



- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az.: BK6-19-218

In dem Festlegungsverfahren zur Stärkung der Bilanzkreistreue
hier: Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktkationen an den Übertragungsnetzbetreiber

unter Beteiligung der

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 1 –

RWE Supply & Trading GmbH, Altenessener Str. 27, 45141 Essen,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 2 –

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

– Beigeladene zu 3 –

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 11.12.2019 beschlossen:

1. Die Anlage 1 zu dem Beschluss „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) vom 09.09.2010, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-18-032 vom 20.12.2018, wird gemäß der Anlage 1 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2020 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
2. 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 BK6-18-032 vom 20.12.2018, wird gemäß der Anlage 2 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2020 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
3. Die Anlage 1 zur „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität “ (Az. BK6-06-009 – GPKE) vom 11.07.2006, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-18-032 vom 20.12.2018, wird gemäß der Anlage 3 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2020 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den Ausspruch der Verpflichtung zur werktäglichen Übermittlung von marktlोकationsscharfen Last- und Einspeisegangdaten, von Netzgangzeitreihen sowie der erforderlichen Stammdaten an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die Festlegung ist Teil eines Maßnahmenpaketes der Bundesnetzagentur zur Stärkung der Bilanzkreistreue in Reaktion auf im Übertragungssystem vermehrt aufgetretene erhebliche Systemungleichgewichte.

1. Der stabile Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems setzt jederzeit einen vollständigen physikalischen Ausgleich zwischen erzeugter und verbrauchter Energie voraus. Abweichungen zwischen Erzeugung und Entnahme – sog. Leistungsungleichgewichte bzw. Systemungleichgewichte – führen zu einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert 50,0 Hz. Zwar schwankt die Netzfrequenz regelmäßig um ihren Sollwert; starke Abweichungen der Netzfrequenz können jedoch zu einer Gefährdung der Systemstabilität und schließlich zu einem Zusammenbruch der Stromversorgung, verbunden mit erheblichen volkswirtschaftlichen und immateriellen Schäden, führen.

Im Rahmen ihrer Systemverantwortung gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) obliegt den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die Ausregelung des deutschen Übertragungsnetzes bzw. des deutschen Netzregelverbundes (NRV). Dies geschieht durch die Vorhaltung respektive den Einsatz von Regelleistung sowie den Austausch von Energiemengen im Rahmen der von den ÜNB unterhaltenen Regelreserve-Kooperationen mit anderen europäischen ÜNB. Die Kosten und Erlöse der eingesetzten Regelarbeit, der im Rahmen von Auslandskooperationen ausgetauschten Energiemengen sowie gegebenenfalls zusätzlicher Maßnahmen werden je Viertelstunde in Form von Ausgleichsenergie an die Netznutzer abgerechnet.

Zu diesem Zweck bilden die Netznutzer Bilanzkreise, in denen sämtliche Energiemengen von Einspeisungen und Entnahmen erfasst werden, und für deren Ausgleichsenergiebedarf jeweils ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) wirtschaftlich verantwortlich ist. Die Abrechnung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie erfolgt zwischen ÜNB und BKV.

Die BKV sind gem. § 4 Abs. 2 S. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) verpflichtet, für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in ihren Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde zu sorgen. Auch wenn es nicht immer möglich ist, die tatsächlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen eines Bilanzkreises exakt zu prognostizieren, so sind die Bemühungen

der BKV um eine möglichst ausgeglichene Bewirtschaftung der Bilanzkreise eine elementare Voraussetzung für die Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts in den Übertragungsnetzen. Der Gesetzgeber zählt dementsprechend die Bilanzkreistreue der BKV sowie die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu den wesentlichen Grundsätzen zur Verwirklichung des Strommarktes nach § 1a Abs. 2 EnWG.

2. Seit dem Winter 2018/2019 ließen sich im deutschen Übertragungsnetz wiederholt Systemungleichgewichte erkennen, die in ihrer Höhe deutlich über das Maß der sonst im Netz üblichen Schwankungen hinausgingen. Am 06.06., 12.06. und 25.06.2019 kam es zu Abweichungen der Systembilanz, d.h. Unterspeisungen des NRV, in systemgefährdender Größenordnung. Dabei lag die Spitze des Systemungleichgewichts am 12.06.2019 bei ca. 9.700 MW¹. Die ÜNB als Systemverantwortliche konnten die Abweichungen nur durch den Einsatz sämtlicher zur Verfügung stehender Regelleistung² in Form von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) sowie zusätzlicher Maßnahmen (u.a. Abschaltbare Lasten und Intraday-Börsengeschäfte) sowie mit Unterstützung ihrer europäischen Partner bewältigen. Die Summe der Leistungen bzw. Energiemengen aller von den ÜNB zur Beseitigung des Systemungleichgewichts aktiv eingesetzten und gegenüber den BKV abgerechneten Maßnahmen umfasst, betrug ca. 7.000 MW.^{3,4}

Die Analyse der Ereignisse zeigte, dass übliche Ursachen - wie beispielsweise unvermeidbare Fehlprognosen über die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien - die aufgetretenen Systemungleichgewichte sowohl in ihrer Höhe als auch in ihrem zeitlichen Ausmaß nicht alleine erklären konnten. Vielmehr deutete das Verhalten der Marktteilnehmer auf mögliche Pflichtverstöße einzelner BKV hin, was Gegenstand anhängiger Aufsichtsverfahren ist. Es ließ unabhängig davon aber auch auf systematisch unzureichende Anreize zur Einhaltung der Bilanzkreistreue schließen.

Im Rahmen ihrer Analyse regten die ÜNB auch die Ergreifung weiterer konzeptioneller Maßnahmen an, um einerseits künftig das Auftreten derartiger Systemungleichgewichte durch Steigerungen des Anreizes zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung einzudämmen und andererseits über die Ursachen und Verursacher aufgetretener Bilanzungleichgewichte schneller Gewissheit erlangen zu können. Hierzu regten die ÜNB insbesondere auch an, im Rahmen

¹ Vgl. www.regelleistung.net, „Analysen zu Systembilanzabweichungen im Juni 2019“.

² Vgl. www.regelleistung.net, im 2. Quartal 2019 vorgehaltene positive Regelleistung: 2.898 MW (positive SRL: 1892 MW, positive MRL: 1006 MW).

³ Vgl. www.regelleistung.net, Veröffentlichung der NRV-Salden für den 12.06.2019.

⁴ Die Differenz zwischen dem Systemungleichgewicht und der Leistungssumme aller ergriffenen Maßnahmen stellt den Area Control Error (ACE), d.h. den Regelzonenfehler, des NRV dar. Der ACE wurde u.a. durch die Primärregelung der europäischen ÜNB ausgeglichen.

der Marktkommunikation 2020 künftig den Versand der Daten RLM-gemessener Marktlotionen auch an den ÜNB vorzusehen. Sie nahmen dabei Bezug auf eine von ihren Häusern eingereichte Stellungnahme vom 31. Oktober 2018 im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-18-032 („MaKo 2020“), in der die Berücksichtigung einer derartigen Datenübermittlungspflicht bereits angeregt und ausführlich erläutert worden war.

3. Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer 6 am 18.07.2019 drei Festlegungsverfahren zur Stärkung der Bilanzkreistreue durch Vorgaben zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80%-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des Ausgleichsenergiepreises sowie zur Übermittlung marktlotionsscharfer RLM-Einzelmesswerte an den Übertragungsnetzbetreiber eröffnet. Das vorliegende Verfahren widmet sich dem letztgenannten Regelungsgegenstand.

Die Beschlusskammer hat die vorgenannten Inhalte zum Zweck der öffentlichen Konsultation im Zeitraum vom 18.07.2019 bis zum 09.08.2019 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Zugleich hat sie die Verfahrenseröffnung im Amtsblatt Nr. 15 vom 07.08.2019, Verfügung Nr. 93/2019 (S. 1566) bekanntgemacht.

4. Im Rahmen der Konsultation haben sich folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen beteiligt:

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, AVU Netz GmbH, Axpo Deutschland GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Bilanzkreiskooperation, Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., bnNETZE GmbH, cortility gmbh, Creos Deutschland GmbH, DREWAG NETZ GmbH, E.ON SE, e-werk Gerolsheim, ED Netze GmbH, EDNA-Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V., EFET Deutschland e.V., EGF EnergieGesellschaft Frankenberg mbH, EGT Energie GmbH, ELE Verteilnetz GmbH, Elektrizitätsgenossenschaft Dirmstein eG, ENA Energienetze Apolda GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG, Energieversorgung Halle Netz GmbH, energis Netzgesellschaft mbH, ENERVIE Vernetzt GmbH, ENSO NETZ GmbH, enwag energie- und wassergesellschaft mbh, ENWG Energienetze Weimar GmbH & Co. KG, EVE Netz GmbH, EWE NETZ GmbH, EWR Aktiengesellschaft, Flughafen Düsseldorf GmbH, Flughafen Hannover-Langenhagen GmbH, Flughafen Köln/Bonn GmbH, Flughafen München GmbH, Flughafen Nürnberg Energie GmbH, Flughafen Stuttgart Energie GmbH, Fraport AG, Gemeindewerke Bovenden GmbH & Co. KG, Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen, Gemeindewerke Gundelfingen GmbH, Gemeindewerke Haßloch GmbH, Gemeindewerke Sinzheim, GeraNetz GmbH, Gotha NETZ GmbH, Grosskraftwerk Mannheim AG, Harz Energie Netz GmbH, Hertener Stadtwerke GmbH, IndependentPower GmbH & Co. KG, inetz GmbH, InfraLeuna GmbH, InfraServ GmbH & Co.

Gendorf KG, Infraserv Netze GmbH, innogy Netze Deutschland GmbH, LeineNetz GmbH, Leitungspartner GmbH, LEW Verteilnetz GmbH (LVN), Licht- und Kraftwerke Helmbrechts GmbH, Mainsite GmbH & Co. KG, MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Mittelhessen Netz GmbH, MVV Energie AG, NETCUR GmbH, Netz Leipzig GmbH, Netzgesellschaft Lübbecke mbH, Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), Neubrandenburger Stadtwerke GmbH, NEW Netz GmbH, Next Kraftwerke GmbH, NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH, Nordhausen Netz GmbH, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, OsthessenNetz GmbH, ovag Netz GmbH, Regensburg Netz GmbH, Rhein Hessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, RWE Supply & Trading GmbH, Saalfelder Energienetze GmbH, Schleupen AG, Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, Stadtwerke Altensteig, Stadtwerke Annaberg-Buchholz Energie AG, Stadtwerke Bad Säckingen GmbH, Stadtwerke Bad Salzflen GmbH, Stadtwerke Bad Sooden-Allendorf, Stadtwerke Bad Vilbel GmbH, Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH, Stadtwerke Bliestal GmbH, Stadtwerke Bochum Netz GmbH, Stadtwerke Böhmetal GmbH, Stadtwerke Bretten GmbH, Stadtwerke Buchholz i. d. N. GmbH, Stadtwerke Buxtehude GmbH, Stadtwerke Detmold GmbH, Stadtwerke Dreieich GmbH, Stadtwerke Eckernförde GmbH, Stadtwerke Einbeck GmbH, Stadtwerke Elbtal GmbH, Stadtwerke Emden GmbH, Stadtwerke Eschwege GmbH, Stadtwerke Fellbach GmbH, Stadtwerke Frankenthal GmbH, Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH, Stadtwerke Gaggenau, Stadtwerke Geesthacht GmbH, Stadtwerke Geldern Netz GmbH, Stadtwerke Germersheim GmbH, Stadtwerke Glauchau Dienstleistungsgesellschaft mbH, Stadtwerke Greifswald GmbH, Stadtwerke Grevesmühlen GmbH, Stadtwerke Grünstadt GmbH, Stadtwerke Güstrow GmbH, Stadtwerke Heide GmbH, Stadtwerke Hockenheim, Stadtwerke Homburg GmbH, Stadtwerke Ingolstadt Netze GmbH, Stadtwerke IT & Service GmbH & Co. KG, Stadtwerke Kaltenkirchen GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Konstanz GmbH, Stadtwerke Langen GmbH, Stadtwerke Landshut, Stadtwerke Lippe-Weser Service GmbH & Co. KG, Stadtwerke Lübz GmbH, Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH, Stadtwerke Leine - Solling GmbH, Stadtwerke Lingen GmbH, Stadtwerke Malchow GmbH, Stadtwerke Meiningen GmbH, Stadtwerke Metzingen, Stadtwerke Neu-Isenburg GmbH, Stadtwerke Neustadt in Holstein, Stadtwerke Neustrelitz GmbH, Stadtwerke Ochtrup, Stadtwerke Parchim GmbH, Stadtwerke Pasewalk GmbH, Stadtwerke Passau GmbH, Stadtwerke Peine GmbH, Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH, Stadtwerke Quedlinburg GmbH, Stadtwerke Quickborn GmbH, Stadtwerke Radolfzell GmbH, Stadtwerke Rendsburg GmbH, Stadtwerke Riesa GmbH, Stadtwerke Rostock AG, Stadtwerke Rotenburg (Wümme) GmbH, Stadtwerke Saarbrücken Netz AG, Stadtwerke Saarlouis GmbH, Stadtwerke Sangerhausen GmbH, Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH, Stadtwerke Schönebeck GmbH, Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Stadt-

werke Schweinfurt GmbH, Stadtwerke Schwerin GmbH, Stadtwerke Schwerte GmbH, Stadtwerke Sigmaringen, Stadtwerke Sindelfingen GmbH, Stadtwerke Stade GmbH, Stadtwerke Stralsund GmbH, Stadtwerke Teterow GmbH, Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Stadtwerke Uslar GmbH, Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH, Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH, Stadtwerke Walldürn GmbH, Stadtwerke Wedel GmbH, Stadtwerke Weinheim GmbH, Stadtwerke Wernigerode GmbH, Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, Stadtwerke Zeven GmbH, Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Städtische Werke Netz + Service GmbH, Strom- und Gasnetz Wismar GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromversorgung Stadtwerke Garbsen GmbH & Co., STWB Stadtwerke Bamberg GmbH, SÜC Energie und H2O GmbH, Südwestdeutsche Stromhandels GmbH, SWB Stadtwerke Biedenkopf GmbH, SWE Netz GmbH, SWKiel Netz GmbH, SWN Stadtwerke Northeim GmbH, SWO Netz GmbH, SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Syna GmbH, TenneT TSO GmbH, Teutoburger Energie Netzwerk eG, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Thüga Energienetze GmbH, Thüga-Gruppe, Thüringer Energie AG, TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, TransnetBW GmbH, TWL Netze GmbH, TWS Netz GmbH, Uniper SE, Unterfränkische Überlandzentrale eG, VCI – Verband der Chemischen Industrie e.V., Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH, Versorgungsbetriebe Bordsesholm GmbH, Versorgungsbetriebe Hann. Münden GmbH, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., VKU - Verband kommunaler Unternehmen e.V., Weißachtal-Kraftwerke eG, Westfalen Weser Netz GmbH, WEMAG Netz GmbH, WSW Netz GmbH, YNCORIS GmbH & Co. KG, Zwickauer Energieversorgung GmbH.

5. Die Bundesnetzagentur hat dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gem. § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sowie dem Länderausschuss gem. § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfes Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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

II.

Diese Festlegung beruht hinsichtlich der Tenorziffer 1 auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG i.V.m. § 75 Nr. 3, 4, 8, 10 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Die Vorgabe in Tenorziffer 2 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 i.V.m. § 12 Abs. 4, 6 EnWG sowie auf § 4 Abs. 4 StromNZV. Die Verpflichtung nach Tenorziffer 3 findet ihre Grundlage in § 29 Abs. 1, 2 EnWG i.V.m. § 27 Abs. 1 Nr. 19 StromNZV.

1. Die formellen Voraussetzungen der Verfügung liegen vor.

1.1. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 EnWG sowie aus § 75 MsbG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer folgt aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

1.2. Das Verfahren richtet sich an alle Marktbeteiligten, die nach näherer Maßgabe der Tenorziffern und Anlagen zu dieser Festlegung an der Abwicklung der von Änderungen betroffenen Prozesse beteiligt sind. Es richtet sich hierbei insbesondere an Unternehmen in der Marktrolle Messstellenbetreiber, die durch die Vorgaben gemäß Anlage 1 verpflichtet werden, viertelstündliche Messwerte RLM-gemessener Marktlösungen zukünftig zusätzlich auch an den ÜNB zu übermitteln. Es betrifft des Weiteren auch Netzbetreiber hinsichtlich der einzuführenden Verpflichtung, Netzgangzeitreihen künftig auch an den ÜNB zu übermitteln. Zudem sind die ÜNB über den bisherigen Regelungsumfang der Festlegung BK6-18-032 hinaus ebenfalls in den Stammdatenaustausch für Marktlösungen mit RLM-gemessenen Messlösungen einzubeziehen, was sich in Form einer erweiterten Stammdatenübermittlungspflicht der Lieferanten niederschlägt.

1.3. Die erforderliche Anhörung gem. § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die beabsichtigte Festlegung wurde mittels Internetveröffentlichung zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

1.4. Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß beteiligt. Die förmliche Beteiligung gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 02.12.2019. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ebenfalls am 02.12.2019 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2. Der Erlass der vorliegenden Festlegung ist erforderlich und geboten. Die im Nachgang der Systemungleichgewichte aus dem Juni 2019 angelaufene Ursachenforschung der ÜNB hat aufgezeigt, dass die bei den ÜNB in Bezug auf einen bestimmten Liefertag jeweils kurzfristig verfügbaren Informationen nicht ausreichend sind, um im Bedarfsfall sehr zeitnah Ermittlungen über mögliche Verstöße gegen die Verpflichtung zur ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung anstellen zu können.

Mit der kurzfristigen Verfügbarkeit geeigneter Informationen ist in diesem Zusammenhang gemeint, dass die erforderlichen Daten in so kurzer Frist als Ausgangsbasis für eine automatisierte Auswertung zur Verfügung stehen, dass der jeweilige ÜNB hierdurch in die Lage versetzt wird, binnen weniger Werkzeuge nach einem als verdächtig eingestuften Vorfall auf den mutmaßlichen (Mit-)Verursacher zuzugehen und diesen mit den gewonnenen Erkenntnissen konfrontie-

ren zu können. Unter einem als verdächtig eingestuften Vorfall sind hierbei sowohl Situationen zu verstehen, in denen – wie im Juni 2019 – eine signifikante Systembilanz dringenden Anlass zu kurzfristigen Nachforschungen gibt, als auch Fälle, in denen bei ansonsten unauffälliger Systembilanz das erkennbare Bewirtschaftungsverhalten eines BKV Ermittlungen nahelegt. Insbesondere in Fällen, in denen der Verdacht eines technisch bedingten systematischen Fehlers oder gar eines vorsätzlichen Handelns in Rede steht, gilt es, mittels kurzfristiger Ansprache des jeweiligen Akteurs durch den ÜNB eine Wiederholung des fraglichen Handels zu unterbinden.

Diesem Bedürfnis nach kurzfristiger Reaktionsmöglichkeit werden die derzeit gelten marktweiten Vorgaben für eine automatisierte Datenübermittlung an den ÜNB nicht gerecht. Um einen belastbaren Einblick in die Bewirtschaftungsgüte eines Bilanzkreises zu erhalten, stehen dem ÜNB inhaltlich ausschließlich aggregierte Messwerte in Form von Bilanzkreissummenzeitreihen zur Verfügung. Die Erfahrungen aus der Praxis zeigen zudem, dass diese Aggregationsstufe in der Regel erst zum Ende der Datenclearingphase, also rund 30 Werktage nach Ende des betreffenden Liefermonats eine als abrechnungsfähig zu bezeichnende Datenqualität erreicht. Mithin – und dies hat sich bei der Ursachenforschung der ÜNB bezüglich der Ereignisse des Juni 2019 bestätigt – haben die ÜNB erst rund 6–7 Wochen nach dem Ende eines Liefermonats die Möglichkeit, anhand der ihnen übermittelten aggregierten Bilanzkreissummen eine Bewertung anzustellen, ob und in welchem Ausmaß ein Bilanzkreis nicht ausgeglichen war. Liegt der zu untersuchende kritische Zeitraum am Anfang eines Liefermonats, so kann der Zeitraum vom maßgeblichen Vorfall bis zum Vorliegen belastbarer Daten sogar auf 9-10 Wochen anwachsen.

2.1. Durch die hier gegenständliche Festlegung sollen die vorstehend beschriebenen Schwachpunkte bezüglich der Informationslage der ÜNB zur Ermöglichung der kurzfristigen Nachverfolgbarkeit von Bilanzkreispflichtverletzungen erheblich verbessert werden. Die automatisierte massengeschäftstaugliche Datenbereitstellung an die ÜNB wird dahingehend erweitert, dass ihnen künftig auch Einzelreitreihen in Bezug auf entnehmende und einspeisende Marktlokationen mit RLM-Messtechnik bereits an dem auf den betreffenden Liefertag folgenden Werktag durch den zuständigen Messstellenbetreiber der Marktlokation automatisiert zur Verfügung gestellt werden (2.1.1.). Ferner wird der Netzbetreiber durch eine entsprechende Anpassung der MaBiS-Prozessbeschreibung verpflichtet, dem jeweiligen ÜNB werktäglich für den Vortag (bzw. für die Vortage) die so genannten Netzgangzeitreihen zu übermitteln (2.1.2.). Schließlich sieht eine Anpassung der GPKE-Prozessbeschreibung vor, dass die ÜNB zur Ermöglichung der Verarbeitung eingehender RLM-Einzelmesswerte auch in den Stammdatenabgleich einbezogen werden (2.1.3.).

2.1.1. Anpassung der Festlegung WiM, Tenorziffer 1 und Anlage 1

Die Anpassung der Prozessbeschreibung WiM stellt durch eine Änderung im Kapitel „2.6.9. Darstellung der zu übermittelnden Werte“ sicher, dass der zuständige Messstellenbetreiber im Rahmen der turnusmäßigen Ablesung von Marktlukationen, deren Messlokationen mit RLM-Messung ausgestattet sind, künftig die werktäglich zu übermittelnden viertstundenscharf aufgelösten Zeitreihen außer an den Netzbetreiber und an den Lieferanten standardmäßig auch an den ÜNB übermittelt. Für den Fall, dass es sich um RLM-Messlokationen ohne Fernauslesung handelt, wird in Entsprechung zur bestehenden Datenübermittlungspflicht bis spätestens zum 8. Werktag des Folgemonats ebenfalls eine Übermittlung auch an den ÜNB angeordnet.

Die Vorgabe findet ihre Grundlage in § 29 Abs. 1, 2 EnWG i.V.m. § 75 Nr. 3, 4, 8, 10 MsbG. Im Rahmen einer Anpassungsfestlegung nach § 29 Abs. 1, 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, Vorgaben zu treffen zu bundeseinheitlichen Regelungen zum Datenaustausch im Sinne der §§ 52 und 60 Absatz 1 MsbG zwischen den betroffenen Marktteilnehmern, insbesondere hinsichtlich Fristen, Formaten sowie Prozessen, die eine größtmögliche Automatisierung ermöglichen (§ 75 Nr. 10 MsbG).

Soweit einige Verbände und Unternehmen im Rahmen der Konsultation in Frage gestellt haben, dass sich die Anordnung automatisierter Datenübermittlungen für RLM-Einzelzeitreihen an die ÜNB zulässigerweise auf eine Ermächtigungsgrundlage stützen lasse, so greift dieser Einwand aus Sicht der Beschlusskammer bereits aus systematischen Gründen nicht durch. Mit der hier vorgenommenen Anordnung werden keine Datenübermittlungspflichten an die ÜNB dem Grunde nach neu etabliert. Vielmehr stellt diese Festlegung lediglich eine bundesweite Standardisierung im Sinne des § 75 Nr. 10 MsbG sicher, die einen künftigen massengeschäftstauglichen und der Automatisierung zugänglichen Datenaustausch ermöglicht. Denn eine grundsätzliche Verpflichtung zur Übermittlung der hier gegenständlichen Daten an die ÜNB ist bereits vollumfänglich im Messstellenbetriebsgesetz verankert. So ordnet § 60 Abs. 3 Nr. 3 MsbG ausdrücklich an, dass der Messstellenbetreiber zur Erfüllung seiner energiewirtschaftlichen Verpflichtungen nach § 60 Abs. 1 MsbG unter Beachtung der Anforderungen nach § 60 Abs. 2 MsbG standardmäßig Last- oder Zählerstandsgänge bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 100.000 kWh (§ 60 Abs. 3 Nr. 3 a) MsbG) sowie Einspeisegänge bei Erzeugungsanlagen nach EEG und KWKG mit einer installierten Leistung von über 100 kW (§ 60 Abs. 3 Nr. 3 d) MsbG) jeweils in 15-minütiger Auflösung an den Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator übermittelt.

Die Datenübermittlung steht dabei unter dem Vorbehalt, dass diese den in § 66 Abs. 1 und § 67 Abs. 1 MsbG genannten Zwecken dient. Der hier gegenständliche Verwendungszweck ist dabei von § 67 Abs. 1 Nr. 7 MsbG, der Bilanzkoordination, vollumfänglich erfasst.

Bilanzkoordination meint zunächst die durch den ÜNB im operativen Betrieb zu leistende Ermittlung der viertelstündlichen Leistungsbilanzen der jeweils in ihren Regelzonen aktiven Bilanzkreise sowie die Abrechnung der von den Bilanzkreisen in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen. Ebenso hierzu zu zählen sind auch Verwaltungs- und Überwachungstätigkeiten des ÜNB, die die Einhaltung der vertraglich mit den BKV vereinbarten Verhaltenspflichten als Geschäftsgrundlage eines stabilen Systembetriebs sicherstellen. Hierbei ist zuvorderst die jeden BKV treffende Verpflichtung zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise und zur Einhaltung der Bilanzkreistreue zu nennen. Deren zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit hat den Gesetzgeber im Rahmen des Strommarktgesetzes dazu veranlasst, diese in die obersten Grundsätze für einen funktionierenden Strommarkt in § 1a Abs. 2 EnWG mit aufzunehmen. Dabei ist die Statuierung derartiger Pflichten erfahrungsgemäß nur in dem Maße werthaltig, wie der zur Überwachung berufene Akteur auch die faktische Möglichkeit hat, deren Einhaltung zu überwachen und im Fall des Pflichtverstoßes Konsequenzen daraus zu ziehen. Vorliegend ist dies der ÜNB, der im Rahmen der zwischen ihm und allen BKV seiner Regelzone bestehenden Bilanzkreisverträge diese Pflichten zum Gegenstand eines von der Bundesnetzagentur festgelegten bzw. genehmigten Regelwerkes macht. Dabei zeigt bereits die Struktur der vertraglich angelegten Eskalationsmöglichkeiten des ÜNB auf, dass es im Fall von nicht ausgeglichen bewirtschafteten Bilanzkreisen keineswegs nur darum geht, die durch einen BKV verursachten Über- oder Unterdeckungen durch Abrechnung von Ausgleichsenergie im Nachgang monetär auszugleichen. Gerade in Fällen, in denen vorzufindende Unausgeglichenheiten Rückschlüsse auf erhebliche Verstöße gegen die Pflichten zur Bilanzkreistreue und der ordnungsgemäßen Bewirtschaftung zulassen, ist eine kurzfristige Reaktion des ÜNB zur Vermeidung einer weiteren Schadensvertiefung durch Wiederholungen unerlässlich und im Sinne der Systemstabilität dringend angezeigt. Eine solche Reaktion kann sich in Form von Abmahnungen und in vertraglich angelegten Fällen besonderer Schwere auch in Form von außerordentlichen Kündigungen des Vertrages ausdrücken. Hierzu ist es unerlässlich, dass der ÜNB zu Wahrnehmung dieser Aufgabe der Bilanzkoordination auf eine kurzfristig verfügbare Informationslage vertrauen kann.

Soweit sich die hier vorgenommene Standardisierung der Übermittlung der entsprechenden Einzelzeitreihen an den ÜNB zugleich als Ausgestaltung der Pflichten der an der Datenkommunikation Beteiligten darstellt, kann sie sich auch auf die Ermächtigungsgrundlage des § 75 Nr. 3 MsbG stützen. Da die so angeordnete Datenkommunikation ausgehend vom MSB mangels verfügbarer intelligenter Messsysteme mit RLM-Messung nicht – wie eigentlich von § 60 Abs. 2 MsbG angestrebt – über das Smart Meter Gateway erfolgen kann, stellt die Vorgabe zugleich auch eine Übergangsregelung zur Markteinführung für den Zeitraum nach dem 31. Dezember 2019 dar, die insoweit von der Ermächtigungsgrundlage des § 75 Nr. 4 MsbG abgedeckt ist.

2.1.2. Anpassung der Festlegung MaBiS, Tenorziffer 2 und Anlage 2

Die Anpassung der Prozessbeschreibung MaBiS stellt durch die Einfügung eines neuen Prozesses „5.7. Übermittlung Netzgangzeitreihe“ sicher, dass die entsprechenden Messwerte nicht nur zwischen den jeweils benachbarten Netzbetreibern ausgetauscht werden, sondern auch in Richtung des ÜNB kommuniziert werden. Bei Netzgangzeitreihen handelt es sich um Messwerte, die die Energieflüsse an den Übergangsstellen zwischen benachbarten Bilanzierungsgebieten in viertelstündlicher Auflösung abbilden und deren Kenntnis für die jeweils beteiligten Netzbetreiber erforderlich ist, um für jede Viertelstunde die im eigenen Netz zu verbuchenden Energiemengen bestimmen zu können.

In Bezug auf den Austausch von Netzgangzeitreihen zwischen benachbarten Netzbetreibern untereinander beschreibt der neu eingefügte Prozess lediglich den auch bislang praktizierten Zustand. Die Erweiterung der automatisierten Übermittlung der Netzgangzeitreihen auch an den jeweiligen ÜNB soll diesen in die Lage versetzen, durch Bildung des Randintegrals des jeweiligen Bilanzierungsgebietes in Gesamtschau mit den RLM-Einzelmesswerten und mit (historisch bekannten) Aggregaten der Profilkunden eine näherungsweise Bewertung auch der Bewirtschaftungsqualität des Differenzbilanzkreises eines synthetisch arbeitenden VNB vorzunehmen. Denn auch bei den durch Netzbetreiber geführten Differenzbilanzkreisen handelt es sich um solche, die in gleicher Weise wie alle anderen den gesetzlichen Anforderungen an eine ordnungsgemäße Bilanzkreisbewirtschaftung unterliegen und bei denen der ÜNB in gleicher Weise ein berechtigtes Interesse am Monitoring der Bewirtschaftungsgüte hat.

Die Vorgabe findet ihre Grundlage in § 29 Abs. 1, 2 i.V.m. § 12 Abs. 4, 6 EnWG sowie in § 4 Abs. 4 StromNZV.

Gemäß § 12 Abs. 6 EnWG kann die Regulierungsbehörde im Rahmen des so genannten „Energieinformationsnetzes“ unter Rückgriff auf § 29 Absatz 1 EnWG Festlegungen zur näheren Bestimmung des Kreises der nach § 12 Abs. 4 Satz 1 EnWG Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu den Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen treffen.

Die Erweiterung des Empfängerkreises für Netzgangzeitreihen auf den ÜNB rechtfertigt sich dem Grunde nach bereits in unmittelbarer Anwendung des Datenherausgabeanspruchs aus § 12 Abs. 4 EnWG. Danach sind unter anderem die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (§ 12 Abs. 4 Nr. 3 EnWG) verpflichtet, den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen (zu denen gemäß der Definition des § 3 Nr. 2 EnWG auch die Betreiber von Übertragungsnetzen gehören) auf deren Verlangen unverzüglich diejenigen Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitzustellen, die notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können.

Die Übermittlung von Netzgangzeitreihen ist von diesem gesetzlich verankerten Herausgabeanpruch umfasst. Wie bereits aufgezeigt vermittelt erst die sehr zeitnahe Kenntnis bezüglich der Prognose- und Bewirtschaftungsgüte eines Bilanzkreises dem ÜNB in seiner Rolle als Bilanzkoordinator die Möglichkeit, grobe Pflichtverletzungen durch individuelle Ansprache des BKV schnell und effektiv abstellen zu können. Da nur die Kenntnis über die Gesamtenergiemenge in einem Bilanzierungsgebiet zu jeder Viertelstunde auch den Rückschluss auf die Bewirtschaftungsgüte von Netzbetreiberbilanzkreisen zulässt, handelt es sich bei diesen Messwerten um notwendige Daten, damit der Übertragungsnetzbetreiber sein Netz sicher betreiben kann. Die vorgenommene Standardisierung der Datenübermittlungspflicht vom Verteilnetzbetreiber an den ÜNB bezüglich der Netzgangzeitreihen stellt sich vor diesem Hintergrund als Konkretisierung der Methodik der massengeschäftstauglichen Übermittlung im Sinne des § 12 Abs. 6 EnWG dar.

Die Datenübermittlung kann sich in der Sache im Übrigen auch auf die materielle Datenherausgabepflicht aus § 4 Abs. 4 StromNZV stützen. Auch danach sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, dem Bilanzkreisverantwortlichen und anderen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen (so gemäß § 3 Nr. 2 EnWG auch den ÜNB) die zur Abrechnung und Verminderung der Bilanzkreisabweichungen erforderlichen Daten in elektronischer Form unverzüglich zu übermitteln. Auch in diesem Kontext kann die Übermittlung von Netzgangzeitreihen an den ÜNB als Instrumentarium verstanden werden, mit dessen Hilfe der ÜNB in seiner Rolle als Bilanzkoordinator die ordnungsgemäße Bilanzkreisbewirtschaftung überwacht und damit systemisch zur Verminderung von Bilanzkreisabweichungen im Interesse der Systemsicherheit beiträgt.

Sowohl in Bezug auf das Verhältnis zwischen benachbarten Netzbetreibern untereinander als auch im Verhältnis zum ÜNB hat die Beschlusskammer vorliegend davon abgesehen, auch gesonderte Prozessvorgaben für die Verteilung der erforderlichen Zählpunktbezeichnungen von Netzgangzeitreihen oder für weitere für die Verarbeitung der Netzgangzeitreihen vom jeweiligen Empfänger benötigter Stammdaten zu treffen. Grund hierfür ist die Tatsache, dass derartige Stammdaten sich nicht in so kurzen Zeitintervallen ändern, dass hierfür die Notwendigkeit automatisierter Prozesse ersichtlich ist. Ungeachtet dessen sind ohnehin alle am Prozess zur Übermittlung von Netzgangzeitreihen beteiligten Akteure bereits im Rahmen der allgemeinen Zusammenarbeitspflichten angehalten, sich die zur Ermöglichung der Verarbeitung erforderlichen Daten auf Anforderung zur Verfügung zu stellen.

2.1.3. Anpassung der Festlegung GPKE, Tenorziffer 3 und Anlage 3

Mit der Anpassung des Prozesses „Stammdatensynchronisation“ in der Prozessfestlegung GPKE wird die organisatorische Grundlage dafür geschaffen, dass die ÜNB die ihnen nach Tenorziffer 1 künftig zu übermittelnden RLM-Messwerte inhaltlich verarbeiten können. Die

Einbeziehung des ÜNB in die GPKE-Stammdatensynchronisation sorgt dafür, dass der ÜNB zunächst jeden RLM-Kunden, von dem er in der Folge werktätlich RLM-Einzelzeitreihen erhält, zuvor kennt und in sein System einpflegen kann. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass ausschließlich solche Stammdaten an den ÜNB übermittelt werden, die erforderlich sind, um die Zuordnung und Verbuchung der eingehenden Einzelmesswerte zum jeweiligen Bilanzkreis zum Zweck des Bilanzkreismonitorings sicherzustellen. Nicht an den ÜNB übermittelt werden in diesem Zusammenhang personenbezogene Daten wie etwa der Name und die Adresse des Kunden. Hiermit kann einigen in der Konsultation geäußerten Bedenken begegnet werden, die die Datenübermittlung an den ÜNB als nicht vereinbar mit der EU-Datenschutz-Grundverordnung angesehen haben. Zum einen kann sich die hier angeordnete automatisierte Messwertübermittlung von RLM-Daten wie aufgezeigt auf konkrete gesetzliche Verpflichtungen aus dem MsbG als nationale Ausprägung bereichsspezifischen Datenschutzes stützen. Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den betroffenen Endkunden mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle nicht um natürliche Personen handeln wird.

Die standardisierte Stammdatensynchronisation in Richtung ÜNB gründet auf der Ermächtigunggrundlage des § 29 Abs. 1, 2 EnWG i.V.m. § 27 Abs. 1 Nr. 19 StromNZV. Danach können Vorgaben getroffen werden zur Verwaltung und Übermittlung der Stammdaten, die für den massengeschäftstauglichen Netzzugang relevant sind. Die Überwachung der Bewirtschaftungsgüte eines Bilanzkreises durch den zuständigen ÜNB entspricht wie aufgezeigt der Ausübung der ihm nach Gesetz und Verordnung (§ 20 Abs. 1a EnWG i.V.m. §§ 4-11 StromNZV) zugewiesenen Aufgabe, ein Bilanzkreissystem als Kernbestandteil des Netzzugangs zu organisieren. Die Verarbeitung der nach Tenorziffer 1 angeordneten Übermittlung von RLM-Einzelzeitreihen setzt wie dargelegt die Kenntnis der Stammdaten in Bezug auf eine einzelne Marktlokation zwingend voraus.

2.2. Die getroffenen Festlegungen sind auch verhältnismäßig.

2.2.1. Sie sind insbesondere geeignet, den angestrebten Zweck zu fördern. Dieser besteht im Rahmen des eingeleiteten Maßnahmenpakets zur Bilanzkreistreue darin, durch das Ergreifen mehrerer Maßnahmen die Prognose- und Bewirtschaftungsgüte der Bilanzkreise zu verbessern und zudem dem ÜNB Möglichkeiten an die Hand zu geben, um Verstöße gegen entsprechende BKV-Pflichten schneller erkennen und erforderlichenfalls sanktionieren zu können.

Aus diesem Grund greifen in der Konsultation erhobene Einwände nicht durch, wonach die Auswertung der am Werktag nach Liefertag eingehenden Einzelmesswerte von RLM-Kunden per se nicht geeignet sei, auf die Bilanzierungsgüte eines Bilanzkreises für den abgelaufenen Liefertag rückwirkend noch Einfluss nehmen zu können. Dies ist in der Tat technisch nicht

möglich und entspricht auch nicht der dem Maßnahmenpaket zugrunde liegenden Intention. Indem der ÜNB in die Lage versetzt wird, durch eine vollständigere und automatisiert verfügbare und auswertbare Datenlage Unausgeglichenheiten größeren Ausmaßes oder signifikante Abweichungen zwischen den vor Erfüllungszeitpunkt vorab übermittelten vorausschauenden Fahrplänen eines BKV („FC_PROD“ und „FC_CONS“) und den tatsächlich erhobenen physikalischen Messwerten innerhalb weniger Tage erkennen zu können, wird nach Überzeugung der Beschlusskammer ein wesentlicher Beitrag zur Vermeidung künftiger Verstöße geleistet.

Nicht überzeugend erscheint in diesem Zusammenhang der bisweilen – insbesondere auch von BKV-Seite – geäußerte Hinweis, die VNB seien bis heute nicht in der Lage, Lastgangdaten werktäglich in einer definierten Qualität zur Verfügung zu stellen, weshalb eine auf dieser Basis fußende Auswertung der ÜNB wenig geeignet sei, hieraus Rückschlüsse auf das Bewirtschaftungsverhalten eines BKV zu ziehen. Ein solcher Hinweis erstaunt, da er die Qualität derselben werktäglichen Einzellastgangdaten betrifft, auf deren Basis der ordnungsgemäß agierende Bilanzkreisverantwortliche Entscheidungen für die Bilanzkreisbewirtschaftung der jeweils folgenden Tage trifft. Insofern wäre zu erwarten, dass die angeblich mangelhafte Qualität derartiger Werte gegenüber dem betreffenden VNB respektive MSB unverzüglich moniert oder im Wiederholungsfall gegenüber dem Regulierer zur Anzeige gebracht wird. Dass derartige Anzeigen allenfalls in Einzelfällen bei der Bundesnetzagentur eingehen, lässt entweder den Rückschluss einer bloßen Schutzbehauptung oder (im schlimmeren Fall) den Befund zu, dass derartige BKV bei der Bilanzkreis-Bewirtschaftung auf bewusst unsicherer Tatsachengrundlage operieren.

Die Beschlusskammer vermag sich auch nicht der anderweitigen Auffassung anzuschließen, wonach der ÜNB auf Grundlage der RLM-Einzelzeitreihen keine belastbare Bewertung des Standes eines Bilanzkreises treffen könne, ohne zugleich auch im Detail die Messwerte von Profilkunden zu kennen. Zutreffend dürfte die hierzu geäußerte Einschätzung der ÜNB sein, wonach die Energievolumina der Summenzeitreihen profilbelieferter Kunden keine derartige Schwankungsbreite aufweisen, dass nicht auf Basis historischer Werte aus relevanten Vergleichszeiträumen, die den ÜNB auf Basis vergangener MaBiS-Daten vorliegen, eine Einschätzung getroffen werden kann. Dies gilt umso mehr, als nach aktuellen Erhebungen rund 62 % des deutschen Stromabsatzes allein auf RLM-Kunden entfällt⁵.

2.2.2. Die hier festgelegten Vorgaben sind auch erforderlich, um den angestrebten Zweck – Schaffung einer besseren Datenbasis für das Bilanzkreisbewirtschaftungsmonitoring der ÜNB –

⁵ vgl. BNetzA / BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 51.

zu erreichen. Insbesondere sind mildere Mittel – auch unter Einbeziehung verschiedener in der Konsultation eingereichter Ansätze – nicht ersichtlich.

Dies gilt zunächst hinsichtlich des vorgebrachten Einwandes, den ÜNB stünden bereits auf Basis anderweitiger Regelwerke, etwa der System Operation Guideline (SO GL), identische Informationen zur Verfügung, die den gleichen Erkenntnisgewinn sicherstellen könnten. Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer nicht. Nach der erteilten Genehmigung des Vorschlags der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Artikel 40 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO-VO) vom 20.12.2018 (BK6-18-122) erhalten die ÜNB Echtzeitdaten nur in deutlich beschränktem Umfang. Betroffen sind verbrauchsseitig in der Regel etwa nur so genannte Stromverbrauchseinheiten (SVE) mit Höchstspannungsanschluss im Übertragungsnetz und einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Erzeugungsseitig sind Anlagen ab 1 MW Gegenstand der Betrachtung. Hieraus wird deutlich, dass diese in Form von Echtzeitwerten punktuell erhobenen Daten keine geeignete Grundlage für den hier verfolgten Zweck darstellen können.

Nicht in gleicher Weise geeignet erscheint ferner der eingebrachte Kompromissvorschlag, wonach der VNB als milderes Mittel verpflichtet werden solle, anstelle der Übermittlung von RLM-Einzelwerten täglich Lastgangsummenzeitreihen (LGS), mithin bilanzkreisscharfe Aggregationen der RLM-Kundenmesswerte, an den ÜNB zu übermitteln. Es ist bereits anzuzweifeln, dass eine derartige Vorgehensweise überhaupt geeignet sein könnte, den Aufwand für die Beteiligten geringer auszugestalten. Auf Seiten des VNB wäre hierfür ein vollständig neuer täglicher Aggregations- und Übermittlungsprozess einzuführen. Dennoch wäre der inhaltliche Aussagegehalt derartiger Daten für den ÜNB aufgrund der höheren Aggregationsstufe erheblich geringer. Denn offen bliebe jeweils, welche Einzelwerte in das tägliche Aggregat eingeflossen sind und ob wahre Werte oder Ersatzwerte Verwendung gefunden haben. Im Zweifel wäre damit zu rechnen, dass derartige Aggregate zu zahlreichen Rückfragen führen würden und im Zweifel nicht für ein kurzfristiges Bilanzkreismonitoring geeignet wären. Dagegen besteht der deutliche Vorteil der nun festgelegten Methodik nach Überzeugung der Kammer darin, dass bereits vorhandene und im Zuge der Festlegung „MaKo 2020“ umgesetzte Prozesse (sowohl bezüglich der Stammdatensynchronisation als auch bezüglich der Einzelmesswertverteilung) genutzt werden und lediglich um einen zusätzlichen Empfänger ergänzt werden.

Auch die vereinzelt vorgeschlagene Alternative der nur anlassbezogenen Anforderung der RLM-Einzelmesswerte durch den ÜNB stellt nach Bewertung der Kammer kein milderes Mittel zur Erreichung des Zwecks dar. Einerseits stellt sich hierbei bereits die Frage, welches netzbetriebliche Ereignis das geeignete Aufgreifkriterium zur Anforderung der Einzelmesswerte sein soll. So

ist es nicht unwahrscheinlich, dass in der Praxis massive Verstöße eines BKV gegen den Grundsatz der Bilanzkreistreue vorliegen (und aus einem Monitoring der Einzelmesswerte auch ersichtlich wären), diese Verstöße aber durch gegenläufige Unausgeglichenheiten anderer Bilanzkreise aufgehoben werden und dadurch in der Systembilanz nicht als signifikantes Ereignis ersichtlich sind. Da die gesetzlichen Anforderungen an die BKV hinsichtlich der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung und der Bilanzkreistreue aber unabhängig von konkreten Systembilanzzuständen gelten, ist dem ÜNB auch in Zeiten unauffälliger Systembilanzabweichungen dennoch ein berechtigtes Interesse an einem dauerhaften Monitoring zuzusprechen. Hinzu kommt, dass im Fall der Ausprägung einer nur sporadischen Anforderung von Daten die konkrete Gefahr gesehen wird, dass eine Vielzahl von lieferungsverpflichteten MSB (RLM-Daten) bzw. VNB (Netzgangzeitreihen) die diesbezüglichen Übermittlungsprozesse im Rahmen der IT-Umsetzung nicht oder nur unvollständig für eine automatisierte Übermittlung vorsehen. Würde dies im Anforderungsfall etwa dazu führen, dass der jeweilige ÜNB nur von 70 % der Lieferverpflichteten Akteure seiner Regelzone vollständige Daten erhalte, so wäre eine Zweckerfüllung nicht gegeben. Auch insofern ist dem hier gewählten Ansatz der Nutzung derselben werktäglichen Produktivprozesse entschieden der Vorzug zu geben.

2.2.3. Die getroffenen Vorgaben stehen auch im Übrigen bezüglich der Zweck-Mittel-Relation in einem angemessenen Verhältnis.

Dies gilt namentlich unter Berücksichtigung des vorgebrachten Argumentes, durch die Erweiterung des Anwendungsbereiches der Prozesse Messwertübermittlung und Stammdatenclearing auf den jeweiligen ÜNB als zusätzlichen Datenempfänger werde ein massiver Zuwachs des Datenverkehrs und damit eine deutlich größere Auslastung der betroffenen IT-Systeme verursacht. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zahl der mit RLM-Messlokalationen ausgestatteten Marktlokalationen in Deutschland rund 400.000⁶ beträgt. In Bezug auf die Gesamtzahl der rund 51 Millionen⁷ Stromkunden in Deutschland beträgt der Anteil der RLM-Messlokalationen somit weniger als 1 %. Eine Unzumutbarkeit lässt sich nach Einschätzung der Beschlusskammer hieraus nicht ableiten.

2.2.4. Ebenso steht der für die Einführung der Änderungen angeordnete Umsetzungstermin 01.04.2020 in einem angemessenen Verhältnis zu dem verursachten Aufwand und dem verfolgten Zweck. Die Kammer hat sich nach Auswertung der zahlreichen Eingaben aus der Konsultation der Einschätzung angeschlossen, dass trotz der als dringlich einzustufenden Zielerreichung des Festlegungsverfahrens eine Umsetzung noch zur Laufzeit des so genannten

⁶ vgl. BNetzA / BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 41.

⁷ vgl. BNetzA / BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 41.

Interimsmodells, also im Zeitraum bis zum 30.11.2019, angesichts der marktweit anstehenden Umsetzungsarbeiten zur Einführung der Festlegung „MaKo 2020“ nicht zielführend war. Im Geltungsbereich der MaKo 2020 ab dem 01.12.2019 hat die Kammer deshalb den 01.04.2020 als Umsetzungstermin festgelegt, da hierdurch eine Systemumstellung zu einem auch sonst im Energiemarkt üblichen Updatetermin möglich ist und allen Beteiligten zugleich weitestgehend Gelegenheit gegeben wird, in der Zwischenzeit die Implementierung der „MaKo 2020“ zu stabilisieren und in einen eingeschwungenen Zustand zu gelangen.

Die Umsetzung der hier angeordneten Vorgaben setzt in technischer Hinsicht wie üblich voraus, dass die nun geänderten Prozesse in geeigneter Weise in erforderliche Änderungen der betroffenen EDIFACT-Datenformatbeschreibungen adaptiert werden. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass dies in Analogie zum Vorgehen bei früheren Prozessfestlegungen durch die Expertengruppe EDI@Energy übernommen wird. Aufgrund des angeordneten Umsetzungstermins 01.04.2020 scheidet allerdings ein Vorgehen in der üblichen zeitlichen Systematik von Datenformatkonsultation und anschließender sechsmonatiger Umsetzungsphase aus. Insofern hält es die Kammer für erforderlich, angesichts der sehr überschaubaren Anpassungen aber auch für verhältnismäßig, dass zum Jahresbeginn 2020 eine vorgezogene außerplanmäßige Konsultation der betroffenen Datenformatänderungen stattfindet und im Anschluss kurzfristig die zur Umsetzung benötigten Unterlagen per Mitteilung der Beschlusskammer bekanntgemacht werden.

3. Kosten (Tenorziffer 4)

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Ziff. 4 EnWG vorbehalten.

Rechtsmittelbelehrung

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