



Beschluss

Az. BK6-20-061

In dem Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

unter Beteiligung der

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

– Beigeladene zu 1 –

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

– Beigeladene zu 2 –

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

– Beigeladene zu 3 –

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

– Beigeladene zu 4 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, 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 23.03.2021 beschlossen:

1. Die in der Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ beschriebenen Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Echtzeitdaten sind von den betroffenen Anlagenbetreibern an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln.
2. a) Stammdaten sind erstmals auf Verlangen des Anschlussnetzbetreibers frühestens zum 01.07.2021 zu übermitteln.

b) Planungsdaten sind entsprechend den Fristen des Sequenzdiagramms 2.5.2, Nr. 1 in Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 für Zeiträume ab dem 01.10.2021 zu übermitteln, Nichtbeanspruchbarkeiten entsprechend den Fristen des Sequenzdiagramms 2.6.2, Nr. 1, marktbedingte Abregelungen entsprechend den Fristen des Sequenzdiagramms 2.7.2, Nr. 1.

c) Echtzeitdaten sind spätestens ab dem 1.10.2021 zu übermitteln.

Gründe

I.

1. Das Festlegungsverfahren betrifft die Informationsbereitstellung für die Planung und Durchführung von strom- und spannungsbedingten Maßnahmen nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung (EnWG¹), jeweils auch in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG.

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, 706) werden die Regelungen zum Einspeisemanagement aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2017) mit Wirkung zum 01.10.2021 in das Energiewirtschaftsgesetz überführt. Strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie sind einheitlich in § 13a (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG geregelt (sog. Redispatch 2.0). Damit wurde auch ein verpflichtender energetischer und bilanzieller Ausgleich von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1a EnWG durch den Netzbetreiber eingeführt. Ferner sind die Netzbetreiber verpflichtet, bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten Maßnahmen die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen (§ 13 Abs. 1 S. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG. Die Regelungen treten zum 01.10.2021 in Kraft (Art. 25 Abs. 2 des Gesetzes zur Beschleunigung des Netzausbaus). Um Redispatch-Maßnahmen netzübergreifend kostenoptimiert planen und durchführen zu können und anschließend einen energetischen und bilanziellen Ausgleich durchführen zu können, benötigen Netzbetreiber von in den Redispatch einzubeziehenden Stromerzeugungsanlagen und Anlagen zur Stromspeicherung Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtverfügbarkeiten und Echtzeitdaten.

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

¹ Soweit nicht anders vermerkt, beziehen sich Gesetzesangaben zu §§ 13, 13a und 14 EnWG auf die ab dem 01.10.2021 geltende Fassung.

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 Vorschläge für die Übermittlung von Datenpunkten für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen beinhaltet. Am 15.05.2020 übersandte der BDEW eine umfassend überarbeitete Version des Papiers. In der Folgezeit erfolgten Nachbesserungen und Ergänzungen zu einzelnen Datenpunkten.

2. Am 11.08.2020 hat die Beschlusskammer das vorliegende Festlegungsverfahren eingeleitet und am 12.08.2020 den Entwurf eines Tenors der beabsichtigten Festlegung sowie einer Anlage mit den einzelnen Datenpunkten auf ihrer Internetseite zur öffentlichen Konsultation gestellt und eine Konsultationsfrist bis zum 11.09.2020 gesetzt. Zugleich hat sie das Bundeskartellamt sowie die Landesregulierungsbehörden über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Einleitung des Verfahrens ist ferner im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 14/2020 bekannt gemacht worden.

Im Rahmen der Konsultation haben folgende Unternehmen und Verbände – zum Teil gemeinsame – Stellungnahmen eingereicht: Amprion 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 Solarwirtschaft e.V., Bundesverband Windenergie e. V., EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e. V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, E.ON SE, EVONIK Operations GmbH, EWE Netz GmbH, Gera Netz GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, ITAD e.V., N-ERGIE Netz GmbH, Netzgesellschaft Schwerin mbH, Next Kraftwerke GmbH, Quadra Energy GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Verband der chemischen Industrie e. V., Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e. V..

Die beabsichtigte Festlegung ist am 11.03.2021 dem Länderausschuss übermittelt worden. Dem Bundeskartellamt und dem Länderausschuss ist der Beschlussentwurf am 11.03.2021 mit der Gelegenheit zur Stellungnahme übersandt worden.

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

II.**1 Rechtsgrundlage**

Die Festlegung findet ihre Rechtsgrundlage in § 12 Abs. 4 S. 1 und Abs. 6 EnWG.

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 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. Die Festlegung betrifft grundsätzlich auch 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

3.1 Aufgreifermessen

3.1.1 Regelungsgegenstand der Festlegung

Die Festlegung regelt die Informationsbereitstellung durch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie für Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber ab dem 01.10.2021 (Tenorziffer 1). Mit der Festlegung werden Vorgaben gemacht, für welche Objekte welche Daten von Anlagenbetreibern an ihre Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind. Dabei handelt es sich um Daten, die für eine erfolgreiche und effiziente Durchführung von strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs i. S. d. neuen §§ 13 Abs. 1 S. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG von den Netzbetreibern benötigt werden. Es wird näher geregelt, welche Daten für welches Objekt und in welcher Einheit zu übermitteln sind, ferner die rechtliche Verantwortlichkeit für die Datenübermittlung und an wen die Daten zu liefern sind. Mit dieser Festlegung werden nur Verpflichtungen zur Datenübermittlung im Verhältnis Anlagenbetreiber zum Anschlussnetzbetreiber geregelt. Der Austausch von Informationen der Netzbetreiber untereinander ist nicht Gegenstand der Festlegung. Die Festlegung regelt auch nicht die Art und Weise der Datenübermittlung. Für den massengeschäftstauglichen Datenaustausch sind vielmehr die Vorgaben der Festlegung BK6-20-059², Anlage 2, zu beachten.

Die hier festgelegten Verpflichtungen zur Übermittlung von Informationen ergänzen diejenigen, die bereits aufgrund anderer Rechtsgrundlagen, insbesondere nach den Vorgaben des Art. 40 Abs. 5 Verordnung EU (VO) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SO-VO“)³, bestehen.

Die Festlegung unterteilt dabei die zu übermittelnden Daten in vier verschiedene Arten von Daten:

² Siehe hierzu Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 06.11.2020, Az. BK6-20-059, zum Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke des Redispatch.

³ Siehe hierzu Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 20.12.2018, Az. BK6-18-122, zur Genehmigung eines Vorschlags der ÜNB für die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustauschs mit VNB und signifikanten Netznutzern gem. Art 40 Abs. 5 u. Art. 6 Abs. 4 lit. b EU (VO) 2017/1485 („SO-VO“).

- Stammdaten
- Planungsdaten
- Nichtbeanspruchbarkeiten
- Echtzeitdaten

Mit der Festlegung des Zeitpunktes, ab wann die Daten auf Anforderung des Anschlussnetzbetreibers erstmalig übermittelt werden müssen (Tenorziffer 2), wird der notwendige Vorlauf gewährleistet, damit mit dem gesetzlichen Inkrafttreten am 01.10.2021 die erforderliche Informations- und Datengrundlage bei den Netzbetreibern vorliegt.

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

Diese Festlegung regelt keine Fragen der Datenlieferungen, die ausschließlich zu Zwecken der Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen genutzt werden. Dies betrifft auch die vom BDEW ursprünglich geforderten Ex-post-Daten zu Zwecken der Berechnung der Ausfallarbeit und Abrechnung. Die auch in der Konsultation dazu erneut geforderten Datenpunkte Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit und Fahrplananteile konnten ebenfalls keine Berücksichtigung in der Festlegung finden. Nicht Gegenstand dieser Festlegung sind ferner Verpflichtungen von Netzbetreibern zur Informationsbereitstellung für andere Netzbetreiber sowie prozessuale Fragen der Informationsbereitstellung. Diese Aspekte werden im Festlegungsverfahren BK6-20-060⁴ berücksichtigt und in der Festlegung vom 06.11.2020 mit Aktenzeichen BK6-20-059 adressiert. Ebenfalls wurde durch die Beschlusskammer der Vorschlag des BDEW und mehrerer Netzbetreiber verworfen, die Datenübermittlung nur unmittelbar an eine zentrale Datenplattform (sog. Data Provider) vorzuschreiben. Stattdessen sieht die Beschlusskammer eine rechtlich verbindliche Verpflichtung zur Übermittlung an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber für zweckmäßig und ausreichend an. Davon unberührt bleibt die Möglichkeit des Anschlussnetzbetreibers, die Marktrolle des „Data Providers“ im Rahmen der massengeschäftstauglichen elektronischen Kommunikation nicht selbst wahrzunehmen, sondern einen Dritten damit zu beauftragen.⁵

⁴ Siehe hierzu Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 12.03.2021, Az. BK6-20-060, zum Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen.

⁵ Vgl. Festlegung BK6-20-059, S. 42 f.

Ebensowenig wurden die Vorschläge des BDEW zur Festlegung eines gesonderten Kapitels für einen sogenannten „Sonderredispatch für KWK-Anlagen“ und ebenfalls darauf zielende Forderungen nach Regelungen im Rahmen der Konsultation aufgegriffen. Denn sie beinhalten im Kern Regelungen zu der Frage, unter welchen Voraussetzungen KWK-Anlagen im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG zum negativen Redispatch herangezogen werden können. Dies ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Indessen ist dem BDEW dahingehend zuzustimmen, dass die Netzbetreiber wärmegeführte und nicht wärmegeführte Leistungsscheiben von hocheffizienten KWK-Anlagen kennen müssen, damit sie die gesetzlichen Vorgaben zum negativen Redispatch mit KWK-Strom einhalten können. Dies betrifft insbesondere die Vorgaben des § 13 Abs. 1b EnWG. Die Beschlusskammer hat diesen Gedanken aufgegriffen und die Meldung des negativen Redispatch-Potentials dahingehend differenziert ausgestaltet (s. u.). Die Beschlusskammer hat ferner die Meldung von Leistungsscheiben ergänzt, die unter den Schutz des Art. 13 Abs. 6 Bst. c der Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlamentes und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Binnenmarktverordnung – BMVO) fallen (s. u.).

3.1.2 Anwendungsbereich

Die in der Anlage zu dieser Festlegung beschriebenen Daten sind nur für solche Erzeugungs- oder Anlagen zur Speicherung von Elektrizität zu liefern, die nicht bereits durch andere Vorgaben, insbesondere nach den Vorgaben des Art. 40 Abs. 5 SO-VO⁶ (siehe dazu auch bereits oben unter 3.1.1), bisher schon adressiert waren. In der Tabellenzeile „Relevante Leistungsklassen“ sind die von der vorliegenden Festlegung betroffenen Anlagen mit „Ja“ gekennzeichnet. Der Anwendungsbereich dieser Festlegung betrifft somit nur die insofern gekennzeichneten Anlagen. Aus Gründen einer Gesamtübersicht sind bestehende Datenlieferungsverpflichtungen von Anlagen nach der SO-VO in der Tabellenzeile „Relevante Leistungsklassen“ mit „Nein *“ gekennzeichnet. Das „Nein *“ bedeutet, dass diese Anlagen nicht von der vorliegenden Festlegung, wohl aber von den Vorgaben der Festlegung nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO (BK6-18-122) umfasst sind.

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

⁶ Vgl. dazu bereits Fn. 3 oben.

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, diese aber nur wenig Leistung aufweisen.⁷ Angesichts dessen hält es die Beschlusskammer derzeit nicht für sinnvoll, Vorgaben für die Übermittlung von Informationen für Redispatch-Maßnahmen auch für diese Anlagen zu machen. So lassen sich unnötige volkswirtschaftliche Kosten bei der Umsetzung der Vorgaben der Festlegung vermeiden. Soweit es jedoch für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Einzelfall erforderlich ist, steht den Netzbetreibern frei, die erforderlichen Informationen auf Grundlage von § 12 Abs. 4 EnWG zu verlangen. Diese Festlegung steht dem nicht entgegen.

Dagegen hält es die Beschlusskammer nicht für zweckmäßig, Anlagen ab einer Leistung von 100 kW vom Anwendungsbereich dieser Festlegung auszunehmen oder die Festlegung für diese grundsätzlich nur 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. Insofern müssen diese Anlagen auch die notwendigen Information und Daten an die Anschlussnetzbetreiber übermitteln.

Die Beschlusskammer hält es für sinnvoll, solche Erzeugungsanlagen und Stromspeicher, 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.

⁷ Quelle: Marktstammdatenregister, Stand: 06.08.2020.

auch Auswirkungen auf die im Bahnstromnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen hätte. Die Vorgaben dieser Festlegung zielen jedoch nicht auf diese Konstellation.

Anlagen, die ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung genutzt werden (Notstromaggregate), müssen lediglich Stammdaten übermitteln. Denn sie kommen in der Regel für Redispatch-Maßnahmen nicht in Frage. Notstromaggregate sind Erzeugungsanlagen oder Stromspeicher, die ausschließlich dazu genutzt werden, die Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung zu sichern. Wird die Anlage dagegen auch für marktliche Zwecke genutzt (z. B. für die Erbringung von Regelleistung, als Absicherung gegen Preisspitzen oder zur Verringerung von Leistungsspitzen), handelt es sich nicht mehr um ein Notstromaggregat in diesem Sinne, so dass die Festlegung vollständig Anwendung findet. Unabhängig davon steht es dem Netzbetreiber frei, nach § 12 Abs. 4 EnWG weitere Informationen zu verlangen, soweit es für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Einzelfall erforderlich ist. Diese Festlegung steht dem nicht entgegen.

3.2 Einzelregelungen

3.2.1 Tenorziffer 1

Tenorziffer 1 (**Anlage**) regelt die Informationen, die von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind.

3.2.1.1 Adressat der Übermittlungsverpflichtung und Verantwortlichkeiten

Anlagenbetreiber von Energieerzeugungsanlagen aus konventionellen wie auch erneuerbaren Energieträgern sowie zur Speicherung von elektrischer Energie haben die in der Anlage näher beschriebenen Daten an ihren Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Die rechtliche Verantwortlichkeit und Verpflichtung zur ordnungsgemäßen Übermittlung der Daten liegt beim Anlagenbetreiber. Die massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozesse werden in der Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 hinsichtlich der Stammdaten (2.1 und 2.3), Plandaten (2.5), Nichtbeanspruchbarkeiten (2.6) und marktbedingte Anpassungen (2.7) vorgegeben. Der Anschlussnetzbetreiber ist für den Empfang der Daten verantwortlich. Bedient sich der Anschlussnetzbetreiber für den Empfang der Daten der Marktrolle eines Data Providers (vgl. auch hierzu Beschluss BK6-20-059), hat der Anlagenbetreiber mit ordnungsgemäßer Übermittlung an den Data Provider seine Verpflichtungen erfüllt. Dem Anlagenbetreiber ist es freigestellt, sich eines Einsatzverantwortlichen – auch diese Marktrolle ist unter BK6-20-059 näher ausgestaltet und näher beschrieben – für die Erfüllung seiner Verpflichtungen zur Übermittlungen der beschriebenen Daten zu bedienen. Im Außenverhältnis bleibt der Anlagenbetreiber allerdings für die ordnungsgemäße Übermittlung der Daten verantwortlich.

Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, Sanktionierungsvorschriften festzulegen. Nach Meinung von einzelnen Konsultationsteilnehmern sei – auch aus der Erfahrung mit anderen Datenlieferverpflichtungen – zu befürchten, dass sich Anlagenbetreiber weigern könnten, erforderliche Daten zu übermitteln. Zudem seien ohne Sanktionierungsvorschriften teils erhebliche zeitliche Verzögerungen zu erwarten. Es kann offenbleiben, ob dies in der Vergangenheit geschehen ist und ob es sich hierbei um ein strukturelles Problem handelt. Dass es gerade am Anfang der Implementierung eines neuen Systems und neuen Anforderungen zu Verzögerungen und einem erhöhten Abstimmungsbedarf kommen kann, dürfte allerdings naheliegen. Um darüber hinausgehende Verstöße gegen

diese Festlegung zu beenden, genügt die Möglichkeit der Verwaltungsvollstreckung nach dem Verwaltungsvollstreckungsgesetz.

Ferner wurde darauf verzichtet, den Forderungen aus der Konsultation von Anlagenbetreibern nach der Verpflichtung zum Abschluss von Vertraulichkeitsvereinbarungen zum Umgang mit vertraulichen Informationen und Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nachzukommen. Die Vertraulichkeit und der Umgang mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen im Rahmen der Informationsbereitstellung für Redispatch Maßnahmen wird ausreichend und umfangreich durch § 6a EnWG gewährleistet. Darüber hinausgehende individuelle Vertraulichkeitsvereinbarungen können im Rahmen der Privatautonomie geschlossen werden. Es besteht jedoch keine Notwendigkeit, dies im Rahmen der Festlegung hoheitlich zusätzlich zu regeln.

3.2.1.2 Begriffsdefinitionen

Die Begriffsbestimmungen des Kapitels 1 der Anlage dienen der Bestimmtheit der Verpflichtungen zur Informationsbereitstellung.

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

Der Begriff der *Redispatch-Maßnahme* knüpft an das gesetzliche Schuldverhältnis nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG an. Insoweit wird auf die Ausführungen in BK6-20-059 verwiesen.

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 der Festlegung BK6-20-059 angeglichen.

Der Begriff der *Echtzeit* definiert den Zeitraum, in welchem eine Aktualisierung der zu übermittelnden Informationen erfolgen muss. Der gewählte Zeitraum von maximal 60 Sekunden berücksichtigt dabei europarechtliche Vorgaben aus der Genehmigung BK6-18-071 (sog. KORRR-Genehmigung⁸), sowie der Definition in den von den ÜNB mit betroffe-

⁸ Vgl. Beschluss BK6-18-071 vom 18.01.2019 zur Genehmigung des gemeinsamen Vorschlags aller ÜNB für die wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgabe und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch (KORRR) gem. Art. 40 Abs. 6 der VO (EU) 2017/1485 (SO-VO).

nen Marktakteuren entwickelten und bereits implementierten Regelungen für den Datenaustausch gem. Art. 40 Abs. 7 SO-VO⁹. Diese Klarstellung hat die Beschlusskammer auf die berechtigten Hinweise in der Konsultation vorgenommen.

Weiterhin wurde der Begriff der *Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom* abweichend zur konsultierten Fassung der Anlage neu mit aufgenommen. Der Begriff dient dazu, den Netzbetreibern die Einhaltung der Vorgabe des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO zu ermöglichen. Danach darf nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, nicht Gegenstand von negativem Redispatch sein, es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen. Diese Vorgabe macht es erforderlich, dass die Netzbetreiber die geplanten Selbstversorgungsmengen kennen, so dass entsprechende Datenmeldungen vorgesehen werden. Zwar erlaubt § 13a Abs. 1 EnWG grundsätzlich auch den negativen Redispatch von Erzeugung, die nicht in ein Energieversorgungsnetz eingespeist wird. Dies macht aber die Datenmeldung der geplanten Selbstversorgungsmengen nicht entbehrlich. Denn diese Regelung ist dahingehend europarechtskonform auszulegen, dass von dieser Möglichkeit nur Gebrauch gemacht werden darf, soweit kein Fall des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO vorliegt. Um zu beurteilen, ob ein den Redispatch einschränkender Fall des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO vorliegt, brauchen die Netzbetreiber die Kenntnis über die geplanten Selbstversorgungsmengen. Unter Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO fallen nur Strommengen, die aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter KWK stammen. Nicht erfasst wird der sog. Kondensationsstrom. Ferner ist Voraussetzung, dass die Elektrizität nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeist wird. Zu den Verteilernetzen zählen auch geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 EnWG, so dass die in diese Netze eingespeiste Mengen nicht unter Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO fallen. Wird dagegen die Energie innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung verbraucht, liegt keine Netzeinspeisung vor.

⁹ Vgl. dazu Anlage 6a „Prozessdatenbeschreibung Echtzeitdaten“ zu den Implementierungsvorschriften für den Datenaustausch gemäß Art. 40 Abs. 7 SO-VO der ÜNB, abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/SO-Verordnung/Datenaustausch>.

3.2.1.3 Datenpunkte

Kapitel 2 der Anlage beschreibt die einzelnen Datenpunkte, die an die Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind. Die Regelung entspricht in Teilen dem Vorschlag des BDEW. Die Datenpunkte sind dabei in folgende vier Arten von Daten unterteilt:

- Stammdaten
- Planungsdaten
- Nichtbeanspruchbarkeiten
- Echtzeitdaten

3.2.1.3.1 Stammdaten

Die Übermittlung von Stammdaten gemäß dem Kapitel II. „Daten für den Redispatch-Prozess“ der Nr. 1.1. bis 1.17. der Anlage zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen ist ein wesentlicher Baustein für eine erfolgreiche Planung und Durchführung von Redispatch durch die Netzbetreiber. Dabei sind Stammdaten von Anlagenbetreibern aller in den Anwendungsbereich fallenden Anlagen an die Anschlussnetzbetreiber zu melden, sofern diese für die entsprechenden relevanten Leistungsklassen ab 100 kW bis zu 1 MW, oder ab 1 MW bis hin zu 10 MW und größer 10 MW aus Gründen der Systemsicherheit für die Planung, Koordination und Durchführung von Redispatch-Maßnahmen erforderlich sind.

Die **fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung in MW** (Nr. 1.1. der Anlage) als die Kenngröße, welche Leistung eine Anlage dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisen kann, ist eine essentielle Information für die Maßnahmendimensionierung und den Abruf von Redispatch durch die Netzbetreiber. Dieser Wert beschreibt das von einer Anlage fahrbare Leistungsband, für das kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird. Diese Information ist von allen in den Anwendungsbereich der Festlegung fallenden Anlagen (Anlagen ab einer Einspeiseleistung von 100 kW) für jede technische Ressource¹⁰ an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln.

Die Übermittlung der **Identifikatoren für technische und steuerbare Ressourcen** unter Nr. 1.2. und 1.3. in der Anlage wurden nach Hinweisen aus der Konsultation eingefügt.

¹⁰ Vgl. Definition und Begriffsbestimmung in der Anlage zur Informationsbereitstellung für Redispatch Maßnahmen unter I. (S. 3 der Anlage).

Sie sind zwingend erforderliche Informationen, damit durch den Netzbetreiber sichergestellt werden kann, dass die übermittelten Informationen zweifelsfrei zugeordnet werden können und der weitere Datenaustausch sowie die Redispatch-Prozesse reibungslos funktionieren. Hierdurch werden Fehler und falsche Zuordnung in den Planungs- und Ausführungsprozessen der Netzbetreiber im Rahmen des Redispatch vermieden.

Hierbei ist hinsichtlich des Identifikators der technischen Ressource die Markstammdatenregister-Nummer (MaStR-Nr, beginnend mit „SEE“) primär zu verwenden. Alternativ kann ein anderer Identifikator verwendet werden, soweit der Netzbetreiber dies zulässt. Damit wird den Einwänden des BDEW Rechnung getragen, dass möglicherweise bis zum Inkrafttreten der gesetzlichen Regelungen zum neuen Redispatchsystem am 01.10.2021 noch nicht alle Anlagen im Markstammdatenregister abschließend registriert und geprüft seien und damit die alleinige Verwendung der MaStR-Nr. nicht praktikabel sein könnte. Zudem ist so auch die Möglichkeit der fristgemäßen Informationsübermittlung für Anlagen eröffnet, die später an das Netz angeschlossen werden und möglicherweise noch nicht im Markstammdatenregister registriert sind. Steuerbare Ressourcen werden im Markstammdatenregister nicht erfasst, so dass diesbezüglich ein anderer Identifikator zur Anwendung kommen wird. Sowohl für die technische Ressource als auch für die steuerbare Ressource muss jeweils nur einer der zur Verfügung stehenden Identifikatoren für eine Anlage übermittelt werden.

Hingegen wurde die Forderung aus der Konsultation nach einer Übermittlung eines Identifikators für den Anschlussnetzbetreiber (ANB) verworfen. Gegenstand der vorliegenden Festlegung ist allein die Informationspflicht des Anlagenbetreibers an den Anschlussnetzbetreiber, nicht der Informationsaustausch unter den Netzbetreibern (siehe oben bereits zum Anwendungsbereich dieser Festlegung unter 3.1.2.). Auch die Verpflichtung für eine Übermittlung der Zuordnung einer technischen Ressource zu einer steuerbaren Ressource durch den Anlagenbetreiber ist nicht Gegenstand dieser Festlegung. Dies wird bilateral im Vorfeld zwischen den Netzbetreibern und den in ihrem Netzgebiet angeschlossenen Anlagenbetreibern bestimmt. Damit ist auch diese Information dem Anschlussnetzbetreiber bekannt. Ähnlich verhält es sich in Bezug auf die Forderung nach der Festlegung eines Identifikators zur Zuordnung eines Einsatzverantwortlichen (EIV) zu einer einzelnen Anlage. Wie oben beschrieben, verpflichtet die Festlegung den Anlagenbetreiber zur Übermittlung der Daten an den Anschlussnetzbetreiber. Der Anlagenbetreiber kann sich

dazu der Marktrolle eines EIV bedienen, bleibt aber im Außenverhältnis rechtlich verantwortlich für die Einhaltung der Verpflichtungen aus dieser Festlegung. Es handelt sich um einen reinen Abstimmungsprozess zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.

Die Datenpunkte 1.4. bis 1.6. beschreiben Übermittlungsverpflichtungen für die für den Anschlussnetzbetreiber wesentlichen **Stammdaten von Anlagen zur Speicherung von Elektrizität** mit einer Einspeiseleistung von 100 kW bis zu 1 MW. Die Anlagenbetreiber haben dabei für die steuerbare oder die einzelne enthaltene technische Ressource neben dem Wirkungsgrad des Speichers auch die maximale Wirkleistung zum Einspeichern sowie die maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern zu übermitteln. Diese Informationen werden vom Netzbetreiber benötigt, damit auch diese Anlagen gemäß den gesetzgeberischen Vorgaben bei der Planung und Durchführung von Redispatch-Maßnahmen mit ihren Potentialen für Entlastungsmaßnahmen im Sinne einer Gesamtoptimierung mit einbezogen werden können.

Der Datenpunkt Nr. 1.4. **Wirkungsgrad des Speichers** wurde aufgrund der Rückmeldungen aus der Konsultation neu in der Anlage zur Festlegung aufgenommen. Dieser beschreibt in Prozent das Verhältnis zwischen der abrufbaren Energie und der dazu zuvor zugeführten Energie für die jeweilige steuerbare oder einzelne enthaltene technische Ressource. Diese Information dient dem Netzbetreiber zur Netzzustandsanalyse und zur Maßnahmendimensionierung.

Die Stammdaten der Nr. 1.7. bis 1.12. betreffen die **Datenlieferungsverpflichtungen von Anlagenbetreibern thermischer Stromerzeugungseinheiten** (thermische SEE). Dabei sind Stammdaten zu übermitteln, die notwendig sind, damit von den Netzbetreibern die Besonderheiten dieser Stromerzeugungseinheiten (SEE) im Rahmen der Planung und Durchführung von Redispatch-Maßnahmen berücksichtigt werden können. Darunter fallen neben der Mindestbetriebszeit und der Mindeststillstandzeit von solchen SEE auch die Anfahrtszeit aus dem Betriebszustand „kalt“ und „warm“, sowie die Zeiten für ein Wiederhochfahren dieser Anlagen beginnend von der Synchronisation mit dem Netz bis zu Prod_min, dem tiefsten Arbeitspunkt. Ohne die Übermittlung dieser Informationen wäre es dem Netzbetreiber nicht bekannt, ob und wann eine einzelne thermische SEE für eine Redispatch Maßnahme zur Verfügung steht. Diese Werte werden somit benötigt, um den zeitlichen Einsatz dieser Anlagen für Entlastungsmaßnahmen unter Einbeziehung ihrer

erzeugungsspezifischen und dynamischen Einschränkungen in der Verfügbarkeit planen zu können.

Die Übermittlung der **Abfahrtszeit** einer einzelnen technischen Ressource oder der gesamten steuerbaren Ressource vom tiefsten Arbeitspunkt (PROD_min), also der Mindestwirkleistungseinspeisung, bis zu einer Netztrennung in Minuten, wird in Nr. 1.13. für Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von 1 MW bis 10 MW vorgegeben. Auch dieser Wert ist für die Planung des Einsatzes der Anlagen für Entlastungsmaßnahmen vor dem Hintergrund der anlagentechnischen Randbedingungen erforderlich.

Dazu korrelieren die Stamm-Datenpunkte in Nr. 1.14. und 1.15. Hier sind der **Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn und umgekehrt** zu übermitteln. Das heißt, dass die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, jeweils bei einer Leistungserhöhung und einer Leistungsreduzierung, an den Anschlussnetzbetreiber als Stammdatum zu übermitteln sind. Diese Informationen benötigt der Netzbetreiber nicht nur, um das zur Verfügung stehende Redispatch-Potential zu bestimmen, sondern auch, um den energetischen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen mit dieser steuerbaren oder technischen Ressource berechnen zu können. Die Verpflichtung zur Mitteilung bestehen nur, soweit die entsprechenden Lastgradienten kleiner als 20 % von PROD_nenn pro Minute betragen.

Die **Art der technischen Steuerbarkeit** (Nr. 1.16.) ist von Anlagen ab 100 kW zu übermitteln, damit der Netzbetreiber die notwendigen Informationen über die Granularität und Ausgestaltung der Steuerungsmöglichkeiten für die einzelne angeschlossene Anlage durch den Einsatzverantwortlichen im Aufforderungsfall kennt. Die Information, ob bei einer Anweisung zum Redispatch im Aufforderungsfall entweder eine relative Stufung der Leistungsanpassung auf einen Sollwert, also z. B. X-Prozent der installierten Leistung, erfolgen kann, oder aber ein absoluter Sollwert mit einem festen Arbeitspunkt vom Netzbetreiber gefordert werden kann, oder ein maximaler Einspeisewert in MW vorgegeben werden kann, muss dem Netzbetreiber im Vorhinein bekannt sein. Diese Informationen sind notwendig und erforderlich, damit der Netzbetreiber anhand der vorliegenden Flexibilität und konkreten Möglichkeit der Steuerbarkeit der entsprechenden Anlage seine Redispatch-Maßnahmen richtig dimensionieren und planen sowie abrufen kann.

Die Information zur **Bearbeitungszeit beim Einsatzverantwortlichen** (EIV) (Nr. 1.17.) der steuerbaren Ressource vom Zeitpunkt der Aufforderung zur Umsetzung einer Redispatch-Maßnahme bis hin zur Initiierung der technischen Umsetzung in der Anlage selbst wird vom Netzbetreiber für die Planung und den Abruf von Redispatch-Maßnahmen benötigt. Hiernach bemisst sich, wie schnell eine Aufforderung zur Leistungsanpassung im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme von der einzelnen Anlage umgesetzt wird und wie schnell eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung einer Anlage damit auf einen Engpass wirken kann. Daraus resultiert für den Netzbetreiber und seine Maßnahmendimensionierung der spätest mögliche Abrufzeitpunkt für die entsprechende Anlage. Hierbei weist die Beschlusskammer ausdrücklich darauf hin, dass dieser Zeitraum von den verantwortlichen Anlagenbetreibern so kurz wie technisch möglich gehalten und hier angegeben werden soll. Es sind die Zeiten in Minuten anzugeben, die unter einer schnellstmöglichen und zuverlässigen Bearbeitung zwischen dem Eingang der Aufforderung beim EIV und der Einleitung der konkreten technischen Umsetzung der Redispatch-Maßnahme in der Anlage notwendig sind. Es dürfen hier keine „Zeitaufschläge“ z. B. für etwaige besondere Vorkommnisse, Sicherheitsaufschläge o. ä. vorgenommen werden. Insbesondere wäre der Versuch einzelner Anlagenbetreiber, sich durch Angabe überhöhter Zeitaufschläge dem Redispatch zu entziehen als missbräuchlich anzusehen. Schränken auffällig lange Bearbeitungszeiten einen Zugriff auf die Anlage für Redispatch-Maßnahmen ein, kann ein Wechsel vom Aufforderungs- zum Duldungsfall durch den Netzbetreiber in Betracht kommen. Ungeachtet dessen, können die Vorgaben dieser Festlegung mit Mitteln des Verwaltungsvollstreckungsrechts durchgesetzt werden.

Die ursprünglich in der konsultierten Fassung enthaltenen Datenpunkte Nr. 1.13. „Status Duldungsfall“ und Nr. 1.15. „Abruf im Aufforderungsfall als Delta oder Sollwert“ wurden von der Beschlusskammer gestrichen, da es sich hierbei um die Ausübung von Wahlmöglichkeiten des Einsatzverantwortlichen handelt, die als Art einer Willenserklärung dem Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind und die eine Abstimmung zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichen erfordern. Hierfür ist es aber nach Auffassung der Beschlusskammer nicht erforderlich, den Anlagenbetreiber zu einer entsprechenden Erklärung behördlich zu zwingen.

3.2.1.3.2 Planungsdaten

Die Verpflichtung zur Lieferung von Planungsdaten nach dieser Festlegung betrifft nur Anlagen, die sich im Planwertmodell gemäß Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 befinden. Die Entscheidung, ob eine Anlage dem Planwertmodell zugeordnet wird, trifft für die von dieser Festlegung betroffenen Anlagen der Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortliche im Konsens mit dem Netzbetreiber. Die Zuordnung zum Planwertmodell ist also für den Anlagenbetreiber freiwillig. Entscheidet er sich aber dafür, ist die Lieferung von Planungsdaten unverzichtbar. Denn die Bestimmung des Redispatch-Potentials sowie die Berechnung des energetischen Ausgleichs basieren im Planwertmodell auf den gelieferten Planwerten. Von dieser Festlegung unberührt bleibt die Verpflichtung auf anderer Rechtsgrundlage, Planwerte zu übermitteln.

Planungsdaten sind in Form von Zeitreihen in viertelstündlicher Auflösung zu liefern.

Die Erzeugungsleistung einer Stromerzeugungseinheit (SEE) oder Stromspeichereinheit (SSE) ist nach Nr. 2.1. der Anlage im Planwertmodell in MW an den Anschlussnetzbetreiber als sogenannter **PROD (Wert der Produktion einer SEE oder SSE)** zu übermitteln. Die Erzeugungsleistung ist für den Netzbetreiber eine wichtige Planungsgröße für den jeweiligen Planwertzeitraum, um die einzelne SEE oder SSE im Rahmen der Planung von Redispatch-Maßnahmen in seinem Netz berücksichtigen und möglichst effizient einsetzen zu können. Der Wert dient für den Netzbetreiber der Planung des Netzzustandes und des zeitlichen Einsatzes einer Anlage für Entlastungsmaßnahmen.

In Nr. 2.2. ist die Verpflichtung zur Übermittlung der **Mindestleistung (P_{min})** für SEE und SSE im Planwertmodell in MW geregelt. Darunter ist die Mindestleistung einer SEE oder SSE zu verstehen, die minimal elektrisch stabil durch die einzelne Anlage für den jeweiligen Zeitraum der Planwertdaten erzeugt werden kann. Dieses Datum unterscheidet sich zum entsprechenden Stammdatums unter Nr. 1.1., der Mindestleistung einer Anlage, durch die Aktualität des Datums. Es handelt sich dabei um eine Zeitreihe und kein Stammdatums. Dieses Datum ist erforderlich, da die Mindestleistung von SEE und SSE abhängig von technischen oder externen Faktoren im Betrieb schwanken kann. Sollten die beiden Datenpunkte inhaltlich bei einzelnen Anlagen identisch sein und nicht voneinander abweichen, sind als Plandatum die Werte aus dem Stammdatums Nr. 1.1. zu übermitteln. Der Arbeitsaufwand hierfür erscheint vertretbar, da ohnehin Plandaten übermittelt werden müssen. Das Datum wird von den Netzbetreibern für die Maßnahmendimensionierung

und zur Planung des zeitlichen Einsatzes der Anlagen für Redispatch Maßnahmen benötigt.

Dazu korreliert die **beanspruchbare Leistung der Produktion (P_{max})** für SEE und SSE im Planwertmodell in MW in Nr. 2.3. Diese kann zusammengefasst als maximal mögliche Einspeiseleistung für den jeweiligen Zeitraum, der der Planwertdatenlieferung zu Grunde liegt, zusammengefasst werden. Auch die Kenntnis dieser Planungsdaten ist für die Planung und den Einsatz der einzelnen SEE oder SSE im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers notwendig und erforderlich. Für den Netzbetreiber ist damit bekannt, bis zu welcher Leistung in MW die einzelne Anlage unter normalen Bedingungen – vereinfacht beschrieben – maximal hoch- und runterfahren werden kann, nach gewählter Steuerung der einzelnen Anlage durch den anweisenden Netzbetreiber entweder selber (Duldungsfall) oder aufgrund einer entsprechenden Anweisung durch den Einsatzverantwortlichen (Aufforderungsfall) (vgl. dazu die Definitionen in Kapitel I der Anlage).

Der Datenpunkt Nr. 2.4. beschreibt die Verpflichtung zur Übermittlung der **Dargebotsleistung** einer SEE oder SSE im Planwertmodell (P_{dar}) in MW. Hierbei ist zusammengefasst beschrieben die maximal elektrisch einspeisbare Leistung einer SEE oder SSE unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Die Kenntnis über die voraussichtliche Dargebotsleistung ermöglicht dem Netzbetreiber die Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen.

Die Verpflichtung zur Übermittlung des Datums Nr. 2.5. „Wert **Verbrauch (VERB)** einer SSE im Planwertmodell“ umfasst die Einspeicherleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE. Dabei sind im Unterschied zum Datenpunkt PROD (Nr. 2.1.) die Betriebs- und Eigenbedarfe enthalten. Die Meldung dieses Wertes in MW an den Anschlussnetzbetreiber ist für die Planung des Netzzustandes sowie der Planung des zeitlichen Einsatzes einer Entlastungsmaßnahme mit der SSE begründet. Ohne die Kenntnis dieses Datums wäre es dem Netzbetreiber im Rahmen seiner Netzbetriebsplanung nicht möglich zu wissen, wann eine SSE beispielsweise aufgrund ihres Speicherfüllstandes wieder für erneute Entlastungsmaßnahmen zur Verfügung steht und eingesetzt werden kann.

Die Datenpunkte Nr. 2.6. und 2.7. umfassen die Übermittlung der **minimal technisch möglichen Entnahme einer SSE (V_{min})**, also der unteren Leistungsgrenze einer SSE und die **maximale Entnahme (V_{max})**, die obere Leistungsgrenze, im Planwertmodell.

Dabei sind Betriebs- und Eigenbedarfe darin enthalten und grenzen daher diese Planungsdaten von den ähnlichen Stammdatenpunkten P_{min} und PROD_{max} für sonstige SEE und SSE ab. Adressiert sind hier insbesondere Pumpspeicherkraftwerke. Die beanspruchbare Leistung entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung der Pumpe, sofern die Pumpe auch beanspruchbar ist. Diese Werte müssen von den Netzbetreibern im Rahmen der Maßnahmendimensionierung als limitierende Faktoren für eine Planung von Entlastungsmaßnahmen und beim Abruf berücksichtigt werden können.

Der Datenpunkt Nr. 2.8. „**positives Redispatchvermögen (+RDV)** von SEE und SSE im Planwertmodell“ in MW beinhaltet die für Redispatch-Maßnahmen aktivierbare freie Leistung einer Anlage in positiver Richtung. Damit stellt dies eine entscheidende Größe für den Netzbetreiber für die Identifikation von Redispatch-Potential und zur Planung seiner Redispatch-Maßnahmen dar. Auf Hinweis in der Konsultation wurde die ursprüngliche Beschreibung dieses Datenpunktes in der Konsultationsfassung dahingehend abgeändert, dass hier keine Wahlmöglichkeit des Anlagenbetreibers suggeriert wird, dieses Datum zu übermitteln. Zum positiven Redispatchvermögen zählen auch Leistungsscheiben, deren Aktivierung zu zusätzlicher Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen führt. Soweit die aufgrund einer Redispatch-Maßnahme zusätzlich erzeugte Wärme einen wirtschaftlichen Vorteil für den Anlagenbetreiber darstellt, ist dieses bei der Meldung der Kosten nicht EEG-vergüteter Anlagen (vgl. Nr. 2.21.) zu berücksichtigen.

Das **negative Redispatchvermögen (–RDV)** (Datenpunkt Nr. 2.9) für SEE und SSE im Planwertmodell beschreibt, wie viel Leistung im Rahmen von Netzentlastungsmaßnahmen zur Verfügung steht. Dadurch können nationale oder multilaterale Redispatch-Maßnahmen geplant und abgerufen werden. Bei hocheffizienten KWK-Anlagen ist dasjenige negative Redispatchvermögen, bei dessen Aktivierung in die Wärmeerzeugung der Anlage eingegriffen wird, nicht als negatives Redispatchvermögen, sondern als negatives wärmegebundenes Redispatchvermögen (–wRDV, Datenpunkt Nr. 2.10.) zu übermitteln (s. u.). Das negative Redispatchvermögen (–RDV) beschränkt sich also auf den sog. Kondensationsstrom.

Das **negative wärmegeführte Redispatchvermögen für KWK-Strom im Planwertmodell (–wRDV)** entspricht derjenigen aktivierbaren Leistung einer hocheffizienten KWK-Anlage in negativer Richtung, durch die die Wärmeerzeugung von hocheffizienten

KWK-Anlagen im Sinn von § 3 Abs. 1 KWKG in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 KWKG eingegriffen wird. Die Erfassung dient vor allem dazu, dass die Netzbetreiber diese Leistungsscheiben gemäß § 13 Abs. 1b EnWG mit den jeweils anwendbaren kalkulatorischen oder tatsächlichen Preisen bei der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG berücksichtigen können. Dadurch wird insbesondere sichergestellt, dass der Einspeisevorrang für KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen gewahrt wird.

Maßgeblich für die Abgrenzung zwischen negativem Redispatchvermögen und negativem wärmegeführten Redispatchvermögen ist nicht die Frage, ob förderfähiger KWK-Strom vorläge oder nicht. Maßgeblich ist vielmehr, ob durch eine Redispatch-Maßnahme in die Wärmeerzeugung eingegriffen würde. Soweit beispielsweise die elektrische Erzeugung einer hocheffizienten KWK-Anlage reduziert werden kann, ohne dass sich die geplante Wärmeauskopplung verringert, liegt „negatives Redispatchvermögen“ vor. Dieser Leistungsanteil genießt keinen Einspeisevorrang. Die darüber hinausgehende Verringerung der elektrischen Erzeugung einer hocheffizienten KWK-Anlage ist dagegen dem „wärmegebundenen negativen Redispatchvermögen“ zuzuordnen.

Unerheblich für die Zuordnung des Redispatchvermögens ist die Frage, ob und welche Ersatzwärmeversorgung zur Verfügung steht. Die Ersatzwärmeversorgung fällt grundsätzlich in den Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Allerdings sind die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten Kosten im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG zu berücksichtigen. Dies kann Auswirkungen auf die Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG haben, wenn nämlich die tatsächlichen Kosten der Maßnahme die Kosten aufgrund der kalkulatorischen Preise übersteigt (§ 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG).

Die Verpflichtung zur Übermittlung des negativen wärmegeführten Redispatchvermögens gilt für Anlagen von 100 KW bis hin zu 10 MW. Plandaten von Anlagen ab einer Erzeugungsleistung von 10 MW sind nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die Beschlusskammer geht jedoch davon aus, dass auch für diese Anlagen die Übertragungsnetzbetreiber die hierzu erforderliche Datenmeldung im Rahmen der Regelungen nach der SO-VO entsprechend anpassen.

Nr. 2.11. und 2.12. beinhalten die Übermittlung der **positiven Primärregelleistung (+PRL)**, sowie die **negative Primärleistung (–PRL)** für SEE und SSE. Damit werden dem

Anschlussnetzbetreiber die Mengen in MW übermittelt, die eine Anlage durch eine Leistungsvorhaltung für positive und negative Primärregelleistung reserviert hat und die damit nicht für den Einsatz zum Redispatch zur Verfügung stehen. Dabei können diese an den Anschlussnetzbetreiber zu übermittelnden reservierten Mengen der Leistungsvorhaltung stets nur kleiner oder gleich der präqualifizierten Leistung der Anlage für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt sein. Auch diese Daten müssen dem Netzbetreiber bei der Planung und Durchführung von Redispatch-Maßnahmen im entsprechenden Zeitraum, für den die Planungsdaten übermittelt werden, bekannt sein, um das tatsächlich verfügbare Redispatchpotential der einzelnen Anlage zu kennen und berücksichtigen zu können.

Die Datenpunkte der Planungsdaten unter Nr. 2.13. bis 2.16. umfassen die Übermittlung von Informationen hinsichtlich **positiver (+SRL) und negativer Sekundärregelleistung (–RRL) und Minutenreserve (+MRL) und (–MRL)**. Diese werden jeweils getrennt erfasst. Denn diese Leistungsscheiben werden in der Regel nicht zum Redispatch herangezogen. Dies betrifft nur Leistungsscheiben, für die ein Zuschlag auf dem jeweiligen Regelleistungsmarkt erteilt worden ist. Denn nur diese Leistungsscheiben werden nach § 38 Abs. 5 der Modalitäten für Regelreserveanbieter nicht für Redispatch herangezogen. Dagegen können technische Einheiten, denen leistungspreisfreie Gebote am Regelarbeitsmarkt zugeordnet werden, bis zum Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarktes für Redispatch herangezogen werden.

Nr. 2.17. und 2.18. konkretisieren die Übermittlung von Informationen über die **positive (+BES) und negative Besicherungsleistung (–BES)** von SEE und SSE. Sie beinhalten die vorgehaltene Leistung der Anlagen zur Besicherung der im Regelleistungsmarkt bezuschlagten Regelleistungsvorhaltung.

Im Rahmen von „+BES“ muss als „Besicherung“ die positive Besicherungsleistung für die Regelleistungsvorhaltung in MW übermittelt werden. Im Falle von „–BES“ muss neben der negativen Besicherungsleistung für die Regelleistungsvorhaltung auch die Erzeugungsleistung übermittelt werden, die eine Anlage im Planwertmodell zur Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom (siehe zur Definition oben innerhalb der Ausführungen zu den Begrifflichkeiten unter 3.2.1.2.) benötigt. Dies ist sachgerecht, da der negative Redispatch mit dieser Erzeugung grundsätzlich nur ausnahmsweise – wenn es keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzproblemen gibt (Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO) – erfolgt. Die Mitteilung dieser Mengen im Datenpunkt „–BES“ macht sie für die Netzbetreiber sichtbar,

stellt aber zugleich sicher, dass negativer Redispatch nur unter den genannten Voraussetzungen erfolgt. Dies wird – ähnlich wie bei Regelenergiescheiben – nur selten der Fall sein und sich einer automatisierten Abrufentscheidung entziehen. Die Beschlusskammer hält es daher im Sinne einer Vereinfachung der Datenverarbeitung für vertretbar, beide Mengen in einem Datenpunkt zusammenzufassen.

Unter Nr. 2.19. **positiver Redispatchabruf (+RDA)** für SEE und SSE im Planwertmodell wird die Verpflichtung geregelt, den angewiesenen und geplanten positiven Redispatchabruf der jeweiligen Anlage an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Dies erfolgt nötigenfalls im Wege einer Aktualisierung der Plandaten. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlicher auf der einen und Netzbetreiber auf der anderen Seite die gleichen Plandaten vorliegen haben. Für den Netzbetreiber ist diese Information notwendig, um für seine weiteren Planungsprozesse mit anderen Netzbetreibern eine Bestätigung zu erhalten, in welcher Höhe der angewiesene Redispatchabruf auch tatsächlich vom Anlagenbetreiber zur Kenntnis genommen und bei Übermittlung der nachfolgenden Plandaten bereits berücksichtigt wurde. Dies wird auch zur besseren Planung von Redispatch-Maßnahmen für folgende Planungszyklen benötigt.

Die zuvor gemachten Ausführungen gelten sinngemäß für das korrespondierende Datum unter Nr. 2.20. des **negativen Redispatchabrufs (–RDA)** für SEE und SSE im Planwertmodell. Auch diese Informationen sind ebenfalls für die Planung von Redispatch-Maßnahmen und eine Kontrolle des Einsatzes angewiesener Redispatch-Maßnahmen für eine ständige Optimierung der Planungsabläufe durch die Netzbetreiber erforderlich. Die Erreichung des gesetzgeberischen Ziels einer Gesamtoptimierung des Redispatch wird hierdurch gefördert.

Die Verpflichtung zur Übermittlung von Informationen nach Nr. 2.21. „**Kosten nicht-EEG-vergüteter Anlagen** für SEE und SSE“ beinhaltet eine Zeitreihe spezifischer Kosten der entsprechenden Anlagen der Leistungsklassen von 100 kW bis zu 10 MW. Darin sind ersparte Aufwendungen bei den zu übermittelnden Kosten von den Anlagenbetreibern kostenmindernd in Ansatz zu bringen. In Summe sind innerhalb dieses Datenpunktes von nicht-EEG-vergüteten SEE und SSE drei Kostenpositionen zu übermitteln. Diese Zeitreihe umfasst im Detail die spezifischen Kosten für das positive Redispatchvermögen nach Nr. 2.8., für das negative Redispatchvermögen nach Nr. 2.9. und die spezifischen

Kosten für das negative (gem. Nr. 2.10.) wärmegebundene Redispatchvermögen von KWK-Anlagen. Diese Informationen dienen der netzübergreifenden Kostenoptimierung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG. Soweit nach § 13 Abs. 1b EnWG bei der Kostenoptimierung der einheitliche kalkulatorische Preis für negativen Redispatch mit KWK-Anlagen angesetzt wird, kann die Meldung von Kosten für negatives wärmegebundenes Redispatchvermögen entfallen. In der Konsultation wurde angeregt, weitere spezifische Kosten im Rahmen dieses Datenpunktes zu übermitteln. Dies kann grundsätzlich vor dem Hintergrund der Vermeidung von parallelen Meldeprozessen sinnvoll sein. Es besteht hier jedoch keine Notwendigkeit aus Systemsicherheitsgründen auch die Meldung der Start- und Betriebskosten der betroffenen Anlagen verbindlich mit vorzugeben. Es steht den Anlagenbetreibern jedoch frei, mehr Daten freiwillig zu melden als unter diesem Datenpunkt beschrieben. Insofern ist der Anmerkung des BDEW an dieser Stelle nicht zu folgen.

3.2.1.3.3 Nichtbeanspruchbarkeiten

Im Rahmen der Datenart „Nichtbeanspruchbarkeiten“ ist die Verpflichtung zur Übermittlung von **Nichtbeanspruchbarkeiten** (Datenpunkt Nr. 3.1) aufgrund von Einschränkungen der technischen Ressource durch technische Gründe, beispielsweise einer Wartung der Anlage oder Außeneinflüssen wie Umweltauflagen, sowie der Übermittlung der Erzeugungsleistung, für die Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom, geregelt.

Dem Netzbetreiber sind Umstände wie Wartungsarbeiten oder behördliche Auflagen, die in der alleinigen Sphäre des Anlagenbetreibers liegen, ebenso wenig bekannt wie Mengen, die von der Anlage zur Selbstversorgung bei EE- und KWK-Anlagen genutzt werden. Die Übermittlung der Informationen ist zur Planung des Netzzustandes zwingend erforderlich, ebenso als wichtige Information für die Maßnahmendimensionierung und den zeitlichen Einsatz einer Anlage beim Abruf von Entlastungsmaßnahmen. Ohne die Übermittlung dieser Informationen bestünde seitens des Netzbetreibers eine „Black Box“, die zu Unsicherheiten im Rahmen der Netzzustandsanalysen und Maßnahmendimensionierungen und dem Abruf von Entlastungsmaßnahmen zu Lasten der Systemsicherheit führen würde.

Im Prognosemodell wird die Selbstversorgung (siehe zur Definition bereits im Rahmen der Begrifflichkeiten oben unter 3.2.1.2.) mit EE- und KWK-Strom als „Nichtbeanspruchbarkeit“ gemeldet. Zwar sind diese Mengen der Selbstversorgung strenggenommen für negativen Redispatch verfügbar, allerdings nur unter den strengen Anforderungen des

Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO. Durch die Meldung als „Nichtverfügbarkeit“ sind sie für die Netzbetreiber sichtbar, so dass sie nötigenfalls – unter den Voraussetzungen des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO darauf zugegriffen werden kann. Dies wird nur selten der Fall sein und sich einer automatisierten Abrufentscheidung entziehen. Die Beschlusskammer hält es daher für vertretbar, keinen eigenen Datenpunkt für Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom einzuführen.

Der Datenpunkt Nr. 3.2. beinhaltet **die Veränderung der Fahrweise einer Anlage im Prognosemodell durch marktlich bedingte Steuerung durch den Anlagenbetreiber oder BKV** bei PV und Wind. Hierbei sind die prognostizierten Leistungsänderungen der jeweiligen Anlage aufgrund der Veränderungen der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch den EIV zu übermitteln. Diese Informationen werden vom Netzbetreiber für die Verfügbarkeit und die Höhe der etwaigen Verfügbarkeit der einzelnen PV oder Windkraftenergieanlage für Redispatch-Maßnahmen benötigt. Die Informationsübermittlung betrifft nur Anlagen im Prognosemodell, für die also keine Planwerte übermittelt werden. Anlagen mit einer Erzeugungsleistung größer als 10 MW sind dabei aufgrund der Regelungen und Bestimmungen zur Kraftwerkseinsatzdatenplanung (KWEPE) und der SO-VO stets im Planwertmodell verortet. Anders als beispielsweise die voraussichtliche Erzeugung ist die Entscheidung einer marktbasierten Veränderung der Fahrweise solcher Anlagen für den Netzbetreiber nicht prognostizierbar. Daher ist es notwendig und erforderlich, den Anlagenbetreiber zu verpflichten, dieses Datum an den Netzbetreiber zu übermitteln. Der gegen die Übermittlung dieses Datums vorgebrachte Einwand der Quadra Energy, für den EIV sei es nur sehr schwierig oder gar unmöglich, die prognostizierte Abregelung anlagenscharf dem Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln, konnte die Beschlusskammer nicht nachvollziehen. Es wurden keine weiteren Gründe benannt, warum die tatsächliche Abregelung nicht anlagenscharf dem EIV bekannt und damit übermittelbar sei. Denn die Entscheidung der Abregelung trifft in der Regel der EIV selbst aufgrund seiner Vermarktungsstrategie. Von daher ist es schwer vorstellbar, dass ihm die Information nicht vorliegt. Der Beschlusskammer sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, die der Übermittlung dieser Informationen entgegenstehen, oder sie als nicht umsetzbar erscheinen lassen.

3.2.1.3.4 Echtzeitdaten

In den Nr. 4.1. bis 4.3. wird die Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten von Anlagen der Leistungsklassen von 100 kW bis zu 1 MW geregelt. Dabei hat die Beschlusskammer den Umfang der hierzu zu übermittelnden Informationen unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit von Nutzen der Datenerhebung und dem Umsetzungsaufwand bei der Vielzahl der betroffenen Anlagen von der kleinsten relevanten Leistungsklasse von 100 kW bis 1 MW im Vergleich zu den ursprünglichen Vorschlägen des BDEW deutlich reduziert.

Hierdurch wurden viele von Netzbetreibern und Verbänden begehrte Echtzeitdaten nach der Abwägung mit den Interessen der betroffenen Anlagenbetreiber von der Beschlusskammer nicht berücksichtigt oder aus der konsultierten Fassung nicht übernommen. Hierbei wurde aufgrund der Anmerkungen zahlreicher Konsultationsteilnehmer auch das ursprünglich in der Anlage unter Nr. 4.1. enthalten Echtzeitdatum „Verfügbare Wirkleistung bei Windenergieanlagen an Land und auf See sowie PV Anlagen (SEE)“ gestrichen. Dabei hat die Beschlusskammer die Interessen der Netzbetreiber an der Erhebung des Datums für die Zwecke des Redispatch mit den Interessen der betroffenen Anlagenbetreiber und kleineren Anlagen, sowie sogenannten Altanlagen, die kurz vor dem Ende ihrer Förderungsdauer stehen, abgewogen. Der Schutz kleinerer Anlagen vor individuellen Kostenbelastungen und die dadurch bedingten Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen wiegt an dieser Stelle höher als das Interesse der Netzbetreiber an der Erhebung dieses Datums. Die Übermittlung dieses Datums ist nach Prüfung durch die Beschlusskammer weder zwingend erforderlich zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben des § 13 EnWG, noch würde durch eine fehlende Übermittlung hierdurch die Systemicherheit des Netzbetriebs oder die Versorgungssicherheit gefährdet.

Weiterhin konnten auch Forderungen für weitere Echtzeitdaten für Windgeschwindigkeiten bei Windenergieanlagen und Globalstrahlung bei PV-Anlagen für reine Abrechnungszwecke nicht berücksichtigt werden.

Im Kontext der von den Anlagenbetreibern an den Anschlussnetzbetreiber zu übermittelnden verbleibenden Datenpunkte Nr. 4.1. bis 4.3. meint Echtzeit, dass diese Informationen innerhalb eines Zeitintervalls von maximal 60 Sekunden zu aktualisieren und an den An-

schlussnetzbetreiber zu übermitteln sind. Die fehlende Definition von Echtzeit unter Kapitel I. der Anlage wurde auf die Hinweise in der Konsultation ergänzt (siehe dazu bereits oben unter 3.2.1.2).

Die Verpflichtung zur Übermittlung des Echtzeitdatums Nr. 4.1 umfasst die Meldung des aktuellen Status der **Veränderung der Fahrweise einer Windkraft oder Solar betriebenen Erneuerbaren-SEE** (EE-SEE) aufgrund einer Absenkung durch den Betreiber der Technischen Ressource (BTR) wegen behördlicher Auflagen oder marktbedingter Entscheidungen zum Betrieb der Anlage. Diese Information ist für den Netzbetreiber erforderlich, da er ansonsten keine Informationen in Echtzeit hat, ob eine Anlage in ihrer Einspeiseleistung gedrosselt wird und um wieviel MW. Insbesondere stimmen die vorab gemeldeten marktbasierten Abregelungen oder Nichtverfügbarkeiten nicht unbedingt mit der tatsächlichen Fahrweise überein. Der Netzbetreiber benötigt daher auch Informationen über die tatsächliche Fahrweise. Nur mit dieser Information ist für ihn die weitere Netzzustandsanalyse sowie die Planung von weiteren Redispatch-Maßnahmen ausreichend belastbar möglich. Hiergegen sprechen auch nicht die Einwände aus der Konsultation, dass mit Einführung neuer Datenmeldungen für Echtzeitdaten für die Vielzahl von kleineren Anlagen von 100 kW bis 1 MW unzumutbarer Aufwand zur Umsetzung und unverhältnismäßige Kosten bei den betroffenen Anlagenbetreibern entstünden. Dabei wurde in der Konsultation an verschiedenen Stellen vorgetragen, die Erhebung der konsultierten Echtzeitdatenpunkte bedürfe der Nachrüstung teurer Mess- und Übertragungstechnik bei den jetzt neu betroffenen Anlagen, die in weiten Teilen noch nicht vorhanden sei und den Betrieb unwirtschaftlich machen könnte. Dies sei gerade auch bei Anlagen, die in Kürze das Ende der gesetzlichen Förderungsdauer des EEG erreichen würden (sog. „Alt-Anlagen“), ein großes Problem, da dies zur Unwirtschaftlichkeit des weiteren Betriebs der Anlagen führen könnte. Demzufolge seien solche Anlagen aus dem Anwendungsbereich auszunehmen, oder Übergangsvorschriften für sie hinsichtlich der Verpflichtung zur Datenübermittlung vorzusehen.

Dem ist entgegenzuhalten, dass die Übergabe der Daten an den Netzbetreiber nicht unbedingt am Netzanschlusspunkt erfolgen muss, sondern auch über das Backoffice des Einsatzverantwortlichen erfolgen kann. Marktbasierte Steuerungen gehen ohnehin vom Einsatzverantwortlichen aus, so dass die entsprechende Information im Backoffice vorliegt. Daneben können auch automatische Steuerungen existieren, die nicht vom Back-

office des Einsatzverantwortlichen ausgehen (z. B. automatische Abschaltprozesse aufgrund von Umweltauflagen). Die Beschlusskammer geht aber davon aus, dass die Steuer- und Regelungstechnik eine Übertragung dieser automatischen Steuerung in das Backoffice des Einsatzverantwortlichen ohne erhebliche Kosten ermöglicht. Nach Prüfung und Abwägung der vorgetragenen Argumente hält die Beschlusskammer die Verpflichtung zur Übermittlung dieses Echtzeitdatums für notwendig, erforderlich und in der Abwägung der Interessen für angemessen und für die betroffenen Anlagenbetreiber zumutbar.

Auch dem mehrfach vorgetragenen Argument einiger Anlagenbetreiber, diese wettbewerblich sensiblen Informationen könnten von Netzbetreibern zu vermarktungsrechtlichen Vorteilen für ihre konzernverbundenen Unternehmen bei der Vermarktung von EE-Anlagen eingesetzt werden, kann die Beschlusskammer in der Sache nicht folgen. Es gelten auch hier – wie allgemein in der Energiewirtschaft – die Vorgaben des EnWG zur informativen Entflechtung des Netzbetriebs. Der Beschlusskammer sind keine Anhaltspunkte bekannt, die auf eine missbräuchliche Nutzung dieser Informationen schließen lassen oder die Vermutung der Nichteinhaltung der geltenden entflechtungsrechtlichen Vorgaben durch Netzbetreiber begründen würden. Sollte ein solcher Missbrauch in Einzelfällen erkennbar werden, kann hiergegen mit aufsichtsrechtlichen Mitteln vorgegangen werden.

Die Verpflichtung zur Übermittlung der **Wirkleistung** in Echtzeit wird in Nr. 4.2. der Anlage geregelt. Hierbei muss die aktuelle Summe der Erzeugungs- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern direkt am Einspeisepunkt der steuerbaren Resource gemessen übermittelt werden. Die Netzbetreiber benötigen die Information für eine genaue Netzzustandsanalyse und Maßnahmendimensionierung, da hiermit die Validierung und kurzfristige Anpassungen der Wirkleistungsprognosen erfolgen können. Zudem können damit Hochrechnungen der Einspeisung von Erzeugungsanlagen, die keine unmittelbare Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber haben, erfolgen.

Dies kann im Ausnahmefall eine Nachrüstung von Messtechnik und Datenschnittstellen bei den betroffenen Anlagen bedeuten. Jedoch werden auch diese Informationen nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer bereits von der überwiegenden Anzahl der Einsatzverantwortlichen der von der Festlegung betroffenen Anlagen ab einer Anlagengröße von 100 kW in der Regel messtechnisch zu eigenen und gesetzlichen Zwecken der Vermarktung der Anlagen erhoben. Denn das EEG sieht in seiner jetzigen und den vorherigen

Fassungen vor, dass die Ist-Einspeisung von EE- und KWK-Anlagen abgerufen werden können muss. Deshalb hält die Beschlusskammer die Verpflichtung zur Übermittlung dieses Datums auch für zumutbar. Ebenso wie beim Datenpunkt Nr. 4.1 hält es die Beschlusskammer aber nicht für erforderlich, dass die Information am Netzverknüpfungspunkt übergeben wird. Vielmehr ist eine Übertragung über das Backoffice des Einsatzverantwortlichen ebenso realisierbar, wenn und soweit sie schnell genug erfolgt. Daher geht die Beschlusskammer davon aus, dass sich kostenintensive Nachrüstungen insbesondere bei älteren Anlagen, die bislang nicht für eine Datenübergabe am Netzverknüpfungspunkt ausgestattet sind, vermeiden lassen. Insgesamt kommt die Beschlusskammer damit zu dem Ergebnis, dass auch die Verpflichtung zur Übermittlung der Wirkleistung der betroffenen Anlagen in Echtzeit vor dem Hintergrund der Systemsicherheit erforderlich und für die Anlagenbetreiber zumutbar ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der klaren gesetzgeberischen Intention, alle Anlagen ab einer Erzeugungsleistung von 100 kW im neuen Redispatch-Regime ab dem 01.10.2021 für eine Gesamtoptimierung des Redispatch mit einzubeziehen.

Unter dem Datenpunkt Nr. 4.3. ist der **nutzbarere Energiegehalt bei Speichern** in MWh an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Dies beinhaltet den Energiegehalt eines Speichers (SSE) in Echtzeit unabhängig vom Speichermedium, bezogen auf die vom jeweiligen Speichersystem lieferbare elektrische Energie. Diese Information ist für den Netzbetreiber für seine Netzzustandsanalyse und den Abruf von Entlastungsmaßnahmen notwendig. Hierzu wurde in der Konsultation bemängelt, dass diese Verpflichtung nur für Anlagen von 100 kW bis 1 MW gelten solle. Hierbei handelt es sich offensichtlich jedoch um eine Fehlinterpretation oder ein Missverständnis. SSE größerer Leistungsklassen müssen diese Informationen bereits nach den Vorgaben und Regelungen nach der SO-VO zur Verfügung stellen. Eine Ungleichbehandlung oder Diskriminierung liegt also nicht vor.

3.2.2 Erstmalige Übermittlung der Daten (Tenorziffer 2)

Tenorziffer 2 regelt den Zeitpunkt, ab wann die Informationen übermittelt werden müssen.

Tenorziffer 2 lit. a) regelt die erstmalige Übersendung von Stammdaten. Die Regelung ist dabei so ausgestaltet, dass dies den frühesten Zeitpunkt bestimmt, ab wann ein Anschlussnetzbetreiber die Übermittlung der entsprechenden Daten von den an sein Netz angeschlossenen Anlagen erstmals fordern kann. Eine Verpflichtung, diese Daten zu übermitteln, besteht dabei nur dann, wenn der jeweilige Anschlussnetzbetreiber die an sein Netz angeschlossenen Anlagen dazu auffordert. Eine eigenständige Übermittlung durch die Anlagenbetreiber ohne vorherige Aufforderung ist nicht notwendig und auch nicht zweckmäßig. Es obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber, die Übermittlung zu dem in Tenorziffer 2 benannten Zeitpunkt oder einem späteren Zeitpunkt erstmals zu fordern, sofern dies für ihn und seine internen Abläufe zur Verarbeitung und Nutzung der Daten sowie zur Koordination mit anderen Netzbetreibern zweckmäßig und erforderlich ist.

Die Beschlusskammer hatte in der Konsultation um Stellungnahme gebeten, welcher zeitliche Vorlauf für die erstmalige Datenmeldung für sinnvoll erachtet wird. Hierzu gab es differenzierte Rückmeldungen von Netzbetreibern. Die Anmerkungen hielten dabei den vorgeschlagenen Zeitraum insgesamt für ambitioniert und forderten teilweise einen deutlich längeren Vorlauf (Stammdatenlieferungen bereits ab dem 01.04.2021). Dies sei aufgrund der bei den Netzbetreibern notwendigen Vorbereitungen und des Arbeitsaufwands für die Umsetzung der Informationsbereitstellung und der damit verbundenen Anpassung und Implementierung von Prozessen notwendig. Die Beschlusskammer hat sich jedoch entschlossen, den zeitlichen Vorlauf in der konsultierten Form zu belassen. Damit wird auch den Interessen der Anlagenbetreiber, bei denen ebenfalls ein zeitlicher Vorlauf für die Vorbereitung auf die neuen Verpflichtungen zur Informationsbereitstellung und die Umstellung und Implementierung neuer Prozesse und Betriebsabläufe erforderlich werden, Rechnung getragen. Zugleich werden aber auch den Netzbetreibern die Möglichkeiten für einen etwaigen Probetrieb und der Verifizierung der Qualität der gelieferten Daten vor dem Inkrafttreten der gesetzlichen Verpflichtungen aus § 13a EnWG eröffnet. Vor dem Hintergrund der beiderseitigen Interessen hält die Beschlusskammer die Regelungen in Tenorziffer 2 für ausreichend, aber auch zumutbar.

Tenorziffer 2 lit. b) regelt den spätesten Zeitpunkt der Übermittlung von Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingten Abregelungen. Die Regelung soll sicherstellen, dass diese Informationen ab der ersten Viertelstunde, für die das sog. „Redispatch 2.0“ Anwendung findet (01.10.2021, 0:00–0:15 Uhr) rechtzeitig vorliegen. Die Regelung orientiert sich an den Fristen, die sich aus den massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen ergeben, die mit der Festlegung BK6-20-059 vorgegeben wurden.

Planungsdaten sind demnach täglich, 14:30 Uhr, für den Folge-Folgetag zu übermitteln und mindestens ab 14:30 Uhr, für den Folgetag zu aktualisieren. Die erstmalige Übermittlung von Planungsdaten muss also am 29.09.2021, 14:30 Uhr, erfolgen. Dieser zeitliche Vorlauf ist notwendig, aber auch ausreichend. Die erstmalige Übermittlung am Vor-Vortag ermöglicht den Netzbetreibern eine erste Netzzustandsprognose sowie die Einleitung der Netzbetreiberkoordination. Die laufende Aktualisierung ab dem Vortag bis zur Echtzeit ist erforderlich, um die Netzzustandsanalyse, die Netzbetreiberkoordination, die Maßnahmenminimierung und den Redispatch-Abruf laufend zu aktualisieren und zu präzisieren.

Nichtbeanspruchbarkeiten sind jeweils unverzüglich, spätestens jedoch eine Stunde nach Bekanntwerden zu übermitteln. Die Zeit von einer Stunde ist ausreichend, die Nichtbeanspruchbarkeit zu erkennen und dem Netzbetreiber mitzuteilen.

Marktbedingte Anpassungen sind unverzüglich zu übermitteln. Dies ist zumutbar, da die marktbedingte Anpassung auf Veranlassung des Einsatzverantwortlichen erfolgt, die Information also unmittelbar beim Einsatzverantwortlichen vorliegt.

Echtzeitdaten sind gemäß lit. c) der Tenorziffer 2 spätestens ab dem 1.10.2021 zu übermitteln. Damit ist sichergestellt, dass die Echtzeitdaten den Netzbetreibern ab Geltung des sog. „Redispatch 2.0“ vorliegen.

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