



Beschluss

Az. BK6-20-059

In dem Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen

unter Beteiligung der

Uniper Sales GmbH, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 1 –

CPM Netz GmbH, Rellinghauser Straße 1–10, 45128 Essen,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 2 –

Evonik Operations GmbH, Rellinghauser Straße 1–10, 45128 Essen,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 3 –

ENGIE Deutschland AG, Tempelhofer Weg 44, 10829 Berlin,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 4 –

ENGIE Deutschland GmbH, Aachener Str. 1044, 50585 Köln,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 5 –

Energie SaarLorLux AG, Bismarckstraße 143, 66121 Saarbrücken,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 6 –

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 7 –

ENGIE Windpark Portfolio 1 GmbH, Tempelhofer Weg 44, 10829 Berlin,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 8 –

Currenta GmbH & Co. OHG, Kaiser-Wilhelm-Allee 80, 51373 Leverkusen,
vertreten durch die Gesellschafter,

– Beigeladene zu 9 –

NETCUR GmbH, Kaiser-Wilhelm-Allee 80, 51373 Leverkusen,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 10 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommuni-
kation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren
Präsidenten Jochen Homann,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Dr. Jochen Patt
und den Beisitzer Jens Lück

am 06.11.2020 beschlossen:

1. Der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG erfolgt nach Maßgabe der Anlage 1 „Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit“. Für den finanziellen Ausgleich sind die Vorgaben der Anlage 1, Kapitel 2.1.3, zu beachten.
2. Für die Kommunikation im Zusammenhang mit der Vorbereitung, der Durchführung und dem bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gelten die in Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“ beschriebenen Kommunikationsprozesse. Dies gilt nicht für Anlagen, die gemäß der Genehmigung vom 20.12.2018 (Az. BK6-18-122) zur Datenlieferung verpflichtet sind.
3. 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 BK6-19-218 vom 11.12.2019, wird gemäß der Anlage 3 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.10.2021 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
4. Die Festlegung gilt für Redispatch-Maßnahmen ab dem 01.10.2021.

Gründe

I.

1. Das Festlegungsverfahren betrifft den bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung (EnWG¹) gemäß § 13a Abs. 1a EnWG, jeweils auch in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG. Das Festlegungsverfahren betrifft darüber hinaus die Kommunikation im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen sowie bestimmte Aspekte des finanziellen Ausgleichs von Maßnahmen nach § 13a Abs. 2 EnWG (i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG).

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, S. 706) wurde auch ein verpflichtender energetischer und bilanzieller Ausgleich von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG durch den Netzbetreiber eingeführt. Die Regelungen treten zum 01.10.2021 in Kraft (Art. 25 Abs. 2 des Gesetzes zur Beschleunigung des Netzausbaus). Der verpflichtende energetische und bilanzielle Ausgleich ist Teil der Überführung des bisherigen Einspeisemanagements in das Redispatch-System (sog. Redispatch 2.0).

Im Vorfeld dieses Festlegungsverfahrens setzte der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) einen brancheninternen Diskussionsprozess zur Umsetzung des Redispatch 2.0 auf. Mit Schreiben vom 27.09.2019 bat die Beschlusskammer den BDEW, Marktkommunikationsprozesse für den bilanziellen Ausgleich auszuarbeiten und bis zum 15.02.2020 vorzulegen. Am 11.11.2019 und 19.02.2020 stellte der BDEW den jeweiligen Stand der Diskussion der Bundesnetzagentur vor. Am 19.02.2020 übersandte der BDEW das Papier „BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0“, das unter anderem Prozessbeschreibungen zum bilanziellen Ausgleich beinhaltet. Am 15.05.2020 übersandte der BDEW eine umfassend überarbeitete Version des Papiers.

2. Am 22.06.2020 hat die Beschlusskammer das vorliegende Festlegungsverfahren eingeleitet und am 30.06.2020 den Entwurf eines Tenors der beabsichtigten Festlegung sowie die Anlagen 1 bis 3 auf ihrer Internetseite zur öffentlichen Konsultation gestellt. Zu-

¹ Soweit nicht anders vermerkt, beziehen sich Gesetzesangaben auf die ab dem 1.10.2021 geltende Fassung des jeweiligen Gesetzes.

gleich hat sie das Bundeskartellamt sowie die Landesregulierungsbehörden über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Einleitung des Verfahrens ist ferner im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 12/2020 bekannt gemacht worden.

Im Rahmen der Konsultation haben folgende Unternehmen und Verbände – zum Teil gemeinsame – Stellungnahmen eingereicht: 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, Avacon Netz GmbH, Bayernwerk AG, Bayernwerk Netz GmbH, BayWA r.e. Clean Energy Sourcing GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesverband Erneuerbare Energien e. V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V., Bundesverband Windenergie e. V., CPM Netz GmbH, DB Energie GmbH, Donau-Stadtwerke Dillingen-Lauingen, DREWAG Netz GmbH, EAM Netz GmbH, E.DIS AG, E.DIS Netz GmbH, EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e. V., EGT Energie GmbH, Elektrizitätsgenossenschaft Ohlstadt eG, Elektrizitätsgenossenschaft Schonstett eG, Elektrizitätsgenossenschaft Vogling & Angrenzer eG, Elektrizitätsgenossenschaft Wolkersdorf und Umgebung eG, Elektrizitäts-Versorgungs-Genossenschaft Perlesreut eG, Elektrizitätswerk Diessen, Elektrizitätswerke Reutte GmbH & Co. KG, Elektrizitätswerk Goldbach Hösbach GmbH & Co. KG, Elektrizitätswerk Simbach GmbH, Elektrizitätswerk Stern KG, Elektrizitätswerk Tegernsee Carl Miller KG, Elektrizitätswerk Wennenmühle Schörger KG, energis-Netzgesellschaft mbH, EMB Energieversorgung Miltenberg-Bürgstadt GmbH & Co. KG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energieversorgung Halle Netz GmbH, Energieversorgung Lohr-Karlstadt, Energy2market GmbH, ENGIE Deutschland AG, ENSO Netz GmbH, E.ON SE, EV Böbing eG, Evonik Operations GmbH, EVU Langenpreising, EWE Netz GmbH, EWN Entsorgungswerk für Nuklearanlagen GmbH, E-Werke Haniel Haimhausen OHG, E-Werk Schweiger oHG, EZV Energie u. Service GmbH & Co. KG, Fachverband Biogas Service GmbH, Flughafen Düsseldorf GmbH, Flughafen Köln Bonn GmbH, Flughafen München GmbH, Flughafen Stuttgart Energie GmbH, Freisinger Stadtwerke, Gemeinde-Elektrizitäts- und Wasserwerk Burtenbach, Gemeinde Georgensgmünd, Gemeindewerke Frammersbach, Gemeindewerke Gangkofen, Gemeindewerke Kahl Versorgungsges. mbH, Gemeindewerke Markt Lichtenau, Gemeindewerke Obernzell, Gemeindewerke Partenstein, Gemeindewerke Rückersdorf, Gemeindewerke Waging, Gemeindliche Werke Hengersberg, GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH, innogy SE, KEW Karwendel Energie & Wasser GmbH, KISTERS AG, Kommunale Energienetze Inn-Salzach GmbH & Co. KG, KU Stadtwerke Klingenberg AöR, Leine Netz

GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, MVV Energie AG, N-ERGIE Netz GmbH, Netze BW GmbH, Netzgesellschaft Lübbecke mbH, Netzgesellschaft Potsdam GmbH, Next Kraftwerke GmbH, Obermaier & Gerg GV Kg, Pfalzwerke Netz AG, QUADRA Energy GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, Rothmoser GmbH & Co. KG, Schleswig-Holstein Netz AG, SEW Stromversorgungs-GmbH, Stadtwerke Altdorf GmbH, Stadtwerke Amberg, Stadtwerke Bad Aibling, Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH, Stadtwerke Bad Brückenau, Stadtwerke Bad Neustadt/Saale, Stadtwerke Bad Salzuffen GmbH, Stadtwerke Buxtehude GmbH, Stadtwerke Crailsheim GmbH, Stadtwerke Dingolfing GmbH, Stadtwerke Eschwege GmbH, Stadtwerke Flensburg GmbH, Stadtwerke Fürstenfeldbruch GmbH, Stadtwerke Hilden GmbH, Stadtwerke Homburg GmbH, Stadtwerke Löbau GmbH, Stadtwerke Metzingen, Stadtwerke München GmbH, Stadtwerke Passau GmbH, Stadtwerke Quickborn GmbH, Stadtwerke Bad Reichenhall KU, Stadtwerke Bad Rodach, Stadtwerke Bad Tölz GmbH, Stadtwerke Bad Wörrishofen, Stadtwerke Cham GmbH, Stadtwerke Dachau, Stadtwerke Deggendorf GmbH, Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH, Stadtwerke Furth im Wald GmbH & Co.KG Abteilung Netz, Stadtwerke Hammelburg GmbH, Stadtwerke Heilsbronn, Stadtwerke Kelheim, Stadtwerke Landau a.d. Isar, Stadtwerke Landsberg KU, Stadtwerke Langenzenn, Stadtwerke Neumarkt i.d.Opf. Energie GmbH, Stadtwerke Neunburg Strom GmbH, Stadtwerke Neustadt a.d.Donau, Stadtwerke Pfarrkirchen, Stadtwerke Plattling, Stadtwerke Schweinfurt GmbH, Stadtwerke Steinburg GmbH, Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH, Stadtwerke Tirschenreuth, Stadtwerke Vilsbiburg, Stadtwerke Vilshofen GmbH, Stadtwerke Waldkirchen, Stadtwerke Waldmünchen, Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH, Stadtwerke Zeil, Stadtwerke Zittau GmbH, Stadtwerke Zwiesel, Stromversorgung Schierling eG, StWL Städtische Werke Lauf a. d. Pegnitz GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, SWB Netz GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, SWR Energie GmbH & Co.KG, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Syna GmbH, TenneT TSO GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Teutoburger Energie Netzwerk eG, TransnetBW GmbH, Überlandwerk Rhön GmbH, Uniper SE, Verband der chemischen Industrie e. V., Verband kommunaler Unternehmen e. V., Vereinigte Wertach-Elektrizitätswerke GmbH, Versorgungsbetriebe Röttingen, WEMAG AG, Wendelsteinbahn GmbH, Wesernetz Bremen GmbH, Westenthanner Energieversorgung GmbH, Westfalen Weser Netz GmbH, Westnetz GmbH, WSW Netz GmbH

Die Beschlusskammer hat die Beigeladenen auf ihren jeweiligen Antrag hin beigeladen.

Die beabsichtigte Festlegung ist am 17.09.2020 dem Länderausschuss vorgestellt worden. Dem Bundeskartellamt und dem Länderausschuss ist der Beschlussentwurf am 29.10.2020 mit der Gelegenheit zur Stellungnahme übersandt worden.

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

II.

1 Rechtsgrundlage

Tenziffer 1 findet ihre Rechtsgrundlage in § 13j Abs. 5 Nr. 3 EnWG, Tenziffer 2 in §§ 12 Abs. 6, 13j Abs. 1 S. 1 und 2, Abs. 2 Nr. 1a, Abs. 5 Nr. 3 EnWG, Tenziffer 3 in § 13j Abs. 5 Nr. 3 und § 75 Nr. 10 MsbG.

2 Formelle Entscheidungsvoraussetzungen, Adressaten

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 S. 1 EnWG ermächtigt.

Die Festlegung betrifft Betreiber von Elektrizitätsnetzen, Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die in den Anwendungsbereich des § 13a Abs. 1 EnWG fallen, ab einer elektrischen Erzeugungsleistung von 100 kW mit Ausnahme der nur an das Bahnstromnetz angeschlossenen Anlagen, und die Bilanzkreisverantwortlichen sowie Lieferanten oder Vermarktungsunternehmen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestellen. Aufgrund von § 14 Abs. 1 EnWG findet die Festlegung auch gegenüber Verteilernetzbetreibern und an Betreibern von an Verteilernetze angeschlossenen Anlagen Anwendung. Die Festlegung betrifft grundsätzlich auch Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen sowie die Betreiber von Anlagen, die an ein geschlossenes Verteilernetz direkt oder mittelbar angeschlossen sind.

Die Adressaten hatten ausreichend Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Beschlusskammer hat die beabsichtigten Regelungen zur Konsultation gestellt und Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Amtsblatt die Einleitung des Verfahrens bekannt gemacht.

Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung und 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

3.1.1 Regelungsgegenstand der Festlegung

Die Festlegung regelt in erster Linie die Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen ab dem 01.10.2021 (Tenorziffer 1). Der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Abs. 1a S. 1 bis 3 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG dient dazu, die Auswirkungen der Redispatch-Maßnahme auf die betroffenen Bilanzkreise auszugleichen. Zum einen soll der Einspeise- bzw. Entnahmebilanzkreis möglichst so gestellt werden, wie er ohne die Redispatch-Maßnahme stünde. Im Fall von positivem Redispatch² werden also die mehr erzeugten Energiemengen aus dem Einspeisebilanzkreis heraus und in den Redispatch-Bilanzkreis des Netzbetreibers hineingebucht. Im Fall von negativem Redispatch³ wird dagegen die aufgrund der Redispatch-Maßnahme weniger eingespeiste Menge aus dem Redispatch-Bilanzkreis in den Einspeisebilanzkreis gebucht. Infolge dessen kann jeder Marktteilnehmer grundsätzlich die geplanten Handelsgeschäfte und Versorgungsaufgaben so wahrnehmen, als würde es keine Redispatch-Maßnahmen geben. Der bilanzielle Ausgleich hilft somit, die Auswirkungen von Redispatch-Maßnahmen auf den Strommarkt zu minimieren.

Mit der Festlegung der Kommunikationsprozesse (Tenorziffern 2 und 3) wird darüber hinaus die Grundlage für eine reibungslose massengeschäftstaugliche Kommunikation zwischen den verschiedenen Marktrollen geschaffen. Da mit der Integration des bisherigen

² Positiver Redispatch ist die Erhöhung der Wirkleistungserzeugung bzw. die Verringerung des Wirkleistungsbezugs nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG.

³ Negativer Redispatch ist die Verringerung der Wirkleistungserzeugung bzw. die Erhöhung des Wirkleistungsbezugs nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG.

Einspeisemanagements in den Redispatch-Prozess und insbesondere in den bilanziellen Ausgleich eine Vielzahl von Anlagen betroffen ist, ist eine massengeschäftstaugliche Kommunikation erforderlich. Dies dient nicht nur der pünktlichen Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs, sondern auch der Verringerung der Kosten der beteiligten Unternehmen. Die dagegen geäußerte Kritik, die Festlegung der Kommunikationsprozesse führe die Vorteile, die BKV durch den bilanziellen Ausgleich erhalten, ad absurdum, überzeugt nicht. Denn zwischen der Einführung von massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen und dem bilanziellen Ausgleich besteht kein synallagmatisches Verhältnis. Insbesondere betreffen viele Kommunikationsprozesse nicht den bilanziellen Ausgleich, sondern die Übermittlung von Stamm- und Bewegungsdaten an den Netzbetreiber, und sind damit die Voraussetzung für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. Diese Festlegung regelt jedoch nicht die Notwendigkeit und den Inhalt dieses Datenaustauschs, sondern lediglich dessen Form.⁴ Die Vorgabe von massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen dient jedenfalls gerade dazu, die Kosten für die Erfüllung von Datenlieferpflichten und Informationsübermittlungen zu senken. Denn die Vorgabe ist Grundlage dafür, dass Dienstleister wie Direktvermarktungsunternehmen die Datenlieferpflichten für eine Vielzahl von Anlagen ihrer Kunden in einem EDV-gestützten Verfahren effizient und kostengünstig erfüllen können.

Hinsichtlich der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs sind verschiedene Lösungswege denkbar. Um eine möglichst reibungslose und fristgemäße Umsetzung zu ermöglichen, ist es hilfreich, wenn vorab bestimmte Lösungswege verbindlich vorgegeben werden. Dadurch wird vermieden, dass unterschiedliche Netzbetreiber unterschiedliche Lösungswege gehen. Da fast alle Bilanzkreisverantwortlichen in mehreren Netzgebieten tätig sind, wird durch eine einheitliche Festlegung eine erhebliche Verringerung des Umsetzungsaufwands erreicht. Zugleich verringert die verbindliche Regelung durch Festlegung die Gefahr von Rechtsstreitigkeiten in Einzelfällen. Ein milderer, gleich wirksames Mittel ist nicht ersichtlich. Zwar hat der BDEW eine „Branchenlösung“ vorgelegt, die nach eigenen Angaben ein Kompromiss der unterschiedlichen, im BDEW vertretenen Wertschöpfungsstufen darstellt. Aber angesichts der Vielzahl der Akteure, die auch nicht alle dem BDEW angehören, kann eine solche Branchenlösung nicht das gleiche Maß an Verbindlichkeit erreichen wie eine Regelung durch Festlegung.

⁴ Beachte aber das anhängige Festlegungsverfahren BK6-20-061.

Zwar wird in der Konsultation zutreffend darauf hingewiesen, dass die Prozesse in der derzeitigen Form noch nicht massengeschäftstauglich sind. Die Festlegung ist aber ein sinnvoller Zwischenschritt für die Ausgestaltung massengeschäftstauglicher Standards.

Nicht aufgegriffen hat die Beschlusskammer hingegen die nachfolgenden, zum Teil in der Konsultation vorgetragenen Punkte:

Diese Festlegung regelt keine Fragen des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG, mit Ausnahme der Bepreisung von Abweichungen im Planwertmodell (s. Kapitel 3.2.1.2). Nicht Gegenstand dieser Festlegung sind ferner Fragen der Entgeltregulierung der Netzbetreiber, insbesondere Fragen der Anreizregulierung.

Ebenfalls kein Gegenstand dieser Festlegung ist die Auswahlentscheidung der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG. Daher hat die Beschlusskammer auch nicht die Vorschläge des BDEW zum sog. „Sonderredispach“ in die Regelungen dieser Festlegung übernommen. Denn der Vorschlag beinhaltet im Kern Regelungen zu der Frage, unter welchen Voraussetzungen KWK-Anlagen im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG zum negativen Redispach herangezogen werden können. Zur Vermeidung von Missverständnissen sei jedoch – ohne dass es darauf für diese Festlegung ankommt – darauf hingewiesen, dass KWK-Leistungsscheiben nicht grundsätzlich nachrangig, sondern entsprechend den Vorgaben des § 13 Abs. 1b EnWG in die Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG einzubeziehen sind. Andernfalls würde die Auswahlentscheidung nicht nur gegen § 13 EnWG, sondern auch gegen Art. 13 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO) verstoßen.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, ein Streitschlichtungsverfahren zur Höhe des bilanziellen Ausgleichs einzuführen, ist dies von der Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nicht gedeckt. Im Übrigen ist eine solche Regelung auch nicht erforderlich. Zwar können Streitigkeiten über die Höhe des bilanziellen Ausgleichs nicht zum Gegenstand eines besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 EnWG gemacht werden, da es nicht um eine Regelung des Teils 3 Abschnitt 2 oder 3 des Energiewirtschaftsgesetzes geht. Jedoch ist es den Betroffenen unbenommen, sich gleichwohl an die Bundesnetzagentur zu wenden, wenn der Verdacht eines Verstoßes gegen diese Festlegung besteht. Dessen ungeachtet steht den Betroffenen zur Durchsetzung ihrer Ansprüche der ordentliche Rechtsweg offen.

Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, einen gesonderten Bilanzkreis für den bilanziellen Ausgleich von negativem Redispatch mit Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) vorzusehen. Der bilanzielle Ausgleich kann in diesem Falle mit dem „sortenreinen“ Direktvermarktungsbilanzkreis gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 4 Bst. a) EEG 2017 durchgeführt werden, ohne den Anspruch auf Marktprämie für die übrigen Energiemengen in diesem Bilanzkreis zu gefährden. Denn das Direktvermarktungsunternehmen und der Anlagenbetreiber haben die Einstellung dieser Energiemengen in den Bilanzkreis nicht zu vertreten, so dass gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 4 Bst. b) EEG 2017 die Anforderungen an die Bilanzierung des direktvermarkteten Stroms gewahrt bleiben; selbstverständlich kann für den bilanziellen Ausgleich selbst keine Marktprämie gezahlt werden. Es ist daher nicht notwendig, neben dem standardmäßig der Einspeisestelle zugeordneten Bilanzkreis einen weiteren Bilanzkreis für den bilanziellen Ausgleich zuzuordnen. Zwar wird dieses Vorgehen in der Gesetzesbegründung empfohlen, es ist aber nicht zwingend erforderlich. Um den Umsetzungsaufwand des Redispatch 2.0 für die betroffenen Unternehmen möglichst gering zu halten, hat die Beschlusskammer von einer Verpflichtung zu einem weiteren Bilanzkreis abgesehen. Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, trotzdem die Möglichkeit zu eröffnen, einen anderen Bilanzkreis für den bilanziellen Ausgleich zu benennen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Dies würde zusätzlichen Aufwand bei der Implementierung der Prozesse bedeuten, der jedenfalls derzeit nicht angemessen ist. Hinzu kommt, dass der betroffene Bilanzkreisverantwortliche auch von sich aus die Energiemengen in einen anderen Bilanzkreis transferieren kann. Insoweit besteht kein Unterschied zu den Zeiträumen, in denen keine Redispatch-Maßnahme vorliegt.

3.1.2 Anwendungsbereich

Die Beschlusskammer hält es für sinnvoll, den Anwendungsbereich der Festlegung auf Anlagen gemäß § 13a Abs. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW zu begrenzen. Dem liegt zugrunde, dass nach § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 100 kW von den Netzbetreibern unabhängig von den Kosten nachrangig für Redispatch eingesetzt werden können. Zwar ist diese Regelung nicht verpflichtend. Die Beschlusskammer geht aber davon aus, dass viele Netzbetreiber davon Gebrauch machen werden. Ferner ist zu berücksichtigen, dass es zwar sehr viele Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 kW und 100 kW gibt (ca. 165.000 oder 64 % der Anlagen ab 30 kW), diese aber nur wenig Leistung aufweisen (ca. 8.6 MW oder 4 % der Leistung

aller Anlagen ab 30 kW).⁵ Auch wenn bei dieser Auswertung auch nicht fernsteuerbare Anlagen mit einer Leistung von zwischen 30 kW und 100 kW mitgezählt wurden, macht dieser Vergleich deutlich, dass eine Einbeziehung in den Anwendungsbereich dieser Festlegung nur verhältnismäßig wenig Redispatch-Potential erfassen würde. Angesichts dessen hält es die Beschlusskammer derzeit nicht für sinnvoll, Vorgaben für Redispatch-Maßnahmen mit diesen Anlagen durch Festlegung zu machen. So lassen sich unnötige volkswirtschaftliche Kosten bei der Umsetzung der Vorgaben der Festlegung vermeiden. Zwar wird in der Konsultation durchaus zutreffend darauf hingewiesen, dass massengeschäftstaugliche Prozesse gerade dann sinnvoll sind, wenn eine Vielzahl von Kleinanlagen – ggf. geclustert – abgerufen werden. Die Beschlusskammer hält dieses Szenario aber für Anlagen unter 100 kW aus den genannten Gründen für wenig wahrscheinlich. Soweit einzelne Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 100 kW regelmäßig für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden, steht den Betroffenen jedoch frei, die Vorgaben dieser Festlegung freiwillig umzusetzen.

Dagegen hält es die Beschlusskammer nicht für zweckmäßig, Anlagen ab einer Leistung von 100 kW vom Anwendungsbereich dieser Festlegung auszunehmen oder die Festlegung schrittweise in Kraft zu setzen. Anders als für Anlagen unter 100 kW gibt es dafür keinen gesetzlichen Anknüpfungspunkt. Die Anlagen ab 100 kW sind vollständig bei der netzübergreifenden Optimierung nach § 13 Abs. 1 S. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG einzubeziehen. Daher ist es erforderlich, dass ihr Redispatch-Potential allen betroffenen Netzbetreibern bekannt ist. Insoweit ist auch zu berücksichtigen, dass diese Anforderungen in der Sache nicht neu sind. Auch nach der bis zum 30.09.2021 geltenden Rechtslage ist es erforderlich, jedenfalls das Potential für Senkungen der Wirkleistungseinspeisung von konventionellen Anlagen mit und ohne Wärmeauskopplung vollständig zu erfassen, da andernfalls die Gefahr besteht, dass der Einspeisevorrang für EE-Strom nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 in der bis zum 30.09.2021 geltenden Fassung und nach Art. 13 Abs. 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO verletzt wird. Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass für die Datenanbindung und Steuerungstechnik gerade bei älteren Anlagen unverhältnismäßig hohe Kosten verursacht werden könnten, versteht die Beschlusskammer den Hinweis dahingehend, dass damit die Lieferung von Echtzeitdaten gemeint ist, da nur für diese eine Anpassung der Anlagentechnik ggf. erforderlich ist. Die in Anlage 2

⁵ Quelle: Marktstammdatenregister, Stand: 06.08.2020.

festgelegten Prozesse betreffen jedoch keine Echtzeitdaten. Dessen ungeachtet verwundert die Stellungnahme jedenfalls angesichts der Vorgaben des § 9 Abs. 1 EEG 2017.

In der Konsultation ist vorgeschlagen worden, einen Mechanismus zu etablieren, der die Vorgaben der Festlegung auf solche Anlagen beschränkt, die an neuralgischen Netzengpässen liegen. Dazu ist darauf hinzuweisen, dass die Erfassung von Stammdaten der Anlagen gerade dazu dient, den Netzbetreibern die Identifikation derjenigen Anlagen zu ermöglichen, die gut auf Engpässe wirken. Das können auch Anlagen in unterlagerten Netzen sein, die bisher noch nicht für die Durchführung von Redispatch in Betracht gezogen wurden.

Allerdings ist der Anwendungsbereich der Kommunikationsprozesse zum Datenaustausch und zum Abruf nach Anlage 2 dieser Festlegung auf Anlagen zu beschränken, die nicht in den Anwendungsbereich der Genehmigung vom 20.12.2018 (Az. BK6-18-122) fallen. Die Genehmigung betrifft den Umfang des Datenaustauschs der Übertragungsnetzbetreiber mit Verteilernetzbetreibern und signifikanten Netznutzern gemäß Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 (SO-VO). Die Verfahren für die Durchführung und Verwaltung dieses Datenaustauschs richten sich nach Art. 40 Abs. 7 SO-VO, der den nationalen Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes vorgeht. Danach vereinbaren die Übertragungsnetzbetreiber mit den relevanten Verteilernetzbetreibern diese Verfahren. Es obliegt also diesen Akteuren – sinnvollerweise in Kooperation mit den betroffenen Marktteilnehmern – die in den Konsultationsbeiträgen vorgeschlagene Angleichung dieser Verfahren an die Inhalte dieser Festlegung vorzunehmen. Für eine Regelung des in der Konsultation vorgeschlagenen Einvernehmens fehlt der Beschlusskammer angesichts des Vorrangs des Art. 40 Abs. 7 SO-VO die rechtliche Kompetenz.

Soweit an einem Verteilernetz lediglich Anlagen kleiner 100 kW angeschlossen sind, findet diese Festlegung naturgemäß auf den Betreiber eines solchen Netzes keine Anwendung, da diese Anlagen aus dem Anwendungsbereich der Festlegung ausgenommen sind. Einer ausdrücklichen Ausnahme für diese Netzbetreiber bedarf es daher nicht. Soweit künftig Anlagen ab 100 kW an das Netz angeschlossen werden, sollte die typische Dauer zwischen Anschlussbegehren und Realisierung des Anschlusses – Konsultationsbeiträgen zufolge ca. sechs Monate – ausreichen, um die Umsetzung dieser Festlegung sicherzustellen.

Die Beschlusskammer hält es für sinnvoll, solche Erzeugungsanlagen, die ausschließlich an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz angeschlossen sind, vom Anwendungsbereich der Festlegung auszunehmen. Für den Betrieb des Bahnstromnetzes erscheinen die Vorgaben dieser Festlegung nicht notwendig. Für den Betrieb des 50 Hz-Verbundnetzes sind die Erzeugungsanlagen im 16,7 Hz-Bahnstromnetz nur indirekt von Bedeutung, da das Bahnstromnetz und das 50 Hz-Verbundnetz nur über sog. Umrichterwerke – mithin durch Netzbetriebsmittel – verbunden sind. Zwar könnten die Umrichterwerke im Rahmen von netzbezogenen Maßnahmen zu berücksichtigen sein, was ggf. auch Auswirkungen auf die im Bahnstromnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen hätte. Die Vorgaben dieser Festlegung zielen jedoch nicht auf diese Konstellation.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, solche Verteilernetzbetreiber von der Umsetzung von nachgelagerten Prozessen ausdrücklich auszunehmen, die bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt haben, kann dem nicht gefolgt werden. Denn die nach § 13 Abs. 1 S. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG gebotene netzübergreifende Gesamtoptimierung setzt voraus, dass die vorhandenen Redispatch-Potentiale erfasst werden, selbst wenn das jeweilige Netz selbst aktuell keine Redispatch-Maßnahmen erforderlich macht. Allerdings hält es die Beschlusskammer für vertretbar, wenn sich diejenigen Netzbetreiber – in Abstimmung mit ihrem vorgelagerten Netzbetreiber – zunächst darauf beschränken, die Prozesse zur Stamm- und Bewegungsdatenpflege umzusetzen. Die Umsetzung der übrigen Prozesse kann mangels tatsächlicher Redispatch-Abrufe im Einklang mit dieser Festlegung zunächst zurückgestellt werden. Dieses Vorgehen erfordert aber eine enge Abstimmung mit den vorgelagerten und (unter Umständen) benachbarten Netzbetreibern, damit eine rechtzeitige Umsetzung aller Prozesse sichergestellt ist, sobald tatsächliche Redispatch-Abrufe in dem betroffenen Netz erforderlich werden. Diesbezüglich vertraut die Beschlusskammer auf die gewissenhafte Wahrnehmung der Verantwortung für das eigene Netz sowie die Zusammenarbeit der Netzbetreiber untereinander.

Die Beschlusskammer kann nicht dem Vorschlag folgen, solche Netzbetreiber von der Anwendung dieser Festlegung auszunehmen, an deren Netz nur Anlagen angeschlossen sind, die nach der – inzwischen aufgehobenen – Festlegung vom 30.10.2012 (BK6-11-098) nicht zu Redispatch herangezogen werden durften. Diese Festlegung entsprach insoweit zwar der damaligen Gesetzeslage, nicht aber der ab dem 01.10.2021 gültigen Rechtslage. Die Forderung aus der Konsultation, die Betreiber sog. Industrienetze von

dem Anwendungsbereich der Festlegung auszunehmen, weil diese Netze weit überwiegend durch wärmegeführte Erzeugungsanlagen geprägt seien, die kein wesentliches Redispatch-Potential aufweisen, ist abzulehnen. Nach § 13 Abs. 1, 1b (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG und nach Art. 13 Abs. 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO unterliegt auch wärmegeführter KWK-Strom dem negativen Redispatch und ist grundsätzlich sogar vorrangig vor EE-Strom abzuregeln. Hinzu kommt, dass die betroffenen Kraftwerke auch Kondensationsstrom erzeugen, der uneingeschränkt dem negativen Redispatch unterfällt. Schließlich kommt auch der Einsatz dieser Kraftwerke für positiven Redispatch in Betracht.

3.2 Einzelregelungen

3.2.1 Bilanzierungsmodelle und Höhe des bilanziellen Ausgleichs (Tenorziffer 1)

Tenorziffer 1 (**Anlage 1**) betrifft die Modelle, nach denen der bilanzielle Ausgleich durchgeführt wird, sowie die Höhe des bilanziellen Ausgleichs.

3.2.1.1 Begriffsdefinitionen

Die Begriffsbestimmungen des Kapitels 1 der Anlage 1 dienen der Bestimmtheit der Regeln.

Der Begriff der *Anlage* spiegelt den Anwendungsbereich der Festlegung wider.

Die Differenzierung zwischen *Anlagen mit fluktuierender Einspeisung* und *Anlagen mit nicht fluktuierender Einspeisung* ist in der unterschiedlichen Steuerungsmöglichkeit dieser Anlagen begründet. Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, auch KWK-Anlagen in Verbundstandorten als Anlagen mit fluktuierender Einspeisung anzusehen, wird dem nicht gefolgt. Der Einsatz von KWK-Anlagen ist auch dann plan- und steuerbar, wenn die KWK-Anlagen in einen industriellen Prozess eingebunden ist.

Der Begriff des *Netzbetreibers* knüpft an die Definition „Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen“ nach § 3 Nr. 2 EnWG an. Damit sind auch Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die keine Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung sind (insbesondere Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen), erfasst. § 14 Abs. 1 EnWG bezieht sich auf alle Verteilernetzbetreiber; § 110 Abs. 1 EnWG sieht insoweit keine Ausnahme vor.

Der Begriff der *Redispatch-Maßnahme* knüpft an das gesetzliche Schuldverhältnis nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG an. Dies ist sachgerecht, weil der gegenseitige

Anspruch auf bilanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 1a (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG ebenfalls daran anknüpft. Unerheblich ist, welchen Hintergrund und welche Motivation die Anpassung oder die Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs hat. Insbesondere ist nicht erforderlich, dass tatsächlich eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorliegt, die die Anpassung erforderlich macht. Zwar darf der Netzbetreiber Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG nicht willkürlich ergreifen. Die Ansprüche auf bilanziellen (und finanziellen) Ausgleich bestehen aber gleichwohl. Dies wird bereits durch den Wortlaut des § 13a Abs. 1 EnWG deutlich, der – anders als die bis zum 30.09.2021 geltende Fassung – keinen Bezug auf § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EnWG nimmt. Diese Auslegung wird durch den Zweck des bilanziellen Ausgleichs, die betroffenen Bilanzkreise so zu stellen, wie sie ohne die Redispatch-Maßnahme stünden,⁶ bestätigt. Denn das Interesse am bilanziellen Ausgleich besteht unabhängig davon, ob der Netzbetreiber einen tauglichen Grund für die Maßnahme hatte.

Der Anwendungsbereich des § 13a Abs. 1 EnWG – und damit auch der Anwendungsbereich dieser Festlegung – ist ferner nicht davon abhängig, dass der Netzbetreiber bis zu einem bestimmten Zeitpunkt handelt. Lediglich rückwirkende Anpassungen sind naturgemäß ausgeschlossen. Die mit dieser Festlegung getroffenen Regelungen finden mithin auch Anwendung, wenn die Maßnahme nicht aufgrund einer planwertbasierten Prognose, sondern aufgrund von akut festgestellten Netzzuständen erfolgt. Dies folgt bereits aus dem Wortlaut der Regelung, der keinerlei Einschränkung auf planwertbasierte Prozesse zu entnehmen ist. Das wird durch die Gesetzesbegründung ausdrücklich bestätigt.⁷ Auch der Sinn und Zweck, Redispatch-Maßnahmen gezielt energetisch und bilanziell auszugleichen und insbesondere den Bilanzkreis der betroffenen Einspeisestelle so zu stellen, wie er stünde, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte,⁸ spricht für dieses Verständnis. Denn das Risiko, dass der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in die Wirkleistungserzeugung oder die Wirkleistungsentnahme eingreifen muss, liegt in der Risikosphäre des Netzbetreibers, nicht des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise-

⁶ BT-Drs. 17/7375, S. 56.

⁷ BT-Drs. 19/7375, S. 55.

⁸ BT-Drs. 17/7375, S. 56.

oder Entnahmestelle. Es wäre daher sachwidrig, wenn es von den unterschiedlichen Anlässen oder den Prozessen des Netzbetreibers abhängen würde, ob ein Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen (und des Anlagenbetreibers) auf bilanziellen (und finanziellen) Ausgleich besteht. Dem kann auch nicht entgegengehalten werden, dem Netzbetreiber sei es nicht in allen Fällen möglich, notwendige Redispatch-Maßnahmen vorherzusehen und bei seinen Planungen zu berücksichtigen. Denn dies rechtfertigt nicht, dieses Risiko dem Anlagenbetreiber bzw. Bilanzkreisverantwortlichen aufzubürden, die noch weniger Möglichkeiten haben, solche Situationen zu antizipieren. Gegen dieses Verständnis spricht auch nicht die systematische Auslegung. Zwar besteht mit § 13 Abs. 2 EnWG neben § 13a Abs. 1 EnWG eine weitere Rechtsgrundlage für Eingriffe in die Wirkleistungserzeugung von Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, an die keine Verpflichtung zum energetischen und bilanziellen Ausgleich geknüpft ist. Die Maßnahmen sind aber ausdrücklich nachrangig zu Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, zu denen auch Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG zählen. § 13 Abs. 2 EnWG behält auch einen Anwendungsbereich bei der Beseitigung von strom- und spannungsbedingten Engpässen, soweit nämlich die notwendigen Maßnahmen nicht in den Anwendungsbereich des gesetzlichen Schuldverhältnisses nach § 13a Abs. 1 EnWG fallen.

Schließlich ist der Anwendungsbereich des § 13 Abs. 1 EnWG nicht davon abhängig, dass der Netzbetreiber in einer bestimmten Form handelt. Insbesondere ist unerheblich, ob und ggf. welche Rechtsgrundlage der Netzbetreiber nennt. Es gilt der Grundsatz „falsa demonstratio non nocet“. Entscheidend ist allein, dass sich die Maßnahme objektiv als Maßnahme nach § 13a Abs. 1 EnWG darstellt. Andernfalls stünde es in der Willkür des Netzbetreibers, den Anspruch auf bilanziellen (und finanziellen) Ausgleich entstehen zu lassen oder eben auch nicht.

Die Definition der Begriffe *Aufforderungsfall* und *Duldungsfall* wurden nach Hinweisen in der Konsultation im Vergleich zur konsultierten Fassung an die entsprechenden Definitionen in Anlage 2 und 3 angeglichen. Die verbleibenden Unterschiede begründen sich aus dem jeweils unterschiedlichen Regelungszusammenhang der Anlage 1 und 2. So ist eine Differenzierung hinsichtlich der unterschiedlichen Marktrollen nur im Rahmen der Anlage 2 erforderlich.

Der Begriff der *geplanten Einspeisung* stellt auf die Einspeisung bzw. Entnahme ab, die sich aus dem letzten Ex-ante-Fahrplan für die Anlage ab, der vor dem Redispatch-Abruf

abgegeben worden ist. Unter Ex-ante-Fahrplan sind Planungsdaten zu verstehen, die das geplante Verhalten der Anlage bzw. der steuerbaren Ressource darstellen.⁹ Diese Klärstellung hat die Beschlusskammer auf Hinweis in der Konsultation vorgenommen.

3.2.1.2 Bilanzierungsmodelle

Kapitel 2 der Anlage 1 beschreibt die beiden Bilanzierungsmodelle. Die Regelung entspricht im Wesentlichen dem Vorschlag des BDEW.

Zunächst regelt Kapitel 2, welcher *Zeitraum* bilanziell auszugleichen ist (Ausgleichszeitraum). Das umfasst zum einen die Dauer der Redispatch-Anweisung, also alle Viertelstunden, in denen für die Anlage eine Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs durch eine Redispatch-Maßnahme vollständig oder zeitweise gültig ist. Darüber hinaus ist auch eine An- oder Abfahrrampe vor und nach der Maßnahme bilanziell auszugleichen, soweit sie durch die Redispatch-Maßnahme verursacht worden ist. Fehlt es hingegen an einer Ursächlichkeit der Redispatch-Maßnahme für das Verhalten der Anlage nach Ende der Wirksamkeit, erfolgt kein bilanzieller Ausgleich. Das ist beispielsweise der Fall, soweit eine abgeregelte Anlage auch ohne die Redispatch-Maßnahme weniger Strom erzeugt hätte.

Die beiden *Bilanzierungsmodelle* tragen der Tatsache Rechnung, dass nur für einen Teil der Anlagen bzw. steuerbaren Ressourcen Ex-ante-Fahrpläne vorliegen. Durch das Angebot zweier Bilanzierungsmodelle steht für beide Fälle ein geeignetes Modell zur Verfügung. Zwar hält die Beschlusskammer grundsätzlich das Planwertmodell für vorzugswürdig, weil es besser geeignet ist, Systemungleichgewichte zu vermeiden. Voraussetzung dafür sind aber zuverlässige Ex-ante-Fahrpläne, die auf absehbare Zeit nicht mit zumutbarem Aufwand für alle Anlagen vorliegen werden. Daher ist das Prognosemodell als Ergänzung zum Planwertmodell unverzichtbar. Damit der bilanzielle Ausgleich durchgeführt werden kann, ist es erforderlich, dass jede steuerbare Ressource – also jede Zusammenfassung von Anlagen, die gemeinsam gesteuert werden, s. Anlage 2 – genau einem Bilanzierungsmodell zugeordnet ist.

⁹ Vgl. Näheres zum Inhalt der Planungsdaten ist durch Beschluss vom 20.12.2018 – BK6-18-122 – geregelt. Ergänzend sind Regelungen zu Planungsdaten in der Festlegung BK6-20-061 beabsichtigt.

Das in Kapitel 2.1 der Anlage 1 beschriebene *Planwertmodell* zeichnet sich dadurch aus, dass mit dem Ex-ante-Fahrplan eine für den Anlagenbetreiber, Bilanzkreisverantwortlichen und Netzbetreiber verbindliche Aussage darüber vorliegt, welche Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme ohne die Redispatch-Maßnahme eingetreten wäre. Diese Annahme ist die Basis für die Vermarktung der Strommengen und damit zugleich die Bezugsgröße für die Berechnung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs der Redispatch-Maßnahme.

Im Planwertmodell ist somit die Höhe des bilanziellen Ausgleichs bereits vor dem Erfüllungszeitpunkt bestimmbar. Daher erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne für den Entnahme- bzw. Einspeisebilanzkreis und den Redispatch-Bilanzkreis beim regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber entsprechend den Regeln des Fahrplanmanagements. Eine nachträgliche Korrektur des bilanziellen Ausgleichs erfolgt nicht. Dadurch kennt der Anlagenbetreiber bzw. sein Direktvermarktungsunternehmen die zu vermarktende Menge und der Netzbetreiber kann die Höhe des notwendigen energetischen Ausgleichs genau bestimmen. Dies vermeidet Systemungleichgewichte aufgrund von unterschiedlichen Annahmen.

Soweit sich – bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung – Abweichungen zwischen der dem Fahrplan zu Grunde liegenden Prognose und der theoretischen Einspeisung zum Erfüllungszeitpunkt ergeben, sind diese finanziell gemäß Kapitel 2.1.3 der Anlage 1 auszugleichen. Dies ist eine Besonderheit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung und zusätzlich zum bilanziellen Ausgleich dann vorzunehmen, wenn die Einspeisung zum Erfüllungszeitpunkt anders gewesen wäre als im Fahrplan angegeben. Dies ist bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung naturgemäß regelmäßig der Fall. Denn der Anlagenbetreiber bzw. sein Vermarktungsunternehmen und Bilanzkreisverantwortlicher hätten ohne die Redispatch-Maßnahme die Möglichkeit und Verpflichtung gehabt, die Prognose zu aktualisieren – je näher der Prognosezeitraum rückt, desto besser werden normalerweise die Prognosen – und die Vermarktung über entsprechende Stromhandelsgeschäfte an die aktualisierte Prognose anzupassen. Es sollen dem Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen keine Nachteile, aber auch keine Vorteile dadurch entstehen, dass diese Möglichkeit durch die Redispatch-Anweisung abgeschnitten wird. Dem dient die Regelung in Kapitel 2.1.3 der Anlage 1. Diese Regelung steht in einem engen Sachzusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich, so dass eine Regelung im Rahmen dieser Festlegung zweckmäßig erscheint. Der nachträgliche finanzielle Ausgleich ist erforderlich, um eine

Über- oder Unterkompensation des Anlagenbetreibers zu vermeiden. Der finanzielle Ausgleich nach Kapitel 2.1.3 wird dabei nicht separat gezahlt, sondern mit den anderen Positionen des finanziellen Ausgleichs verrechnet (vgl. § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG). Dadurch kann es vorkommen, dass sich die Zahlungsrichtung des finanziellen Ausgleichs ändert.

Die Beschlusskammer hält es für zweckmäßig, die Abweichungen zwischen dem bilanziellen Ausgleich und der Ausfallarbeit, die sich aus einer gegenüber dem Fahrplan geänderten theoretischen Einspeisung ergeben, anhand eines Preisindexes zu bewerten. Das entlastet sowohl den Anlagenbetreiber, als auch den Netzbetreiber von der Obliegenheit, vom – praktisch kaum möglichen – Nachweis, welche Handelsgeschäfte der Vermarkter getätigt hätte, wenn es keine Redispatch-Maßnahme gegeben hätte. Zwar führt die Verwendung eines Preisindexes zu einer gewissen Pauschalisierung. Dies kann aber hingenommen werden, zumal Abweichungen in beide Richtungen auftreten und sich dadurch tendenziell ausgleichen.

Der von den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern berechnete Preisindex ID-AEP¹⁰ stellt eine angemessene finanzielle Bewertung der Abweichungen dar. Der ID-AEP ist ein Index für Börsenpreise kurz vor dem Erfüllungszeitpunkt, der für die Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises genutzt wird. Der ID-AEP ist damit im Grundsatz mit anderen Indizes für den kurzfristigen kontinuierlichen Börsenhandel vergleichbar, unterscheidet sich aber dahingehend, dass er sich nicht auf einen bestimmten Zeitraum vor dem Erfüllungszeitpunkt, sondern auf ein bestimmtes Handelsvolumen bezieht.¹¹ Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass der ID-AEP die Preise im kontinuierlichen Handel, zu denen ein BKV kurzfristige Prognoseabweichungen nachhandeln kann, gut abbildet.

¹⁰ Index „ID-AEP“ gemäß Art. 1 Abs. 3 des Änderungsvorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 18.12.2019, der mit Beschluss vom 11.05.2020 (BK6-19-552) genehmigt worden ist.

¹¹ Der ID-AEP des jeweiligen Abrechnungsintervalls umfasst die Handelsgeschäfte des entsprechenden Viertelstundenprodukts, deren Handelszeitpunkt den kürzesten zeitlichen Abstand zum Beginn des Erfüllungszeitraums aufweist und deren aufsummiertes Handelsvolumen 500 MW genau erreicht oder überschreitet. Nur sofern die Handelsgeschäfte des Viertelstundenprodukts ein Volumen von 500 MW in einem Abrechnungsintervall nicht erreichen, werden zusätzlich die Handelsgeschäfte des Stundenprodukts, welches das Abrechnungsintervall umfasst und deren Handelszeitpunkt den kürzesten zeitlichen Abstand zum Beginn des Erfüllungszeitraums aufweist, in dem Umfang ergänzt, dass das aufsummierte Handelsvolumen der Viertelstundenprodukte und Stundenprodukte 500 MW genau erreicht oder überschreitet. Aus den so ermittelten Handelsgeschäften wird der mengengewichtete Durchschnittspreis gebildet., vgl. Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP), S. 3 f., abrufbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_MODELL_20200701.

Die Beschlusskammer hält den ID-AEP für vorzugswürdig gegenüber anderen Preisindizes (z. B. ID1 oder ID3 der EPEX SPOT):

Erstens berücksichtigt der ID-AEP die Handelsgeschäfte aller zertifizierten Strombörsen (sog. NEMOs), die einen kontinuierlichen börslichen Intraday-Handel in Deutschland anbieten, und nicht nur die Handelsgeschäfte einer bestimmten Börse. Zweitens berücksichtigt der ID-AEP auch die regelzoneninternen Handelsgeschäfte in der letzten halben Stunde vor dem Erfüllungszeitpunkt. Der ID-AEP umfasst damit gerade die Handelsgeschäfte, die für den kurzfristigen Bilanzkreisausgleich genutzt werden können. Wie zahlreiche Stellungnahmen in der Konsultation zu Recht angemerkt haben, sind gerade die Handelsgeschäfte kurz vor Erfüllungszeitpunkt wichtig. Zwar orientiert sich damit der Preis für die Abweichungen in gewissem Umfang auch an den Preisen für Handelsgeschäfte in anderen Regelzonen. Die preislichen Abweichungen sind aber in der Regel gering und rechtfertigen nicht, das besonders relevante Handelsgeschehen kurz vor Erfüllungszeitpunkt außer Acht zu lassen. Dies ergibt sich bereits aus den Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber im Zusammenhang mit der Neuregelung der Börsenpreiskopplung.¹² Untersuchungen des aktuellen Handelsgeschehens durch die Beschlusskammer bestätigen diesen Befund. Insbesondere in den beiden Regelzonen mit einem hohen Anteil an installierter Leistung aus Windenergie sind nur geringe Abweichungen der Preise von einander zu beobachten.

Bereits aus diesen beiden Gründen erscheint der ID-AEP im Vergleich zu anderen Indizes als besser geeignet, die Abweichungen zu bewerten. Hinzu kommt, dass – drittens – der ID-AEP mit dem ihm zugrundeliegenden Mindesthandelsvolumen von 500 MW der Gefahr von Manipulationen besser begegnet als Indizes ohne Mindestliquiditätsschwelle. Damit vermeidet er Anreize, in Zeiten geringer Liquidität den Index gezielt zu manipulieren – indem man beispielsweise Energie kauft –, um im Rahmen des finanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen zu profitieren. In einem im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber erstellten Gutachten der Consentec GmbH vom 21.10.2019 wurde festgestellt, dass Indizes auf Basis von Handelsgeschäften in der letzten Stunde vor Erfüllungszeitpunkt oft nur ein geringes Handelsvolumen repräsentieren. In ca. 50 % der von Consentec

¹² Begründungsdokument zum Konsultationsverfahren der Börsenpreiskopplung gemäß Art. 6 Abs. 3 i. V. m. Art. 18 Abs. 6 lit. k, Art. 55 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBVO) vom 18.12.2019, S. 14.

untersuchten Viertelstunden (Januar 2018 bis Mai 2019) lag das in der letzten Stunde vor dem Erfüllungszeitpunkt gehandelte Volumen unter 300 MW, in ca. 25 % sogar unter 200 MW. Da der ID1-Index lediglich Handelsgeschäfte umfasst, die im Zeitbereich 60 Minuten bis 30 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt getätigt werden, ist dessen Liquidität nochmals geringer. In ca. 50 % der von Consentec untersuchten Viertelstunden lag das dem ID1-Index zugrunde liegende Handelsvolumen unter 200 MW, sodass in diesen Zeitpunkten eine Beeinflussung durch Marktteilnehmer relativ einfach erscheint.¹³ Die Beschlusskammer hat keinen Grund zur Annahme, dass dieser Befund nicht mehr gültig ist. Die Beschlusskammer schließt sich auch der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber an, dass das Missbrauchspotential, das durch die Verwendung des ID1-Index eröffnet würde, nicht nur die Gefahr eines überhöhten finanziellen Ausgleichs mit sich brächte, sondern – aufgrund der Meldung von tatsächlich nicht vorhandenem Redispatch-Potential – eine Gefährdung der Systemsicherheit bedeuten kann.

Es trifft auch nicht zu, dass die rein zeitgekoppelte Bildung des ID1-Index aus theoretischer Sicht den Wert des Stroms kurz vor Erfüllungszeitpunkt besser abbildet als die Volumenkopplung des ID-AEP. Denn dies übersieht – abgesehen davon, dass der ID1-Index die letzte halbe Stunde vor Erfüllung gar nicht abbildet –, dass für die Sicherstellung des erforderlichen Mindesthandelsvolumens des ID-AEP in Höhe von 500 MW in der Regel nur die Berücksichtigung von sehr zeitnah zum Erfüllungszeitpunkt getätigten Handelsgeschäften erforderlich ist, so dass die Volumenkopplung nicht die Eignung des ID-AEP beeinträchtigt, den Echtzeitwert des Stroms angemessen widerzuspiegeln. So wurden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber 50,7 % der MWh, die für das Erreichen des Mindesthandelsvolumens im Zeitraum vom 01.07.2020 bis zum 08.09.2020 berücksichtigt wurden, in den letzten 30 Minuten vor Erfüllung gehandelt, 32,7 % im Zeitraum 30–60 Minuten und nur 9,5 % im Zeitraum 60–90 Minuten vor Erfüllung. Lediglich 7,0 % der Handelsgeschäfte fanden früher als 90 Minuten vor Erfüllung statt. Die in der Konsultation aufgestellte Behauptung, es handele sich um „künstliche Liquidität“, lässt sich also nicht belegen. Im Gegenteil: Die ersten empirischen Analysen zum ID-AEP zeigen, dass das Handelsvolumen von 500 MW ein gelungener Kompromiss ist, der einerseits die erforder-

¹³ Consentec, Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems, S. 27.

liche Mindestliquidität sicherstellt und zugleich den Echtzeitwert des Stroms gut approximiert. Die derzeitige Entwicklung zu immer näher an den Erfüllungszeitraum gehenden Handelsgeschäften im Intraday-Bereich wird die Aussagekraft des ID-AEP weiter stärken.

Ferner gewährleistet der ID-AEP – viertens – ein hohes Maß an Transparenz, da er auf der öffentlich zugänglichen Internetseite www.regelleistung.net dauerhaft veröffentlicht wird und somit nachträglich nachvollzogen werden kann. Schließlich basiert der ID-AEP – fünftens – auf einer Genehmigung der Bundesnetzagentur. Die Regeln zur Berechnung und Veröffentlichung des Index können – anders als bei Indizes der Börsen – nicht ohne Genehmigung der Bundesnetzagentur geändert werden.

Dem kann nicht entgegengehalten werden, der ID-AEP sei als Preisbasis für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises ungeeignet für die Bepreisung der Abweichungen zwischen bilanziellem Ausgleich und Ausfallarbeit. Im Gegenteil: Der ID-AEP wurde für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises unter anderem gerade deshalb gewählt, weil er geeignet ist, die kurz vor Erfüllungszeitpunkt abgeschlossenen Handelsgeschäfte zu repräsentieren.¹⁴ Aus dem gleichen Grund überzeugt es nicht, wenn in der Konsultation vorgetragen wird, dass der finanzielle Ausgleich von entgangenen Opportunitäten bei Verwendung des ID-AEP unklar sei. Der ID-AEP bildet diese Opportunitäten – wie dargelegt – gut ab.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wird, der ID1-Index sei besser geeignet, weil es sich um einen etablierten Index handle, überzeugt auch dieses Argument nicht. Zwar ist zutreffend, dass für den ID-AEP bislang nur wenige empirische Daten vorliegen. Dies allein macht ihn aber nicht ungeeignet und überwiegt keinesfalls die o. g. Vorteile des ID-AEP gegenüber dem ID1-Index für den hiesigen Zweck. Dagegen belegen – wie ausgeführt – die empirischen Informationen zum ID1-Index, dass dieser für die hiesigen Zwecke weniger gut geeignet ist.

Da die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber den ID-AEP nur berechnen und veröffentlichen, wenn der kontinuierliche börsliche Intraday-Handel mit Viertelstundenprodukten und – hilfsweise – Stundenprodukten für das entsprechende Zeitinter-

¹⁴ Vgl. Consentec, a. a. O., S. ii f. und S. 24 f.

vall ein Volumen von mindestens 500 MW erreicht, wird hilfsweise auf den Index ID1 abgestellt. Allerdings ist der Fall, dass das genannte Mindesthandelsvolumen nicht erzielt wird, sehr unwahrscheinlich.

Im *Prognosemodell* gemäß Kapitel 2.2 der Anlage 1 richtet sich die Höhe des bilanziellen Ausgleichs – statt wie beim Planwertmodell nach dem Fahrplan – nach der Einspeisung, die sich ohne die Redispatch-Maßnahme ergeben hätte. Diese lässt sich bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung erst im Nachhinein berechnen, da das tatsächliche Dargebot des Primärenergieträgers zu Grunde zu legen ist. Da somit die Höhe des bilanziellen Ausgleichs nicht im Vorhinein bestimmt wird, erfolgt der Ausgleich per nachträglicher Überführungszeitreihe. Da beim Prognosemodell keine Abweichungen zwischen dem bilanziellen Ausgleich und der tatsächlichen Ausfallarbeit auftreten, bedarf es insoweit keiner Korrektur beim finanziellen Ausgleich.

Anlagen, für die ohnehin Ex-ante-Fahrpläne zu übermitteln sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet. Das betrifft insbesondere die Anlagen, für die entsprechend der Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 20.12.2018 (BK6-18-122) auf Grundlage von Art. 40 Abs. 5 SO-VO Ex-ante-Fahrpläne mitgeteilt werden müssen. Dabei handelt es sich namentlich um Anlagen ab 10 MW installierter Leistung sowie um Anlagen mit fluktuierender Einspeisung mit Anschluss ans Übertragungsnetz. Sie können nicht in das Prognosemodell wechseln. Damit ist insbesondere sichergestellt, dass die Kraftwerke, die bereits heute im Rahmen des Redispatch nach § 13a Abs. 1 EnWG a. F. bilanziell ausgeglichen werden, nahtlos in das neue Redispatch-System überführt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die dort handelnden Akteure in der Lage sind oder in der Lage sein müssen, Ex-ante-Fahrpläne von ausreichender Qualität zu erstellen und zu übermitteln, so dass es sinnvoll ist, in diesen Fällen das Planwertmodell zur Anwendung zu bringen, insbesondere da das Planwertmodell verhindert, dass Systemungleichgewichte entstehen. Soweit in der Konsultation gefordert wurde, auch für diese Fälle ein Wahlrecht des Anlagenbetreibers vorzusehen, weil das Planwertmodell zusätzlichen Aufwand erfordere, der nicht gerechtfertigt sei, wenn eine Anlage nur selten für Redispatch eingesetzt werde, überzeugt dies nicht. Denn für die Anlagen müssen – wie ausgeführt – ohnehin Fahrpläne übermittelt werden, so dass insoweit kein zusätzlicher Aufwand entsteht. Der Aufwand im Falle einer Redispatch-Maßnahme unterscheidet sich im Übrigen im Planwertmodell nicht wesentlich vom Prognosemodell.

Im Übrigen können Anlagen auf Vorschlag des Anlagenbetreibers im Konsens mit dem Anschlussnetzbetreiber dem Planwertmodell zugeordnet werden. Für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung setzt dies allerdings voraus, dass die Anforderungen des „Kriterienkatalog Planwertmodell“ im Anhang der Anlage 1 erfüllt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass die Prognosen durch den Anlagenbetreiber (bzw. dessen Direktvermarktungsunternehmen) ausreichend gut sind. Liegen die Voraussetzungen nach dem Kriterienkatalog vor, darf der Netzbetreiber die Zuordnung zum Planwertmodell nicht verweigern.

Der *Kriterienkatalog* setzt dabei zum einen auf einen Vergleich der Fahrpläne des Anlagenbetreibers mit den Prognosen des Anschlussnetzbetreibers. Dies ist zweckmäßig, da im Prognosemodell der Netzbetreiber naturgemäß auf seine eigenen Prognosen angewiesen ist. Bei der monatsscharfen Bestimmung der Prognosegüte bleiben die Viertelstunden außer Acht, in denen Redispatch- oder Regelleistungsmaßnahmen stattgefunden haben oder aber eine ungeplante Nichtverfügbarkeit der Anlage vorlag. Eine ungeplante Nichtverfügbarkeit kann auch vorliegen, wenn die Anlage anhand bestimmter Umweltparameter abgeschaltet wird, wenn dies für den Anlagenbetreiber nicht vorhersehbar ist.

Erweisen sich die Fahrpläne des Anlagenbetreibers als vergleichbar gut, ist die Anwendung des Planwertmodells vertretbar. Darüber hinaus berücksichtigt der Kriterienkatalog auch den Fall, dass die Fahrpläne des Anlagenbetreibers zwar möglicherweise nur geringfügig schlechter sind als die Prognosen des Netzbetreibers, die Fahrpläne aber über sechs Monate durchgängig im Monatsdurchschnitt entweder zu hoch oder zu niedrig sind. Dies ist sinnvoll, da in diesem Fall von einem strukturellen Fehler bei den Prognosen des Anlagenbetreibers ausgegangen werden muss.

Der Kriterienkatalog macht die erstmalige Zuordnung zum Planwertmodell von der Erfüllung verhältnismäßig hoher Anforderungen während einer Testphase abhängig. Demgegenüber führt *nach* Zuordnung zum Planwertmodell nicht jede Unterschreitung dieser hohen Anforderungen zur Rückstufung in das Prognosemodell. Dies ist sachgerecht, da dadurch sichergestellt ist, dass nur Anlagenbetreiber zum Planwertmodell zugelassen werden, die die ausreichende Qualität der Fahrpläne sicherstellen können, und zugleich ein ständiges „Hin-und-Her“ der Anlagen zwischen den Modellen vermieden wird. Die Beschlusskammer hält es daher nach derzeitigem Kenntnisstand nicht für erforderlich, eine zusätzliche „Wartefrist“ für die Rückkehr ins Planwertmodell vorzugeben.

Die Beschlusskammer ist der Forderung in der Konsultation gefolgt, im Regelfall eine vorherige Übermittlung der Ex-ante-Fahrpläne während der Testphase vorzusehen. Dies entspricht den Anforderungen nach Zuordnung zum Planwertmodell und ist daher sinnvoll und zumutbar. Allerdings können Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortliche und Anschlussnetzbetreiber eine nachträgliche Übermittlung vereinbaren. Die erforderlichen Zählwerte liegen dem Anschlussnetzbetreiber vor.

Auf Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer klargestellt, dass es nach Zuordnung zum Planwertmodell im Ermessen des Anschlussnetzbetreibers und der betroffenen Netzbetreiber liegt, ob die Prognosegüte überprüft wird. Dadurch wird erheblicher Aufwand bei dem Anschlussnetzbetreiber vermieden. Anlass für eine Überprüfung dürfte insbesondere bestehen, wenn der bilanzielle Ausgleich stark von der Ausfallarbeit abweicht und daher erhebliche Energiemengen nach Kapitel 2.1.3 der Anlage 1 finanziell auszugleichen sind.

Der Kriterienkatalog ermöglicht den Verzicht auf eine vorherige Testphase. Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetreiber oder der Einsatzverantwortliche für eine vergleichbare Anlage bereits nachgewiesen hat, dass die Prognosegüte ausreicht. Aufgrund von Hinweisen in der Konsultation hat die Beschlusskammer diese Möglichkeit auf vergleichbare Anlagen – d. h. gleicher Energieträger und ähnliche Größe – beschränkt.

Soweit in der Konsultation gefordert wurde, dass der Anlagenbetreiber bzw. Vermarkter darlegen müsse, wie er den mittleren absoluten Fehler seiner Prognose berechne, ist darauf hinzuweisen, dass diese Berechnung durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgt. Soweit ferner gefordert wurde, dass der Anschlussnetzbetreiber seine Berechnungen darlegen müsse, ist darauf hinzuweisen, dass die Berechnungen vom Anlagenbetreiber bzw. BKV leicht nachvollzogen werden können. Soweit kritisiert wurde, dass der Anlagenbetreiber nicht die Prognosegüte des Netzbetreibers überprüfen könne und dass insbesondere der Netzbetreiber die „Prognose“ auch nachträglich erstellen könne, ist dies zwar theoretisch richtig. Allerdings ist kein Interesse erkennbar, warum der Netzbetreiber dieses tun sollte. Im Gegenteil: Der Netzbetreiber hat auch ein eigenes Interesse daran, dass Anlagen in das Planwertmodell wechseln, da sich damit die ausgeglichene Bewirtschaftung seines eigenen Redispatch-Bilanzkreises vereinfacht.

In der Konsultation wurde angeregt, dass auch der anfordernde Netzbetreiber der Zuordnung zum Planwertmodell zustimmen müsse. Für diese Sichtweise spricht zwar, dass die Zuordnung zum Planwertmodell auch für den anfordernden Netzbetreiber Folgen hat, da sich die Berechnung des bilanziellen Ausgleichs sowie die anzuwendenden Prozesse unterscheiden. Gegen den Vorschlag sprechen aber erhebliche Gründe: Erstens ist bei Zuordnung der Anlage zum Planwertmodell nicht unbedingt klar, wer „anfordernder Netzbetreiber“ ist. Grundsätzlich kommt jeder vorgelagerte Netzbetreiber dafür in Frage. Zweitens sind für die Beschlusskammer keine wirtschaftlichen Nachteile für den anfordernden Netzbetreiber zu erkennen. Im Gegenteil: Da beim Planwertmodell die Höhe des bilanziellen Ausgleichs im Vorhinein feststeht, dürfte es eher vorteilhaft für den anfordernden Netzbetreiber sein. Drittens ist der Anschlussnetzbetreiber bei seiner Entscheidung nicht frei, sondern an den mit dieser Festlegung vorgegebenen Kriterienkatalog gebunden. Dies würde genauso für den anfordernden Netzbetreiber gelten, so dass er letztlich nicht anders entscheiden könnte als der Anschlussnetzbetreiber. Sollte der Vorschlag in der Konsultation dahingehend zu verstehen sein, dass Zweifel an der Prognosegüte der Anschlussnetzbetreiber bestehen, hält es die Beschlusskammer für vorzugswürdig, im Rahmen der Netzbetreiberzusammenarbeit die Prognosegüte zu heben.

Zur Vermeidung von Missverständnissen weist die Beschlusskammer auf Folgendes hin: Der Kriterienkatalog findet auf die Anlagen, die wegen der Verpflichtung zur Mitteilung von Ex-ante-Fahrplänen zwingend dem Planwertmodell zugeordnet werden, keine Anwendung. Das bedeutet jedoch nicht, dass die Ex-ante-Fahrpläne für diese Anlagen keinen Qualitätsanforderungen genügen müssen. Vielmehr stellt die Mitteilung von mangelhaften Ex-ante-Fahrplänen eine Verletzung der jeweiligen Mitteilungspflicht dar. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf eine korrekte Erfüllung der Mitteilungspflichten hinwirken.

3.2.1.3 Berechnung der Ausfallarbeit

Kapitel 3 der Anlage 1 regelt die Berechnung der Ausfallarbeit. Die Ausfallarbeit entspricht – wie ausgeführt – im Prognosemodell dem bilanziellen Ausgleich. Beim Planwertmodell ist die Ausfallarbeit für die Berechnung des finanziellen Ausgleichs erforderlich (s. o.).

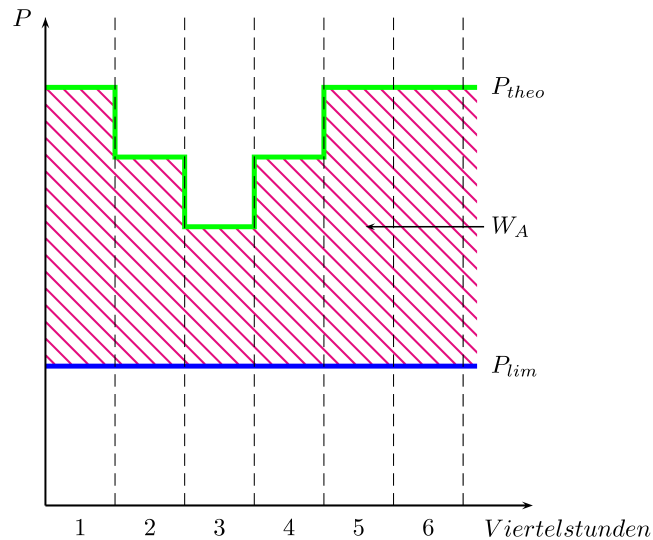


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Bestimmung der Ausfallarbeit (W_A)

Die Ausfallarbeit (W_A) wird abstrakt definiert als die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung (P_{theo}) und dem Wert der Leistungslimitierung (P_{lim}), also die Differenz zwischen der Einspeisung, die sich ohne Redispatch-Maßnahme ergeben hätte, und – vereinfacht ausgedrückt – der Einspeisung, die durch die Redispatch-Anweisung vorgegeben worden ist. Diese Berechnung gilt grundsätzlich für positiven und negativen Redispatch gleichermaßen, wodurch bei positivem Redispatch die Ausfallarbeit negativ wird. Diese Berechnungsmethode gilt auch, wenn nicht die Einspeisung, sondern die Entnahme von Energie betroffen ist, z. B. bei Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie oder bei Redispatch-Anweisungen gegenüber Eigenversorgungsanlagen. In diesem Fall sind für die Einspeisung negative Werte anzusetzen. Soweit in der Konsultation angemerkt wurde, dass Eigenversorgung nicht zum Gegenstand von negativem Redispatch gemacht werden sollte, ist diese Frage nicht Gegenstand der Festlegung. Die rechtlichen Voraussetzungen des negativen Redispatch von Eigenversorgung folgen vielmehr aus § 13a Abs. 1 EnWG und Art. 13 Abs. 6 lit. c der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Ebenso ist der Fall erfasst, in dem die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung zusätzlichen elektrischen Verbrauch für die Wärmeerzeugung verursacht. Dafür spricht das Ziel des bilanziellen Ausgleichs, die betroffenen Bilanzkreise so zu stellen, wie sie ohne die Redispatch-Maßnahme stünden¹⁵. Es ist auch sachgerecht, wenn die Netzbetreiber diese Strommengen beim energetischen und bilanziellen Ausgleich berücksichtigen. Denn zum einen wirkt die zusätzliche Stromentnahme ebenso engpassentlastend wie die Abregelung der Erzeugung, so dass die engpassentlastende Wirkung bei der Dimensionierung der Redispatch-Maßnahmen und somit auch beim energetischen Ausgleich berücksichtigt werden muss. Zum anderen wird durch den gezielten bilanziellen Ausgleich vermieden, dass der Bilanzkreisverantwortliche der Entnahmestelle seinerseits Versuche unternehmen muss, die zusätzliche Entnahme auszugleichen.

Da Gegenstand dieser Festlegung in erster Linie der bilanzielle Ausgleich ist, sind materielle Vorgaben zur „Aufteilung“ der Ausfallarbeit auf mehrere Anlagen, die über dieselbe Marktlokation bilanziert werden, an dieser Stelle entbehrlich. Gegen eine Aufteilung im Einklang mit § 24 Abs. 3 EEG 2017 dürfte allerdings nichts einzuwenden sein.

Für die Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung ist gemäß **Kapitel 3.1 der Anlage 1** zwischen dem Duldungsfall und dem Aufforderungsfall nach § 13a Abs. 1 EnWG zu unterscheiden.

Im *Duldungsfall* steuert der Netzbetreiber die Anlage. Es ist daher davon auszugehen, dass der Wert der Leistungslimitierung der tatsächlichen Leistung entspricht. Abzustellen ist auf die tatsächlich bilanzierte Einspeisung an der Marktlokation. Zwar ist es im Einzelfall denkbar, dass die Steuerung nicht wie erwartet funktioniert. Die Beschlusskammer geht aber davon aus, dass es den Anschlussnetzbetreibern möglich und zumutbar ist, grundsätzlich sicherzustellen, dass die gebotenen Steuerungsmöglichkeiten eingehalten werden. Gemeldete Abregelungen und Nichtverfügbarkeiten können und müssen sie bei der Prognose der Ausfallarbeit berücksichtigen. Nicht gemeldete Nichtverfügbarkeiten – etwa noch nicht gemeldete ungeplante Nichtverfügbarkeiten – kann der Netzbetreiber zwar nicht anlagenscharf prognostizieren, aber bei der Prognose der Summe der Ausfallarbeit aus mehreren zeitgleichen Redispatch-Maßnahmen statistisch berücksichtigen.

¹⁵ Vgl. BT-Drs. 17/7375, S. 56.

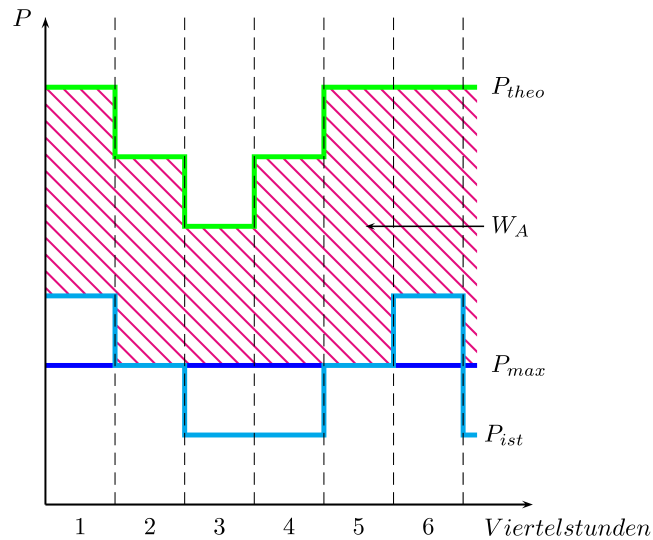


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Bestimmung der Ausfallarbeit im Aufforderungsfall

Im *Aufforderungsfall* weist der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber an, die Einspeisung auf einen bestimmten Wert anzupassen. Dabei ist unerheblich, ob der Netzbetreiber vorgibt, die Einspeisung um eine bestimmte Menge zu steigern oder zu senken (sog. Delta-Anweisung), oder ob der Netzbetreiber einen bestimmten Leistungswert vorgibt (sog. Sollwert-Anweisung). In beiden Fällen obliegt es dem Anlagenbetreiber, die Anweisung umzusetzen.

Der Anlagenbetreiber hat meist die Möglichkeit, über die Anweisung des Netzbetreibers hinauszugehen (sog. Redispatch-Anweisung mit einseitiger Fixierung). Macht der Anlagenbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, entspricht der Wert der Leistungslimitierung der Anweisung des Netzbetreibers (s. Abbildung 2, Viertelstunde 3 und 4). Denn der „überschießende“ Teil – also in den Viertelstunden 3 und 4 die Fläche zwischen der dunkelblauen und der hellblauen Linie – wird nicht durch die Redispatch-Anweisung verursacht. Diese Energiemengen gehen vielmehr auf eine Entscheidung des Anlagenbetreibers – etwa aus marktlichen Gründen – zurück. Ein bilanzieller Ausgleich dieser Mengen würde die Möglichkeiten des Anlagenbetreibers zur Betätigung auf dem Energiemarkt ohne vernünftigen Grund beschränken und so unnötig Opportunitätskosten verursachen.

Geht der Anlagenbetreiber dagegen nicht über die Redispatch-Anweisung hinaus, entspricht die Redispatch-Leistung der tatsächlich gemessenen Leistung (s. Abbildung 2, Viertelstunde 1, 2, 5 und 6). Dies gilt auch in den Fällen, in denen der Anlagenbetreiber die Anweisung des Netzbetreibers nicht oder nicht vollständig umsetzt (s. Abbildung 2, Viertelstunde 1 und 6). Der bilanzielle Ausgleich entspricht in diesen Fällen der tatsächlich

abgeregelten Arbeit. Zwar trägt der Netzbetreiber auch im Planwertmodell insoweit das bilanzielle Risiko der mangelhaften Umsetzung der Redispatch-Anweisung. Denn er hat bei der Beschaffung der Energiemengen für den bilanziellen Ausgleich davon auszugehen, dass der Anlagenbetreiber seine Redispatch-Anweisung vollständig umsetzt und insoweit keine Differenzen zwischen den für den bilanziellen Ausgleich beschafften Energiemengen und der tatsächlichen Ausfallarbeit anfallen. Das bilanzielle Risiko einer nur teilweisen Umsetzung der Redispatch-Anweisung ist jedoch in Kauf zu nehmen. Denn es steht dem Netzbetreiber frei, bei wiederholtem oder signifikantem Fehlverhalten die Anlage in den Duldungsfall zu überführen. Würde man dagegen den bilanziellen Ausgleich an der Redispatch-Anweisung anstelle der tatsächlichen Einspeisung orientieren, würde im Fall des negativen Redispatch ein Anreiz gesetzt, die Redispatch-Anweisung nicht oder nicht vollständig umzusetzen. Denn der Anlagenbetreiber könnte nicht nur den bilanziellen Ausgleich, sondern auch die selbst erzeugte Energie verkaufen. Diesen Anreiz möchte die Beschlusskammer vermeiden.

Soweit eine Redispatch-Anweisung eine beidseitige Fixierung vorsieht, dem Anlagenbetreiber also genau einen Wert vorgibt, stellt jede Abweichung von diesem Wert eine unvollständige Umsetzung der Maßnahme dar, so dass für den bilanziellen Ausgleich stets auf die gemessene Leistung abzustellen ist.

Kapitel 3.2 der Anlage 1 regelt die Bestimmung der Ausfallarbeit bei *Anlagen mit fluktuierender Einspeisung*. Dabei wird nur der Fall des negativen Redispatch geregelt. Dies entspricht, soweit ersichtlich, der derzeitigen Praxis. Dies schließt jedoch den Einsatz der Anlagen für positiven Redispatch nicht aus. Die Beschlusskammer sieht jedoch aufgrund der bislang fehlenden praktischen Bedeutung davon ab, für diesen Fall verbindliche Vorgaben zu treffen.

Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung stehen gemäß **Kapitel 3.2.1 der Anlage 1** drei verschiedene *Abrechnungsarten* zur Verfügung. „Spitzabrechnung“ und „Pauschal-Abrechnung“ waren bereits im Einspeisemanagement-Leitfaden der Bundesnetzagentur¹⁶ verankert. Mit der „vereinfachten Spitzabrechnung“ wird eine weitere Variante ergänzt. Dies entspricht dem Vorschlag des BDEW, der das

¹⁶ Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement Version 3.0, Juni 2018, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html.

neue Verfahren „Spitzabrechnung light“ nennt. Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Datengrundlage, auf deren Basis die Erzeugung berechnet wird, die sich ohne Redispatch-Maßnahme eingestellt hätte: Während bei Spitzabrechnung auf Messwerte des Windes bzw. der Sonneneinstrahlung vor Ort abgestellt wird, wird bei der Pauschal-Abrechnung die letzte Viertelstunde vor der Maßnahme fortgeschrieben. Die vereinfachte Spitzabrechnung stellt auf Referenzmesswerte oder Wetterdaten ab.

Die Beschlusskammer hält somit an den beiden in der bisherigen Praxis bewährten Abrechnungsmethoden fest. Die Beschlusskammer hält es darüber hinaus für zweckmäßig, die vereinfachte Spitzabrechnung zu ergänzen. Denn Referenzmesswerte oder Wetterdaten sind strukturell genauer als die Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der Maßnahme. Dies gilt insbesondere für länger andauernde Redispatch-Maßnahmen.

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber. Dies ist zweckmäßig, da er bei Spitzabrechnung für die Bereitstellung der Messwerte verantwortlich ist. Die Festlegung der Abrechnungsvariante hat Auswirkungen nicht nur auf den Netzbetreiber, sondern auch auf den Bilanzkreisverantwortlichen, da sie Auswirkungen auf die Höhe des bilanziellen Ausgleichs hat. Die Beschlusskammer hält gleichwohl die Festlegung durch den Anlagenbetreiber für zweckmäßig. Denn Bilanzkreisverantwortliche und Anlagenbetreiber können bei Bedarf ein etwaiges Mitspracherecht des Bilanzkreisverantwortlichen in ihrem bilateralen Vertragsverhältnis vorsehen. Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde klarzustellen, dass der Anlagenbetreiber die Festlegung der Abrechnungsvariante auch an den Einsatzverantwortlichen delegieren kann, ist dies nicht erforderlich. Die Möglichkeiten, sich im Rechtsverkehr eines Boten oder eines Vertreters (§ 164 BGB) zu bedienen, werden durch diese Festlegung nicht eingeschränkt.

Die Festlegung der Abrechnungsvariante erfolgt für ein Kalenderjahr. Dies entspricht der bewährten Praxis nach dem Einspeisemanagement-Leitfaden. Die Beschlusskammer hält eine gewisse Stetigkeit bei der Einstufung nicht nur deshalb für sinnvoll, um den Transaktionsaufwand und damit die Kosten zu verringern, sondern auch, um eine unsachgemäße Optimierung der Anlagenbetreiber zu vermeiden. Der Wechsel muss bis zum 30.11. des Vorjahres erklärt werden, um die rechtzeitige Umsetzung zum 01.01. sicherzustellen. Unterjährige Wechsel sind nur für den Fall einer wesentlich geänderten Anlage sowie beim Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen vorgesehen. Sie

erfolgen zum Monatsbeginn, um den Gleichlauf mit den monatlichen Abrechnungsprozessen zu gewährleisten. Die initiale Zuordnung zum Inkrafttreten der Festlegung erfolgt hingegen durch den Anschlussnetzbetreiber. So ist eine lückenlose Datenlage sichergestellt. Die Anschlussnetzbetreiber können auf die für das Kalenderjahr 2020 im Rahmen des Einspeisemanagements angewendete Abrechnungsvariante zurückgreifen.

Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen. Bei diesen Anlagen ist davon auszugehen, dass ausreichend gute Wetterdaten erhoben werden.

Die vereinfachte Spitzabrechnung setzt im materieller Hinsicht voraus, dass keine geeigneten Messwerte an der Anlage erhoben werden. Die Beschlusskammer hält daran fest, dass Wind- bzw. Strahlungsmessungen an der Anlage am besten geeignet sind, die Erzeugung zu bestimmen, die sich ohne Redispatch-Maßnahme eingestellt hätte. Die vereinfachte Spitzabrechnung setzt darüber hinaus eine Einigung des Anlagenbetreibers und des Anschlussnetzbetreibers auf geeignete Referenzmessungen bzw. Wetterdaten voraus. Damit ist sichergestellt, dass die verwendeten Daten die notwendige Qualität aufweisen.

Bei Spitz- und vereinfachten Spitzabrechnung ist der Bilanzkreisverantwortliche an die vom Anlagenbetreiber übermittelten Werte gebunden. Dies ist ihm zuzumuten, da er mit dem Anlagenbetreiber in einem vertraglichen Verhältnis ohne Kontrahierungszwang steht.

Eine Unterbrechung der Echtzeitdatenübermittlung muss nicht dazu führen, dass keine Spitzabrechnung möglich ist. Vielmehr reicht es für die betroffenen Prozesse aus, wenn die Daten bis zum 4. Werktag des Folgemonats übermittelt werden. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber einer Anlage mit Spitzabrechnung die Wetterdaten nicht rechtzeitig liefert, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte. Der Anlagenbetreiber ist nicht berechtigt, Ersatzwerte zu bilden. Diese Regelung ist sinnvoll, da sie eine zeitnahe Abrechnung nicht von der pünktlichen Lieferung der Wetterdaten durch den Anlagenbetreiber abhängig macht. Die Regelung vermeidet zudem, dass Anlagen, die der Spitzabrechnung zugeordnet sind, allein wegen gelegentlich fehlender Daten in das weniger genaue Pauschalverfahren überführt werden müssen. Die Beschlusskammer weicht damit vom konsultierten Vorschlag ab, dass der Netzbetreiber die Anlage bei fehlender Lieferung von Wetterdaten in ein anderes Abrechnungsmodell überführt. Die neue Regelung ist dem

Anlagenbetreiber zuzumuten, da er ausreichend Gelegenheit hat, rechtzeitig Messwerte zu liefern. Es ist unerheblich, ob er die fehlende Lieferung zu verschulden hat oder aber – etwa wegen eines Ausfalls der Messeinrichtung oder Datenübermittlung – nicht. Denn diese Fälle sind der Risikosphäre des Anlagenbetreibers zuzuordnen. Die Regelung ist ebenfalls dem Bilanzkreisverantwortlichen des Anlagenbetreibers zuzumuten, da er mit dem Anlagenbetreiber in einem vertraglichen Verhältnis steht, in dem die Parteien für sie passende Regelungen vereinbaren können. Schließlich ist die Regelung auch dem Netzbetreiber zuzumuten, da er ohnehin für die Netzzustandsprognose geeignete Prognosen für die Einspeisung der an sein Netz angeschlossenen Anlagen mit fluktuierender Einspeisung erstellen muss.

Die Beschlusskammer hat den Vorschlag aus der Konsultation übernommen, dass sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber bei vereinfachter Spitzabrechnung auf die Bereitstellung der Wetterdaten durch den Anschlussnetzbetreiber einigen können. Das kann zu einer Vereinfachung beitragen.

Soweit bei Spitzabrechnung die meteorologischen Daten nicht in 15-Minuten-Intervallen vorliegen, sind sie entsprechend umzurechnen. Der BDEW hat dazu in seiner „Branchenlösung“ einheitliche Berechnungsmethoden vorgelegt. Die Beschlusskammer sieht derzeit davon ab, die Methoden verbindlich vorzuschreiben, sondern vertraut auf eine sachlich angemessene Umsetzung in der Praxis.

Bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung bestimmt im Prognosemodell der Netzbetreiber die Ausfallarbeit. Der Anlagenbetreiber kann diesen Wert ablehnen und ggf. eigene Werte übermitteln und belegen. Der Erstaufschlag des Netzbetreibers stellt einen fristgerechten Einstieg in den bilanziellen Ausgleich im Rahmen der MaBiS-Abrechnung sicher. Durch das Ablehnungsrecht des Anlagenbetreibers kann er nötigenfalls einen Clearingprozess anstoßen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist an das Ergebnis gebunden. Dies ist ihm zuzumuten, da er etwaige Mitspracherechte bilateral mit dem Anlagenbetreiber vertraglich vereinbaren kann.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, dass auch im Planwertmodell der Netzbetreiber das Erstaufschlagsrecht für die Berechnung der Ausfallarbeit haben sollte, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Denn im Planwertmodell ist der bilanzielle Ausgleich bereits abgeschlossen. Die fristgebundenen MaBiS-Prozesse sind von der Berechnung der Ausfallarbeit nicht tangiert. Die Berechnung der Ausfallarbeit dient hier lediglich der

Berücksichtigung beim finanziellen Ausgleich, so dass die ausdrückliche Regelung eines Erstaufschlagsrechts nicht erforderlich ist.

Kapitel 3.2.2 der Anlage 1 regelt die Besonderheiten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit bei *Windenergieanlagen an Land* und *Windenergieanlagen auf See*. Die Regelungen zur Spitzabrechnung und zur pauschalen Abrechnung entsprechen sinngemäß den bewährten Regelungen des Einspeisemanagement-Leitfadens.

Die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung gründet im Kern auf der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage, mit deren Hilfe die Windgeschwindigkeiten in elektrische Leistung (P_{theo}) umgerechnet werden. Um die Verhältnisse vor Ort zu berücksichtigen, wird ein Korrekturfaktor mit Hilfe des Verhältnisses der tatsächlichen Einspeisung ($P_{\text{vor,ist}}$) und der theoretischen Einspeisung anhand der Leistungskennlinie ($P_{\text{vor,theo}}$) gebildet. Auf diese Weise wird ermittelt, wie sich die Anlage vor Ort tatsächlich im Vergleich zur Leistungskennlinie verhält. Da auf diesem Wege ermittelte „Messwerte“ in Schwachwindphasen möglicherweise nicht ausreichend genau sind, werden nur solche Viertelstunden berücksichtigt, in denen der Leistungsmittelwert 10 % der Nennleistung der Anlage entspricht. So lässt sich die Erzeugungsleistung bestimmen, die ohne Redispatch-Maßnahme eingetreten wäre. Davon ist der Wert der Leistungslimitierung (P_{lim}) abzuziehen. Zur viertelstundenscharfen Umrechnung in Kilowattstunden muss der errechnete Leistungswert mit einer Viertelstunde multipliziert werden. Schließlich wird durch die Maximumsfunktion sichergestellt, dass der Wert nicht negativ werden kann. Ein solcher Wert wäre beim negativen Redispatch nicht plausibel.

Für die Wetterdaten der vereinfachten Spitzabrechnung bei Windenergieanlagen auf See ist es wegen der insgesamt gleichmäßigeren Windverhältnisse sachgerecht, auf die relativ großen Cluster im Sinne des § 3 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetz abzustellen. Damit wird ein vernünftiger Ausgleich zwischen Genauigkeit und Aufwand erzielt. Für Windenergieanlagen auf See kann es auch möglich sein, auf Messwerte von FINO-Messmasten (FINO-Forschungsplattformen in der Nord- und Ostsee) abzustellen, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als die Daten einer Referenzanlage.¹⁷ Für Windenergieanlagen an Land verzichtet die Beschlusskammer aufgrund von Hinweisen in der Konsultation darauf, konkrete Geltungsräume (z. B. Postleitzahlenbereiche) vorzugeben. Ausreichend, aber auch notwendige Voraussetzung für Referenzanlagen ist, dass diese

¹⁷ Vgl. zu § 17e EnWG: OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.12.2017 – VI-3 Kart 123/16 (V) – Juris Rn. 69.

im räumlichen Zusammenhang stehen und vergleichbare bauliche Eigenschaften (insbesondere Nabenhöhe) aufweisen. Wetterdaten müssen die lokalen Gegebenheiten anhand anerkannter wissenschaftlicher Methoden berücksichtigen.

Auf einen Hinweis in der Konsultation stellt die Beschlusskammer zur Spitzabrechnung und vereinfachten Spitzabrechnung klar, dass das Ergebnis nicht plausibel ist, wenn das Produkt $P_{\text{vor,ist}} / P_{\text{vor,theo}} * P_{\text{theo,i}}$ größer als die Nennleistung der Anlage bzw. die Summe der Nennleistungen der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt ist. Ein solches Ergebnis deutet darauf hin, dass zumindest einer der Eingangswerte der Berechnungen nicht stimmt. In diesem Fall obliegt es den Beteiligten, den Fehler zu finden und zu beseitigen. Unabhängig davon ist das Produkt auf die Summe der Nennleistung der Anlagen zu begrenzen.

Die Argumentation aus der Konsultation, dass bei Pauschal-Abrechnung keine Null-Werte als Vergleichswerte herangezogen werden sollten, weil diese nicht repräsentativ seien, überzeugt die Beschlusskammer nicht. Es liegt in der Natur der Pauschal-Abrechnung, dass der Messwert im Vergleichszeitraum vor der Redispatch-Maßnahme nicht der tatsächlichen theoretischen Einspeisung während der Redispatch-Maßnahme entspricht, da sich die Windverhältnisse während der Maßnahme ändern können. Insoweit ist ein Null-Wert nicht mehr oder weniger repräsentativ als jeder andere Messwert. Im Übrigen steht es dem Anlagenbetreiber frei, von der Pauschal-Abrechnung in die Spitzabrechnung oder vereinfachte Spitzabrechnung zu wechseln.

Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, die Pauschal-Abrechnung fallen zu lassen, sieht die Beschlusskammer davon zunächst ab, um die Einführung des bilanziellen Ausgleichs nicht mit zusätzlichen Umstellungsaufgaben zu belasten.

Ebenso folgt die Beschlusskammer nicht dem Vorschlag, die Spitzabrechnung zugunsten einer vereinfachten Spitzabrechnung auf Basis von Wetterdaten, die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht werden, abzuschaffen. Die Spitzabrechnung ist im Rahmen des Einspeisemanagements seit Langem etabliert und wird erfolgreich angewandt. Zwar ist zutreffend, dass Gondelanemometer Messungengenauigkeiten und auch Manipulationsmöglichkeiten aufweisen. Diese werden allerdings durch den Korrekturfaktor ($P_{\text{vor,ist}} / P_{\text{vor,theo}}$) jedenfalls teilweise abgefangen. Von daher hält die Beschlusskammer die Messungengenauigkeiten jedenfalls vorerst für hinnehmbar.

Kapitel 3.2.3 der Anlage 1 regelt die Besonderheiten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit bei *Solaranlagen*. Die Regelungen zur Spitzabrechnung und zur Pauschal-Abrechnung entsprechen auch hier sinngemäß dem Einspeisemanagement-Leitfaden. Für die Wetterdaten bei der vereinfachten Spitzabrechnung wird ausdrücklich die gängige Heliosat-2-Methode als geeignet qualifiziert. Damit soll die Umsetzung ohne langwierige Diskussionen über die Eignung der verschiedenen meteorologischen Methoden ermöglicht werden. Andere wissenschaftlich anerkannte Methoden sind dadurch aber nicht ausgeschlossen.

Die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Spitzabrechnung und vereinfachter Spitzabrechnung basiert auf der durchschnittlichen Einstrahlleistung (G_i). Um zu bestimmen, welche elektrische Leistung die Anlage bei dieser Einstrahlleistung erzeugt, wird das Verhältnis der elektrischen Einspeiseleistung in einem Vergleichszeitraum vor der Redispatch-Maßnahme ($P_{VZ,ist}$) mit der durchschnittlichen Einstrahlleistung während dieses Zeitraums (G_{VZ}) gebildet und mit G_i multipliziert. Da diese Bestimmung nur funktioniert, wenn ausreichend Einstrahlung vorliegt, werden nur solche Viertelstunden des Vergleichszeitraums berücksichtigt, in denen der Leistungsmittelwert 10 % der Nennleistung der Anlage entspricht. Im Übrigen entspricht die Berechnung der Formel zur Windenergie. In der Konsultation wurde vorgeschlagen, für diese Berechnung statt auf die Einspeiseleistung auf die Erzeugungsleistung abzustellen. Dies hält die Beschlusskammer angesichts der dafür erforderlichen Messung der Erzeugungsleistung und Übermittlung der Messwerte nicht für sachgerecht. Dagegen lässt sich die Einspeiseleistung anhand der Einspeisemessung leicht bestimmen.

Die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Pauschalabrechnung basiert auf der installierten Nennleistung der Anlage (P_{inst}), die mit einem jahres- und tageszeitabhängigen Anlagenfaktor (AF) multipliziert wird. Zur Bestimmung des Anlagenfaktors greift die Beschlusskammer auf die bewährten Werte zurück, die auch im Einspeisemanagement-Leitfaden Anwendung finden. Zwar basieren die Werte auf einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2013, jedoch liegen der Beschlusskammer keine Hinweise vor, dass sie – zumal im Rahmen eines pauschalisierenden Verfahrens – ungeeignet wären. Solche Erkenntnisse sind auch im Rahmen des Konsultationsverfahrens nicht vorgelegt worden.

Auf einen Hinweis in der Konsultation hat die Beschlusskammer klargestellt, dass das Ergebnis dann nicht plausibel ist, wenn das Produkt $P_{VZ,ist} / G_{VZ} * G_i$ größer als die Nennleistung der Anlage bzw. die Summe der Nennleistungen der Anlagen hinter dem Einspeisepunkt ist. Ein solches Ergebnis deutet darauf hin, dass zumindest einer der Eingangswerte der Berechnungen nicht stimmt. In diesem Fall obliegt es den Beteiligten, den Fehler zu finden und zu beseitigen.

Kapitel 3.3 der Anlage 1 regelt die Bestimmung der Ausfallarbeit bei *Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung*.

Als Abrechnungsvarianten stehen hier lediglich die Spitzabrechnung und die Pauschalabrechnung zur Verfügung. Eine „vereinfachte Spitzabrechnung“ ist wegen der Wetterunabhängigkeit der Anlagen sinnlos.

Die *Spitzabrechnung* nach **Kapitel 3.3.1 der Anlage 1** stellt auf die geplante Einspeisung nach dem Ex-ante-Fahrplan ab. Im Planwertmodell ist die Spitzabrechnung bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung daher die einzig zulässige Abrechnungsmethode.

Die *Pauschal-Abrechnung* nach **Kapitel 3.3.2 der Anlage 1** findet daher bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung nur im Prognosemodell Anwendung.

Zur Berechnung der Ausfallarbeit bei Spitzabrechnung wird die Differenz zwischen der geplanten Leistung (P_{Plan}) und dem Wert der Leistungslimitierung (P_{lim}) gebildet. Eine Minimumsfunktion beim positiven Redispatch sowie eine Maximumsfunktion beim negativen Redispatch verhindert unplausible Vorzeichen. Bei der Pauschalabrechnung wird anstelle der geplanten Leistung die gemessene Leistung zugrunde gelegt.

Soweit der Vorschlag des BDEW in seinem „Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit“ Regelungen zur Höhe des finanziellen Ausgleichs vorsieht, betreffen diese nicht den Gegenstand dieser Festlegung. Mit Ausnahme der Korrektur des finanziellen Ausgleichs bei der Anwendung des Planwertmodells auf Anlagen mit fluktuierender Einspeisung, die wegen des engen Sachzusammenhang zu den Bilanzierungsmodellen durch diese Festlegung aufgegriffen wird (s. o.), behandelt diese Festlegung keine Fragen des finanziellen Ausgleichs.

In der Konsultation wurde kritisiert, dass die Vorgaben zur Berechnung der Ausfallarbeit an vielen Stellen ungenau seien. Richtig ist insoweit, dass die Beschlusskammer den Akteuren angesichts der Vielgestaltigkeit der Lebenswirklichkeit bewusst Umsetzungsspielräume lässt. Dies ist schon deshalb geboten, um eine übermäßige Regulierung zu vermeiden. Soweit in der Stellungnahme eine weitere Präzisierung durch Fachgremien vorgeschlagen wird, spricht aus Sicht der Beschlusskammer nichts dagegen, wenn Verständigungen zu Aspekten erzielt werden können, die über den Regelungsbereich dieser Festlegung hinausgehen.

3.2.2 Marktkommunikation (Tenorziffer 2)

Tenorziffer 2 regelt die Anwendung der in **Anlage 2** festgelegten Kommunikationsprozesse zum Datenaustausch für Redispatch-Zwecke sowie für den Abruf. Von der Anwendung dieser Regelungen sind Anlagen ausgenommen, die in den Anwendungsbereich der Genehmigung vom 20.12.2018 (Az. BK6-18-122) fallen (s. o.).

3.2.2.1 Begriffsdefinitionen

Kapitel 1 der Anlage 2 regelt Begriffsdefinitionen für die Anlage. Dies dient der Bestimmtheit.

Der Begriff der *technischen Ressource* (TR) wird auf Anlagen beschränkt, die nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG zur Anpassung oder Duldung der Anpassung ihrer Leistung verpflichtet sind und die in den Anwendungsbereich dieser Festlegung einbezogen werden. Damit wird zugleich der Anwendungsbereich der Anlage 2 auf diese Anlagen beschränkt.

Soweit in der Konsultation gefordert wurde, die Definition nicht auf einzelne Erzeugungsanlagen zu beschränken, da bei industriellen KWK-Anlagen die Redispatch-Maßnahme nicht mit einzelnen Erzeugungsanlagen, sondern mit einer Kombination aus mehreren Erzeugungsanlagen und alternativen Wärmeerzeugern erfolge, widerspricht diese Sichtweise § 13a Abs. 1 EnWG, der klar auf Erzeugungsanlagen Bezug nimmt. Allerdings wird zu Recht darauf hingewiesen, dass der zusätzliche Stromverbrauch durch eine elektrische Ersatzwärmeerzeugung beim bilanziellen Ausgleich berücksichtigt wird.

Mit dem Begriff der *steuerbaren Ressource* wird ein Objekt geschaffen, das mehrere technische Ressourcen umfassen kann. Damit wird die Möglichkeit der Bündelung angelegt. Die Bündelung kann im Aufforderungsfall auch eine netzanschlusspunktübergreifende

Aggregation beinhalten. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, eine Vielzahl von technischen Ressourcen für Redispatch-Zwecke zusammenzufassen. Dabei sind allerdings die materiellen Vorgaben des § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG zu beachten. Eine Aggregation kommt daher nur in Frage, wenn die aggregierten Anlagen die gleichen (ggf. kalkulatorischen) Kosten und eine annähernd gleiche Wirkung auf mögliche Netzengpässe aufweisen. Dies hat der Netzbetreiber zu beachten, wenn er eine netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigibt. Die Beschlusskammer hat davon abgesehen, den Netzbetreiber zur netzanschlusspunktübergreifenden Aggregation zu verpflichten. Eine solche Verpflichtung erscheint nicht erforderlich, da die Aggregation für den Netzbetreiber grundsätzlich vorteilhaft ist, da sie seinen Aufwand bei Abruf von Redispatch-Maßnahmen verringert. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass die Netzbetreiber in den Fällen, in denen eine Aggregation mit § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG vereinbar ist, dieser aufgeschlossen gegenüberstehen.

Die Beschlusskammer hält es für erforderlich, dass jede steuerbare Ressource genau einem Einsatzverantwortlichen zugeordnet ist, damit die Folgeprozesse, in denen der Einsatzverantwortliche oftmals eine entscheidende Funktion einnimmt, reibungslos funktionieren. Die Beschlusskammer sieht sich aber mangels Rechtsgrundlage nicht dazu befugt, die betroffenen Anlagenbetreiber dazu zu verpflichten, einen gemeinsamen Einsatzverantwortlichen zu beauftragen. Die Zuordnung zu genau einem Einsatzverantwortlichen ist somit Voraussetzung, nicht Folge der Bildung einer steuerbaren Ressource.

Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, dass die der steuerbaren Ressource zugeordneten Marktlokationen alle genau einem gemeinsamen Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnet sind. Dies ist insbesondere nicht für die Information der Bilanzkreisverantwortlichen nach § 13a Abs. 1a S. 4 und 5 EnWG erforderlich, da für diese Information in den Abrufprozessen eine Information über den Einsatzverantwortlichen vorgesehen ist. Ebenso ist ein gemeinsamer Bilanzkreisverantwortlicher nicht für die Verteilung des bilanziellen Ausgleichs auf die betroffenen Bilanzkreise bzw. Marktlokationen erforderlich. Vielmehr obliegt es dem Einsatzverantwortlichen, eine Quote für die Verteilung vorzugeben.

Ferner wird der Begriff des *Clusters* definiert, was eine Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen ermöglicht. Die Festlegung trifft keine Regelungen darüber, welche Anforderungen für eine Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen zu einem Cluster

vorliegen müssen. Diese Anforderungen ergeben sich aus § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG.¹⁸ Die Cluster müssen aufgrund dieser gesetzlichen Vorgaben so gewählt werden, dass der kostenoptimale Redispatch-Einsatz unter Berücksichtigung der kalkulatorischen Kosten nach § 13 Abs. 1a bis 1c EnWG möglich bleibt. Das setzt voraus, dass nur Anlagen zu einem Cluster zusammengefasst werden, die sowohl (annähernd) gleiche tatsächliche Preise bzw. gleiche kalkulatorische Preise als auch eine annähernd gleiche Wirkung auf den Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netz aufweisen. Da EE-Anlagen nach § 13 Abs. 1a EnWG stets mit einem einheitlichen kalkulatorischen Preis bei der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden, kommt es insoweit nur auf die Wirkung auf den Netzverknüpfungspunkt an. Das gleiche gilt für die Zusammenfassung von KWK-Anlagen, soweit sie KWK-Strom erzeugen, es sei denn, nach § 13 Abs. 1b Nr. 1 EnWG sind höhere tatsächliche Kosten bei der Auswahlentscheidung zu berücksichtigen. Anderes gilt für die Leistungsscheiben, die ohne Beeinträchtigung der Wärmeerzeugung abgeregelt werden können (sog. Kondensationsstrom). Für diese Leistungsscheiben sind nicht die kalkulatorischen Preise anzusetzen, da diese Leistungsscheiben nicht vorrangberechtigt sind. Sie können daher nicht in einem Cluster mit den KWK-Leistungsscheiben zusammengefasst werden.

Die Marktrolle *Lieferant* umfasst nicht nur die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen, sondern auch die Abnahme von eingespeister Energie. Die Marktrolle geht damit über den Begriff „Lieferant“ nach § 3 Nr. 5 StromNZV hinaus. Dies ist sinnvoll, da sich zwischen Belieferung und Vermarktung im Rahmen der Kommunikationsprozesse keine Unterschiede ergeben.

Es werden verschiedene Begriffe definiert, die sich auf Netzbetreiber beziehen. Der Anschlussnetzbetreiber wird durch den Anschluss einer technischen Ressource an das Netz definiert. Der „anweisende Netzbetreiber“, der „anfordernde Netzbetreiber“ und der „betroffene Netzbetreiber“ bestimmen sich für jede Redispatch-Maßnahme anhand der Rollen, die der jeweilige Netzbetreiber bei der Maßnahme wahrnimmt. Die Differenzierung ist für die passgenaue Ausgestaltung der Prozesse erforderlich.

¹⁸ Die Beschlusskammer hat nähere Vorgaben zur Bildung von Clustern im laufenden Festlegungsverfahren BK6-20-060 zur Konsultation gestellt.

Die Definitionen der Begriffe *Aufforderungsfall* und *Duldungsfall* wurden im Vergleich zu konsultierten Fassung gestrafft und auf die konstitutiven Merkmale beschränkt. So ist insbesondere die Information des Einsatzverantwortlichen im Duldungsfall zwar sinnvoll und notwendig, aber nicht konstitutiv für das Vorliegen eines Duldungsfalles.

Der Begriff der *Bearbeitungszeit* betrifft im Kontext der vorliegenden Festlegung nur den Aufforderungsfall, bei dem sie die Zeit zwischen Aufforderung und Umsetzung der Redispatch-Maßnahme durch den Einsatzverantwortlichen meint. Zur Wahrung eines einheitlichen Sprachgebrauchs ist die Definition jedoch so formuliert, dass auch der Duldungsfall semantisch erfasst wird.

3.2.2.2 Markttrollen

Kapitel II.1 der Anlage 2 beschreibt die betroffenen Markttrollen. Unter Markttrolle ist die Wahrnehmung einer bestimmten energiewirtschaftlichen Funktion zu verstehen. Dabei ist zu beachten, dass die Markttrollen nicht unbedingt von unterschiedlichen Unternehmen wahrgenommen werden müssen. Vielmehr können auch mehrere Markttrollen in einem Unternehmen zusammenfallen. Vermarktet beispielsweise ein Anlagenbetreiber den in seiner Anlage erzeugten Strom mit Hilfe eines eigenen Bilanzkreises selbst, nimmt er die Markttrolle „Anlagenbetreiber“, „Lieferant“ und „BKV des Lieferanten“ wahr. Die Definition der Markttrollen und der anschließend beschriebenen Kommunikationsprozesse treffen auch keine Aussage darüber, welches Unternehmen welche rechtliche Verpflichtung zur Kommunikation trifft. Die Kommunikationsprozesse beschreiben lediglich das „Wie“ der massengeschäftstauglichen elektronischen Kommunikation. Dies wird auf Hinweis in der Konsultation nun ausdrücklich klargestellt.

Die Festlegung führt die neue Markttrolle *Data Provider* (DP) ein. Damit geht die Beschlusskammer auf das Bedürfnis der Netzbetreiber ein, die Kommunikationsprozesse über gemeinsame Dienstleister abwickeln zu können. Indem die Markttrolle mit „Empfang und Übermittlung von Information für den Netzbetreiber“ beschrieben und in die Kommunikationsprozesse integriert wird, wird es für die Netzbetreiber leichter, diese Aufgaben bei einem oder mehreren gemeinsamen Dienstleistern zu zentralisieren und dadurch ihre Prozesse zu optimieren. Dies ändert aber nichts an der ggf. bestehenden jeweiligen rechtlichen Verantwortung des Netzbetreibers, die jeweilige Information zu empfangen oder zu übermitteln. Ferner trägt jeder Netzbetreiber die Verantwortung dafür, dass auch bei Beauftragung eines Dienstleisters mit der Wahrnehmung der Markttrolle des Data Providers

die rechtlichen Bestimmungen zum Umgang mit den empfangenen Daten – insbesondere § 6a EnWG – vollständig eingehalten werden, z. B. durch Verwendung einer Ende-zu-Ende-Verschlüsselung für wirtschaftlich sensible Informationen. Soweit in der Konsultation gefordert wurde, die Marktrolle des Data Providers zu entfernen, da kein potentiell Dienstleistungsverhältnis geregelt werden dürfe, ist dem nicht zu folgen. Denn die Festlegung regelt kein Dienstleistungsverhältnis, sondern bildet lediglich die Möglichkeit eines Dienstleisters in den Kommunikationsprozessen ab. In der Konsultation wurde zutreffend darauf hingewiesen, dass bestimmte Voraussetzungen vorliegen müssen, damit der Data Provider seine Tätigkeit ausüben kann. Dazu gehört insbesondere die Datenverbindung, aber auch ausreichende Informationen, an wen die Daten weiterzuleiten sind. Es ist Aufgabe des beauftragenden Netzbetreibers, diese Voraussetzungen sicherzustellen. Die Beschlusskammer sieht davon ab, diese Voraussetzungen als Vorbedingungen in den Prozessen ausdrücklich zu hinterlegen. In der Konsultation wurde vorgetragen, dass der Data Provider für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern von dem Data Provider für die Kommunikation mit anderen Marktrollen abweichen könne. Insoweit ist zutreffend, dass es die Entscheidung des jeweiligen Netzbetreibers ist, welchen Dienstleister er mit welchen Aufgaben betraut. Die mit dieser Festlegung geregelten Kommunikationsprozesse schränken diese Entscheidungsmöglichkeit in keiner Weise ein.

Die Festlegung sieht ferner die Marktrolle *Einsatzverantwortlicher* (EIV) vor. Damit richtet die Beschlusskammer die Kommunikationsprozesse an der in der Praxis üblichen Konstellation aus, dass der Anlagenbetreiber einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers den Einsatz nicht selbst plant und durchführt, sondern damit einen Dienstleister oder Vertragspartner (häufig das Direktvermarktungsunternehmen) beauftragt. Auch hier ändert sich aber nichts an der ggf. bestehenden jeweiligen rechtlichen Verpflichtung des Anlagenbetreibers.

Machen Netzbetreiber bzw. Anlagenbetreiber von der Möglichkeit, einen Dienstleister mit der Wahrnehmung der jeweiligen Marktrollen zu beauftragen, nicht Gebrauch, nehmen sie selber die jeweilige Marktrolle ein. In diesem Fall kann ggf. der Kommunikationsschritt zwischen Netzbetreiber und Data Provider bzw. BTR und EIV entfallen bzw. unternehmensintern gestaltet werden.

Unabhängig von den ausdrücklich implementierten Marktrollen „Dataprovider“ und „Einsatzverantwortlicher“ steht es natürlich den betroffenen Unternehmen auch im Übrigen frei, ihre Aufgaben durch Dienstleister ganz oder teilweise wahrnehmen zu lassen.

3.2.2.3 Kommunikationsprozesse für den Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten

Die Kommunikationsprozesse des Kapitels I.2 der Anlage 2 betreffen den Austausch von Stammdaten, Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten. Die Kommunikationsprozesse stellen dabei nicht die Rechtsgrundlage für eine Verpflichtung zur Übermittlung der Daten dar. Diese findet sich vielmehr in § 12 Abs. 4 EnWG.¹⁹ Die hier festgelegten Prozesse beschreiben nur das „Wie“ der Kommunikation. Datenlieferverpflichtungen aufgrund von Art. 4 Abs. 5 der SO-VO und der aufgrund dessen ergangenen Genehmigung²⁰ werden hingegen – wie ausgeführt – nach Art. 4 Abs. 7 der SO-VO abgewickelt.

Die **Prozesse 2.1 bis 2.4** betreffen den Austausch und die Aktualisierung von Stammdaten. Durch das zweistufige Vorgehen der initialen Meldung durch den Einsatzverantwortlichen und der Anreicherung durch den Netzbetreiber wird sichergestellt, dass die jeweils vorliegenden Informationen über die steuerbare Ressource zusammengeführt werden. Insbesondere wird sichergestellt, dass dem vorgelagerten Netzbetreiber die notwendigen Stammdaten der steuerbaren Ressource vorliegen. Die Weitergabe der Stammdaten liegt auch im Interesse des Anschlussnetzbetreibers. Denn nur wenn dem vorgelagerten Netzbetreiber die notwendigen Stammdaten über die steuerbare Ressource vorliegen, kann er ggf. einen Abruf auf die richtige Art und Weise (z. B. als Deltaanweisung oder als Sollwertanweisung) beim Anschlussnetzbetreiber anfordern. Die initiale Stammdatenmeldung erfolgt nur insoweit, wie die Stammdaten nicht über das Marktstammdatenregister (MaStR) abgerufen werden können. Soweit die erforderlichen Daten korrekt im Marktstammdatenregister hinterlegt sind, genügt die Mitteilung der MaStR-Nummern der betroffenen technischen Ressourcen. In jedem Fall ist aber die Mitteilung mit den MaStR-Nummern der zugehörigen technischen Ressourcen zu verknüpfen, damit die technischen Ressourcen eindeutig identifizierbar sind. Eine Mitteilung der angereicherten

¹⁹ Vgl. auch die geplante Festlegung zu § 12 Abs. 4 EnWG, Az. BK6-20-061.

²⁰ BNetzA, Beschluss vom 20.12.2018 (BK6-18-122).

Stammdaten an den Betreiber der TR erfolgt nicht. Es ist nicht Ziel des Prozesses, den Betreiber über seine eigene Anlage zu informieren.

Hinsichtlich der Mitteilung von Stammdatenänderungen durch den Einsatzverantwortlichen wurde auf Vorschlag aus der Konsultation die Frist von fünf Werktagen vor Wirksamwerden der Änderung ergänzt. Dies ist notwendig, um einen korrekten Datenbestand bereits im Planprozess der Netzbetreiber sicherzustellen.

Der **Prozess 2.5** betrifft die Übermittlung von Planungsdaten vom Einsatzverantwortlichen an den Netzbetreiber im Planwertmodell. Der Prozess ist für das Planwertmodell unerlässlich. Der Prozess ist auch dann erforderlich, wenn die technische Ressource Regelleistung vorhält. Die Regelleistungsvorhaltung befreit grundsätzlich nicht von den Verpflichtungen nach § 13a Abs. 1 EnWG. Außerdem sind die Planungsdaten für die Netzbetreiber auch dann relevant, wenn sie nicht auf das entsprechende Redispatch-Potential zurückgreifen können oder wollen, beispielsweise für die Netzzustandsanalyse.

Die Beschlusskammer übernimmt den Vorschlag des BDEW, den Prozess 2.5 auch für die Aktualisierung der Planwerte aufgrund eines Redispatch-Abrufs vorzusehen. Dadurch können die Abrufprozesse einfacher und übersichtlicher gestaltet werden.

Soweit in der Konsultation kritisiert wurde, dass Bestandsanlagen technisch nicht in der Lage seien, die geforderten Daten zu liefern, ist darauf hinzuweisen, dass es sich nicht um an der Anlage erhobene Messwerte, sondern um Planwerte handelt, die im Vorhinein übermittelt werden. Auf die technische Ausstattung der betroffenen Anlagen dürfte es daher nicht ankommen.

Der **Prozess 2.6** betrifft die Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an den Netzbetreiber. Der **Prozess 2.7** betrifft die Übermittlung von marktbedingten Anpassungen. Beide Prozesse sind für das Prognosemodell erforderlich, da sichergestellt werden muss, dass der Netzbetreiber diese Umstände bei seinen Prognosen zur Netzauslastung berücksichtigt.

Die Frist für die Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten beträgt eine Stunde ab Bekanntwerden. Soweit in der Konsultation vorgeschlagen wurde, die Frist auf vier Stunden festzusetzen, damit der Einsatzverantwortliche Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber nehmen kann, wird dem nicht gefolgt. Der Netzbetreiber ist im Prognosemodell auf aktu-

elle Informationen über Nichtbeanspruchbarkeiten angewiesen, da er nur so das Einspeiseverhalten korrekt prognostizieren kann. Der Einsatzverantwortliche kann die Rücksprache unabhängig von der Übermittlung halten und ggf. die Übermittlung aktualisieren, soweit ihm weitere Erkenntnisse vorliegen.

Ein Konsultationsteilnehmer lehnt die Übermittlung von marktbedingten Anpassungen ab, da diese auf unternehmensinternen Vermarktungsstrategien beruhen und zwingend der Geheimhaltung unterliegen. Dem ist nicht zu folgen. Zwar regelt diese Festlegung nicht die Pflicht zur Übermittlung, sondern lediglich den dafür zu verwendenden Prozess. Aber gerade weil marktbedingte Anpassungen auf unternehmerischen Entscheidungen beruhen, ist es notwendig, sie dem Netzbetreiber mitzuteilen, da er sie – anders als das Wetter – nicht selbst prognostizieren kann. Ist somit die Mitteilung erforderlich, so ist die Festlegung eines massengeschäftstauglichen Prozesses sinnvoll. Hinsichtlich des Geheimhaltungsinteresses wird auf § 6a EnWG verwiesen.

In der Konsultation wurde darauf hingewiesen, dass die Übermittlung von marktbedingten Anpassungen unter Umständen für jede Viertelstunde mehrmals erfolgen müsse. Sollte dies zutreffen, bestätigt dies die Sinnhaftigkeit von massengeschäftstauglichen Prozessen, für die diese Festlegung die Grundlage legen soll.

Soweit in der Konsultation gefordert wurde, die Übermittlung von marktbedingten Anpassung lediglich bis 30 Minuten vor Erfüllung vorzugeben, wird dem nicht gefolgt. Im Prognosemodell wird der Netzbetreiber seine Prognosen bis kurz vor Erfüllung aktualisieren müssen. Dafür benötigt er auch aktuelle Informationen über marktbedingte Anpassungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in der Konsultation zutreffend darauf hingewiesen, dass marktbedingte Anpassungen, die einer bereits erfolgten Redispatch-Anweisung widersprechen, unzulässig sind. Dies ergibt sich bereits aus § 13 Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG. Gleichwohl hat die Beschlusskammer zur Vermeidung von Missverständnissen einen entsprechenden Hinweis ergänzt. Die Beschlusskammer hat ferner klarstellend ergänzt, dass die Übermittlung marktbedingter Anpassungen durch den Einsatzverantwortlichen unverzüglich zu erfolgen hat. Denn andernfalls besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber auf Basis von veralteten Informationen handeln, was die Gefahr von energetischen Ungleichgewichten bei der Durchführung der Redispatch-Maßnahmen erhöht.

Soweit der BDEW vorgeschlagen hat, Prozesse zur Übermittlung von Informationen vom Anschlussnetzbetreiber an Einsatzverantwortliche über die Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt (als Stammdatum) sowie über die Nichtverfügbarkeit am Netzanschlusspunkt vorzusehen, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Die Prozesse liegen außerhalb des Gegenstands der Festlegung, da sie nicht Redispatch-Maßnahmen gem. § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG betreffen, sondern den Netzanschluss. Dessen ungeachtet hält die Beschlusskammer die Festlegung von massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen für diese Fälle aus folgenden Gründen nicht für sinnvoll: Die vertraglich vereinbarte Anschlusskapazität ist dem Anschlussnehmer bereits aus seinem Anschlussvertrag bekannt. Zwar mag es sein, dass Dritte, die Anlagen hinter dem Anschlusspunkt betreiben, die Anschlusskapazität nicht kennen. Dieses Informationsdefizit ist aber ggf. zwischen Anschlussnehmer und den Dritten zu beheben, nicht aber durch den Netzbetreiber. Soweit ein Netzanschluss vorübergehend – etwa wegen Wartungs- oder Reparaturarbeiten – nicht oder nicht vollständig zur Verfügung steht, trifft zwar den Anschlussnetzbetreiber die Verpflichtung, den Anschlussnehmer rechtzeitig bzw. (bei unvorhergesehenen Einschränkungen) unverzüglich zu informieren. Art und Häufigkeit dieser Fälle erfordert aber keine massengeschäftstaugliche elektronische Kommunikation. Die Information der Betreiber von ggf. hinter dem Netzanschluss liegenden Anlagen obliegt wiederum dem Anschlussnehmer.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass hinsichtlich der Weitergabe von Daten an nicht vollständig entflochtene Netzbetreiber generell Bedenken bestehen, da diese die Daten missbrauchen könnten, um sich Wettbewerbsvorteile zu verschaffen, wird auf § 6a EnWG verwiesen. Im Übrigen regelt diese Festlegung nicht, welche Daten an wen geliefert werden müssen, sondern lediglich die Prozesse der Datenlieferung.

3.2.2.4 Abrufprozesse

Kapitel II.3 der Anlage 2 regelt Abrufprozesse, wobei zwischen dem Aufforderungsfall und dem Duldungsfall unterschieden wird. Die Abrufprozesse sehen jeweils einen Informationsfluss vom Netzbetreiber über den Lieferanten zum Bilanzkreisverantwortlichen des Lieferanten vor. Rechtsgrundlage für diesen Informationsfluss ist § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG. Danach muss der Übertragungsnetzbetreiber (bzw. Verteilernetzbetreiber) den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten. Die Beschlusskammer

hält es für sinnvoll, diesen Kommunikationsprozess über die Marktrolle des Lieferanten zu führen, der – soweit er nicht die Marktrolle des Bilanzkreisverantwortlichen selbst wahrnimmt – die Information an seinen Dienstleister weitergibt. In der Konsultation wurde zu Recht darauf hingewiesen, dass die Information nach § 13a Abs. 1a S. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG zentrale Voraussetzung dafür ist, dass der bilanzielle Ausgleich nicht durch Gegengeschäfte des Lieferanten konterkariert wird. Angesichts der klaren gesetzlichen Verpflichtung geht die Beschlusskammer derzeit davon aus, dass es keiner weiteren formalen Bekräftigung dieser Pflicht bedarf.

Zur Klarstellung sei auf Folgendes hingewiesen: Die Einhaltung der Abrufprozesse ist keine Gültigkeitsvoraussetzung für die Redispatch-Maßnahme. Die Redispatch-Maßnahme ist daher auch dann umzusetzen, wenn der Netzbetreiber den Abrufprozess nicht einhalten sollte. Dies ergibt sich begrifflich bereits daraus, dass diese Festlegung nur Anwendung auf Redispatch-Maßnahmen findet. Das Vorliegen einer Redispatch-Maßnahme ist also Voraussetzung für die Anwendbarkeit der Vorgaben zum Abrufprozess, nicht umgekehrt. Dies ist auch inhaltlich sinnvoll, da die Beseitigung einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung nicht davon abhängig sein sollte, dass Prozessvorgaben eingehalten werden. Dies wäre mit dem hohen Stellenwert der System-sicherheit nicht vereinbar. Daraus folgt aber nicht, dass es dem Netzbetreiber freistünde, die Abrufprozesse einzuhalten. Vielmehr liegt bei Nichteinhaltung ein Verstoß gegen diese Festlegung vor, der nötigenfalls im Wege des Verwaltungszwangs beendet werden kann.

Die Beschlusskammer folgt nicht dem Vorschlag aus der Konsultation, als weiteren Fehlerfall aufzunehmen, dass der Einsatzverantwortliche wegen Erfüllungshemmnissen nicht steuern kann. Soweit tatsächlich ein Erfüllungshemmnis vorliegen sollte, das der gesetzlichen Verpflichtung nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG entgegensteht, ist dies vor dem Abruf zu klären.

Soweit in der Konsultation darüber hinaus Regelungen zur Zuordnung einer Anlage zum Duldung- oder Aufforderungsfall vorgeschlagen worden sind, sieht es die Beschlusskammer nicht als zweckmäßig an, zum gegebenen Zeitpunkt diesen Sachverhalt durch Festlegung zu regeln. Die Zuordnung einer Anlage zum Duldungs- oder Aufforderungsfall richtet sich in erster Linie nach der Möglichkeit der technischen Steuerung der Anlage. Sie ist

damit unabhängig vom bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen. Die Zuordnung ist eine dem Abrufprozess vorgelagerte Frage. Letztlich ist zu bedenken, dass bereits heute jede regelbare Anlage einem der beiden Fälle zugeordnet sein muss. Die beiden Alternativen sind bereits in der bis zum 30.09.2021 geltenden Gesetzesfassung angelegt (§ 13a Abs. 1 EnWG: Aufforderungsfall; § 13 Abs. 2 EnWG: Aufforderungs- und Duldungsfall; § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG: Duldungsfall). Letztlich hängt es von den gegebenen Umständen vor Ort ab, ob eine Anlage dem Duldungs- oder dem Aufforderungsfall zugeordnet wird. Es obliegt dem Anschlussnetzbetreiber, in Zusammenarbeit mit dem Anlagenbetreiber (bzw. dessen Einsatzverantwortlichen) eine funktionierende und sinnvolle Lösung zu wählen. Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass dies gelingen wird, ohne dass es zu diesem Zeitpunkt weiterer Vorgaben per Festlegung bedarf.

3.2.2.5 Kommunikationsprozesse zur Abrechnung

Kapitel III. der Anlage 2 legt Kommunikationsprozesse zur Abrechnung fest.

Die **Prozesse 1.1. und 1.2** betreffen die Übermittlung von meteorologischen Daten. Dieser Prozess ist für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung relevant, die mittels Spitz- oder vereinfachter Spitzabrechnung abgerechnet werden. Sie stellen sicher, dass der Betreiber der technischen Ressource die meteorologischen Daten aufwandsarm und pünktlich übermitteln kann. Die werktägliche Übermittlung der meteorologischen Daten ist darüber hinaus wichtig für das Bilanzkreismonitoring der Übertragungsnetzbetreiber.

Die **Prozesse 2.1 und 2.2** betreffen die Übermittlung der Ausfallarbeit. Die Prozesse stellen sicher, dass schnell eine Einigung über die Ausfallarbeit hergestellt werden kann oder aber ein Dissens darüber festgestellt wird. Eine zeitnahe Klärung ist insbesondere im Prognosemodell erforderlich, damit der Wert Eingang in die MaBiS-Prozesse finden kann. Doch auch im Planwertmodell ist eine zeitnahe Feststellung der Ausfallarbeit sinnvoll, damit der finanzielle Ausgleich erfolgen kann.

In der Konsultation ist zum Prozess 2.1. kritisiert worden, dass bei Uneinigkeit über die Ausfallarbeit im Prognosemodell am Ende des Prozesses der vom Netzbetreiber berechnete Wert in die MaBiS-Abrechnung Eingang finden soll. Darin sei eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung zu sehen. Es wird ferner die Möglichkeit einer Klärung vor einer neutralen Stelle gefordert. Dazu ist anzumerken, dass der Prozess lediglich dazu dient, einen

Wert zu bestimmen, mit dem die MaBiS-Abrechnung startet. Weiteres Clearing nach den bestehenden MaBiS-Regularien ist dadurch aber nicht ausgeschlossen.

Der **Prozess 2.3** dient der Information des anfordernden Netzbetreibers über die Ausfallarbeit.

Die **Prozesse 3.1 und 3.2** ermöglichen einen aufwandsarmen Wechsel des Bilanzierungsmodells bzw. des Abrechnungsmodells.

3.2.3 Änderungen der MaBiS

Tenzorziffer 3 (**Anlage 3**) ergänzt die MaBiS durch ein neues Kapitel. Dieses wird als Kapitel 17 eingefügt. Das bisherige Kapitel 17 der MaBiS („Abkürzungen und Definitionen“) wird nun unter Kapitel 18 geführt und um die für den Redispatch relevanten Abkürzungen und Definitionen ergänzt. Das Inhaltsverzeichnis der MaBiS wird entsprechend aktualisiert.

Inhaltlich lassen sich die MaBiS-Prozesse zum Redispatch 2.0 in drei Teilbereiche (Kapitel 17.1, 17.2 und 17.3) untergliedern. Kapitel 17.1 befasst sich mit der Übersendung von Fahrplänen im Planwertmodell sowie im Prognosemodell. Kapitel 17.2 enthält Prozesse, die das Bilanzkreismonitoring der Übertragungsnetzbetreiber betreffen. Kapitel 17.3 beinhaltet schließlich Prozesse, die dazu dienen, den bilanziellen Ausgleich einer Redispatch-Maßnahme bei Entnahme- und Einspeisestellen mit Ex-post-Bilanzierung herbeizuführen.

Soweit ein elektronischer Datenaustausch zwischen den Marktpartnern nach Maßgabe der im neu angefügten Kapitel 17 der MaBiS beschriebenen Prozesse durchzuführen ist, so erfolgt dies entsprechend der übrigen Prozesse im Rahmen der MaBiS 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 worden sind. Die EDI@Energy-Dokumente sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung anzuwenden.

Kapitel 17.1 befasst sich mit der Übersendung von Fahrplänen im Planwertmodell sowie im Prognosemodell.

Der in **Kapitel 17.1.1** beschriebene Use-Case „Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell“ dient dazu, den bilanziellen Ausgleich bei steuerbaren Ressourcen abzuwickeln, deren Ausfallarbeit nach dem Planwertmodell berechnet wird. Der bilanzielle Ausgleich wird dadurch herbeigeführt, dass der Bilanzkreisverantwortliche des anfordernden Netzbetreibers sowie der Bilanzkreisverantwortliche des Lieferanten – also der Bilanzkreisverantwortliche, dessen Bilanzkreis die Einspeise- oder Entnahmestelle zugeordnet ist – abgestimmte und somit übereinstimmende Ausgleichsfahrpläne an den Übertragungsnetzbetreiber versenden. Die Ausgleichsfahrpläne beinhalten die nach Anlage 1 Kapitel 2.1.2 bilanziell auszugleichende Menge und sind damit abrechnungsrelevant.

Der bilanzielle Ausgleichsprozess bei Planungsdatenlieferung erfolgt nach den allgemein gültigen Regeln des Fahrplanwesens, die im Detail in der Prozessbeschreibung „Fahrplananmeldung in Deutschland“²¹ festgelegt sind.

Die Beschlusskammer hält den Vorschlag des BDEW für zweckmäßig, dass im Planwertmodell der bilanzielle Ausgleich direkt durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgt, obwohl sich der gesetzliche Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle auf bilanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 1a S. 1 und 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG gegen den anweisenden Netzbetreiber richtet. Denn zwischen dem anfordernden und dem anweisenden Netzbetreiber besteht ebenfalls ein Anspruch auf bilanziellen Ausgleich (§ 14 Abs. 1c S. EnWG), ggf. auch über mehrere Kaskadenstufen hinweg. Da beim Planwertmodell der bilanzielle Ausgleich ex ante bestimmt und ex post nicht korrigiert wird, lassen sich die Zwischenstufen „überspringen“, ohne dass dies zu einem anderen Ergebnis führen würde. Somit stellt diese Vorgehensweise eine Vereinfachung dar. Einige der hierzu im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen weisen auf die gesetzlich vorgesehenen Kaskadenstufen hin, ohne jedoch Stellung zur in den Prozessen vorgenommenen Vereinfachung zu beziehen. Die übrigen Stellungnahmen befürworten die vom BDEW vorgeschlagene Prozessgestaltung.

²¹ Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-061/Mitteilungen/Mitteilung_03.html?nn=872252.

Der in **Kapitel 17.1.2** beschriebene Use-Case „Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell“ ist anzuwenden, wenn der bilanzielle Ausgleich nach dem Prognosemodell erfolgt. In diesem Fall übermittelt der anfordernde Netzbetreiber zunächst für seinen Redispatch-Bilanzkreis einen Prognosefahrplan an den Übertragungsnetzbetreiber. Der Prognosefahrplan enthält die sog. FC-RD-Zeitreihe. Diese entspricht der ex ante prognostizierten Ausfallarbeit aller Redispatch-Maßnahmen nach dem Prognosemodell, die diesen Redispatch-Bilanzkreis betreffen, und ist im Gegensatz zu den im Planwertmodell übermittelten Fahrplänen nicht abrechnungsrelevant. Die Übermittlung des Prognosefahrplans dient dazu, dass die Redispatch-Bilanzkreise vor Durchführung der Maßnahme ausgeglichen sind und der Übertragungsnetzbetreiber hierüber informiert ist. Der bilanzielle Ausgleich erfolgt erst nach Durchführung der Maßnahme anhand der ex post berechneten Ausfallarbeit durch Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (siehe Kapitel 17.3.3.3).

Die Übersendung des Prognosefahrplans erfolgt auch im Prognosemodell nach den Fristen und Regeln zur Fahrplananmeldung aus dem Bilanzkreisvertrag.

Die Beschlusskammer hat sich dafür entschieden, den ursprünglich konsultierten Prozessschritt 2 dieses Prozesses zu streichen. Dieser sah die Übermittlung eines FC-CONS- bzw. FC-PROD-Fahrplans seitens des Bilanzkreisverantwortlichen des Lieferanten an den Übertragungsnetzbetreiber vor. Die Streichung geht auf die gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zurück. Diese merkten zutreffend an, dass der anfordernde Netzbetreiber im Falle einer Redispatch-Maßnahme eine Fahrplananmeldung übermitteln müsse, während der Bilanzkreisverantwortliche des Lieferanten in diesem Fall keine erneute Fahrplananmeldung im Prognosemodell zu übermitteln habe, da sich aus der Redispatch-Maßnahme für ihn keine fahrplantechnischen Änderungen ergeben würden. Denn durch den bilanziellen Ausgleich wird sein Bilanzkreis so gestellt, wie er stünde, wenn es die Redispatch-Maßnahme nicht gegeben hätte.

Kapitel 17.1.3 regelt den bilanziellen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern im Falle des Abrufs eines Clusters. Der bilanzielle Ausgleich zwischen dem anfordernden Netzbetreiber und dem clusternden Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1c S. 2 EnWG erfolgt für das gesamte Cluster dadurch, dass der Bilanzkreisverantwortliche des anfordernden Netzbetreibers und der Bilanzkreisverantwortliche des clusternden Netzbetreibers übereinstimmende Ausgleichsfahrpläne an den Übertragungsnetzbetreiber übermitteln.

Der bilanzielle Ausgleich gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise- und Entnahmestellen erfolgt nach den jeweils geltenden Regeln, je nachdem, ob die steuerbare Ressource dem Planwert- oder dem Prognosemodell zugeordnet ist. Der clusternde Netzbetreiber nimmt im Rahmen dieser Prozesse neben seiner Rolle als Anschlussnetzbetreiber auch die Rolle des anfordernden Netzbetreibers für die seinem Cluster zugehörigen steuerbaren Ressourcen wahr. Gehören dem Cluster weitere Cluster nachgelagerter Netzbetreiber an, erfolgt insoweit der bilanzielle Ausgleich wiederum nach Kapitel 17.1.3.

Kapitel 17.2 befasst sich mit Prozessen, die zur Ermöglichung des kurzfristigen Bilanzkreismonitorings der Übertragungsnetzbetreiber nach Erfüllungszeitpunkt erforderlich sind. Konkret enthält dieses Kapitel Austauschprozesse zur sog. täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe.

Ein kurzfristiges Bilanzkreismonitoring der Übertragungsnetzbetreiber ist erforderlich, um die Ursachen eventuell auftretender Systemungleichgewichte schnell ermitteln zu können.²² Um dem Übertragungsnetzbetreiber auch im Falle von Redispatch-Eingriffen mit Ex-post-Bilanzierung ein vollständiges Informationsbild zu ermöglichen, ist zusätzlich zur Übermittlung von Einzelzeitreihen eine standardmäßige tägliche Übermittlung der entsprechenden Ausfallarbeit erforderlich.

Die sog. tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe zeigt die vorläufige Zuordnung der Ausfallarbeit in den Bilanzkreis, dem die betroffene Entnahme- bzw. Einspeisestelle zuzuordnen ist, und wird vom Übertragungsnetzbetreiber nur zum Bilanzkreismonitoring verwendet. Die bilanziell wirksame Zuordnung der Ausfallarbeit in dem Bilanzkreis, dem die betroffene Entnahme- bzw. Einspeisestelle zuzuordnen ist, erfolgt durch die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (s. u. zu Kapitel 17.3.3.3). Für den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers wird analog verfahren.

Kapitel 17.2 enthält daher Prozesse zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber, die den Austausch der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe konkret ausgestalten.

²² S. dazu auch Beschluss vom 11.12.2019 – BK6-19-218

Zunächst finden sich in **Kapitel 17.2.1** und **Kapitel 17.2.2** Prozesse zur Aktivierung sowie Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts beim Übertragungsnetzbetreiber für die jeweilige tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe. Wie für jede im Rahmen der MaBiS-Prozesse zu übermittelnde Summenzeitreihe ist auch für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe ein eindeutiger Identifikator („MaBiS-Zählpunkt“) zu verwenden, der vor erstmaliger Inanspruchnahme gegenüber dem späteren Empfänger der Summenzeitreihe mittels Stammdatenaustausch zu aktivieren ist, um dem Empfänger, hier dem Übertragungsnetzbetreiber, die künftige Datenübermittlung anzuzeigen. Ein MaBiS-Zählpunkt für die tägliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe wird stets bezogen auf eine Kombination aus einem Bilanzkreis, Bilanzierungsgebiet und Bilanzkreisverantwortlichen aktiviert bzw. deaktiviert.

Im Rahmen der Konsultation wurde von einigen Stellungnehmenden diskutiert, wie die Prozesse hinsichtlich des konkreten Zeitpunkts zu interpretieren sind, zu dem ein MaBiS-Zählpunkt aktiviert bzw. deaktiviert werden muss. Einige Stellungnehmende kritisierten zu Recht, dass sich die Use-Cases und SD-Tabellen des Aktivierungsprozesses in Kapitel 17.2.1 sowie des Deaktivierungsprozesses in Kapitel 17.2.2 fälschlicherweise so interpretieren ließen, dass eine Aktivierung bzw. Deaktivierung für jede einzelne Redispatch-Maßnahme erfolgen müsse, falls nur eine redispatchfähige Marktlokation dem Bilanzkreis zugeordnet sei. Die Beschlusskammer ist den hierzu eingegangenen Vorschlägen gefolgt, den Wortlaut des Aktivierungsprozesses sowie des Deaktivierungsprozesses in den Use-Cases und SD-Diagrammen dahingehend klarstellend zu schärfen, dass ein MaBiS-Zählpunkt zu aktivieren ist, wenn der Anschlussnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen die erste Marktlokation mit „*möglichen*“ Redispatch-Maßnahmen zugeordnet hat. Auch die Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts soll nicht nur auf aktive Redispatch-Maßnahmen bezogen werden, sondern so lange weiterbestehen bleiben, wie die Möglichkeit einer weiteren RD-Maßnahme besteht. Zu Recht wurde von den Stellungnehmenden angemerkt, dass ansonsten insbesondere MaBiS-Zählpunkte mit Anlagen der fluktuierenden Erzeugung möglicherweise sehr häufig (u. U. monatlich) aktiviert und deaktiviert würden.

Kapitel 17.2.3 beinhaltet die Prozesse, die den Anschlussnetzbetreiber verpflichten, dem Übertragungsnetzbetreiber im Falle von Redispatch-Maßnahmen täglich die sog. Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen zu übersenden. Hierzu wird die Ausfallarbeit pro technische Ressource je Marktllokation aggregiert und über alle Marktllokationen eines Bilanzkreises aufsummiert. Soweit die Ausfallarbeit je technische Ressource zu diesem Zeitpunkt nicht vorliegt, können Prognosewerte verwendet werden.

Die Beschlusskammer hat sich für die Festlegung einer täglichen Übermittlung der Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe entschieden. Da aufgrund des Messstellenbetriebsgesetzes für bestimmte Messgeräte die tägliche Übermittlung von Einzelmesswerten an den Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben wird, ist zur Ermöglichung eines zuverlässigen kurzfristigen Bilanzkreismonitorings des Übertragungsnetzbetreibers eine entsprechende tägliche Übermittlung der Ausfallarbeit erforderlich. Im Rahmen der Konsultation wurden keine Argumente vorgetragen, die gegen die tägliche Übermittlung der Ausfallarbeit sprechen.

Kapitel 17.3 beinhaltet Prozesse, die dazu dienen, den bilanziellen Ausgleich einer Redispatch-Maßnahme bei Entnahme- und Einspeisestellen mit Ex-post-Bilanzierung herbeizuführen. Grundsätzlich wurde der Aufbau der MaBiS-Prozesse, welche für die Bilanzkreisabrechnung anzuwenden sind, strukturell auf die Bilanzierungsprozesse für den Redispatch 2.0 übertragen.

Sofern die Prozesse in Kapitel 17.3 den anfordernden Netzbetreiber (anfNB) als Beteiligten adressieren, so wird dieser konkret als solcher bezeichnet. Sofern die Prozesse in Kapitel 17.3 die Bezeichnung des Netzbetreibers (NB) allgemein verwenden, so handelt es sich stets um den Anschlussnetzbetreiber. Darüber hinaus regeln die Prozesse den Fall, dass der Anschlussnetzbetreiber mit dem anweisenden Netzbetreiber identisch ist.

Kapitel 17.3.1 enthält zunächst einige allgemeine Rahmenbedingungen der Bilanzierung und verweist bezüglich Aktivierung/Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts, Summen-/Überführungszeitreihen, Versionierung, Prüfmitteilung sowie Datenstatus auf die jeweils relevanten Regelungen der MaBiS.

Kapitel 17.3.1.3 enthält eine Übersicht der relevanten Fristen im Falle einer ex post zu bilanzierenden Einspeisung oder Entnahme.

In **Kapitel 17.3.2** werden die Austauschprozesse zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und dem Lieferanten der von der Redispatch-Maßnahme betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle zur Ausfallarbeitszeitreihe und Ausfallarbeitsclearingliste beschrieben.

Kapitel 17.3.2.1 regelt zunächst die Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation. Der Anschlussnetzbetreiber übermittelt dem Lieferanten die Ausfallarbeitszeitreihe der ihm zugeordneten Marktlokation, welche von der Redispatch-Maßnahme betroffen ist. Die Ausfallarbeit pro technische Ressource wird je Marktlokation aggregiert. Sie dient dem Lieferanten insbesondere zur Überprüfung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe (LF-AASZR) (s. u. zu Kapitel 17.3.2.4).

Kapitel 17.3.2.2 sowie **17.3.2.3** enthalten Prozesse zur Aktivierung und Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts beim Lieferanten für die Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe. Entsprechend zu Kapitel 17.2.1 und 17.2.2 wurde auch hier aufgrund von Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation eine Klarstellung des Wortlauts hinsichtlich des Zeitpunkts der Aktivierung bzw. Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts vorgenommen.

Kapitel 17.3.2.4 regelt schließlich die Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe für jeden Bilanzierungsmonat zu jedem für diese Zeitreihe aktivierten MaBiS-Zählpunkt. Die Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe dient der Unterstützung des Datenclearings unter den Beteiligten. Sie aggregiert lieferantenscharf die Ausfallarbeit der dem jeweiligen Lieferanten zugeordneten Marktlokationen je Bilanzkreis.

Nach Erhalt der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe kann der Lieferant eine positive bzw. negative Prüfmitteilung an den Anschlussnetzbetreiber übermitteln. Eine negative Antwort gibt dem Anschlussnetzbetreiber erste Hinweise für das Datenclearing.

Kapitel 17.3.2.5 bis **17.3.2.7** beinhalten Prozesse zum Austausch der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste (LF-AACL). Diese kann der Lieferant vom Anschlussnetzbetreiber entweder einmalig nach Erhalt der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe oder durch ein Abonnement anfordern. Die Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitsclearingliste dient zur Vermeidung von Unstimmigkeiten hinsichtlich der in die jeweilige Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe eingegangenen Einzelwerte.

Kapitel 17.3.3 beschreibt Austauschprozesse zur monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe. Sie dienen dazu, den gesetzlichen Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle nach § 13a Abs. 1a S. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG auf bilanziellen Ausgleich der Redispatch-Maßnahme umzusetzen.

Ziel dieser Prozesse ist die Buchung der Ausfallarbeit in die Lieferanten-Bilanzkreise. Hierzu werden die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen, welche vom Anschlussnetzbetreiber an den Bilanzkoordinator übermittelt werden, an den Bilanzkreisverantwortlichen (des Lieferanten) weitergeleitet und in dessen Bilanzkreis gebucht. Für den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers wird analog verfahren. Diese Energie wird per EEG-Überführungszeitreihe (EUZ) in den EEG-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers überführt.

Die Gegenbuchung der Ausfallarbeit findet in den Redispatch-Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen (des Anschlussnetzbetreibers) statt.

Im Rahmen der Konsultation wurde teilweise kritisiert, dass der Anschlussnetzbetreiber im Verhältnis zum Bilanzkreisverantwortlichen der betreffenden Entnahme- oder Einspeisestelle zur Durchführung der Prozesse zum bilanziellen Ausgleich verpflichtet wird. Zum Teil wurde angemerkt, dass der bilanzielle Ausgleich vielmehr durch den anfordernden Netzbetreiber erfolgen müsse, da er selbst auch die Redispatch-Maßnahme angeordnet habe. Auch die Gegenbuchung der Ausfallarbeit solle daher in den Redispatch-Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers stattfinden und nicht in den Redispatch-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers.

Dem ist jedoch nicht zu folgen. Denn nach § 13a Abs. 1a i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG richtet sich der Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen der betreffenden Einspeise- oder Entnahmestelle auf bilanziellen Ausgleich der Redispatch-Maßnahme gegen den anweisenden Netzbetreiber und nicht gegen den anfordernden Netzbetreiber. Hiervon unberührt bleibt jedoch der Anspruch des anweisenden Netzbetreibers gegen den anfordernden Netzbetreiber auf bilanziellen Ausgleich der Redispatch-Maßnahme gem. § 14 Abs. 1c S. 2 EnWG.

Kapitel 17.3.3.1 beinhaltet zunächst Prozesse zur Aktivierung bzw. Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe durch den Anschlussnetzbetreiber beim Bilanzkoordinator. Der Bilanzkoordinator leitet die Aktivierung bzw. Deaktivierung an den Bilanzkreisverantwortlichen (des Lieferanten) weiter.

Entsprechend zu Kapitel 17.2.1, 17.2.2, 17.3.2.2 und 17.3.2.3 wurde auch hier aufgrund von Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation eine Klarstellung des Wortlauts hinsichtlich des Zeitpunkts der Aktivierung bzw. Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts vorgenommen.

Kapitel 17.3.3.3 regelt die Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe vom Anschlussnetzbetreiber an den Bilanzkoordinator. Hierfür wird die Ausfallarbeit pro technische Ressource je Marktlokation aggregiert und über alle Marktlokationen eines Bilanzkreises aufsummiert. Der Bilanzkoordinator leitet die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe an den Bilanzkreisverantwortlichen (des Lieferanten) weiter.

Kapitel 17.3.3.4 sieht für den Bilanzkreisverantwortlichen nach Erhalt einer Version der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe die Möglichkeit der Übermittlung einer negativen bzw. positiven Prüfmitteilung an den Bilanzkoordinator vor. Der Bilanzkoordinator leitet die Prüfmitteilung an den Anschlussnetzbetreiber weiter. Bei Erhalt einer negativen Prüfmitteilung kann der Anschlussnetzbetreiber ggfs. eine korrigierte Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe versenden. Nach Erhalt einer Prüfmitteilung kann der Bilanzkoordinator gemäß Kapitel 17.3.3.5 den entsprechenden Datenstatus bilden und an den Bilanzkreisverantwortlichen des Lieferanten und an den Anschlussnetzbetreiber weiterleiten.

Gemäß **Kapitel 17.3.3.5** übermittelt der Bilanzkoordinator zur jeweiligen Version der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe den Datenstatus an den Bilanzkreisverantwortlichen (des Lieferanten) sowie an den Anschlussnetzbetreiber. Ein Datenstatus „Prüfdaten“, „Abrechnungsdaten“ bzw. „Abrechnungsdaten KBKA“, „abgerechnete Daten“ bzw. „abgerechnete Daten KBKA“ bezieht sich immer auf eine Version einer Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe.

Kapitel 17.3.4 und **17.3.5** befassen sich mit den Prozessen, die den bilanziellen Ausgleich zwischen dem Anschlussnetzbetreiber (anweisender Netzbetreiber) und dem anfordernden Netzbetreiber herbeiführen, und setzen damit § 14 Abs. 1c Satz 2 und 3 EnWG um.

Die dort abgebildeten Prozesse kommen zur Anwendung, wenn der anfordernde Netzbetreiber nicht der Anschlussnetzbetreiber ist und keine Cluster vorliegen.

Kapitel 17.3.4 regelt zunächst die Übersendung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marklokation vom Anschlussnetzbetreiber an den jeweiligen anfordernden Netzbetreiber, welcher für die Redispatch-Maßnahme im Netzgebiet des Anschlussnetzbetreibers verantwortlich ist. Dabei ist zu beachten, dass die Ausfallarbeit einer technischen Ressource je Viertelstunde marktlokationsscharf genau einem anfordernden Netzbetreiber zugeordnet wird. Die Übermittlung der marktlokationsscharfen Zeitreihe dient insbesondere dazu, dass der Bilanzkreisverantwortliche des anfordernden Netzbetreibers seine monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe anhand der marktlokationsscharfen Zeitreihe prüfen kann.

Kapitel 17.3.5 beinhaltet schließlich Prozesse zum bilanziellen Ausgleich zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers.

Hierfür enthalten **Kapitel 17.3.5.1** und **17.3.5.2** zunächst Prozesse zur Aktivierung bzw. Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die jeweilige Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe durch den Anschlussnetzbetreiber beim Bilanzkoordinator. Dieser leitet die Aktivierung bzw. Deaktivierung an den Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers weiter. Zweck dieser Weiterleitung ist die Ermöglichung eines Datenclearings zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers und dem Anschlussnetzbetreiber, sodass ggfs. eine Korrektur von Fehlern bei der Aktivierung/Deaktivierung des MaBiS-Zählpunkts erfolgen kann.

Der Wortlaut der Aktivierungs-/Deaktivierungsprozesse wurde hinsichtlich des Zeitpunkts der Aktivierung/Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts entsprechend den obigen Kapiteln geschärft.

Kapitel 17.3.5.3 regelt die Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe vom Anschlussnetzbetreiber an den Bilanzkoordinator. Bei der Bildung der Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe ist zu beachten, dass die Ausfallarbeit pro technische Ressource auf die anfordernden Netzbetreiber in Abhängigkeit ihrer jeweiligen Verantwortung für die Redispatch-Maßnahme verteilt wird. Die Ausfallarbeit einer Marklokation je Vier-

telstunde wird dabei jeweils genau einem anfordernden Netzbetreiber zugeordnet. Anhand dieser Verteilung wird die Ausfallarbeit je Marktlokation aggregiert und über alle Marktlokationen des jeweiligen anfordernden Netzbetreibers aufsummiert.

Der Bilanzkoordinator leitet die Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe wiederum an den Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers weiter.

Nach der Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe kann die Bilanzkreisabrechnung für den Redispatch-Bilanzkreis des anfordernden Netzbetreibers und den Redispatch-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers durchgeführt werden. Der Bilanzkreisverantwortliche des anfordernden Netzbetreibers kann die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe anhand der marktlokationsscharfen Zeitreihe (Kapitel 17.3.4) prüfen.

Gemäß **Kapitel 17.3.5.4** hat der Bilanzkreisverantwortliche des anfordernden Netzbetreibers die Möglichkeit, eine positive bzw. negative Prüfmitteilung an den Bilanzkoordinator zu versenden. Dieser leitet die Prüfmitteilung an den Anschlussnetzbetreiber weiter. Dadurch erhält der Anschlussnetzbetreiber im Falle einer negativen Prüfmitteilung Kenntnis von bestehendem Korrekturbedarf und kann ggfs. eine korrigierte Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe versenden. Im Falle einer Prüfmitteilung kann der Bilanzkoordinator zur jeweiligen Version der Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe den entsprechenden Datenstatus bilden und an den Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers sowie an den Anschlussnetzbetreiber übermitteln.

Kapitel 17.3.5.5 regelt schließlich die Versendung des Datenstatus für die monatliche Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe durch den Bilanzkoordinator an den Bilanzkreisverantwortlichen des anfordernden Netzbetreibers sowie an den Anschlussnetzbetreiber. Ziel hiervon ist, dass alle Beteiligten denselben Datenstatus zu einer Version der Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe führen.

Kapitel 17.3.6 beinhaltet zuletzt die Prozesse zur Überführung der Ausfallarbeit zwischen EEG-Bilanzkreisen. Konkret wird die Ausfallarbeit aus dem EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers in den EEG-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers überführt. Dies geschieht per EEG-Überführungszeitreihe (EUZ). Mit dieser Zeitreihe werden alle in

den EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers einfließenden Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen als Summe in den EEG-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers überführt.

3.2.4 Inkrafttreten (Tenorziffer 4)

Tenziffer 4 regelt das Inkrafttreten der Festlegung. Die Regelung folgt aus § 13j Abs. 5 EnWG. Da die gesetzliche Pflicht zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen durch den Netzbetreiber erst am 01.10.2021 in Kraft tritt, kann sich die Festlegung nur auf Redispatch-Maßnahmen ab diesem Tage beziehen. Entscheidend ist der Gültigkeitszeitraum der Redispatch-Maßnahme – also der Zeitraum, für den Vorgaben nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG für die Wirkleistungserzeugung der Anlage gelten –, nicht der Zeitpunkt der Aufforderung durch den Netzbetreiber. Damit eine vollumfängliche Anwendung des bilanziellen Ausgleichs für Maßnahmen ab dem 01.10.2021 möglich ist, sind bestimmte Handlungen bereits vor diesem Datum vorzunehmen. Dies gilt insbesondere für die notwendige Marktkommunikation. Insoweit entfalten § 13a Abs. 1a EnWG und diese Festlegung Vorwirkungen. Die Zeit bis zum Inkrafttreten der Festlegung ist dafür ausreichend. Dabei geht die Beschlusskammer davon aus, dass die erforderliche Erstellung bzw. Anpassung der betroffenen Datenformate für die elektronische Marktkommunikation von der Expertengruppe „EDI@Energy“ im üblichen Turnus erfolgt. Danach sind die erstellten Dokumente ab dem 01.02.2021 öffentlich zu konsultieren und nach Bearbeitung und Besprechung der eingegangenen Stellungnahmen zum 01.04.2021 final zu veröffentlichen.

Der Forderung aus der Konsultation, das Inkrafttreten des bilanziellen Ausgleichs für Netzbetreiber der Netzebenen 5 bis 7 auf den 01.03.2022 zu verschieben, kann nicht gefolgt werden. Die Bundesnetzagentur ist nicht befugt, die gesetzlich vorgegebene Frist zu verschieben. Eine Verschiebung des Inkrafttretens dieser Festlegung für einen Teil der Netzbetreiber hält die Beschlusskammer nicht für sinnvoll. Denn der gesetzliche Anspruch auf bilanziellen Ausgleich würde gleichwohl bestehen. Dessen ungeachtet tritt durch die Beschränkung des Anwendungsbereichs dieser Festlegung auf Anlagen ab 100 kW bereits eine Entlastung kleiner Netzbetreiber ein.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. 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