicht ohne erneute Konsultation folgen, da es sich um eine nicht unerhebliche Erweiterung für betroffene SEE-Betreiber und eine sie belastende Regelung handeln würde. Dass ein Bedarf an einer Anpassung des Anwendungsbereichs dieser Datenlieferverpflichtungen

bestehen kann, konnte anhand der derzeit vorliegenden Erkenntnisse nicht abschließend geprüft werden. Sollte ein Bedarf an diesen Informationen auch von speichernutzenden SEE bestehen, könnte jedoch zunächst auch eine Meldung im Rahmen der Leistungseinschränkungen bei der Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten nach 4.3. denkbar sein. Die Beschlusskammer lädt die ÜNB und andere Marktrollen ein, diese Möglichkeit zu prüfen.

Der **Datenpunkt 4.2.26** – Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom – wurde als eigenständiges Planungsdatum ergänzt. Inhaltlich war die Meldung bisher über den Datenpunkt 2.18 als eine Variante der negativen Besicherungsleistung (–BES) zu übermitteln. Zur Klarstellung und Vereinfachung dieses für eine Vielzahl von EE-Anlagen wichtigen Datums zur Berücksichtigung des europarechtlich gewährten Schutzes der Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom wurde dieses Planungsdatum in einen eigenständigen Datenpunkt überführt. Welche Mengen geschützt sind, ergibt sich aus der europarechtlichen Vorgabe.

Die Regelungen zu im Prognosemodell zu übermittelnden **Nichtbeanspruchbarkeiten** sind weitgehend unverändert.

Zum **Datenpunkt 4.3.3 – Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom** – trägt der BEE vor, dass die Meldungen zu Selbstversorgungsmengen von den Netzbetreibern in der Praxis oft nicht beachtet würden. Hierzu ist anzumerken, dass die Auswahlentscheidung der konkreten Redispatch-Abrufe nicht Gegenstand der Festlegung ist. Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Berücksichtigung der ordnungsgemäß übermittelten Selbstversorgung ergibt sich aus Art. 13 Abs. 6 der EltVO. Zur daran anschließenden Forderung des BEE, die Beschreibung der Nichtbeanspruchbarkeiten dahingehend zu ergänzen, dass diese Daten auch im Planwertmodell übermittelt werden können, ist zu sagen, dass die Übermittlung der geplanten Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom in den Planungsdaten vorgesehen ist. Soweit insbesondere bei Biomasseanlagen oftmals ein Teil der erzeugten Wärme zur Aufrechterhaltung des eigenen Anlagenbetriebs oder für Wärmelieferungen genutzt wird, ist klarzustellen, dass die Versorgung mit Wärme nicht vor einer Abregelung schützt. Der Anlagenbetreiber muss bei Bedarf anderweitig für Ersatzwärme

sorgen, z. B. durch elektrische Wärmeversorgung. Er kann deren erforderlichen Einsatz dann im Rahmen des finanziellen Ausgleichs abrechnen.²⁶

Die Beschlusskammer hat die bisher vorgesehenen Übermittlungspflichten von **Echtzeitdaten** für Anlagen im Leistungssegment $P \geq 100 \text{ kW}$ bis $P > 1 \text{ MW}$ für die Datenpunkte 4.1 "Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)" sowie 4.2 „Wirkleistung“ der Festlegung BK6-20-061 aufgehoben. Sie kann derzeit nicht die Notwendigkeit dieser Übermittlungspflichten erkennen. Die Frage der Beschlusskammer im Rahmen der Konsultation und im Workshop, ob Echtzeitdaten auf Grundlage der Verpflichtung in der Festlegung BK6-20-061 tatsächlich erhoben werden, wurde ganz überwiegend verneint. Zwar haben mehrere Konsultationsteilnehmer argumentiert, dass die Daten für bestimmte Zwecke oder zur Verbesserung des Redispatch insgesamt nützlich oder sogar notwendig seien. Dies ändert aber nichts an dem Befund, dass die beschriebenen Echtzeitdaten derzeit – trotz der schon lange bestehenden Rechtsgrundlage – nicht verwendet werden. Die perspektivische Nutzung von Daten in der nicht weiter konkretisierbaren Zukunft genügt daher nicht zur Begründung der Notwendigkeit der Übermittlungsverpflichtung für eine Vielzahl von betroffenen Anlagenbetreibern. Soweit im Einzelfall Echtzeitdaten tatsächlich erforderlich sind, kann der ANB diese nach § 12 Abs. 4 EnWG fordern, ohne dass es dafür einer Festlegung der Bundesnetzagentur bedarf. Die Aufhebung der Übermittlungspflicht dieser Datenpunkte ändert nichts an Verpflichtungen aus anderen Rechtsgrundlagen, etwa dem EEG 2023 oder dem MsbG, Echtzeitdaten oder Messdaten liefern zu müssen. Auch die von den ÜNB in der zweiten Konsultation vorgetragenen Argumente, die Echtzeitdaten würden für eine Abruflüberwachung, insbesondere im Planwertmodell benötigt, da dort der Netzbetreiber für den bilanziellen Ausgleich verantwortlich sei, überzeugen nicht. Die Begründung der Netzbetreiber, dass mit diesen Daten für den Netzbetreiber eine saubere Trennung nach Anlagen im Planwertmodell und Prognosemodell erfolgen könne, überzeugt schon deswegen nicht, weil eine Durchmischung der Bilanzierungsmodelle in den jeweiligen Clustern nicht zulässig ist. Außerdem spricht gegen die Notwendigkeit der Übermittlung der Echtzeitdaten jedenfalls zum derzeitigen Zeitpunkt, dass die Netzbetreiber die Ermächtigung zur Erhebung dieser Daten bislang nicht nutzen. Eine weitere Erhebung wäre derzeit

²⁶ Vgl. dazu Festlegung der Bundesnetzagentur vom 05.06.2024 – BK8-22-001-A – Anlage 1, <https://www.bundesnetzagentur.de/1015290>.

somit nicht verhältnismäßig. Dies kann sich für die Zukunft ändern, sofern die Erforderlichkeit und konkrete Nutzungsfälle durch die Netzbetreiber nicht nur theoretischer Natur dargelegt werden können. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass bei EE-Anlagen die Übermittlung der aktuellen Einspeisung einer Anlage alle 15 Minuten an den ANB nach dem EEG verpflichtend ist. Bereits diese Verpflichtung der EE-Anlagenbetreiber wird in Teilen von den betroffenen ANB nicht ausreichend nachgehalten und durchgesetzt, wie die Ergebnisse der ersten Gesamtberichts der ÜNB zur Steuerbarkeit²⁷ der angeschlossenen Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG zeigen. Auch vor diesem Hintergrund wäre es derzeit unverhältnismäßig, noch strengere Verpflichtungen beispielsweise zur Übermittlung der Wirkleistung im Rahmen dieser Festlegung für Redispatch für Anlagenbetreiber vorzusehen, wenn die bereits bestehenden Datenlieferverpflichtungen nicht genutzt bzw. deren Umsetzung und Einhaltung von den Netzbetreibern nicht eingefordert werden.

Die Verpflichtung zur Übermittlung des Echtzeitdatums in **Abschnitt 4.4.1** – Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern) – wurde hingegen beibehalten und gilt nunmehr für alle Anlagen ab einer installierten Leistung ab $P \geq 100$ kW. Damit wird der wachsenden Bedeutung insbesondere auch des Zubaus und der Rolle von Batteriespeichern für Zwecke des Redispatch und der Netzführung im Allgemeinen Rechnung getragen. Es sind hiermit der nutzbare Energiegehalt in MWh aller Arten von Speichern ab $P \geq 100$ kW unabhängig vom Speichermedium, also auch von Batteriespeichern, an den ANB zu übermitteln. Damit können diese SSE von den Netzbetreibern in ihrer Netz- und Redispatch-Planung ausreichend berücksichtigt werden. Dem stehen auch nicht pauschal geäußerte Bedenken einzelner Konsultationsteilnehmer entgegen, neue Echtzeitdaten könnten für Batteriespeicher übermäßig belastend und unpraktikabel sein, insbesondere die geforderte Übermittlung in einem 60-Sekunden-Intervall. Auch überzeugt nicht die Argumentation, man müsse erst Prozesse entwickeln und abstimmen, um dann im Nachgang Datenanforderungen zu konkretisieren. Gerade letztere Argumentation erscheint als kein praktikabler Weg oder denklogische Abfolge. Zu bedenken ist auch, dass die Verpflichtung zur Datenübermittlung nach einer Entwicklung von Prozessen durch die Marktrollen eine zeitnahe erneute Anpassung der vorliegenden Festlegung bedingen würde. Dies würde nach Einschätzung der Beschlusskammer den Zeitraum bis zu einer besseren Integration der Speicher in den Redispatch deutlich hinauszögern, da Anpassungen an der Festlegung

²⁷ Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Steuerbarkeit von Anlagen, <https://www.bundesnetzagentur.de/1094158>

nicht kurzfristig und ohne förmliches Verfahren möglich sind. Mit der Beibehaltung dieses Datenpunktes und der Ausweitung auf alle Speicher ab 100 kW schafft die Beschlusskammer eine erforderliche Datengrundlage für die Netzbetreiber für die notwendige bessere Integration von insbesondere Batteriespeichern in den Redispatch. Die Information ist als Echtzeitdatum erforderlich, obwohl schon entsprechende Planungsdaten zu übermitteln sind. Speicher zeichnen sich durch eine hohe Volatilität ihrer Fahrweise aus. Oftmals agieren sie sehr kurzfristig auf verschiedenen Märkten. Dieses Verhalten ist durch Planungsdaten nicht vollständig abbildbar. Ohne ein Echtzeitdatum ist es für die Netzbetreiber nicht möglich, das tatsächlich vorhandene Redispatch-Vermögen zu beurteilen. Nur so ist sichergestellt, dass eine Redispatch-Anweisung tatsächlich umgesetzt werden kann. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass die Übermittlung des Echtzeitdatums Investitionen in entsprechende Technik erfordern kann. Angesichts des voraussichtlichen Zubaus von Speichern überwiegt aber das Interesse an einer wirksamen Einbindung von Speichern in den Redispatch.

Dass Echtzeitdaten in einem Intervall von mindestens 60 Sekunden übermittelt werden sollten, ergibt sich aus den europarechtlichen Vorgaben der SO-VO, die durch die Genehmigung BK6-18-071 (sog. KORRR-Genehmigung²⁸) konkretisiert wurden, sowie der Definition in den von den ÜNB mit betroffenen Marktakteuren entwickelten und implementierten Regelungen für den Datenaustausch gem. Art. 40 Abs. 7 SO-VO. Aus Gründen der Harmonisierung und des Gleichklangs mit den Vorgaben aus der Genehmigung BK6-18-122²⁹ soll dies als Ziel auch im Rahmen der Informationsbereitstellung für Redispatch gelten. Der Einwand von Centrica, dass eine Aktualisierung des Energiegehalts alle 60 Sekunden derzeit weit von der Praxis entfernt und daher dieses Datum zu streichen sei, hat die Beschlusskammer zur Kenntnis genommen. Diese Einschätzung zur praktischen Umsetzung deckt sich in weiten Teilen auch mit ihren Erkenntnissen. Allerdings bedeutet die Einschätzung, dass Echtzeitdaten bisher nicht in diesem vorgegebenen Intervall in der Praxis aktualisiert und genutzt werden, nicht, dass dieses Datum nicht in dieser Granularität erforderlich ist. Vielmehr sollte von den Betroffenen darauf hingewirkt werden, dass sich dem Ziel einer „echtzeitnahen“ Aktualisierung und Übermittlung zumindest zukünftig

²⁸ Vgl. Beschluss BK6-18-071 vom 18.01.2019 zur Genehmigung des gemeinschaftlichen Vorschlags aller ÜNB für die wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch (KORRR) gem. Art. 40 Abs. 6 der VO (EU) 2017/1485.

²⁹ Siehe hierzu bereits a. a. O. Fn. 23.

angenähert werden kann. Die Notwendigkeit der Übermittlung eines Datenpunktes entfällt nicht dadurch, dass bisher de facto eine schlechte oder keine Umsetzung in der Praxis erfolgt. Gerade bei Speichern muss das Ziel aus o. g. Gründen weiterverfolgt werden, dieses Datum möglichst „echtzeitnah“ zu übermitteln. Aufgrund des starken Zubaus und der damit zunehmenden Bedeutung von Speichern in den Netzen müssen Speicher für die betroffenen Netzbetreiber sichtbar sein und in die Planung und Durchführung von Redispatch-Maßnahmen besser als bisher einbezogen werden können. Insofern genügt auch keine Übermittlung in 15-Minuten-Intervallen als eine Art Tagesplanung, wie vom Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e. V. vorgeschlagen.

3.2.5 Netzbetreiberkoordinierung

Kapitel 5 macht Vorgaben zur Netzbetreiberkoordinierung und entspricht mit wenigen Änderungen den Tenorziffern 2 bis 7 der Festlegung BK6-20-060.

In **Kapitel 5.1 und 5.2** wurde die Verpflichtung zum Datenaustausch zu SG ergänzt. Durch die geänderten Vorgaben zur Bildung von SR (s. Abschnitt 6.1.5 der BilAReM) steigt die Bedeutung der SG innerhalb der Netzbetreiberkoordinierung, so dass eine Informationspflicht erforderlich ist.

In **Kapitel 5.1** wurde klargestellt, dass nicht der ANB verantwortlich für die Stammdatenmeldung zu Clustern ist, sondern der clusternde Netzbetreiber.

Zur Verpflichtung zur Meldung von Flexibilitätsbeschränkungen nach **Kapitel 5.2** und von Potentialen zur Wirkleistungsanpassung nach **Kapitel 5.3** wurde in der Konsultation gefordert, dass jeder VNB nur zur Meldung zu an sein Netz angeschlossener SR und selbst gebildeter Cluster verantwortlich sein soll. Die Beschlusskammer hält dagegen an der bisherigen Regelung in der Festlegung BK6-20-060 fest, wonach Flexibilitätsbeschränkungen und Potentiale zur Wirkleistungsanpassung in nachgelagerten Netzen über die Kaskade zu melden sind.

Das **Kapitel 5.3** wurde auf Vorschlag der ÜNB präzisiert. Danach sind einerseits Planungsdaten sowie Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Abregelungen für jede SR bzw. SG zu übermitteln. Die Planungsdaten wurden konsequent auf die SR und nicht auf die u. U. davon abweichende Einspeisung oder Entnahme an der Netzlokation bezogen. Bei Clustern sind zusätzlich clusterscharfe Planungsdaten zu übermitteln. Die EWE

NETZ GmbH hat darauf hingewiesen, dass die theoretische Einspeisung derzeit nicht Bestandteil des NKK-Datenaustauschs sei. Die Beschlusskammer hält im Einklang mit der Forderung der ÜNB dennoch an der grundsätzlichen Verpflichtung zur Übermittlung der theoretischen Erzeugung fest. Die theoretische Erzeugung ist für die vorgelagerten Netzbetreiber erforderlich, um das Redispatch-Potential beurteilen zu können. Es bleibt aber der Prozess- und Formatbeschreibung überlassen, ob dieses Datum explizit oder implizit übermittelt wird.

Auf Vorschlag der ÜNB hat die Beschlusskammer die Regelung gestrichen, wonach Sensitivitäten von Anlagen mit Wirkung nur auf einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netz als konstant angenommen werden, wenn nicht Änderungen des Schaltzustands eine Aktualisierung erforderlich machen. Die Beschlusskammer möchte Detailvorgaben zur Bestimmung der Sensitivitäten in konkreten netztechnischen Konstellationen vermeiden. Dies ist vielmehr Gegenstand der Prozessentwicklung und der Abstimmung der jeweiligen Netzbetreiber untereinander.

Zu **Kapitel 5.4** hatten die ÜNB in der ersten Konsultation vorgeschlagen, die Regelung zum Beschaffungsvorbehalt zu streichen. Der Beschaffungsvorbehalt solle allenfalls in den Prozessbeschreibungen geregelt werden. In der zweiten Konsultation haben dann ÜNB und BDEW die Streichung der Vorgaben zum Beschaffungsvorbehalt kritisiert. Die Beschlusskammer hat die Regelung daher wieder aufgenommen. Danach ist die Mitteilung einer Redispatch-Maßnahme eines VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber um den noch erforderlichen Bedarf an energetischem Ausgleich zu ergänzen, wenn der ÜNB für den Zeitraum der geplanten oder bereits angewiesenen Redispatch-Maßnahme mitgeteilt hat, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den VNB über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre. Damit ist es den Netzbetreibern möglich, die Beschaffung des energetischen Ausgleichs für Redispatch-Maßnahmen wegen Engpässen in Verteilernetzen in die Redispatch-Optimierung auf Übertragungsebene zu integrieren.

Neu ist die ausdrückliche Verpflichtung zur Bildung von Clustern in **Kapitel 5.5**. Sie gilt für VNB, an deren Netz für das Engpassmanagement der vorgelagerten Netzbetreiber relevante SR angeschlossen sind. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass ein direkter Zugriff der vorgelagerten Netzbetreiber auf die Anlagen bzw. eine anlagenscharfe Vorgabe an den VNB nach § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG zwar rechtlich möglich, praktisch

aber kaum durchführbar ist. Es ist daher erforderlich, die Redispatch-Potentiale so zusammenzufassen, dass sie für die vorgelagerten Netzbetreiber handhabbar sind. Die Clusterbildung erfolgt auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern. Es ist daher auch möglich, dass die Netzbetreiber statt des Clusterabrufes einen Einzelabruf vorsehen.

Einige Konsultationsteilnehmer bringen vor, dass die Bildung von Clustern oder SG nicht in jedem Fall die operativ- und kosteneffizienteste Form der Schnittstellenbewirtschaftung zwischen ÜNB und VNB sei. Durch eine einseitige Festlegung auf das Clustering würden Optimierungspotenziale und Freiheitsgrade in der System- und Prozessausgestaltung unnötig eingeschränkt. Hierzu ist zu sagen, dass sich die Zusammenfassung von SR durch den VNB bewährt hat, weil es die Redispatch-Planung und -Abwicklung für die vorgelagerten Netzbetreiber erleichtert und die „Schalthoheit“ des VNB im eigenen Netz wahrt. Soweit es im Einzelfall sinnvoll erscheint, auf eine Zusammenfassung von SR zu verzichten, lässt Kapitel 5.5 der BilAReM das im Einvernehmen mit den vorgelagerten Netzbetreibern zu. Die geforderte Flexibilität ist also gegeben, setzt aber ein Einvernehmen der Netzbetreiber voraus. Im Übrigen kann auch die Größe der Cluster so justiert werden, dass sie sowohl praxistauglich sind, als auch Freiheitsgrade und Optimierungspotenziale bieten.

Zudem wurde die grundsätzliche Verpflichtung aufgenommen, Cluster mit EE-Anlagen nach der Veräußerungsform zu trennen. EE-Anlagen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet sind, sind möglichst von EE-Anlagen in anderen Veräußerungsformen zu trennen. Das erleichtert es den Netzbetreibern – insbesondere den ÜNB in ihrer Rolle als Vermarkter des einspeisevergüteten Stroms – die Auswirkungen der Redispatch-Maßnahmen auf die Vermarktung zu prognostizieren und den bilanziellen Ausgleich nach § 14 Abs. 1c Satz 2 EnWG vorzunehmen. Die Regelung ist als „Soll“-Regelung ausgestaltet, da die Trennung der bestehenden Cluster anhand der Vermarktungsform nicht in jedem Fall umzusetzen sein wird. Diese Anforderung soll daher nicht die Bildung und Fortentwicklung von Clustern verzögern. Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer ausdrücklich eine Ausnahme zugelassen, falls die entsprechende Clusterbildung bei Bestandsanlagen – etwa wegen der vorhandenen Steuertechnik – nur unter unverhältnismäßigem Aufwand möglich ist. Ferner verlangt die Regelung keine absolute „Sortenreinheit“. Die Details sind Gegenstand der Abstimmung zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber.

Auf Vorschlag der ÜNB und – sinngemäß – der EWE NETZ GmbH hat die Beschlusskammer klargestellt, dass eine Clusterbildung möglich ist, wenn die tatsächlichen Kosten „ähnlich“ sind. Dabei übernimmt die Beschlusskammer eine Erläuterung aus der Begründung der Festlegung BK6-20-060, wonach es ausreicht, wenn die voraussichtlichen Kosten des Abrufs der günstigsten SR mindestens 90 % des Abrufs der teuersten SR betragen³⁰. Damit ist die Bildung von Clustern mit konventionellen Anlagen sowie mit KWK-Anlagen effektiv möglich. Eine weitere Öffnung ist nicht sinnvoll, weil es dadurch erschwert würde, die netzübergreifende Kostenoptimierung gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG umzusetzen.

In **Kapitel 5.6** der BilAReM folgt die Beschlusskammer einem Vorschlag aus der Konsultation, die Details der Meldeprozesse innerhalb der Netzbetreiberkoordinierung nicht vorzugeben. Sie geht davon aus, dass die Netzbetreiber in der Lage sind, im Rahmen ihrer Zusammenarbeit ohne behördlichen Zwang geeignete Prozesse zu entwickeln und anzuwenden. Die Beschlusskammer befürwortet eine Harmonisierung mit den Meldeprozessen nach der SO-VO.

3.2.6 Kommunikationsprozesse und -formate

Die Festlegung etabliert einen neuen Ablauf zur Entwicklung und zum Inkraftsetzen von bundeseinheitlichen Kommunikationsprozessen und -formaten. Ziel ist es, die Entwicklung und Fortentwicklung der Kommunikationsprozesse zumindest für eine Übergangszeit flexibler und schneller zu gestalten, als dies mit einer Vorgabe der Prozesse im Detail durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur möglich ist. Daher soll die Branche eine stärkere Rolle bei der Prozessentwicklung einnehmen.

Die Beschlusskammer beschränkt sich daher darauf, in Kapitel 6 der BilAReM Vorgaben für die Kommunikationsprozesse zu machen, ohne jedoch konkrete Detailprozesse vorzugeben (vgl. 3.2.6.1). Die Entwicklung und das Inkraftsetzen der konkreten Prozesse und Formate ist in den Tenorziffern 6 bis 8 geregelt (3.2.6.3). Eine Übergangsregelung zu einem Teil der MaBiS-Prozesse findet sich in Tenorziffer 5 (3.2.6.2).

3.2.6.1 Kapitel 6 macht Vorgaben für die massengeschäftstaugliche elektronische Kommunikation und ersetzt die Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059. Die Vorgaben in diesem

³⁰ Festlegung vom 12.03.2021 – BK6-20-060 – S. 27.

Kapitel regeln das „Wie“ der Kommunikation zwischen verschiedenen Akteuren. Sie geben also gewissermaßen Leitplanken vor, die die Kommunikationsprozesse einhalten müssen. Das Kapitel macht keine Angaben dazu, ob Akteure kommunizieren wollen oder müssen. Eine Verpflichtung zur Kommunikation kann sich z. B. aus Kapitel 4 der BilAReM oder aus dem EnWG ergeben. Zur Klarstellung wird darauf hingewiesen, dass die von der Beschlusskammer gewählte Gliederung im Kapitel 6 sich nicht in der Strukturierung der Prozessbeschreibungen durch die Branche widerspiegeln muss.

Zu Recht wurde von verschiedenen Konsultationsteilnehmern an unterschiedlichen Stellen darauf hingewiesen, dass auf Basis der SO-VO ebenfalls Prozesse für den Datenaustausch im Zusammenhang mit Redispatch vorgesehen sind. Die Beschlusskammer teilt die Ansicht, dass eine weitestmögliche Harmonisierung sinnvoll ist. Da jedoch die Verfahren zur Durchführung des Datenaustauschs nach Art. 40 Abs. 7 SO-VO einer Vereinbarung der ÜNB mit den relevanten VNB vorbehalten ist, kann die Beschlusskammer eine solche Harmonisierung nicht anordnen.

Soweit in dem Kapitel 6 Markttrollen verwendet werden, wird auf die Definitionen im Kapitel 3.1 der GPKE Bezug genommen. Da nicht alle für Redispatch relevanten Markttrollen in der GPKE definiert werden, wird ergänzend auf die Definitionen in Kapitel 1 der BilAReM Bezug genommen. Dies soll die Einheitlichkeit des Verständnisses der Markttrollen in der gesamten Marktkommunikation sicherstellen. Eine Änderung des Inhalts der jeweiligen Markttrolle ist damit nicht verbunden.

3.2.6.1.1 **Kapitel 6.1** macht allgemeine Vorgaben, die die Kommunikationsprozesse mindestens erfüllen müssen. Es steht der Branche frei, über diese Mindestvorgaben hinauszugehen und weitere Prozesse zu definieren, solange diese mit den gesetzlichen Regelungen und den Vorgaben dieser Festlegung übereinstimmen. Die Beschlusskammer hält es für sinnvoll, der Branche einen weiten Gestaltungsspielraum zu lassen. Der massengeschäftstaugliche Informationsaustausch beim Redispatch ist noch relativ neu und noch nicht vollständig eingespielt, so dass ein größerer Spielraum ohne enge regulatorische Vorgaben sinnvoll ist. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer zahlreiche Vorschläge aus der Konsultation zu Detailfragen nicht in das Kapitel 6 übernommen. Es obliegt der Branche, im Rahmen der Prozessentwicklung nach Tenorziffer 6 die Details auszuarbeiten.

Abschnitt 6.1.1 greift eine Anregung aus der Konsultation der Eckpunkte auf und stellt klar, dass die Kommunikationsprozesse möglichst auf den bestehenden Prozessen – das sind derzeit die Prozesse nach der Festlegung BK6-20-059 – aufbauen sollen. Das soll sicherstellen, dass in der Praxis funktionierende Prozesse beibehalten werden können und die erheblichen Anstrengungen der Branche bei der Umsetzung dieser Prozesse nicht entwertet werden. In der Konsultation wurde zu Recht darauf hingewiesen, dass diese Regelung keine inhaltliche Ergänzung darstelle. Die Beschlusskammer hält aufgrund des Klarstellungsbedarfs, der sich in der entsprechenden Anregung manifestierte, trotzdem daran fest.

Im Einklang damit legt **Abschnitt 6.1.2** fest, dass die Kommunikationsprozesse mit einem Netzbetreiber in der Regel – wie bisher – über einen Data Provider geführt werden. Die Etablierung dieser Marktrolle durch die Festlegung BK6-20-059 hat sich bewährt und soll daher beibehalten werden. Wie bisher sind aber abweichende Vorgaben in den Kommunikationsprozessen möglich, wenn die Kommunikation über einen Data Provider nicht sinnvoll oder möglich ist. Die Beschlusskammer möchte nicht durch Detailvorgaben der Fortentwicklung konkreter Prozesse vorgreifen. Auf Vorschlag des BDEW und von Connect+ hat die Beschlusskammer die Rollenbeschreibung des Data Providers sprachlich angepasst. Soweit die VNB der E.ON befürchten, die Markrollenbeschreibung des Data Providers würde eine Prüfung von „formalen Aspekten“ – gemeint ist vermutlich die formale Gültigkeit der versendeten Nachrichten – ausschließen, weist die Beschlusskammer darauf hin, dass dies – wie bisher – nicht der Fall ist. Dessen ungeachtet steht die gegenständliche Festlegung Kooperationen von VNB generell nicht im Wege. Die Befürchtung der VNB der E.ON ist bereits aus diesem Grunde unbegründet.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, die direkte Kommunikation von der Zustimmung beider Kommunikationspartner abhängig zu machen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Kommunikationsprozesse sollen bundesweit einheitliche Vorgaben machen, nach denen eine massengeschäftstaugliche Kommunikation sinnvoll durchgeführt wird. Die Frage, ob eine Kommunikation stattfindet und inwieweit die Kommunikationspartner verpflichtet sind, Informationen auszutauschen, ist nicht Gegenstand der Prozessvorgaben. Die Prozesse dahingehend zu variieren, ob eine Zustimmung zu einer direkten Kommunikation vorliegt oder nicht, würde den Umsetzungs- und Abstimmungsaufwand sowie die Fehlerwahrscheinlichkeit erhöhen.

Soweit gefordert wurde, die Fortführung der Marktrolle „Data Provider“ in der neuen Festlegung zu beschreiben, um die regulatorische Legitimierung trotz des Entfalls der bisherigen Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061 zweifelsfrei zu klären, ist dies nicht erforderlich. Die Vorgabe in Abschnitt 6.1.2 ist bereits eindeutig.

Soweit gefordert wurde, eine konkrete Entität mit der Aufgabe des Data Providers zu betrauen, ist dies von der rechtlichen Kompetenz der Beschlusskammer nicht umfasst. Eine solche Vorgabe würde eine erhebliche Einschränkung der Vertragsfreiheit, der Berufsfreiheit und des Wettbewerbs darstellen. Die Beschlusskammer hält eine solche Vorgabe zudem nicht für sinnvoll. Vielmehr obliegt es den Netzbetreibern zu entscheiden, inwieweit sie die Wahrnehmung der Marktrolle „Data Provider“ bei einer Entität konzentrieren. Eine Vielzahl von VNB hat die Netzbetreiberkooperation „Connect+“ als Data Provider beauftragt, so dass die geforderte Konzentration bei einer Entität bereits faktisch zu einem Großteil erfolgt ist.

Die Beschlusskammer folgt nicht der Forderung, dem BTR die Möglichkeit zu eröffnen, beim Data Provider anlagenbezogene Daten abzurufen. Der Data Provider ist keine Datenbank. Soweit der Anlagenbetreiber einen Dritten mit der Wahrnehmung der Aufgaben der Marktrolle BTR beauftragt, obliegt es ihm, im Innenverhältnis dem Dienstleister die erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

Soweit gefordert wurde, ausdrücklich eine Ausnahme von der Kommunikation über den Data Provider zu verankern, wenn dies in anderen Prozessen so vorgesehen sei, ist dies nicht erforderlich. Maßgeblich für die massengeschäftstaugliche Kommunikation ist die jeweilige Prozessbeschreibung. Das Kapitel 6 der BilAReM enthält nur Vorgaben, wie die Prozesse zum Redispatch zu gestalten sind. Die Vorgabe in Abschnitt 6.1.2 lässt ausdrücklich ein Abweichen von der Kommunikation über den Data Provider zu.

Die Beschlusskammer begrüßt daher die in der Konsultation vorgetragene Idee zu prüfen, inwieweit der Austausch von Stammdaten in den Datenaustausch nach der GPKE integriert werden kann. Ob und inwieweit dies im Einzelnen sinnvoll ist und wie dies ggf. umgesetzt werden kann, ist jedoch nicht Gegenstand dieser Festlegung, sondern sollte von der Branche im Rahmen der Weiterentwicklung der Kommunikationsprozesse geprüft werden.

Abschnitt 6.1.3 macht allgemeine Vorgaben zu Clearingprozessen. Sie sind immer dann zu beachten, wenn ein Clearingprozess implementiert wird; sei es, weil es in der BilAReM vorgegeben ist, sei es, weil die Branche darüber hinaus Clearingprozesse etablieren möchte. Clearingprozesse müssen massengeschäftstauglich sein und innerhalb einer sachgerechten Frist eine Einigung der betroffenen Marktrollen oder aber eine Feststellung des Dissens' ermöglichen. Durch die Einführung von Clearingprozessen wird sichergestellt, dass man über eine feste Schnittstelle mit dem VNB zu Clearingfragen kommunizieren kann. Welche Frist sachgerecht ist, ist im Hinblick auf den Gegenstand des jeweiligen Clearingprozesses und der beteiligten Marktrollen zu beurteilen. Clearingprozesse schließen eine Einigung der betroffenen Unternehmen über den jeweiligen Gegenstand außerhalb der Prozesse nicht aus.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer klargestellt, dass bis zum Abschluss des Clearings die vom Verantwortlichen verteilten Informationen weiter gültig und zu verarbeiten sind. Das Clearing soll nicht zu einem Stopp der Prozesse führen. Kommt es durch das Clearing zu einer Änderung der Daten, ist sicherzustellen, dass alle Betroffenen diese Änderung kennen. Andernfalls drohen Probleme durch einen uneinheitlichen Datenbestand. Daher muss der Verantwortliche die Informationen aktualisieren und die Betroffenen informieren. Dieses Vorgehen entspricht der GPKE. Die Clearingprozesse sind dementsprechend auszugestalten.

Die detaillierte Ausgestaltung der Clearingprozesse ist abhängig vom konkreten Clearinggegenstand. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass keine Einigung im Clearingprozess hergestellt werden kann. Die Beschlusskammer hat daher davon abgesehen, konkrete Detailvorgaben für die Einleitung eines Clearingprozesses, die auszutauschenden Informationen, die relevanten Daten und den Abschluss eines Clearingprozesses zu machen.

Die VNB der E.ON vertreten die Auffassung, die Vorgabe zu Clearingprozesse verstoße gegen das Eichrecht, da „[I]aut diesem korrigierte bzw. Messwerte bzw. bessere als die bisher verwendeten Ersatzwerte zur Abrechnung verwendet werden [müssen], wann auch immer diese [v]orliegen“. Dies überzeugt nicht. Abschnitt 6.1.3 macht keine Vorgaben zur Verwendung von Mess- oder Ersatzwerten und formuliert auch keine materielle Ausschlussfrist, sondern macht nur Vorgaben für die Gestaltung von massengeschäftstauglichen Clearingprozessen im Anwendungsbereich der BilAReM.

Abschnitt 6.1.4 greift einen Vorschlag aus der Konsultation der Eckpunkte auf. Danach soll zwischen SR im Prognose- und im Planwertmodell prozessual nur unterschieden werden, soweit dies erforderlich oder sinnvoll ist. Dies vereinfacht die Prozesse und deren Umsetzung. Zwar wurde in der Konsultation sinngemäß im Grunde zu Recht darauf hingewiesen, dass der Regelungsgehalt des Abschnitts gering ist. Jedenfalls folgt aber aus der Vorgabe, dass unterschiedliche prozessuale Vorgaben für SR im Prognose- und im Planwertmodell stets eine belastbare Begründung erfordern.

Abschnitt 6.1.5 macht Mindestvorgaben, die bei der Bildung von SR beachtet werden müssen. Die Vorgaben gelten nur für SR, die für Redispatch-Maßnahmen Anwendung finden, also deren TR in den Anwendungsbereich der BilAReM fallen. Die bisherigen Vorgaben, wonach TR, die durch eine gemeinsame technische Steuereinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, im Duldungsfall zu einer SR zusammengefasst werden müssen, zugleich aber eine SR genau einem EIV zuzuordnen ist, hat in der Praxis zum Teil zu erheblichen Problemen geführt. So ist nicht immer eine Einigung aller betroffenen Anlagenbetreiber und LF auf einen gemeinsamen EIV möglich, insbesondere da es sich oftmals um konkurrierende Unternehmen handelt. Das hat faktisch zu einer Einschränkung der Anlagenbetreiber bei der Wahl des Direktvermarkters geführt.

Zur Lösung greift die Beschlusskammer einen Vorschlag des BDEW auf. Zwar wird an der Vorgabe festgehalten, dass jede SR genau einem EIV zugeordnet ist. Denn der EIV spielt bei der Kommunikation im Zusammenhang mit Redispatch eine zentrale Rolle, so dass eine 1:1-Zuordnung sinnvoll ist. Dagegen wird die Vorgabe zur Zusammenfassung von TR zu SR geändert. Künftig ist nicht die technische Einrichtung zur Steuerung durch den Netzbetreiber maßgeblich. Stattdessen erfolgt die Zusammenfassung im Grundsatz anhand der Marktlaktionen, die sich hinter einem Netzverknüpfungspunkt befinden. Damit entfällt die Notwendigkeit, sich auf einen EIV zu einigen. Ein Wechsel der Vermarktung, der Steuermethode oder des Bilanzierungsmodells machen keine Änderungen an der Zusammenfassung zu SR erforderlich. Eine abweichende Lösung, nach der TR mit unterschiedlichen Marktlaktionen zu einer SR zusammengefasst werden, ist nur im Einvernehmen aller Beteiligten möglich, wozu auch die Benennung eines gemeinsamen EIV gehört. Davon abweichend werden bei Speichern marktlaktionsübergreifende SR gebildet. Dies ist notwendig, weil bei Speichern sowohl die Ein- und Ausspeicherung durch Redispatch gesteuert werden kann.

Die Beschlusskammer hat auch den Vorschlag aufgegriffen, im Einvernehmen aller Beteiligten dauerhaft marktlukationsübergreifende SR zuzulassen. Durch das Erfordernis des Einvernehmens ist sichergestellt, dass solche Lösungen nur dort gewählt werden, wo sie für alle Beteiligten vorteilhaft sind. Jede der beteiligten Markttrollen hat jederzeit und ohne Angabe von Gründen die Möglichkeit, eine Aufteilung der SR zu erzwingen, ggf. auch nachträglich, z. B. nach einem Wechsel des Unternehmens, das die Marktrolle wahrnimmt. Entgegen der Stellungnahme der WEMAG AG stellt dies keine Behinderung der vertraglichen Gestaltungsfreiheit dar. Wenn – etwa in Folge eines Wechsels bei einer betroffenen Marktrolle – das Einvernehmen nicht fortbesteht, müssen marktlukationsscharfe SR gebildet werden. Zwar ist nachvollziehbar, dass dies nicht „von heute auf morgen“ geht. Wer etwaige Verzögerungen vermeiden möchte, kann aber von vornherein sein Einvernehmen in marktlukationsübergreifende SR verweigern.

Der Beschlusskammer ist bewusst, dass die Umsetzung der neuen Bildungsvorschriften für die SR für die betroffenen Unternehmen einmalig zusätzlichen Aufwand bedeutet. Die Lösung der oben beschriebenen Probleme sowie die höhere Stabilität der so gebildeten SR rechtfertigen aber diesen Mehraufwand. Um den Aufwand durch die Neubildung von bestehenden SR zu minimieren, eröffnet die Beschlusskammer jedoch die Möglichkeit, für Bestandskonstellationen das Regel-Ausnahme-Verhältnis umzukehren. Danach bleiben die SR in Bestandskonstellationen unverändert, solange nicht mindestens einer der Beteiligten eine Aufteilung fordert. Zwar weist der BDEW darauf hin, dass es dieser Regelung nicht bedürfe, da ein Fortbestehen auch durch die Herstellung des Einvernehmens erreicht werden könne. Die Regelung entlastet aber die betroffenen Unternehmen davon, in jedem Bestandsfall aktiv das Einvernehmen herstellen zu müssen. Sie können sich vielmehr auf die Fälle konzentrieren, in denen tatsächlich der Wunsch nach einer Neubildung der SR vorhanden ist.

Soweit in der Konsultation darauf hingewiesen wurde, dass die Lösung der o. g. Probleme auch für den Fall der Tranchenbildung – d. h. der quotenmäßigen Aufteilung der Mengen einer Marktlukation auf unterschiedliche Bilanzkreise und LF – funktionieren muss, stimmt die Beschlusskammer im Grunde zu. Sie hält es aber in diesem Fall für möglich und zumutbar, dass sich die betroffenen Unternehmen auf einen EIV einigen, da hier – anders als bei der Zusammenfassung von mehreren Marktlukationen – dem EIV keine Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse offenbart werden müssten. Außerdem geht die Aufteilung in

Tranchen auf die Entscheidung des Anlagenbetreibers zurück. Es ist ihm daher zuzumuten, einen EIV zu benennen.

Die Beschlusskammer hatte einen Vorschlag der ÜNB, wonach SR stets energieträgerscharf zu bilden sind, zur Konsultation gestellt. Der Vorschlag ist auf weitgehende Ablehnung der Konsultationsteilnehmer gestoßen. Die Beschlusskammer hält daher nicht daran fest. Zwar haben energieträgerscharfe SR Vorteile für die Redispatch-Planung und -Umsetzung. Die Beschlusskammer erkennt aber, dass die Bildung von SR dadurch erheblich erschwert würde, insbesondere in Konstellationen, in denen unterschiedliche TR miteinander kombiniert werden.

Die neuen Vorgaben zur Bildung von SR bedingen, dass die ausschließliche gemeinsame Steuerbarkeit von mehreren SR im Rahmen der Netzbetreiberkoordinierung darstellbar sein muss. Dazu dient die bereits von den Netzbetreibern verwendete SG. Die Beschlusskammer verzichtet darauf, Detailvorgaben zur Bildung von SG zu machen. Sie möchte die Netzbetreiber insoweit nicht zu stark einschränken.

In der Konsultation wurde zu Recht gefordert, dass der Netzbetreiber die SR-ID unverzüglich mitteilt. Die Beschlusskammer hat aber darauf verzichtet, dies ausdrücklich vorzuschreiben, da vergleichbare Mitteilungen an vielen Stellen vorkommen können. Sie vertraut darauf, dass die konkreten Kommunikationsprozesse entsprechende Fristen vorsehen werden.

In der Konsultation wurde gefordert, dass die Bildungsvorschrift nicht nur für SR gelten soll, die für Redispatch genutzt werden, sondern auch darüber hinaus, beispielsweise für Steuerbarkeitschecks. Dem kann nicht gefolgt werden. Gegenstand dieser Festlegung ist Redispatch. Zwar spricht nichts dagegen, wenn die entsprechend gebildeten SR auch für andere Zwecke genutzt werden. Die Beschlusskammer kann und will dies aber nicht durch diese Festlegung vorgeben.

Abschnitt 6.1.6 macht eine Vorgabe dazu, welches Unternehmen die Marktrolle des EIV wahrnimmt, wenn kein anderes Unternehmen bestimmt wurde. Dabei handelt es sich um das Unternehmen, das die Marktrolle „Lieferant“ (LF) für die betroffene Einspeisestelle wahrnimmt. Da in der Regel jede SR genau einer Marktlokation zugeordnet ist, gibt es auch genau ein Unternehmen, das die Marktrolle LF für diese Marktlokation wahrnimmt. Die Vorgabe stellt sicher, dass immer ein Unternehmen, das an der Marktkommunikation

teilnimmt, die wichtige Marktrolle EIV wahrnimmt. Dem kann nicht entgegengehalten werden, dass viele LF derzeit nicht an der massengeschäftstauglichen Marktkommunikation teilnehmen. Denn die LF sind dazu bereits jetzt verpflichtet. Durch die Möglichkeit, ein anderes Unternehmen als LF zu benennen, bleibt zudem die Gestaltungsfreiheit der betroffenen Unternehmen gewahrt. In bestimmten Konstellationen – bei Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie oder der Tranchenbildung – kann es jedoch vorkommen, dass innerhalb einer SR mehrere LF vorhanden sind. Die Beschlusskammer sieht davon ab, auf Ebene der Festlegung detaillierte Vorgaben zu machen, wie in diesen Fällen der EIV bestimmt werden soll.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, in vergleichbarer Weise auch für die Marktrolle BTR ein Unternehmen zu bestimmen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Teilnahme des BTR an der Kommunikation liegt bisher vor allem in seinem eigenen Interesse. Die Prozesse sind so gestaltet, dass sie auch ablaufen können, wenn die Marktrolle BTR nicht wahrgenommen wird. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass dies auch für die Fortentwicklung der Prozesse gilt.

Abschnitt 6.1.7 schreibt vor, dass Prozesse für Benennung, Wechsel und Abmeldung der Markttrollen EIV und BTR vorgesehen werden müssen. Diese Prozesse sind im Rahmen der Konsultation von verschiedenen Seiten gefordert worden. Sie müssen sicherstellen, dass die Information über einen Wechsel rechtzeitig allen Betroffenen zugeht. Denkbar ist dafür beispielsweise, die Informationen in die im Rahmen der GPKE auszutauschenden Stammdaten einzubeziehen. Soweit in der Konsultation gefordert wurde, ausdrücklich die Harmonisierung mit den Fristen des Gesamtprozesses vorzugeben, ist dies eine Selbstverständlichkeit, die für alle Prozesse gilt. Soweit Connect+ anmerkt, dass die zu entwickelnden Prozesse eine Einbeziehung des BTR in den abgesicherten, massengeschäftstauglichen Informationsaustausch erfordern würden, wird darauf hingewiesen, dass die durch Abschnitt 6.1.7 geforderten Prozesse nicht notwendigerweise über den Data Provider abgewickelt werden müssen. Der BTR ist bereits heute Teil der massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozesse, so dass Abschnitt 6.1.7 insoweit nichts Neues verlangt.

Abschnitt 6.1.8 nimmt nicht direktvermarktete Anlagen von der Anwendung der Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des LF oder des BKV(LF)

aus. Die Aufgaben werden für nicht direktvermarktete Anlagen ohnehin von Netzbetreibern wahrgenommen, so dass die Vorgabe von Kommunikationsprozessen nicht erforderlich ist. Es bleibt den Unternehmen aber unbenommen, freiwillig unter Anwendung der Prozesse und der darauf basierenden Datenformate zu kommunizieren. Auf Hinweis der ÜNB hat die Beschlusskammer klargestellt, dass die Vorgabe in Abschnitt 6.1.8 die Branche nicht hindert, Prozesse zu erarbeiten und anzuwenden, die eine sichere Einbindung von nicht direktvermarkteten Anlagen in die Redispatch-Prozesse sicherstellen. Die Kommunikation der Netzbetreiber untereinander wird nicht eingeschränkt. Dies gilt auch für die Kommunikation mit den ÜNB, soweit sie für diese Anlagen die Vermarktung durchführen. Soweit die ÜNB darüber hinaus eine ausdrückliche Verpflichtung zur verbindlichen Definition von Prozessen fordern, die eine Einbindung dieser Anlagen unter dem Gesichtspunkt der Systemstabilität regeln, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Insoweit verzichtet die Beschlusskammer auch an dieser Stelle auf Detailvorgaben, sondern lässt der Branche – wie grundsätzlich von den ÜNB befürwortet – Gestaltungsspielraum.

Die Beschlusskammer folgt nicht dem Vorschlag, einen Anspruch des Anlagenbetreibers auf Anwendung der Prozesse unter Beteiligung des LF oder des LF(BKV) vorzusehen. Es ist kein Interesse des Anlagenbetreibers von nicht-direktvermarkteten Anlagen an der Anwendung dieser Prozesse erkennbar. Denn indem er die Anlage nicht der Direktvermarktung zuordnet, hat er sich entschieden, die Marktrollen des LF bzw. des BKV nicht selbst oder durch einen Dienstleister wahrnehmen zu lassen, sondern von den Netzbetreibern.

Abschnitt 6.1.9 stellt klar, dass die Vorgaben des Kapitels 6 nicht für Datenaustausche auf Basis der SO-VO gelten. Dafür gelten die Vorgaben der ÜNB nach Art. 40 Abs. 7 SO-VO. Dadurch wird sichergestellt, dass der Vorrang der abschließenden europarechtlichen Regelung gewahrt wird.

Die Verteilernetzbetreiber von E.ON haben zutreffend darauf hingewiesen, dass die Verordnung zwar für Pumpspeicherkraftwerke, nicht aber für andere Speicher gilt. Insoweit finden also die Vorgaben dieser Festlegung sowie der auf der Basis erarbeiteten Prozesse Anwendung.

Abschnitt 6.1.10 macht Vorgaben zur Datensicherheit. Danach ist die Übermittlung sämtlicher Nachrichten mittels Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Es gilt der BSI-Standard. Die Beschlusskammer hält eine Vorgabe zur Verschlüsselung für notwendig, um die Datensicherheit zu gewährleisten.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, ausdrücklich vorzugeben, dass die Prozesse die verfügbare Netzanschlusskapazität berücksichtigen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Zwar ist die Forderung in der Sache zutreffend. Die verfügbare Anschlusskapazität stellt im Falle der Überbauung von Netzanschlüssen eine Flexibilitätsbeschränkung dar, die im Rahmen der Netzbetreiberkoordinierung nach Kapitel 5 der BilAReM auszutauschen ist. Eine ausdrückliche Regelung in Kapitel 6 ist dafür nicht erforderlich.

Die Beschlusskammer hält nicht an dem Vorschlag fest, die Identifikation von Anlagen durch die MaStR-ID verbindlich vorzuschreiben. Die Definition von Identifikatoren ist somit wie bisher eine Aufgabe im Rahmen der Prozess- und Formatentwicklung. Sie reagiert damit auf die Kritik von zahlreichen Unternehmen und Verbänden, die den etablierten Identifikator TR-ID für vorzugswürdig halten. Zwar wurde der Vorschlag der Beschlusskammer zur verbindlichen Nutzung der MaStR-Nummer begrüßt. Die Beschlusskammer hat aber die Überzeugung erlangt, dass die Umstellung des etablierten Identifikators derzeit erheblichen Aufwand und Unsicherheiten verursachen würde. Das schließt aber eine ergänzende Nutzung der MaStR-ID nicht aus.

3.2.6.1.2 In **Kapitel 6.2** folgen Vorgaben zu den Kommunikationsprozessen für den Stammdatenaustausch, den Austausch von Planungsdaten und von Nichtbeanspruchbarkeiten.

EnBW regt an, dass die Prozesse für die Datenübermittlung aufgrund der Übermittlungspflicht aufgrund dieser Festlegung (Kapitel 4 der BilAReM) und aufgrund der SO-VO harmonisiert werden sollten. Die Beschlusskammer begrüßt diesen Vorschlag im Grunde. Die Regelungskompetenz für die Prozesse hinsichtlich der SO-VO liegt aber bei den ÜNB.

Abschnitt 6.2.1 betrifft die Übermittlung der Stammdaten nach Kapitel 4.1 und 5.1 der BilAReM. Die Übermittlung von Stammdaten an das Marktstammdatenregister ist davon nicht betroffen.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer in **Abschnitt 6.2.1.1** allgemeine Vorgaben zu Stammdatenprozessen in Anlehnung an die GPKE³¹ gemacht. Dies dient der Einheitlichkeit der Stammdatenprozesse und erleichtert eine festlegungsüber-

³¹ GPKE Teil 4 – Fokus Stammdatenprozesse, S. 4.

greifende Anwendung. Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer die Verpflichtung des Verantwortlichen, auf Anfrage des Berechtigten diesem den Bearbeitungsstand mitzuteilen, gestrichen. Die Regelung ist nicht notwendig, weil das Informations- und Klärungsinteresse des Berechtigten im Clearingprozesse ausreichend Berücksichtigung findet. Ebenfalls schließt sich die Beschlusskammer nicht dem Vorschlag an, eine konkrete Frist für die Bearbeitung durch den Verantwortlichen sowie ein Begründungserfordernis vorzugeben. Zum einen verzichtet – wie ausgeführt – die Beschlusskammer bewusst auf Detailvorgaben für die Prozesse. Zum anderen führen derartige formalistische Vorgaben nicht unbedingt zu einer besseren Praxis. Vielmehr ist zu erwarten, dass ein fristgebundenes formales Begründungserfordernis zu formelhaften Begründungen führt. Damit ist für ein ggf. anschließendes Clearing nichts gewonnen.

Nach **Abschnitt 6.2.1.2** verantwortet der ANB die TR-, SR- und SG-bezogenen Stammdaten. Mit dieser Vorgabe greift die Beschlusskammer den Vortrag in der Konsultation auf, die Datenverantwortung eindeutig zu regeln. Der ANB ist am besten für diese Rolle geeignet, da er die Daten aus verschiedenen Quellen und zu den verschiedenen Objekten zusammenführen und plausibilisieren kann. Der ANB ist ferner für die Verteilung der Daten an die betroffenen Netzbetreiber verantwortlich. Das entspricht den bisherigen Prozessen. Neu ist zudem die Verteilung der TR- und SR-bezogenen Stammdaten an den EIV. Dies dient nicht nur der Information des EIV, sondern auch der Verbesserung der Datenqualität, da der EIV die Daten mit seinen intern verwendeten Stammdaten abgleichen und so Unstimmigkeiten aufdecken kann. Das Marktstammdatenregister ist – wie bisher – eine Quelle, aus der der ANB Informationen beziehen kann. Das Marktstammdatenregister wird aber nicht in die Kommunikationsprozesse nach dieser Festlegung eingebunden. Daneben stellen die Prozesse nach Abschnitt 6.2.1.4 eine wichtige Informationsquelle dar.

In **Abschnitt 6.2.1.3** wird vorgegeben, dass die Marktrollen EIV und BTR die Stammdaten zu ihrer Anlage – ohne personenbezogene Daten – abfragen können. Dies dient der Qualitätsverbesserung, da es eine Kontrolle ermöglicht, ob die beim ANB hinterlegten Stammdaten korrekt sind. Ist das nicht der Fall, können und müssen Anlagenbetreiber und EIV eine Korrektur im Wege der Stammdatenänderung anstoßen. Die Beschlusskammer hält die Vorgabe für erforderlich, da im Rahmen der Konsultation vorgetragen wurde, dass entsprechende Informationen von einigen ANB verweigert würden. Soweit gefordert

wurde, den BTR hier auszuschließen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Zwar ist richtig, dass der BTR nach den geltenden Prozessen nicht über den Data Provider kommuniziert. Die Beschlusskammer hält es aber sowohl für möglich und zumutbar, eine direkte Kommunikation zwischen BTR und ANB vorzusehen, als auch, den BTR insoweit auf eine Kommunikation über den Data Provider zu verweisen. Es obliegt der Branche, im Rahmen der Prozessentwicklung den besseren Weg zu identifizieren. Die Möglichkeit eines Informationszugangs des BTR zu Stammdaten ist für die Verbesserung der Qualität der Stammdaten sinnvoll. Denn als Marktrolle, die direkt mit dem Betrieb der Anlage vertraut ist und die in die Abrechnung der Ausfallarbeit eingebunden ist, kann der BTR etwaige Unstimmigkeiten gut erkennen.

Dagegen folgt die Beschlusskammer nicht der Forderung in der Konsultation zu den Eckpunkten, darüber hinaus auch eine Abfragemöglichkeit für den Eigentümer der Anlage vorzusehen. Der Anlageneigentümer nimmt in der Energiewirtschaft keine relevante Rolle wahr. Energiewirtschaftlich verantwortlich für eine Anlage ist vielmehr der Anlagenbetreiber, der über die Marktrollen BTR und EIV Zugang zu den gespeicherten Stammdaten erhält. Soweit der Anlageneigentümer die Anlage nicht selbst betreibt, obliegt es ihm, sein Informationsbedürfnis im zivilrechtlichen Verhältnis zum Anlagenbetreiber zu regeln.

Die Prozesse nach **Abschnitt 6.2.1.4** ermöglichen es den Berechtigten, Änderungen oder Ergänzungen der Stammdaten dem ANB mitzuteilen. Die Prozesse sollen die Pflege der Stammdaten ermöglichen und dadurch zur Qualitätsverbesserung beitragen. Die Verantwortung des ANB bleibt aber unberührt.

Abschnitt 6.2.1.5 schreibt Prozesse zum Clearing von Differenzen bei den Stammdaten vor. Korrekte Stammdaten sind für die reibungslose Abwicklung der übrigen Prozesse von großer Bedeutung. Effiziente und massengeschäftstaugliche Prozesse zum Clearing können helfen, die Qualität der Stammdaten zu verbessern, und reduzieren zudem den Aufwand bei den betroffenen Unternehmen.

Abschnitt 6.2.1.6 verpflichtet zur Bereitstellung von Kommunikationsprozessen, um die notwendigen Informationen im Zusammenhang mit der Zuordnung von SR zum Bilanzierungsmodell massengeschäftstauglich zu übermitteln. Dies ermöglicht es den Marktrollen EIV, LF und BKV(LF), die Zuordnung in ihren IT-Systemen aufwandsarm abzubilden. Es sind sowohl Prozesse für die Überführung der Bestandsanlagen (vgl. Abschnitt 2.3.2 der BilAReM) als auch zur Zuordnung von Neuanlagen vorzusehen. Die Beschlusskammer

weist darauf hin, dass es möglich ist, diese Information in bestehende GPKE-Prozesse zu integrieren. Soweit Quadra fordert, diese Information im Marktstammdatenregister zu veröffentlichen, wird darauf hingewiesen, dass dies nicht von der Beschlusskammer geregelt werden kann.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer unter **Abschnitt 6.2.1.7** ergänzt, dass clusterbezogene Stammdaten vom clusternden Netzbetreiber verantwortet werden. Dies dient der Klarstellung. Auf die Vorgabe zu den Details der weiteren Austauschprozesse verzichtet die Beschlusskammer.

Abschnitt 6.2.2 macht Vorgaben für den Austausch von Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Abregelungen sowie Echtzeitdaten.

Neu ist die ausdrückliche Regelung der freiwilligen Übermittlung von Planungsdaten für Anlagen im Prognosemodell in **Abschnitt 6.2.2.4**. Die Beschlusskammer greift damit eine im Umsetzungsfragenkatalog³² verankerte Möglichkeit auf, die im Rahmen der Konsultation in zahlreichen Stellungnahmen gefordert wurde. Auch wenn die gesetzlichen Vorgaben zum bilanziellen Ausgleich in Verteilernetzen, die mit der Zuordnung zum Planwert- oder Prognosemodell umgesetzt werden, bis Ende des Jahres 2031 befristet sind, hält es die Beschlusskammer nicht für erforderlich, die Vorgabe des Abschnitts 6.2.2.4 ausdrücklich zu befristen. Zwar würden die entsprechenden Prozesse ihren Anwendungsbereich verlieren, wenn das Prognosemodell abgeschafft würde. Das Auslaufen der gesetzlichen Regelung setzt aber ohnehin Anpassungen voraus, so dass die Vorgabe dann ggf. aufgehoben werden kann.

Neu ist ferner die in **Abschnitt 6.2.2.5** verankerte Möglichkeit, Prozesse für die Übermittlung von Echtzeitdaten vorzusehen. Die Branche erhält damit die Möglichkeit, eine diesbezüglich Prozesslücke zu schließen. Die Beschlusskammer verzichtet jedoch darauf, entsprechende Prozesse verbindlich vorzuschreiben. Vielmehr möchte sie der Branche bewusst Spielraum lassen, die entsprechende Prozesslandschaft Schritt für Schritt zu entwickeln. Maßgeblich für diese Entscheidung ist, dass in der Festlegung BK6-20-059 keine Prozesse für die Übermittlung von Echtzeitdaten vorgesehen waren, diese also von Grund

³² Umsetzungsfragenkatalog, S. 42 ff.

auf entwickelt werden müssen. Außerdem werden die materiellen Vorgaben zur Übermittlung von Echtzeitdaten durch die gegenständliche Festlegung grundlegend geändert.

Soweit gefordert wurde, die Planungsdaten auch dem BTR zu übermitteln, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Vielmehr kann diese Übermittlung direkt zwischen EIV und BTR erfolgen, ohne dass es dazu hoheitlicher Vorgaben zu den zu verwendenden Prozessen und Formaten bedarf. Beide Marktrollen werden in der Regel von Dienstleistern des Anlagenbetreibers oder vom Anlagenbetreiber selbst wahrgenommen. Das Gleiche gilt für die Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten vom BTR an den EIV. Es fällt in die Verantwortung des Anlagenbetreibers, die Kommunikation seiner Dienstleister sicherzustellen.

Soweit die ÜNB weitere Detailregelungen durch die Bundesnetzagentur vorschlagen, sieht die Beschlusskammer davon aufgrund des ursprünglichen Vortrags der ÜNB, gerade keine Detailvorgaben zu Prozessen zu machen, ab.

Soweit ferner in der Konsultation gefordert wurde, auch „netzbedingte Anpassungen“ zu übermitteln, ist darauf hinzuweisen, dass dazu die Abrufprozesse dienen.

Der BNE hat zu Recht darauf hingewiesen, dass die übermittelten Informationen von den Netzbetreibern auch genutzt werden müssen. Eine ausdrückliche Regelung dazu ist jedoch nicht erforderlich. Vielmehr ergibt sich diese Pflicht aus den allgemeinen Netzbetreiberpflichten.

Soweit die ÜNB gefordert haben, ausdrücklich Kommunikationsprozesse für den Austausch von Sensitivitäten und Flexibilitätsbeschränkungen vorzusehen, weist die Beschlusskammer darauf hin, dass sie auf Detailvorgaben zu den Prozessen der Netzbetreiberkoordination verzichtet. Dadurch sollen die Netzbetreiber den Handlungsspielraum behalten, ihre Koordinierungsprozesse optimal zu gestalten.

3.2.6.1.3 **Kapitel 6.3** macht Vorgaben zu den Abrufprozessen. Nicht Gegenstand dieser Festlegung ist hingegen die Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 Satz 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG.

Die Beschlusskammer hat darauf verzichtet, im Einzelnen vorzugeben, welche Prozesse für den Abruf notwendig sind und wie sie im Detail auszugestalten sind. Maßgeblich sind dafür die rechtlichen Rahmenbedingungen (v. a. § 13a Abs. 1a Satz 4 EnWG) sowie die

Vorgabe im Abschnitt 6.1.1 der BilAREM, sich möglichst an den bestehenden Prozessen zu orientieren. Im Übrigen beschränkt sich die Beschlusskammer auf Rahmenvorgaben.

Hinsichtlich des Abrufprozesses im Prognosemodell wird in **Abschnitt 6.3.1** ein Zeitpunkt eingeführt, zu dem die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 bzw. Abs. 1c Satz 1) EnWG in der Regel spätestens erfolgen muss. Eine frühere Information ist nach Ermessen des Netzbetreibers möglich. Eine spätere Information ist zulässig, wenn eine Information spätestens zum Regelzeitpunkt nicht möglich war.

Die Beschlusskammer hält einen Regelzeitpunkt von 30 Minuten vor Beginn der Redispatch-Maßnahme für zweckmäßig. Bei dem Zeitpunkt sind widerstreitende Belange und Effekte zu berücksichtigen. In den Konsultationen wurden zwischen 60 Minuten und 15 Minuten gefordert.

Die Beschlusskammer hält einerseits eine möglichst späte Information für sinnvoll. Denn der Zeitpunkt, zu dem die Netzbetreiber ihre Redispatch-Planung abschließen, sollte möglichst nahe an der Echtzeit liegen. Dadurch wird die Redispatch-Planung genauer und „Sicherheitszuschläge“ werden geringer. Andererseits soll möglichst vermieden werden, dass der energetische Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie erfolgt. Die Vorab-Information muss daher so rechtzeitig erfolgen, dass für den BKV ausreichend Zeit bleibt, die betroffenen Bilanzkreise unter Berücksichtigung der Redispatch-Maßnahme zu bewirtschaften. Da im Prognosemodell der bilanzielle Ausgleich durch die Netzbetreiber bisher nicht erfolgt, ist der BKV verpflichtet, seinerseits die Mengen zu bewirtschaften. Er wird dafür häufig auf den börslichen Intraday-Handel angewiesen sein. Die Beschlusskammer hält es für möglich und zumutbar, innerhalb von 30 Minuten die Ausgleichsmengen für die erste Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme nachzuhandeln. So ist ein börslicher Intraday-Handel innerhalb der Regelzone bis fünf Minuten vor Erfüllungsviertelstunde möglich.³³ Bereits für die zweite Viertelstunde der Redispatch-Maßnahme steht auch ein regelzonenübergreifender börslicher Handel zur Verfügung. Ein geringerer Zeitraum als 30 Minuten vor Beginn der Redispatch-Maßnahme würde dagegen die Bilanzkreisbewirtschaftung erheblich erschweren. Dies würde

³³ Vgl. Epex Spot SE, Trading at Epex Spot 2024, S. 6; Nord Pool AS, Product Specifications German Market Area, 18.07.2024, S. 5.

nicht nur eine unangemessene Beeinträchtigung der Belange der BKV darstellen, sondern die Regelenergie systemwidrig in Anspruch nehmen und die Gefahr von Systembilanzungleichgewichten erhöhen.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer eine Klarstellung zum Planwertmodell ergänzt. Danach obliegt es der Prozessentwicklung, den spätesten Zeitpunkt der Abruf-Information im Planwertmodell zu definieren. Anders als im Prognosemodell muss der BKV keinen bilanziellen Ausgleich vornehmen. Es ist notwendig, aber auch ausreichend, dass er rechtzeitig vor Beginn der Redispatch-Maßnahme informiert ist, damit er nicht seinerseits Ausgleichsmaßnahmen ergreift. Es besteht daher im Rahmen der Prozessentwicklung ein gewisser Spielraum, einen optimalen Zeitpunkt im Zusammenspiel mit anderen Prozessen zu definieren. Die Beschlusskammer verzichtet daher darauf, bereits in der Festlegung einen spätesten Zeitpunkt festzusetzen.

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. Dies gilt selbstverständlich auch in den Fällen, in denen die Frist nicht eingehalten werden konnte, weil der Netzbetreiber die Notwendigkeit oder den genauen Umfang einer Redispatch-Maßnahme nicht rechtzeitig prognostizieren konnte. Das kann etwa im Falle von plötzlichen Ereignissen, einer späteren Meldung von marktbedingten Abregelungen oder verspäteten Anweisungen durch den vorgelagerten Netzbetreiber der Fall sein. Dies gilt aber auch in Fällen, in denen die fehlende Vorab-Information vom Netzbetreiber zu verantworten ist. Das Unterlassen der rechtzeitigen Vorab-Information berechtigt den Netzbetreiber nicht, seine Pflicht zum Betrieb eines sicheren und zuverlässigen Energieversorgungsnetzes nach § 11 Abs. 1 EnWG zu verletzen. Auf Hinweis des BDEW wurde klargestellt, dass die Information auch in den Fällen erfolgen muss, in denen die Regelfrist nicht eingehalten wurde, ggf. auch nachträglich. Dies ist erforderlich, um eine gemeinsame Datengrundlage für die Abrechnung der Redispatch-Maßnahme zu schaffen.

Die Beschlusskammer konnte daher der Forderung des BEE nicht folgen, die Wörter „in der Regel“ zu streichen. Zwar teilt die Beschlusskammer die Bewertung des BEE, dass es nicht hinnehmbar ist, wenn derzeit die Vorab-Information in einem Großteil der Fälle

nicht oder weniger als 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit der Redispatch-Maßnahme erfolgt. Die Vorgabe eines Regelzeitpunkts dient gerade dazu, diese Situation deutlich zu verbessern. Auch teilt die Beschlusskammer die Sorge des BEE, dass durch die Formulierung „in der Regel“ Interpretationsspielräume entstehen. Sie sieht aber angesichts der Tatsache, dass der Regelzeitpunkt nicht in jedem Fall eingehalten werden kann, keine Alternative.

Soweit von mehreren Konsultationsteilnehmern gefordert wurde, einen Anspruch des BKV gegen den Netzbetreiber auf Erstattung von zusätzlichen Aufwendungen infolge einer späteren Mitteilung aufzunehmen, ist darauf hinzuweisen, dass dies nicht Gegenstand dieser Festlegung ist.

Die ÜNB haben vorgeschlagen, eine prozessuale Ausgestaltung für eine Unterschreitung der Vorlaufzeit vorzuschreiben. Die Beschlusskammer sieht den Vorteil des Vorschlags, dass dieser in der Praxis – wie gesagt – nicht vollständig vermeidbare Fall prozessual geregelt ist. Daher hat sie keine Einwände dagegen, wenn die Branche diesen Fall berücksichtigt. Wichtig ist aber, dass eine Unterschreitung der Vorlaufzeit als Ausnahmefall betrachtet und geregelt wird, nicht als Regelprozess.

Die Frage, welche Auswirkungen eine spätere oder fehlende Vorab-Information auf den Anspruch des Anlagebetreibers auf Aufwendungsersatz nach § 14 Abs. 1b EnWG oder auf die Möglichkeit zur Wälzung der Kosten des Netzbetreibers in die Netzentgelte hat, ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Es ist nicht erforderlich, diese Fragen zeitgleich mit der Vorgabe eines Regelzeitpunkts zu entscheiden, da dem Anlagenbetreiber aufgrund der gesetzlichen Regelung stets ein angemessener Aufwendungsersatz zusteht und der Netzbetreiber stets die Möglichkeit hat, die notwendigen Kosten zu refinanzieren.

Um dem anweisenden Netzbetreiber die rechtzeitige Vorab-Information zu ermöglichen, ist die Zeit bei der Anweisung nach § 14 Abs. 1c Satz 1 EnWG durch den anfordernden Netzbetreiber zu berücksichtigen. Es ist sinnvoll, die Netzbetreiber-Netzbetreiber-Prozesse entsprechend auszugestalten.

Die Beschlusskammer hat in der zweiten Konsultation vorgeschlagen, dass in der Regel nur genau eine Vorab-Information je Redispatch-Maßnahme erfolgt. Damit sollte dem in der Praxis zu beobachtenden Phänomen begegnet werden, dass Netzbetreiber eine Vielzahl von Vorab-Informationen versenden, die daher wenig belastbar und damit für die

Bewirtschaftung des betroffenen Bilanzkreises durch den BKV des LF letztlich wertlos sind. Dieser Vorschlag ist auf Ablehnung sowohl von Netzbetreibern als auch von Vermarktern gestoßen. Die Beschlusskammer folgt daher dem Vorschlag von mehreren Konsultationsteilnehmern, die Aktualisierungen der Vorab-Information auf eine je Viertelstunde zu begrenzen. Sie lässt sich dabei insbesondere von der Einschätzung der Vermarkter leiten, dass es vor allem im Prognosemodell sinnvoll ist, wenn aktuelle Informationen vorliegen. Maßgeblich war insbesondere die Einschätzung der Next Kraftwerke, dass eine Aktualisierung je Viertelstunde – mit der letzten Aktualisierung 30 Minuten vor Beginn der Maßnahme – akzeptabel sei.

Die Vorab-Information muss – wie bisher – dem LF und dem EIV zugehen. Damit ist der gesetzlichen Vorgabe des § 13a Abs. 1a Satz 4 EnWG genüge getan. Eine zwingende Vorgabe zur Information auch des BTR ist nicht sinnvoll. Die Abrufprozesse dienen der Abwicklung der Vorab-Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 EnWG. Danach ist der „Bilanzkreisverantwortliche“ vorab zu unterrichten. Dies erfolgt bei den geltenden Prozessen über den LF. Eine Vorab-Information des BTR durch den Netzbetreiber ist dagegen rechtlich und tatsächlich nicht erforderlich. Der BTR führt weder den Bilanzkreis, noch plant und führt er den Einsatz der TR durch. Da der BTR bislang nicht über den Data Provider kommuniziert, würde seine Einbeziehung den Kommunikationsprozess erheblich aufwändiger machen.

Soweit in der Konsultation zu den Eckpunkten vorgeschlagen wurde, dass die Netzbetreiber eine 24-Stunden-Prognose übermitteln müssten, damit auch die Day-ahead-Märkte für die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs genutzt werden könnten, verzichtet die Beschlusskammer auf eine verbindliche Vorgabe. Sie regt aber an, dass die ÜNB diese Option prüfen.

Abschnitt 6.3.2 schreibt die Einführung von neuen Prozessen für den Wechsel zwischen dem Duldungs- und Aufforderungsfall vor. Der Wechsel kann vom EIV initiiert werden. Der ANB kann den Wechsel in den Aufforderungsfall nur ablehnen oder aber den Wechsel in den Duldungsfall vornehmen, wenn keine viertelstundenscharfe Messung der Einspeisung erfolgt oder wenn Zweifel an einer zuverlässigen Umsetzung der Aufforderung bestehen. Dies soll es den LF erleichtern, Redispatch und die eigene Vermarktung zuverlässig und effizient abzuwickeln. Insbesondere im Planwertmodell ist die Anwendung des Aufforderungsfalls naheliegend. Mit der angestrebten Ausweitung des Planwertmodells

sollte daher der Wechsel in den Aufforderungsfall erleichtert werden. Zweifel an der zuverlässigen Umsetzung der Aufforderung bestehen unter anderem, wenn die Steuerungstechnik den Aufforderungsfall nicht erlaubt. Im Übrigen erscheint es der Beschlusskammer als sinnvoll, einen Test der Steuerung durch den EIV vorzunehmen. Die Beschlusskammer hat nicht den Vorschlag aus der Konsultation aufgegriffen, eine ausdrückliche Begründung der Ablehnung des Aufforderungsfalls zwingend vorzugeben. Eine solche formale Begründungspflicht führt meist lediglich zu formelhaften Begründungen, die in der Sache nicht weiterhelfen. Dadurch, dass der Netzbetreiber den Wechsel in den Aufforderungsfall nur in begründeten Fällen ablehnen kann, besteht genügend Rechtfertigungsdruck, was willkürliche Entscheidungen verhindert.

3.2.6.1.4 **Kapitel 6.4** macht Vorgaben zur Abstimmung der Ausfallarbeit. Ziel ist es, die Ausfallarbeit zeitnah bestimmen zu können, damit diese als Grundlage für den Plan-Ist-Abgleich nach Abschnitt 2.1.3 im Planwertmodell sowie für die Abrechnung des finanziellen Ausgleichs und des finanziellen Aufwendungsersatzes im Prognosemodell genutzt werden kann. Die finanzielle Abrechnung selbst ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die Beschlusskammer hat daher die Überschrift von „Abrechnung“ in „Abstimmung der Ausfallarbeit“ geändert, um Missverständnisse zu vermeiden. Es steht der Branche aber frei, auf freiwilliger Basis die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zu vereinheitlichen.

Nach **Abschnitt 6.4.1** ermöglichen die Abrechnungsprozesse die TR-scharfe Bestimmung der Ausfallarbeit. Sie dienen zugleich der nachträglichen Information über die tatsächliche Redispatch-Maßnahme. Auch wenn für den bilanziellen Ausgleich eine MaLo-scharfe Bestimmung ausreichen würde, ist eine TR-scharfe Bestimmung zweckmäßig, um auf dieser Basis den finanziellen Ausgleich der Redispatch-Maßnahme vornehmen zu können. Da die Anlagen unterschiedliche Betreiber und unterschiedliche Eigenschaften aufweisen können, die für die Höhe des finanziellen Ausgleichs maßgeblich sind, ist eine TR-scharfe Bestimmung der Ausfallarbeit notwendig. MaLo-scharfe Daten lassen sich aus TR-scharfen Daten durch Addition errechnen.

Der finanzielle Ausgleich selbst ist dagegen nicht Gegenstand der geforderten Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit.

Abschnitt 6.4.2 schreibt massengeschäftstaugliche Clearing-Prozesse für die Abstimmung der Ausfallarbeit vor. Die Vorgabe geht damit über die bisherigen Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nach der Festlegung BK6-20-059 hinaus, die hinsichtlich

des Clearings auf die entsprechenden MaBiS-Prozesse verwiesen hat. Da derzeit kein bilanzieller Ausgleich über die MaBiS erfolgt, sind eigene Clearing-Prozesse erforderlich.

Soweit in der Konsultation Regelungen dazu gefordert wurden, wie verfahren werden soll, wenn auch nach dem Clearing-Prozess Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit besteht, übersteigt das den Inhalt von massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen. Vielmehr betrifft dies materiell-rechtliche Fragen im Zusammenhang mit dem finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG. Aus dem gleichen Grund kann auch der Forderung des BEE, Interpretationsräume durch verbindliche und standardisierte Prozessvorgaben zu reduzieren, nicht gefolgt werden.

Abschnitt 6.4.3 macht eine Vorgabe hinsichtlich der zeitlichen Gestaltung der Abstimmung der Ausfallarbeit. Ziel ist es, dass spätestens am Ende des dritten Folgemonats nach Ende der Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber ein Clearing erfolglos abgeschlossen wurde. Das heißt z. B. für eine Redispatch-Maßnahme im Monat Mai, dass die Ausfallarbeit spätestens zum 31.08. feststehen muss. Der erfolglose Abschluss des Clearings bedeutet indessen nicht, dass die Ausfallarbeit einseitig von einer Partei festgelegt werden könnte. Vielmehr ist die Höhe der Ausfallarbeit eine Frage, die nötigenfalls in einem zivilrechtlichen Rechtsstreit geklärt werden kann.

Die Fristen für die notwendigen Zwischenschritte werden durch die Festlegung nicht im Detail vorgegeben. Zu beachten ist, dass durch den Wegfall des bilanziellen Ausgleichs durch Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen der Grund für die engen Fristen nach der Festlegung BK6-20-059 entfallen ist. Durch die Vorgabe einer Frist einschließlich eines etwaigen Clearings ist sichergestellt, dass die Ausfallarbeit zeitnah festgestellt wird. Die Beschlusskammer möchte den Gestaltungsspielraum der Branche hinsichtlich der Definition der notwendigen Zwischenschritte nicht durch Detailvorgaben einschränken.

Die Beschlusskammer folgt nicht dem Vorschlag der ÜNB, die Frist auf fünf Monate zu verlängern. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass eine Frist von fünf Monaten bedeutet, dass zwischen der Redispatch-Maßnahme und der Abstimmung der Ausfallarbeit zwischen fünf und sechs Monate liegen können. Im Sinne einer zeitnahen Abrechnung erscheint dieser Zeitraum als zu lang. Entgegen der Stellungnahme der ÜNB ist zu betonen, dass die Frist keine materielle Ausschlussfrist ist. Sie macht lediglich eine Vorgabe für die zeitliche Ausgestaltung der massengeschäftstauglichen Prozesse. Die Beschlusskammer

folgt daher insoweit der Stellungnahme der Uniper und hält an der Frist von drei Monaten fest.

Nach Durchlaufen der Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit ggf. einschließlich eines Clearings dürfen die Prozesse nicht erneut gestartet werden. Dadurch wird die gelegentlich zu beobachtende Praxis unterbunden, dass – z. T. Jahre nach der Maßnahme – „Korrekturen“ der Ausfallarbeit durch ein erneutes Anstoßen der Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit vorgenommen werden. Diese Praxis stellt für die betroffenen Marktakteure eine erhebliche Belastung dar. Die Vorgabe der Beschlusskammer begründet aber keine materielle Ausschlussfrist. Ob und bis wann ggf. Korrekturen vorgenommen werden können, richtet sich vielmehr nach dem Zivilrecht. Insoweit ist der Stellungnahme des BDEW zuzustimmen, dass im Falle von Unstimmigkeiten die Möglichkeit eines bilateralen Clearings gegeben sein muss. Den Unternehmen stehen dafür aber die massengeschäftstauglichen Prozesse nach dieser Festlegung nicht zur Verfügung. Die Regelung stellt daher auch keinen Verstoß gegen das Eichrecht dar, da keine materielle Vorgabe zu den zu verwendenden Messdaten oder Ersatzwerten gemacht wird. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass die Korrektur von Fehlern, die erst nach Durchlaufen der Prozesse bekannt werden, dadurch erschwert werden kann. Dies erhöht aber zugleich den Druck auf die beteiligten Markttrollen, bereits im Rahmen der erstmaligen Abstimmung der Ausfallarbeit Fehler zu minimieren.

Soweit die ÜNB gefordert haben, eine detaillierte Vorgabe zum Erstaufschlagsrecht im Rahmen der Abstimmung der Ausfallarbeit zu machen, widerspricht die Forderung dem Ansatz, die Ausgestaltung der Prozesse in einem Branchenprozess vorzunehmen.

Abschnitt 6.4.4 sieht Wechselprozesse für die Abrechnungsvarianten vor. Dies dient der Digitalisierung des Wechsels. Es werden insbesondere Prozesse zum Informationsaustausch im Zusammenhang mit dem Wechsel in die vereinfachte Spitzabrechnung vorgesehen. Dies soll es für die beteiligten Unternehmen erleichtern, die vereinfachte Spitzabrechnung anzuwenden. Auf Hinweise in der zweiten Konsultation hat die Beschlusskammer die Formulierung angepasst.

Abschnitt 6.4.5 betrifft die Information des LF über den im Planwertmodell verwendeten Redispatch-Bilanzkreis. Dies ermöglicht es den LF bzw. deren BKV, den bilanziellen Aus-

gleich im Planwertverfahren aufwandsarm umzusetzen. Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass – falls sinnvoll – diese Information im Informationsaustausch nach der GPKE verankert werden kann.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, Prozesse zur Bestimmung von Leistungsspitzen beim Netzbezug infolge von Redispatch-Maßnahmen vorzuschreiben, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Es handelt sich hierbei um eine Frage des finanziellen Ausgleichs, die nicht Gegenstand dieser Festlegung ist. Ob und ggf. welche Prozesse dafür sinnvoll sind, kann und soll daher nicht mit dieser Festlegung vorgegeben werden.

3.2.6.1.5 **Kapitel 6.5** macht schließlich Vorgaben, die der Qualitätssicherung bei der Anwendung der Prozesse und Formate dienen. So werden die Netzbetreiber mit Abschnitt 6.5.1 verpflichtet, Testumgebungen zur Verfügung zu stellen. Damit soll die Durchführung von Tests der massengeschäftstauglichen Kommunikation vor dem Wirkbetrieb verbessert werden. Zahlreiche Stellungnahmen von verschiedenen Marktrollen haben betont, dass insbesondere neue Prozesse und Formate sowie deren Umsetzung vor dem Wirkbetrieb ausreichend geprüft werden müssten. Dafür müssen die Netzbetreiber Testumgebungen zur Verfügung stellen. Die ÜNB machen gemäß Abschnitt 6.5.2 gemeinsam mit den VNB und sonstigen Marktrollen Vorgaben zu den Mindestanforderungen dieser Testumgebungen und Tests und setzten damit Mindeststandards. Testumgebungen ermöglichen es Software-Entwicklungsunternehmen und Anwendern der Prozesse, die notwendigen Tests vor Beginn des Wirkbetriebs durchzuführen.

Die Testumgebung muss nicht zwingend von jedem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Stattdessen ist es möglich, eine oder mehrere zentrale Testumgebungen anzubieten. Die VNB haben ihrerseits die Möglichkeit, ihre Kommunikation ebenfalls mit Hilfe der Testumgebung des vorgelagerten Netzbetreibers zu testen.

Soweit in der Konsultation der Eckpunkte gefordert wurde, dem Anlageneigentümer einen Anspruch auf Testabrufe zu marktlichen Zwecken und für Redispatch einzuräumen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Hinsichtlich eines Testabrufs zu marktlichen Zwecken fehlt es bereits an einer Rechtsgrundlage. Testabrufe zu Redispatch-Zwecken dagegen liegen im Interesse der Netzbetreiber, die dazu nach Auffassung der Bundesnetzagentur auch befugt sind. Sie erfolgen unter Nutzung der „normalen“ Prozesse. Einer Sonderregelung zugunsten der Anlageneigentümer bedarf es daher nicht.

Ebenso wenig ist es erforderlich, relevante Marktakteure zur Teilnahme an Test zu verpflichten. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass ein hohes Eigeninteresse am Funktionieren der Prozesse besteht, so dass die Marktakteure von sich aus das Angebot einer Testumgebung nutzen werden. Jedenfalls können sie mit Hilfe von Testabrufen zur Teilnahme an Tests „gezwungen“ werden.

Abschnitt 6.5.3 sieht Prozesse für eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 vor. Die Prozesse dienen v. a. dazu, EIV mangelhafte Planungsdaten zu spiegeln und Ursachen für die Mängel zu identifizieren. Die Beschlusskammer verzichtet darauf, konkrete Vorgaben zu machen, wie diese Prozesse ausgestaltet sein sollen. Stattdessen baut sie auf einen konstruktiven Dialog im Rahmen der Prozessentwicklung. Die Beschlusskammer macht zudem keine Vorgaben hinsichtlich der Methodik der Qualitätsbewertung. Dies soll es der Branche ermöglichen, iterativ eine geeignete Methodik zu entwickeln und zu optimieren. Auf Hinweise in der Konsultation hat die Beschlusskammer aber ausdrücklich klargestellt, dass Kriterien zur Qualitätsbewertung festzulegen sind. Klare Kriterien sind notwendig, um eine Qualitätsbewertung vornehmen und deren Ergebnisse bewerten zu können.

Der **Abschnitt 6.5.4** wurde aufgrund einer Stellungnahme der ÜNB in der Konsultation eingefügt. Die Regelung stellt klar, dass die Redispatch-Erbringung über die ganze Kaskade zu monitoren ist. Für eine effiziente Umsetzung sind standardisierte Prozesse hilfreich.

Die Beschlusskammer macht an dieser Stelle keine Vorgaben für Prozesse zur Qualitätssicherung der Stammdaten. Bereits im Abschnitt 6.2.1 sind mehrere neue Prozesse angelegt, die der Qualitätsverbesserung dienen. Es steht der Branche frei, weitere Prozesse vorzuschlagen. Einer ausdrücklichen Vorgabe in der BilAReM bedarf es dafür jedoch nicht.

3.2.6.1.6 Die ÜNB haben eine Vorgabe zur Entwicklung von Prozessen gefordert, die auch „Leistungsscheiben der Besicherung“ dem Redispatch zugänglich machen. Dazu ist anzumerken, dass Leistungsscheiben der Besicherung keine Sonderrolle beim Redispatch einnehmen. Sie können grundsätzlich zum positiven oder negativen Redispatch herangezogen werden. Unterschiede zu anderen Leistungsscheiben können sich hinsichtlich der Höhe des finanziellen Ausgleichs ergeben. Da der finanzielle Ausgleich aber

grundsätzlich nicht Gegenstand dieser Festlegung ist, sieht die Beschlusskammer davon ab, insoweit Vorgaben für die Prozessentwicklung zu machen.

Die ÜNB haben ferner gefordert zu prüfen, inwieweit Redispatch-Prozesse zur Wahrung der Systembilanz eingesetzt werden können. Insoweit bleibt aber offen, welche konkrete Änderung des konsultierten Festlegungsentwurf die ÜNB vorschlagen. Die Beschlusskammer weist aber darauf hin, dass die Prozesse im Planwertmodell grundsätzlich auch für den Fall der Sicherung der Systembilanz passen könnten. Dagegen dürfte das Prognosemodell dafür nicht in Frage kommen, da die Pflicht des BKV zum bilanziellen Ausgleich in der Regel die gewünschte Wirkung auf die Systembilanz aufheben dürfte. Ferner weist die Beschlusskammer zur Klarstellung darauf hin, dass die Pflichten der ÜNB zur bedarfsgerechten Beschaffung von Regelleistung und deren Einsatz unberührt bleiben. Der Einsatz von Redispatch-Prozessen zur Wahrung der Systembilanz hat grundsätzlich nachrangig zum regulären Einsatz der Regelleistung zu erfolgen, sofern die Gefahr besteht, dass die Regelleistung zur Sicherung der Systembilanz nicht ausreichen könnte.

3.2.6.2 Tenorziffer 5 hebt den größten Teil der Vorgaben aus Kapitel 17 der MaBiS auf. Diese Prozesse werden derzeit nicht benötigt, da kein bilanzieller Ausgleich im Rahmen der MaBiS-Abrechnung durchgeführt wird.

In der Konsultation wurde jedoch darauf zu Recht hingewiesen, dass einige Use-Cases übergangsweise weiter benötigt würden. Die Beschlusskammer folgt daher dem Vorschlag von u. a. BDEW und ÜNB, diese übergangsweise weiter benötigten Prozesse in einer Anlage zur BilAReM zu veröffentlichen. Die Beschlusskammer geht aber davon aus, dass diese Prozesse mit der Umsetzung der neuen Prozesse nach Kapitel 6 der BilAReM obsolet werden. Auf Hinweis des BDEW hat die Beschlusskammer daher in Tenorziffer 8 eine auflösende Bedingung für die Anlage zur BilAReM aufgenommen. Die Anlage wird danach aufgehoben, wenn die überarbeiteten EDI@Energy-Dokumente wirksam werden. Damit wird vermieden, dass unterschiedliche Prozessbeschreibungen zeitgleich wirksam sind.

3.2.6.3 Tenorziffern 6 bis 8 überarbeiten die Vorgaben zum elektronischen massengeschäftstauglichen Datenaustausch.

3.2.6.3.1 Ziel der Regelung ist es, für eine Übergangszeit eine flexiblere Entwicklung von Kommunikationsprozessen zu ermöglichen. Damit reagiert die Beschlusskammer auf

die Erfahrungen bei der Umsetzung der Vorgaben der Festlegung BK6-20-059. Dabei hatte sich gezeigt, dass die vorab entwickelten Prozesse zum Teil korrigiert oder weiterentwickelt werden mussten. Die Prozesse beim Redispatch sind nach wie vor noch nicht vollständig eingeschwungen. Dies zeigt sich etwa in den zahlreichen Ergänzungen und Korrekturen, die im Rahmen der „BDEW-Umsetzungsfragen“ ausgearbeitet wurden. Auch die große Anzahl von Forderungen nach neuen Kommunikationsprozessen aus der Branche bestätigt diesen Befund.

Die Entwicklung der Kommunikationsprozesse benötigt somit ein größeres Maß an Flexibilität, als dies bei einem eingeschwungenen Zustand der Fall wäre. Die starre Festlegung von Prozessen durch die Bundesnetzagentur ist daher derzeit wenig geeignet, da die Änderung der Prozesse stets ein Verfahren nach § 29 Abs. 2 EnWG voraussetzt.

Die neuen Vorgaben sollen die notwendige Flexibilität herstellen, zugleich aber alle betroffenen Akteure an der Prozessentwicklung beteiligen und ausreichend Rechtssicherheit vermitteln. Dies erfolgt durch das Zusammenspiel von drei Regelungen: Zum einen wird daran festgehalten, dass die Netzbetreiber einen massengeschäftstauglichen elektronischen Datenaustausch ermöglichen müssen (Tenorziffer 6). Die Beschlusskammer verzichtet aber darauf, den Netzbetreibern konkrete Kommunikationsprozesse im Detail vorzuschreiben. Die ÜNB werden beauftragt, entsprechende Prozesse unter Beteiligung der Betroffenen zu erarbeiten und der Beschlusskammer vorzulegen (Tenorziffer 7). Schließlich sieht die Beschlusskammer ein geordnetes Verfahren zur Prüfung und Veröffentlichung dieser Prozesse sowie dazu passender Spezifikationen, insbesondere Datenformate, vor (Tenorziffer 8). Netzbetreiber, die diese Prozesse und Datenformate umsetzen, erfüllen die Vorgabe zur massengeschäftstauglichen elektronischen Kommunikation (Tenorziffer 6).

3.2.6.3.2 Die Tenorziffern 6 bis 8 sind von der gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage gedeckt. § 12 Abs. 6, § 13j Abs. 1 Satz 1 und 2, Abs. 2 Nummer 1a, Abs. 5 Nummer 3 EnWG und § 75 Nummer 10 MsbG ermächtigen die Bundesnetzagentur, in ihren jeweiligen Anwendungsbereichen, Regelungen zu den Formaten und Prozessen für den Datenaustausch zu treffen. Dies beinhaltet nicht nur die Befugnis, Prozesse und Formate im Detail vorzugeben, sondern erst recht auch, sich auf allgemeinere Vorgaben zu beschränken. Von dieser Möglichkeit macht die Beschlusskammer Gebrauch, indem sie in Tenor-

ziffer 6 die Netzbetreiber verpflichtet, überhaupt eine massengeschäftstaugliche elektronische Kommunikation zu ermöglichen, und indem sie in Tenorziffer 7 die ÜNB verpflichtet, gemeinsam mit der Branche entsprechende Prozesse auszuarbeiten. Zwar kann die Beschlusskammer nicht die ÜNB ermächtigen, diese Prozesse mit Wirkung gegen Dritte verbindlich vorzugeben. Dies tut sie daher nicht. Sie beschränkt sich – wie ausgeführt – vielmehr darauf, die Netzbetreiber zu einer elektronischen massengeschäftstauglichen Kommunikation zu verpflichten, die den materiellrechtlichen Vorgaben des Gesetzes und dieser Festlegung entspricht. Die Regelung in Tenorziffer 6, wonach unwiderleglich vermutet wird, dass diese Verpflichtung erfüllt wird, wenn die veröffentlichten Prozessbeschreibungen sowie die veröffentlichten Spezifikationen für Formate verwendet werden, ist keine Verpflichtung, sondern eine die Netzbetreiber ausschließlich begünstigende Regelung.

3.2.6.3.3 Die Vorgaben der Tenorziffern 6 bis 8 sind auch zweckmäßig.

Die Beschlusskammer hält elektronische massengeschäftstauglichen Prozesse für erforderlich. Durch den Ausbau von kleinen Erzeugungseinheiten sind immer mehr TR und SR von Redispatch betroffen. Eine manuelle Abwicklung ist für keine Marktrolle zielführend, meist sogar unmöglich. Eine automatisierte Abwicklung ist hingegen nur zusammen mit einer massengeschäftstauglichen elektronischen Kommunikation machbar. Hinzu kommt, dass standardisierte Kommunikationsprozesse auf die Dauer erhebliche volkswirtschaftliche und individuelle Kosten vermeiden, da nicht aufwändig Einzellösungen für die Kommunikation entwickelt, verhandelt und umgesetzt werden müssen.

Die Beschlusskammer hält die ÜNB mit Regelzonenverantwortung für geeignet, die Prozessentwicklung zu koordinieren. Das folgt bereits daraus, dass sie aufgrund ihrer geringen Anzahl geeignet sind, organisatorische Aufgaben reibungsarm wahrzunehmen. Es kommt hinzu, dass die ÜNB ein besonderes Eigeninteresse an gut funktionierenden Prozessen auf allen Ebenen haben, weshalb die Beschlusskammer annimmt, dass sie besonders motiviert sind, die Prozessentwicklung effektiv und zielorientiert zu organisieren. Dieses Eigeninteresse begründet sich zum einen darin, dass die ÜNB zur Behebung von Engpässen auf Redispatch-Maßnahmen in nachgelagerten Netzen angewiesen sind. Ferner sind die ÜNB im Rahmen ihrer System- und Regelzonenverantwortung in besonderem Maße betroffen, da jede Redispatch-Maßnahme – egal ob durch ÜNB oder VNB an-

gefordert – Auswirkungen auf die Systembilanz haben kann. Die ÜNB haben somit – anders als alle anderen Akteure – die gesamte Prozesskette sowie die Systemsicherheit inklusive Systembilanz im Blick. Andere Marktrollen kommen zudem bereits aufgrund der Anzahl der jeweiligen Unternehmen nicht in Betracht. So ist die Wahrnehmung der Koordinierungsaufgaben durch hunderte von VNB oder gar tausende wettbewerbliche Marktakteure nicht möglich und auch nicht durchsetzbar.

Dies bedeutet aber nicht, dass die ÜNB inhaltlich eine Allein- oder Letztentscheidungskompetenz erhalten. Vielmehr ist es unverzichtbar, dass die Belange der VNB und der anderen betroffenen Marktrollen bei der Prozessentwicklung berücksichtigt werden. Die ÜNB werden daher verpflichtet, die Prozesse gemeinsam mit den VNB und Branchenvertretern zu entwickeln. Die ÜNB tragen damit zwar die Verantwortung für die Organisation des Entwicklungsprozesses, haben aber keine Befugnis, inhaltliche Fragen abschließend zu entscheiden. Vielmehr kommt ihnen eine moderierende Funktion zu, die ihnen genauso wie den anderen Marktrollen abverlangt, ihre eigenen Interessen mit den Interessen der anderen Marktrollen in Ausgleich zu bringen. Das setzt auf allen Seiten die Bereitschaft für ein gegenseitiges Geben und Nehmen auf Augenhöhe voraus.

Über die Beteiligung der VNB und der Branchenvertreter hinaus sind die vorgeschlagenen Prozesse der gesamten Branche zur Konsultation vorzulegen. Dies ist erforderlich, um allen betroffenen Unternehmen – auch denjenigen, die sich nicht an der Prozessentwicklung beteiligen können oder wollen – Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, dass auch diese Aufgabe „gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern“ durchzuführen sei, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Durchführung der Konsultation ist eine organisatorische Aufgabe, zu der aus den o. g. Gründen nur die ÜNB verpflichtet werden. Auch hier gilt jedoch, dass damit keine inhaltliche Alleinentscheidungsbefugnis verbunden ist. Insbesondere sind die Konsultationsbeiträge und die Bewertung durch die ÜNB mit den VNB und Branchenvertretern, die sich an der Prozessentwicklung aktiv beteiligt haben, zu teilen.

Anschließend sind die Prozessvorschläge der Beschlusskammer vorzulegen. Dabei sind abweichende Positionen der Beschlusskammer gegenüber transparent zu machen. So ist sichergestellt, dass abweichende Positionen nicht ohne inhaltliche Auseinandersetzung übergangen werden können.

Als letzter Schritt der Prozessentwicklung findet eine Überprüfung durch die Bundesnetzagentur statt. Damit überprüft die Bundesnetzagentur die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sowie der Regelungen dieser Festlegung und setzt sich ggf. mit abweichenden Positionen auseinander. Notfalls nimmt die Bundesnetzagentur Anpassungen vor. Damit ist zusätzlich sichergestellt, dass die Belange aller betroffenen Marktrolle und Unternehmen berücksichtigt werden.

Tenziffer 8 regelt die Entwicklung und Anwendung von Formatspezifikationen. Dies erfolgt – wie bisher – durch die Expertengruppe „EDI@Energy“ und erfordert eine durch die Bundesnetzagentur begleitete Konsultation. Dies entspricht der bisherigen bewährten Praxis. Die Anwendbarkeit der neuen Prozesse wird durch ihre Veröffentlichung geregelt. Bis dahin bleiben die bisherigen Prozessbeschreibungen aus der Festlegung BK6-20-059 wirksam. Damit ist sichergestellt, dass stets eindeutig geregelt ist, welche Prozesse und welche Formate Anwendung finden.

Die vorgegebenen Fristen sind zweckmäßig und ermöglichen allen Beteiligten die Anpassung der elektronischen Kommunikation.

Dies gilt zunächst für die Frist nach Tenziffer 6, wonach die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen spätestens sechs Monate nach Veröffentlichung der Spezifikationen der Expertengruppe EDI@energy nach Tenziffer 8 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur einen elektronischen Informationsaustausch im Einklang mit den Vorgaben ermöglichen müssen. Aufgrund der unwiderlegbaren Fiktion in Tenziffer 6 Satz 2 ist es für die Einhaltung dieser Frist ausreichend, die jeweils nach Tenziffer 8 gültigen Formate für die elektronische Kommunikation im Einklang mit den veröffentlichten Prozessen und ggf. darin vorgesehenen Fristen zu verwenden.

Die Fristen nach Tenziffer 7, wonach spätestens sechs Monate nach Bekanntmachung dieser Festlegung die ÜNB Prozesse zur Konsultation vorlegen und nach weiteren drei Monaten der Beschlusskammer vorlegen müssen, sind ausreichend. Zwar sind zahlreiche Prozesse auszuarbeiten. Dabei kann und muss die Branche aber zu großen Teilen auf die bestehenden Prozesse nach der Festlegung BK6-20-059 und dem Netzbetreiberkoordinierungskonzept aufsetzen. Außerdem sind Grundzüge der beabsichtigten Fortentwicklung seit langem bekannt und decken sich mit den Vorstellungen des Branchenverbands BDEW und der ÜNB.

Die Beschlusskammer hält es auch für zweckmäßig, die Regelungen nicht nur auf die einmalige Fortentwicklung der Prozesse auszurichten, sondern auch auf künftige weitere Fortentwicklungen. Wie ausgeführt befindet sich die massengeschäftstaugliche Kommunikation beim Redispatch noch nicht in einem eingeschwungenen Zustand. Es ist daher nicht sehr wahrscheinlich, dass sich nach einer einmaligen Fortentwicklung der Prozesse kein weiterer Anpassungsbedarf mehr ergibt. Für künftige Fortentwicklungen gelten die gleichen Vorgaben hinsichtlich der Beteiligung der Branche, der Konsultation, der Vorlage bei der Bundesnetzagentur, der Formatentwicklung und der Veröffentlichung.

Wie bisher ist die Einhaltung der Prozesse und Spezifikationen keine Gültigkeitsvoraussetzung für den Redispatch-Abruf oder die Verpflichtung zur Datenlieferung. Weder die Durchführung einer Redispatch-Maßnahme noch die Datenlieferungen können also mit dem Argument verweigert werden, der Netzbetreiber habe die vorgeschriebenen Prozesse nicht eingehalten oder aber die Prozesse seien für den konkreten Fall nicht anwendbar.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer