



- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az.: BK6-18-032

In dem Verwaltungsverfahren

zur weiteren Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende („Marktkommunikation 2020 – MaKo 2020“)

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 Andreas Foxel
und den Beisitzer Jens Lück

am 20.12.2018 beschlossen:

1. 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 BK6-16-200 vom 20.12.2016, wird durch Anlage 1 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.12.2019 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

2. Die Anlage 1 zur „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 BK6-16-200 vom 20.12.2016, wird durch Anlage 2 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.12.2019 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

Abweichend vom vorstehenden Satz tritt die in Kapitel III. 2.5. der Anlage 2 enthaltene Verpflichtung, nach der ein Netzbetreiber die Berechnungsformel für eine Marktlokation auch an den Lieferanten zu übermitteln hat, erst zum 01.10.2020 in Kraft.

3. Die Anlage 1 zur Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 - MPES) vom 29.10.2012, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-16-200 vom 20.12.2016, wird durch Anlage 3 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.12.2019 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
4. 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 BK6-11-150 vom 28.10.2011, wird durch die Anlage 4 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.12.2019 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
5. Tenorziffer 5 der Festlegung BK6-16-200 vom 20.12.2016 wird mit Wirkung ab dem 01.04.2019 durch folgende Tenorziffer ersetzt:

„Die Übermittlung sämtlicher EDIFACT-Nachrichten zur Marktkommunikation nach den Prozessdokumenten GPKE, WiM, MPES und MaBiS ist mittels Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Hierbei sind die nachfolgenden Vorgaben einzuhalten:

- a. Das Verschlüsseln und Signieren von E-Mails ist ausschließlich nach dem S/MIME-Standard gestattet. Die hierfür mindestens einzuhaltenden kryptographischen Sicherheitsanforderungen sind in der Technischen Richtlinie des BSI, TR 03116-4 (Stand: 2018) niedergelegt.
- b. Alle bis zum 31.12.2018 ausgestellten Zertifikate mit dem Signaturverfahren RSASSA-PKCS1-v1_5 (Signaturalgorithmen sha-256RSA oder sha-512RSA) können im Rahmen ihrer maximal dreijährigen Gültigkeit in der

Marktkommunikation eingesetzt werden. Alle ab dem 01.01.2019 neu ausgestellten Zertifikate müssen mit dem Signaturverfahren RSASSA-PSS signiert werden.

- c. Bis zum 31.12.2021 kann abweichend von den Vorgaben der BSI TR 03116-4 der zertifizierte private Signaturschlüssel gleichzeitig zur Signaturerzeugung sowie zur Entschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse gesandten Daten verwendet werden. In diesem Fall muss das zugehörige Zertifikat beide Verwendungszwecke (Verschlüsselung und Signatur) im Feld „KeyUsage“ enthalten. Die anderen Marktbeteiligten haben zur Verschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse übersandten Nachrichten sowie zur Prüfung der für diese E-Mail-Adresse erstellten Signaturen einheitlich den zu dem privaten Schlüssel gehörigen öffentlichen Schlüssel zu verwenden.
- d. Das Zertifikat muss die Anforderungen an eine fortgeschrittene elektronische Signatur oder ein fortgeschrittenes elektronisches Siegel gemäß eIDAS Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 910/2014) erfüllen.
- e. Das Zertifikat muss von einer Zertifizierungsstelle ausgestellt sein, die Zertifikate diskriminierungsfrei für Marktteilnehmer der deutschen Energiewirtschaft anbietet. Es darf kein selbstausgestelltes Zertifikat sein.
- f. Das Attributfeld "CN" im Zertifikatsfeld „Antragsteller“ hat prozessual in der elektronischen Marktkommunikation keine funktionale Bedeutung und wird nicht ausgewertet. Es wird empfohlen, das Attribut „CN“ mit einem Pseudonym zu belegen. Die Zuordnung eines Zertifikats in der Marktkommunikation zu einer natürlichen oder juristischen Person erfolgt ausschließlich über die CA und muss nicht aus dem Zertifikat selbst erkenntlich sein. Die Zuordnung eines Zertifikats in der Marktkommunikation zu einer natürlichen oder juristischen Person ist erkenntlich über das Attribut „O“ (Organization) und gegebenenfalls über die Attribute „SN“ (Surname) und „GN“ (Givenname). Die Richtigkeit der Eintragung und damit hergehende korrekte Zuordnung zu einer Person im Zertifikat kann ausschließlich durch die ausstellende CA bestätigt werden.

- g. Für die S/MIME Signaturerzeugung bei AS2 und E-Mail ist das Signaturverfahren RSASSA-PSS einzusetzen. Für das Verfahren der Key Encryption ist ausschließlich das Verfahren RSAES-OAEP einzusetzen.
 - h. Die Adressaten dieser Festlegung werden verpflichtet, die zur Umsetzung der vorgenannten Anforderungen erforderlichen technischen Details zum abgesicherten Austausch zu erarbeiten und hierfür erforderlichenfalls das EDI@ENERGY-Dokument „EDI@Energy – Regelungen zum Übertragungsweg - Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT-Übertragungsdateien“ (Anlage 5 zu dieser Festlegung) an die vorgenannten Vorgaben anzupassen. Die Adressaten der vorliegenden Festlegung sind verpflichtet, die Anforderungen dieses Dokumentes ihrer elektronischen Kommunikation zugrunde zu legen. Ist zur Umsetzung der vorgenannten Anforderungen eine Änderung des obigen EDI@ENERGY-Dokumentes erforderlich, so ist vor Inkrafttreten allen Marktbeteiligten im Rahmen einer öffentlichen, durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation Gelegenheit einzuräumen, zu dem Entwurf Stellung zu nehmen und das geänderte Dokument im Anschluss durch die Bundesnetzagentur zu veröffentlichen. Sofern sich die in lit. a) genannte technische Richtlinie TR 03116-4 ändert, ist das vorgenannte EDI@ENERGY-Dokument hieran in erforderlichem Umfang im Rahmen des Änderungsmanagements ebenfalls anzupassen.“
6. Die Abwicklung des Austausches von Fahrplandaten zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ist nach Maßgabe der folgenden Unterziffern abzusichern.
- a. Soweit sich BKV und ÜNB auf keinen anderweitigen Übertragungsweg verständigen, hat die Übermittlung mit E-Mail via SMTP zu erfolgen.
 - b. Der Fahrplandatenaustausch ist mittels Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Die Absicherung mittels Signatur (Stufe 1) hat ab dem 01.10.2019 stattzufinden. Ab dem 01.07.2020 ist der Fahrplandatenaustausch zusätzlich auch mittels Verschlüsselung abzusichern (Stufe 2).

- c. Das Verschlüsseln und Signieren von E-Mails ist ausschließlich nach dem S/MIME-Standard gestattet. Die hierfür mindestens einzuhaltenden kryptographischen Sicherheitsanforderungen sind in der Technischen Richtlinie des BSI, TR 03116-4 (Stand: 2018) niedergelegt.
- d. Alle bis zum 31.12.2018 ausgestellten Zertifikate mit dem Signaturverfahren RSASSA-PKCS1-v1_5 (Signaturalgorithmen sha-256RSA oder sha-512RSA) können im Rahmen ihrer maximal dreijährigen Gültigkeit in der Marktkommunikation eingesetzt werden. Alle ab dem 01.01.2019 neu ausgestellten Zertifikate müssen mit dem Signaturverfahren RSASSA-PSS signiert werden.
- e. Bis zum 31.12.2021 kann abweichend von den Vorgaben der BSI TR 03116-4 der zertifizierte private Signaturschlüssel gleichzeitig zur Signaturerzeugung sowie zur Entschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse gesandten Daten verwendet werden. In diesem Fall muss das zugehörige Zertifikat beide Verwendungszwecke (Verschlüsselung und Signatur) im Feld „KeyUsage“ enthalten. Die anderen Marktbeteiligten haben zur Verschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse übersandten Nachrichten sowie zur Prüfung der für diese E-Mail-Adresse erstellten Signaturen einheitlich den zu dem privaten Schlüssel gehörigen öffentlichen Schlüssel zu verwenden.
- f. Das Zertifikat muss die Anforderungen an eine fortgeschrittene elektronische Signatur oder ein fortgeschrittenes elektronisches Siegel gemäß eIDAS Verordnung (Verordnung (EU) Nr. 910/2014) erfüllen.
- g. Das Zertifikat muss von einer Zertifizierungsstelle ausgestellt sein, die Zertifikate diskriminierungsfrei für Marktteilnehmer der deutschen Energiewirtschaft anbietet. Es darf kein selbstausstelltes Zertifikat sein.
- h. Das Attributfeld "CN" im Zertifikatsfeld „Antragsteller“ hat prozessual in der elektronischen Marktkommunikation keine funktionale Bedeutung und wird nicht ausgewertet. Es wird empfohlen, das Attribut „CN“ mit einem Pseudonym zu belegen. Die Zuordnung eines Zertifikats in der Marktkommunikation zu einer natürlichen oder juristischen Person erfolgt ausschließlich über die CA und muss nicht aus dem Zertifikat selbst erkenntlich sein. Die Zuordnung eines Zertifikats in der Marktkommuni-

kation zu einer natürlichen oder juristischen Person ist erkenntlich über das Attribut „O“ (Organization) und gegebenenfalls über die Attribute „SN“ (Surname) und „GN“ (Givenname). Die Richtigkeit der Eintragung und damit hergehende korrekte Zuordnung zu einer Person im Zertifikat kann ausschließlich durch die ausstellende CA bestätigt werden.

- i. Für die S/MIME Signaturerzeugung ist das Signaturverfahren RSASSA-PSS einzusetzen. Für das Verfahren der Key Encryption ist ausschließlich das Verfahren RSAES-OAEP einzusetzen.
- j. Die ÜNB werden verpflichtet, die zur Umsetzung der vorgenannten Anforderungen erforderlichen technischen Details zum abgesicherten Austausch zu erarbeiten und hierfür das Dokument „Regelungen zum sicheren Austausch im Fahrplanprozess - Konsultationsfassung“ (Anlage 6 zu dieser Festlegung) an die vorgenannten Vorgaben anzupassen. Den ÜNB wird alternativ die Möglichkeit eingeräumt, den Verpflichtungen nach Satz 1 dadurch nachzukommen, dass die erforderlichen technischen Details in das Dokument „EDI@Energy – Regelungen zum Übertragungsweg - Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT-Übertragungsdateien“ eingearbeitet werden. Die Adressaten der vorliegenden Festlegung sind verpflichtet, die so erarbeiteten technischen Details ihrem Fahrplandatenaustausch zugrunde zu legen. Vor Inkrafttreten des jeweiligen Dokumentes ist allen Marktbeteiligten im Rahmen einer öffentlichen, durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation Gelegenheit einzuräumen, zu dem Entwurf Stellung zu nehmen und das geänderte Dokument im Anschluss durch die Bundesnetzagentur zu veröffentlichen. Sofern sich die in lit. c) genannte technische Richtlinie TR 03116-4 ändert, ist das vorgenannte Dokument hieran in erforderlichem Umfang im Rahmen des Änderungsmanagements ebenfalls anzupassen.

7. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Das im Jahr 2016 in Kraft getretene Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) macht unter anderem umfassende Vorgaben zur Erhebung, Aufbereitung und Verteilung von Messwerten an berechnete Empfänger. Nach der Grundkonzeption des MsbG ist angestrebt, dass künftig alle beim Kunden mit Hilfe mittels eines so genannten „intelligenten Messsystems“ (iMS) erhobene Messwerte im Idealfall ausschließlich dort dezentral gespeichert, aufbereitet und im Anschluss sternförmig an alle berechtigten Empfänger verteilt werden.

Diese sternförmige Messwertverarbeitung setzt aber voraus, dass die eingesetzten iMS technisch in der Lage sind, eine dezentrale Messwertaufbereitung und –verteilung durchzuführen. Für die nach dem Planungsstand des MsbG ursprünglich ab dem Jahr 2017 (nach aktuellem Stand voraussichtlich erst im 1. Quartal 2019) im Markt einzusetzenden iMS der 1. Generation („G1-Geräte“) gilt dies nicht. Sie verfügen technisch nicht über die Möglichkeit, geräteintern eine Messwertaufbereitung (Plausibilisierung und Ersatzwertbildung) durchzuführen. Da ein G1-Gerät somit ohne Zuhilfenahme eines zentralen hinterlagerten IT-Systems („Backend-System“) allein keine aufbereiteten abrechnungsrelevanten Messwerte erzeugen kann, kommt bei G1 folglich keine dezentrale sternförmige Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte in Betracht.

Mit Blick auf diese Restriktionen hatte die Bundesnetzagentur mit Beschlüssen vom 20.12.2016 (Az: BK6-16-200 für die Sparte Strom bzw. BK7-16-142 für die Sparte Gas) festgelegt, dass die Marktkommunikation, namentlich die Messwerterhebung und –verteilung einstweilen weiterhin über die Marktrolle Netzbetreiber erfolgen dürfe. Die Beschlusskammern machten bei diesen Entscheidungen Gebrauch von der durch § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG eingeräumten Möglichkeit, für eine Übergangszeit bis zum 31.12.2019 von der Messwertverteilung aus iMS eine grundsätzliche Ausnahme auszusprechen und zudem eine andere Marktrolle als den Messstellenbetreiber mit der Wahrnehmung dieser Aufgabe zu betrauen.

Die Festlegung dieses so genannten „Interimsmodells“ erfolgte in der Annahme, dass in Übereinstimmung mit der Erwartungshaltung des MsbG-Gesetzgebers ab dem Jahr 2020 bereits so genannte iMS der 2. Generation („G2-Geräte“) im Markt zur Verfügung stehen, die eine dezentrale Messwertaufbereitung und –verteilung beherrschen.

Bereits im Verlauf des Jahres 2017 zeichnete sich allerdings ab, dass schon die Standardisierungsarbeiten zur Definition der erforderlichen technischen Anforderungen an G2-Geräte erheblich mehr Zeit in Anspruch nehmen werden und eine Geräteverfügbarkeit zum Jahr 2020

nicht zu erwarten ist. Für die weitere Entwicklung der Vorgaben zur bundesweiten Marktkommunikation im Energiemarkt war daher durch die Beschlusskammer 6 die Frage zu beantworten, wie im Bereich Strom nach Ablauf der Ermächtigungsgrundlage für die Marktkommunikation nach dem Interimsmodell zum 31.12.2019 eine weiterhin rechtskonforme Ausgestaltung sichergestellt werden kann.¹ Eine vorstellbare Lösung bestand darin, die gesetzliche Frist zur Gestattung abweichender Messwertkommunikation nach dem Interimsmodell bis zur Verfügbarkeit von G2-Geräten zu verlängern. Dies hätte den Energiemarkt von der Umsetzung weiterer Zwischenschritte zur Anpassung der Marktkommunikation entlastet. Diese Lösung hätte jedoch eine Anpassung des MsbG erfordert.

II. Als sich im Verlauf des 1. Quartals 2018 schließlich herausstellte, dass die Sicherstellung einer MsbG-konformen Marktkommunikation jenseits des 31.12.2019 ohne eine erneute Festlegung der Bundesnetzagentur nicht zu erreichen war, entschloss sich die Beschlusskammer am 06.03.2018 zur Eröffnung des hiesigen Festlegungsverfahrens. Zugleich gab sie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) Gelegenheit, bis Juni 2018 Branchenvorschläge zur Anpassung der Marktkommunikation im erforderlichen Umfang vorzulegen. Dies stand unter dem Vorbehalt, dass die einzureichenden Vorschläge gewisse vordefinierte Grundprämissen der Bundesnetzagentur zur künftigen Grundstruktur der Marktkommunikation und der Messwertverarbeitung einhalten sollten. Mit Schreiben vom 11.06.2018 legte der BDEW der Bundesnetzagentur umfangreiche Prozessänderungsvorschläge nach den inhaltlichen Maßgaben der Bundesnetzagentur vor. Er überreichte außerdem auch Vorschläge alternativer Prozessausprägungen, die auf einigen - von den Grundprämissen der Behörde abweichenden - fachlichen Einschätzungen des Verbandes beruhten. Letztere nahm die Bundesnetzagentur als vorgezogene Verbandsstellungnahme zum Zweck der späteren Einbeziehung in die förmliche Konsultation entgegen.

III. Am 15.06.2018 hat die Beschlusskammer 6 die Prozessvorschläge zum Zweck der öffentlichen Konsultation bis zum 20.07.2018 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Zugleich hat sie die Verfahrenseröffnung im Amtsblatt Nr. 12 vom 27.06.2018, Mitteilung Nr. 81/2018 (S. 995) bekanntgemacht. Am 10.10.2018 hat die Beschlusskammer

¹ Für den Bereich Gas sieht das MsbG in § 60 Abs. 2 Satz 2 vor, dass dort auch dauerhaft im Sinne des Interimsmodells eine anderweitige Messwerterhebung und -verteilung organisiert werden darf. Mit Festlegung vom 20.08.2018 (Az.: BK7-17-050) hat die dafür zuständige Beschlusskammer 7 von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht.

zudem weitere mögliche Festlegungsinhalte auf ihrer Internetseite veröffentlicht und diese bis zum 31.10.2018 zur Konsultation gestellt.

Im Rahmen der beiden Konsultationsphasen haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen reagiert:

Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH, Thüga Energienetze GmbH, bnNETZE GmbH, Thüga SmartService GmbH, Energieversorgung Inselsberg GmbH, EDNA-Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V., Stadtwerke Düsseldorf AG, Stadtwerke Flensburg GmbH, Stadtwerke Niesky GmbH, enercity Netzgesellschaft mbH, Energieversorgung Halle Netz GmbH, Kisters AG, Regiocom GmbH, Schleupen AG, Stromnetz Hamburg GmbH, REWAG Regensburger Energie- und Wasserversorgung AG & Co KG, Stadtwerke Homburg GmbH, Westfalen Weser Netz GmbH, AKTIF Technology GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., COUNT+CARE GmbH & Co. KG, E.ON Energie Deutschland GmbH, E WIE EINFACH GmbH, ENERGIEALLIANZ Austria GmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, Zwickauer Energieversorgung GmbH, Arvato Systems Perdata GmbH, Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, BEMD Bundesverband der Energiemarktdienstleister e.V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., Bundesverband Blockchain, DB Energie GmbH, DIGImeto GmbH & Co. KG, DREWAG NETZ GmbH, E.DIS Netz GmbH, E-MAKS GmbH & Co. KG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ENSO NETZ GmbH, primo GmbH, EVH GmbH, EWE NETZ GmbH, GEODE, SAP Deutschland SE & Co. KG, inetz GmbH, innogy SE, Leitungspartner GmbH, Lechwerke AG, LEW Verteilnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, MVV Energie AG, Next Kraftwerke GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, RhönEnergie Fulda GmbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Service für Informationsverarbeitung AG, Stadtwerke Pritzwalk GmbH, Süwag Vertrieb AG & Co. KG, SWB Netz GmbH, SWE Netz GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Syna GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, badenova AG & Co.KG, Energie Südbayern GmbH, Energieversorgung Mittelrhein AG, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, Uniper Global Commodities SE, Vattenfall Europe Sales GmbH, Verband der Chemischen Industrie e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V., WEMAG Netz GmbH, Westnetz GmbH, NEW Netz GmbH, Syneco Trading GmbH, Harz Energie Netz GmbH, Stadtwerke Bad Harzburg GmbH, Stadtwerke Greven GmbH, Stadtwerke Meerane GmbH, Stadtwerke Radolfzell GmbH, enwag energie- und wassergesellschaft mbh, Stadtwerke Bad Sachsa GmbH, Mainfranken Netze GmbH, NetConnect Germany GmbH & Co. KG, Stadtwerke Heide GmbH, Energieversorgung Selb-Marktredwitz GmbH, Bilanzkreiskooperation, Energie- und Wasserversorgung Kirchzarten GmbH, Energie Waldeck-Frankenberg GmbH, EnR Energienetze Rudolstadt GmbH, Erdgas Mittelsachsen GmbH, MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, NETZE Bad Langensalza GmbH, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, Osthessen Netz GmbH,

Stadtwerke Germersheim GmbH, Stadtwerke Sondershausen Netz GmbH, E.ON SE, Licht- und Kraftwerke Helmbrechts GmbH, PSI Software AG, Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG, Stromnetz Berlin GmbH, SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG, SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Stadtwerke Döbeln GmbH, Stadtwerk Tauberfranken GmbH, Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG, Energieversorgung Pirna GmbH, Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH.

IV. Die Bundesnetzagentur hat vor Abschluss des Festlegungsverfahrens dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG und dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik hat sich die Behörde außerdem gemäß § 75 Nr. 1 MsbG bezüglich der Vorgaben zur Absicherung der Marktkommunikation ins Benehmen gesetzt.

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

B.

I. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie aus den §§ 47, 75 MsbG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

II. Rechtsgrundlage

Diese Festlegung beruht auf Vorschriften des EnWG, des MsbG sowie der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

1. Die Anpassung der „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6-06-009 – GPKE) nach der Tenorziffer 1 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 75 Nr. 3, 4, 5, 6, 8, 10 MsbG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 9, 17, 18, 19, 22 StromNZV.

2. Die Anpassung der „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) nach der Tenorziffer 2 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 47 Abs. 2 Nr. 5, 7, 8 und § 75 Nr. 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10 MsbG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 19, 22 StromNZV.

3. Die Anpassung der Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 - MPES) nach der Tenorziffern 3 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 19, 20 StromNZV.
4. Die Anpassung der Festlegung „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (Az. BK6-07-002 – MaBiS) nach der Tenorziffer 4 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 47 Abs. 2 Nr. 7 und § 75 Nr. 3, 4, 5, 8, 10 MsbG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 4, 7, 19, 22 StromNZV.
5. Die Vorgaben zur Absicherung der Marktkommunikation nach Tenorziffer 5 beruhen auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 75 Nr. 10 i.V.m. § 52 Abs. 1, 2 MsbG.
6. Die Vorgaben zur Absicherung des Austausches von Fahrplandaten nach Tenorziffer 6 beruhen auf § 29 Abs. 1 EnWG, § 75 Nr. 10 i.V.m. § 52 Abs. 1, 2 MsbG und § 27 Abs. 1 Nr. 16 StromNZV.

III. Formelle Anforderungen

1. Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an alle Marktbeteiligten, die nach näherer Maßgabe der Tenorziffern und Anlagen zu dieser Festlegung an der Abwicklung der darin enthaltenen Prozesse beteiligt sind und insbesondere die Marktrollen Netzbetreiber (NB), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Lieferant (LF), Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) und Messstellenbetreiber (MSB) wahrnehmen. Es betrifft ausschließlich den Strombereich.

2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die erforderliche Anhörung gem. § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die Beschlusskammer hat mittels zweier Internetveröffentlichungen Dokumentenentwürfe zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

3. Formgerechte Zustellung

Eine formgerechte Zustellung an die Adressaten der Festlegung erfolgt gemäß § 73 EnWG. Die Einzelzustellung an die Adressaten wird durch eine öffentliche Bekanntmachung gemäß § 73 Abs. 1a EnWG ersetzt. Bei der vorliegenden Entscheidung handelt es sich um eine Festlegung gemäß § 29 Abs. 1 EnWG und damit um einen in Form der öffentlichen Bekanntmachung zustellbaren Verwaltungsakt. Die Festlegung ergeht gegenüber allen Stromnetzbetreibern sowie

gegenüber weiteren in den jeweiligen Vorschriften genannten Verpflichteten und damit gegenüber dem von § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG zugelassenen Adressatenkreis. Die Entscheidung wird im Amtsblatt einschließlich Rechtsbehelfsbelehrung sowie Hinweis auf die Internetveröffentlichung und die Wirkweise der Zustellungsfiktion veröffentlicht. An dem Tag zwei Wochen nach Veröffentlichung des Amtsblattes gilt die vorliegende Entscheidung daher gegenüber den vorgenannten Adressaten als zugestellt.

4. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß förmlich beteiligt. In seiner Sitzung vom 15.11.2018 wurde der Länderausschuss vorab über die geplante Festlegung mündlich informiert. Die förmliche Beteiligung gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 12.12.2018. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ebenfalls am 12.12.2018 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Hinsichtlich der Vorgaben in den Tenorziffern 5 und 6 zur Absicherung der Marktkommunikation sowie der Fahrplanübermittlung wurde dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zur Herstellung des Benehmens zu den beabsichtigten Vorgaben am 06.12.2018 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war erforderlich und geboten.

Das Inkrafttreten des MsbG führt eine erhebliche Änderung des Rechtsrahmens für den Bereich des Messstellenbetriebs sowie der Netzzugangsabwicklung herbei. Es wurden neue Rechte und Pflichten der verschiedenen Marktbeteiligten begründet, zudem wurden die Aufgabenbereiche der Marktbeteiligten neu definiert. Insbesondere war durch diese Festlegung sicherzustellen, dass die Datenerhebung, -aufbereitung und -verteilung gem. § 60 Abs. 1 MsbG spätestens ab dem 01.01.2020 im Verantwortungsbereich der Marktrolle Messstellenbetreiber stattfindet. Die bisherigen Festlegungen der Prozesse zum Lieferantenwechsel sowie zum Messwesen nach dem Interimsmodell (BK6-16-200) bilden diese Anforderungen nicht ab. Sie bedurften daher einer zeitnahen Anpassung an das geltende Recht. Die somit ohnehin erforderliche umfangreiche Anpassung sämtlicher Prozessdokumente hat die Beschlusskammer zugleich dazu genutzt, um in weiteren Detailpunkten Optimierungen und Absicherungen der marktweiten Datenaustauschvorgänge einzubringen.

V. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail

Nachfolgend werden die Inhalte der Festlegung im Detail erläutert und begründet. Dabei wird schwerpunktmäßig auf diejenigen Punkte eingegangen, die sich im Vergleich zur Altfestlegung geändert haben. Soweit sich in den nach den Tenorziffern 1-4 zu ersetzenden Anlagen materielle Vorgaben im Vergleich zur derzeit noch geltenden Vorversion nicht geändert haben, wird ergänzend auf die entsprechenden Begründungen zu den Vorfassungen verwiesen.

1. Allgemeine dokumentübergreifende Erläuterungen

1.1. Allgemeines

Angesichts des Ablaufs der gesetzlichen Ausnahmeregelung des § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG zum 01.01.2020, auf deren Basis der Netzbetreiber als derjenige festgelegt wurde, der weiterhin die sternförmige Kommunikation durchführen durfte, kann das aktuell gültige Interimsmodell mit seinen derzeitigen Datenverteilungsmechanismen über den 31.12.2019 hinaus keinen Bestand mehr haben. Daher sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, mit der MaKo 2020 die gesetzlichen Vorgaben zur Datenaufbereitung, -aggregation und sternförmigen Verteilung auf den Messstellenbetreiber zu übertragen und gleichzeitig die technischen Möglichkeiten der verfügbaren zertifizierten Geräte auch prozessual abzubilden. Sie greift damit auch die unter anderem von innogy SE, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, LEW Verteilnetz GmbH, NEW Netz GmbH und Leitungspartner GmbH vorgebrachten Forderungen auf, wonach nun festzulegende prozessuale Anforderungen einerseits nicht die technischen Möglichkeiten übersteigen sollten und gleichermaßen zu einer über die jetzige Festlegung hinaus geltenden Prozessstabilität beitragen sollen. Der Beschlusskammer ist es ein besonderes Anliegen, darauf hinzuweisen, dass die nun zu definierenden Prozessvorgaben keineswegs die späteren Anpassungen eines Zielmodells obsolet machen, sondern vielmehr in ein späteres Zielmodell überleiten. Es ist davon auszugehen, dass auch bei Verfügbarkeit von G2-Geräten und unter Anwendung eines späteren Zielmodells weiterhin komplexe Messwertübermittlungsfälle bei Lokationsbündeln ebenso wie umfangreiche Methoden der Messwertaufbereitung nicht vollumfänglich durch iMS abgebildet werden können. Insbesondere für diese Fälle werden dann weiterhin die prozessualen Vorgaben dieser Festlegung unabdingbar sein.

1.2. Umstellung auf die Marktrolle MSB

Diese Festlegung trägt zuvorderst der gesetzlichen Vorgabe aus § 60 Abs. 1 MsbG Rechnung, wonach es künftig die Kernverpflichtung der Marktrolle Messstellenbetreiber (MSB) ist, die nach den §§ 59-59 MsbG erhobenen Daten aufzubereiten und im erforderlichen Umfang sternförmig an die nach § 49 MsbG berechtigten Stellen zu denjenigen Zeitpunkten zu übermitteln, die diese

zur Erfüllung ihrer Aufgaben aus § 50 MsbG in Verbindung mit den §§ 61 bis 73 MsbG erfordern.

Das MsbG spricht diese Aufgabenverlagerung umfassend aus. Sie betrifft die Messwerterhebung und -verteilung mittels moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme ebenso wie diejenige mittels konventioneller Messeinrichtungen (z.B. Ferraris-Zähler, elektronische Haushaltszähler, RLM-Zähler). Auch ist die Vorgabe unabhängig von der jeweils verwendeten Bilanzierungsart (Profilabwicklung oder viertelstündig erfasste Werte) oder der Frage ausgestaltet, ob im Markt bereits iMS verfügbar sind.

Angesichts der Tatsache, dass nahezu alle in Deutschland tätigen Verteilnetzbetreiber zugleich auch die Marktrolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB) ausfüllen, scheint die jetzt vorzunehmende Umstellung der Zuständigkeit auf die Marktrolle Messstellenbetreiber vordergründig betrachtet nur geringe Auswirkungen auf die Messwertverarbeitung und die Marktkommunikation zu haben. Zu beachten ist aber, dass dadurch jeder künftige Wechsel einer Messlokation in die Zuständigkeit eines dritten wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB) dazu führen wird, dass die ehemals umfassend beim Netzbetreiber verorteten Messwertaufbereitungsaufgaben für die vom Wechsel betroffene Marktlokation auf den dritten Messstellenbetreiber verlagert werden. In Gesamtschau mit der gesetzlichen angeordneten sternförmigen Messwertverteilung ausgehend vom Messstellenbetreiber löst dies umfassenden Anpassungsbedarf in allen heute existierenden Prozessdokumenten aus.

1.3. Berechnung der Werte einer Marktlokation

Die nach § 60 Abs. 1 MsbG dem Messstellenbetreiber unter anderem überantwortete Aufgabe der Datenaufbereitung umfasst nach Überzeugung der Kammer auch die Abwicklung komplexer Messkonstellationen, in denen für die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Messwerte einer Marktlokation die Werte mehrerer Messlokationen rechnerisch zusammenzuführen sind. Es konnte hier nicht den in der Konsultation gemachten Eingaben gefolgt werden, die in solchen Fällen weiterhin für eine Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber votierten. Denn die gesetzlich angeordnete umfassende Verankerung der Messwertzuständigkeit beim Messstellenbetreiber intendiert ersichtlich, diesen zum Letztverantwortlichen für die Erzeugung von Messwerten für alle folgenden Energiewirtschaftlichen Abrechnungsvorgänge zu machen. Von diesem Grundsatz abweichend wiederum dem Netzbetreiber die Zuständigkeit für tendenziell immer häufiger auftretende Sonderkonstellationen komplexer Messlokationen zuzuordnen, würde nach Überzeugung der Beschlusskammer diese gesetzliche Zielstellung unterminieren und zudem Prozesseffizienzen zerstören.

1.4. Aggregation durch ÜNB

Die zweite gesetzlich verankerte Zielvorgabe, dem die vorliegende Festlegung Rechnung zu tragen hat, ist die Etablierung einer neuen Zuständigkeit für die Aggregation der Werte einzelner Marktlokationen zu Bilanzkreissummenzeitreihen als Ausgangspunkt für die Bilanzkreisabrechnung. Soweit Marktlokationen betroffen sind, bei denen Einspeisung oder Verbrauch mittels eines iMS erfasst werden, ordnet § 67 Abs. 1 Nr. 6 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 8 MsbG die künftige Zuständigkeit des ÜNB für die Aggregation an. Nur an den nicht mit iMS erfassten Marktlokationen besteht wie bislang weiterhin die Zuständigkeit des Verteilnetzbetreibers.

Große Teile der Branche, darunter auch die Verbände BDEW und VKU, vertraten im Rahmen der Konsultation die Ansicht, die vorgenannte gesetzliche Zuständigkeitszuweisung an den ÜNB erstreckte sich dabei ausschließlich auf die Aggregation der Werte solcher Marktlokationen, die tatsächlich viertelstundenscharf mit Hilfe einer „Zählerstandsgangmessung“ („ZSG“) erfasst werden, nicht jedoch auch auf die Aggregation solcher Viertelstundenwerte, die - im Fall von Kleinverbrauchern - mittels Anwendung eines Lastprofilverfahrens generiert werden. Für letztgenannte Gruppe habe es aus netzwirtschaftlichen und rechtlichen Gründen dabei zu bleiben, dass weiterhin der Verteilnetzbetreiber für die Aggregation der Werte zu Bilanzkreissummenzeitreihen zuständig sei. Demgegenüber sprachen sich unter anderem die ÜNB, der bne, die EnBW AG sowie die Vattenfall Europe Sales GmbH ausdrücklich dafür aus, für alle mit einem iMS ausgestatteten Marktlokationen die Aggregationsverantwortung einheitlich bei der Marktrolle ÜNB zu verorten, da dies beispielsweise auch die Zahl der Verantwortungswechsel zwischen Verteilnetzbetreibern und ÜNB reduziere und die Qualität der Stammdaten erhöhe.

Dieser Auffassung hat sich im Ergebnis auch die Beschlusskammer angeschlossen. Denn die Absicht des Gesetzgebers, die Zuständigkeit der ÜNB für die Aggregation aller mit iMS ausgestatteten Kunden umfassend - und vom Bilanzierungsverfahren unabhängig - zu begründen, ist nach Auffassung der Kammer bereits aus der Gesetzessystematik ablesbar. So führt das MsbG in seinen §§ 66-70 detailliert auf, zu welchen Einsatzzwecken die jeweils berechnete Stelle die empfangenen Messwerte verwenden darf, um mit den speziellen Datenschutzerfordernissen des MsbG konform zu sein. Dabei sind alle energiewirtschaftlichen Kernaufgaben, die für das Funktionieren des Energiemarktes essentiell sind, in den Tätigkeitskatalogen der jeweiligen Berechtigten aufgelistet. Auch die Aggregation von Einzelzählpunkten zu Bilanzkreissummenzeitreihen zählt dazu. Sie taucht einmal im Tätigkeitskatalog des § 66 Abs. 1 Nr. 8 MsbG für den Verteilnetzbetreiber und nochmals in § 67 Abs. 1 Nr. 6 MsbG für den Übertragungsnetzbetreiber auf. Dabei macht der Gesetzgeber indes hinsichtlich der Beschreibung der Tätigkeit

„...Aggregation der Last- und Einspeisegänge von Einzelzählpunkten (...) zu Bilanzkreissummenzeitreihen je Bilanzkreis und Bilanzierungsgebiet für die Einbeziehung in die Bilanzkreisabrechnung...“

keinerlei sprachliche Unterscheidung zwischen Verteil- und Übertragungsnetzen. Da aber unstreitig jedenfalls der Verteilnetzbetreiber derzeit auch die Aggregation der Daten profilbilanzierter Kunden vornimmt und nicht anzunehmen sein dürfte, dass der MsbG-Gesetzgeber diese Tätigkeit künftig unterbinden wollte, muss die im Gesetz verwendete Tätigkeitsbeschreibung so verstanden werden, dass mit dem Terminus „Last- und Einspeisegänge“ in den beiden Normen - untechnisch betrachtet - die einzelzählpunktbezogenen Daten sowohl von viertelstündlich gemessenen Kunden als auch die unter Anwendung von Profilverfahren ermittelten Viertelstundenwerten gemeint sind. Selbst wenn man entgegen dieser Auslegung annähme, die im Gesetz vorgenommene Tätigkeitsbeschreibung umfasse nicht die standardmäßig vorgesehene Wahrnehmung der Aggregation auch der SLP-Kunden durch den ÜNB, so kann sich die Bundesnetzagentur in jedem Fall auf die Rechtsgrundlage zur diesbezüglichen Erweiterung der Zuständigkeit des Übertragungsnetzbetreibers per behördlicher Festlegung nach § 67 Abs. 1 Nr. 10 i.V.m. § 75 Nr. 8 MsbG berufen.

Dass es in jedem Fall der Intention des Gesetzgebers entsprochen hat, anlässlich der Einführung intelligenter Messsysteme auch den Kreis der für die Messwertverarbeitung künftig zuständigen „Aufgabenträger“ enger zu ziehen und damit Effizienzen zu heben, wird nach Überzeugung der Beschlusskammer auch mit Blick auf die Gesetzesbegründung deutlich. Dort heißt es etwa zur Begründung des Erfüllungsaufwandes:

„Soweit sich Aufgaben wie die Zuständigkeit für die Bilanzkreisabrechnung von den Verteilnetzbetreibern zu den Übertragungsnetzbetreibern verlagern, ist der Erfüllungsaufwand für die Übertragungsnetzbetreiber kaum prognostizierbar. Dieser hängt direkt mit der Anzahl der jeweils verbauten intelligenten Messsysteme zusammen, denn nur insoweit geben die Verteilnetzbetreiber diese Aufgabe ab. Sicherlich es aber effizienter, Systemaufwand bei vier Übertragungsnetzbetreibern anstatt bei 888 Verteilernetzbetreibern zu betreiben...“

(BR-Drs. 543/15 vom 06.11.2015, S. 14)

1.5. Asynchronmodell bei SLP-Bilanzierung

Findet wie dargestellt auch die Aggregation von iMS-Marktlifikationen mit SLP-Bilanzierung beim ÜNB statt, so war zusätzlich noch die Frage zu entscheiden, ob diesbezüglich ein zwingender zeitlicher Gleichlauf zwischen Bilanzierung und Netznutzung anzuordnen ist (Synchronmodell), oder ob analog zur derzeitigen Praxis beim Verteilnetzbetreiber eine asynchrone Bilanzierung

stattzufinden hat. Hierbei wurde die letztgenannte Methodik für vorzugswürdig gehalten. Da auch bei den vom ÜNB aggregierten SLP-Marktlösungen weiterhin eine vom VNB durchzuführende Abrechnung entstehender Mehr- / Mindermengen notwendig wird, wäre der durch die Anordnung des Synchronmodells entstehende Umsetzungsaufwand gestiegen, ohne zugleich spürbare Prozess- oder Abrechnungsvorteile mit sich zu bringen.

1.6. Neue Use-Case-Darstellung

Bereits in der Interimsfestlegung wurde damit begonnen, einige Prozesse in dem übersichtlicherem „UseCase“-Design darzustellen. Im Zuge der Vereinheitlichung aller Prozessdarstellungen wurden nunmehr in allen Prozessdokumenten die meisten Geschäftsprozesse in diese neue Darstellungsform überführt. Hieran sind jedoch nicht zwingend inhaltliche Änderungen geknüpft. Sofern allerdings zugleich wesentliche Prozessmodifikationen vorgenommen wurden, wird darauf in den nachfolgenden Kapiteln zum jeweiligen Prozessdokument gesondert eingegangen.

1.7. Neueinordnung übergreifender Prozesse

Anlässlich der inhaltlichen Überarbeitung der Prozessdokumente wurde auch die Gelegenheit zur Vornahme einer der Übersichtlichkeit und Pflegbarkeit dienenden Neustrukturierung der Dokumente genutzt. So werden Geschäftsprozesse, die Gültigkeit für mehr als nur ein Prozessdokument besitzen, nur noch in demjenigen Prozessregime beschrieben, in dem der inhaltliche Anwendungsschwerpunkt liegt. Der für die Übergangszeit des Interimsmodells sowohl in der GPKE-Festlegung als auch in der WiM-Festlegung gedoppelte Prozess „Anforderung und Bereitstellung von Messwerten“ ist fortan ausschließlich in der Festlegung WiM abgebildet. Im Gegenzug finden sich die für den Stammdatenaustausch zu nutzenden Prozesse in der GPKE abgebildet. Soweit die jeweiligen Prozesse inhaltliche Änderungen erfahren haben, wird darauf im Rahmen der nachstehenden Begründung zum jeweiligen Prozessdokument eingegangen.

1.8. Verhältnis zu Gas

Viele Konsultationsteilnehmer merkten an, dass die hier vorzunehmenden Änderungen insbesondere bei der Prozesssystematik der GPKE die Sorge begründeten, dass es dadurch zu einem dauerhaften Auseinanderfallen der Prozessregimes GPKE und GeLi Gas komme. Dem möchte die Beschlusskammer ausdrücklich entgegenreten. Die Beschlusskammern 6 und 7 befinden sich gegenwärtig in Abstimmung darüber, ob und welche nun in der GPKE vorzunehmenden Änderungen auch in das Prozessregelwerk der GeLi Gas übertragbar sind. Angestrebt ist insoweit, Differenzen zwischen beiden Dokumenten soweit möglich auf ein Minimum zu reduzieren.

Unvermeidbar ist indes ein prozessuales Auseinanderlaufen hinsichtlich der Systematik der Messwerterhebung, -verarbeitung und -verteilung zwischen Strom und Gas. Der gesetzlich nach § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG eingeräumten Möglichkeit folgend hatte die für Gas zuständige Beschlusskammer 7 im Rahmen ihres Festlegungsverfahrens BK7-17-050 mit dem Markt die Frage konsultiert, ob analog zum Strommarkt künftig eine Verarbeitung über die Marktrolle Messstellenbetreiber organisiert werden solle oder bis auf weiteres wie bislang über den Verteilnetzbetreiber. Hierbei hatten sich erhebliche Teile des Marktes für die letztgenannte Variante entschieden, die die Beschlusskammer 7 im Rahmen obiger Festlegung fixiert hat.

1.9. Keine unmittelbare Anwendung der Prozesse auf die Netzzugangsabwicklung im Bahnstromnetz

Die allgemeinen Prozesse zur Marktkommunikation im Bereich Netzzugang finden im Bahnstromnetz keine unmittelbare Anwendung, da dort aufgrund von nicht ortsfesten Messlokalisationen einige technische Besonderheiten gelten. Die Beschlusskammer führt derzeit ein Festlegungsverfahren zur Netzzugangsabwicklung im Bahnstromnetz durch, welches die Besonderheiten im Bahnstromnetz gesondert berücksichtigen wird.

1.10. Inkrafttreten

Soweit nicht für Einzelfragen gesonderte Umsetzungstermine explizit vorgesehen sind, sehen die Tenorziffern zur Einführung der geänderten Prozessdokumente einheitlich den Umsetzungsstichtag 01.12.2019 vor. Dieser Zeitpunkt war auch bereits ausdrücklich im Rahmen der schriftlichen Konsultation vorgeschlagen worden und fand allgemein großen Anklang. Zu berücksichtigen ist, dass das Gesetz (§ 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG) für die Umsetzung der Anforderungen längstens bis zum 31.12.2019 Zeit einräumt. Da die Vornahme umfangreicher IT-Anpassungen erfahrungsgemäß mit größeren personalintensiven Updatemaßnahmen und Systemstillständen einhergeht, erschien es aus Sicht der Kammer nicht angebracht, dies in die Phase der allgemeinen Weihnachtsurlaubszeit zu terminieren. Die aus der Terminierung auf den 01.12.2019 resultierende geringfügige Verkürzung der Umsetzungsfrist dürfte sich somit als das mildere Mittel darstellen.

Zu Recht wiesen einige Unternehmen in der Konsultation zusätzlich darauf hin, dass mit der Festlegung eines Umsetzungsstichtages noch nicht alle für die praktische Einführung zu klärenden Detailfragen hinreichend zu beantworten sind. Da die jeweils betroffenen energiewirtschaftlichen Abläufe sich zwischen dem Beginn des betreffenden Liefermonats und dem Ende der diesbezüglichen Korrekturbilanzkreisabrechnung über 9 Monate erstrecken, bedarf es zusätzlich detaillierter Regelungen, wie für die in den verschiedenen Abwicklungsphasen betroffenen Liefermonate ein bruchloser Übergang zum neuen Prozessregime gewährleistet

werden kann. Der BDEW hat im Rahmen der Konsultation angeboten, hierfür – wie bereits erfolgreich beim Interimsmodell praktiziert – einen Umsetzungsvorschlag aus der Praxis heraus zu formulieren und diesen im Nachgang mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Die Kammer stimmt mit diesem Vorgehen überein.

2. Änderung der Festlegung GPKE (Tenorziffer 1 sowie Anlage 1)

2.1. Allgemeines

2.1.1. Unveränderlichkeit der Marktlokations-ID

Im Bereich der Definition der Marktlokation hat die Beschlusskammer eine Ergänzung aufgenommen, die die Unveränderlichkeit der Marktlokations-ID in höherem Maße gewährleisten soll. So ist die Marktlokations-ID nicht an örtliche Gegebenheiten der konkreten Netzanbindung oder der Messlokation geknüpft und darf nur geändert bzw. neu vergeben werden, wenn die Marktlokation insgesamt nicht mehr existiert, was etwa bei einer bloßen örtlichen Verschiebung des Netzanschlusspunktes durch einen Trafowechsel nicht der Fall ist. Der eingefügte Absatz dient der Klarstellung und soll verhindern, dass Letztverbraucher in den dort genannten Fällen gegen ihren Willen die bisherige Marktlokations-ID und damit eine existierende Lieferantenzuordnung verlieren.

2.1.2. Wegfall der Zuordnungsliste

Entfallen ist das gesamte Kapitel zum standardmäßigen Austausch von Zuordnungslisten. Die Beschlusskammer schließt damit eine bereits vor mehreren Jahren eingeleitete Entwicklung ab. Bereits im Rahmen der Festlegung BK6-11-150 vom 28.10.2011 war in die GPKE die eindeutige Klarstellung aufgenommen worden:

„Die Zuordnungslisten sollen als stichtagsbezogene informativische Zusammenfassung bestätigter Einzel-Meldungen die bilanzierungsrelevanten Daten zusammenfassen und dienen dem Lieferanten als Grundlage für seine Energiebeschaffung und Prüfung der Bilanzierungsdaten und der Netznutzungsrechnungen. Verbindliche Grundlage für die Zuordnung von Marktlokationen zu Lieferanten und zu Bilanzkreisen sind allein die ausgetauschten Einzelmeldungen.“ (Anlage 1 zur Festlegung BK6-11-150, dort S. 2; Hervorhebungen nur hier)

Hintergrund ist die Überzeugung der Kammer, dass die Beachtung der im Zuge der Netznutzungsabwicklung ausgetauschten Einzelmeldungen sowie die Qualität, mit der die Stammdatenkommunikation und –pflege betrieben wird, durch die Streichung des Instituts der obligatorisch

auszutauschenden Zuordnungsliste erheblich gestärkt werden. Beobachtungen aus der Praxis der vergangenen Jahre deuten darauf hin, dass die Existenz der Zuordnungslisten immer wieder zu Sekundärdiskussionen über die Richtigkeit der darin enthaltenen Stammdaten Anlass gaben. Die in der Konsultation von mehreren Akteuren geäußerten Bedenken, es mangle durch den Wegfall an einem wirksamen Clearinginstrument, überzeugt demgegenüber nicht. Durch das geänderte Rollengefüge, die Verlagerung von Verantwortlichkeiten auf den Messstellenbetreiber sowie die Aggregationsverantwortung beim ÜNB war ohnehin die Schaffung eines tragfähigen Stammdateninformations- und Austauschprozesses notwendig geworden mit dem Ziel, dass alle Akteure in ihrer jeweiligen Rolle zu jedem Zeitpunkt über die identischen Informationen zu der ihnen zugeordneten Markt- oder Messlokation verfügen. Jeder Prozess, der eine Stammdatenänderung bewirkt, wird von dem entsprechenden Prozess „Stammdatenänderung“ flankiert. Betroffen hiervon sind die Prozesse Lieferende, Lieferbeginn und Beginn Ersatz-/ Grundversorgung. Dass jeder Marktteilnehmer für die Aktualität der Stammdaten in den eigenen IT-Systemen zu sorgen hat, hält die Beschlusskammer für selbstverständlich. Zudem bleibt den Akteuren freilich unbenommen, bilateral und im Einzelfall den Austausch einer Liste zum Zweck einer Datenabstimmung zu vereinbaren. Angesichts der bereits im Jahr 2011 in der GPKE verankerten eindeutigen Hinweise haben zudem alle Betroffenen eine auskömmlich lange Frist, um ihre internen Organisationsabläufe an die geänderten Verhältnisse anzupassen.

2.1.3. Geänderte Identifikationsregeln für Marktlokationen

Seit Einführung der Marktlokations-ID durch die Festlegung zum Interimsmodell existiert im Markt ein Identifikationsmittel, das die eindeutige Identifikation grundsätzlich ohne Angabe weiterer Stammdaten erlaubt. Um diese Möglichkeit zur Steigerung der Prozesseffizienz und – geschwindigkeit dem Markt zur Verfügung zu stellen, wurden die in der Marktkommunikation anwendbaren Identifikationsmechanismen um eine zusätzliche Option erweitert.

Danach ist eine Marktlokation zunächst grundsätzlich anhand ihrer Marktlokations-ID zu identifizieren. Hierbei erhält der Absender im Rahmen der Prozesse Kündigung und Lieferbeginn die Möglichkeit, anzugeben, dass die Identifikation allein nach Maßgabe der mitgelieferten Marktlokations-ID erfolgen soll. Der Empfänger hat in Reaktion darauf ausschließlich zu prüfen, ob sich die mitgeteilte Marktlokations-ID in seinem System befindet und im positiven Fall den jeweiligen Prozess weiterzubearbeiten.

Die hiergegen vorgebrachte Kritik kann nicht überzeugen. Dies gilt zunächst mit Blick auf den vorgetragenen Umsetzungsaufwand. Ist der regelkonforme Umgang mit Marktlokations-IDs in Umsetzung des damaligen Interimsmodells sichergestellt, so erschließt sich für die Kammer nicht, inwiefern eine zusätzlich geschaffene, ausschließlich auf Basis dieser eindeutigen ID arbeitende Identifikationsmöglichkeit einen signifikanten Mehraufwand generieren sollte. Auch

das bisweilen vorgebrachte Argument, diese Identifikationsmöglichkeit führe bei irrtümlicher Angabe einer falschen ID zu Kunden-Fehlzuordnungen und in der Folge zur Bearbeitung von Kündigungen oder zum Initiieren eines Lieferbeginns für einen falschen Kunden, überzeugt nicht. Im Fall des Verschreibens beim Übertragen der ID wird dies durch die eingebaute Prüfziffer auffallen. Das teilweise angeführte Fehlerszenario, dass der Kunde versehentlich eine valide ID eines anderen Kunden angibt, dürfte dagegen ein höchst selten auftretendes Phänomen darstellen. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die hier neu eingeführte Identifikationsmöglichkeit nur eine Zusatzoption darstellt. Absender einer Kündigungs- oder Lieferbeginn- nachricht haben stets weiterhin die Möglichkeit, die Meldung unter Verwendung der bislang gebräuchlichen Identifikationskriterien anzustoßen.

2.2. Prozess Kündigung

Über die bereits oben beschriebene Umstellung auf die neue Use-Case-Darstellung hinaus wurde im Prozess Kündigung die nunmehr bestehende Möglichkeit zur Identifikation einer Marktlotation allein mittels der Marktlotations-ID berücksichtigt. Für diesen Fall sieht der Kündigungsprozess nunmehr vor, dass sich die Frist für die Beantwortung einer Kündigung durch den Alt-Lieferanten auf einen Werktag verkürzt. Die Fristverkürzung für diesen Fall ist gerechtfertigt, da in diesem Zeitfenster ausschließlich ein Abgleich der übermittelten Marktlotations-ID gegen die Datenbasis des Altlieferanten sowie eine Prüfung erfolgen muss, ob für den gemeldeten Kündigungstermin ein Kündigungsrecht des Kunden besteht. Beide Prüfungsschritte sind in der eingeräumten Frist automatisiert darstellbar.

Wählt der Kündigungsabsender die bislang üblichen Identifikationskriterien, so bleibt es bei der üblichen Antwortfrist von drei Werktagen ab Eingang der Kündigung.

2.3. Grundregeln zum Lieferende und Lieferbeginn

2.3.1. Rückwirkende An- und Abmeldungen bei iMS

Die bereits im Interimsmodell bestandskräftig getroffene Entscheidung, wonach im Fall des Einsatzes eines iMS an einer Marktlotation keine rückwirkenden An- und Abmeldungen mehr zulässig sind, wurde von einigen Konsultationsteilnehmern nochmals zum Gegenstand der Diskussion gemacht. Mit Blick auf die verbreitete Praxis, bei Ein- oder Auszügen Lieferanmeldungen bzw. –abmeldungen mit Wirkung für die Vergangenheit vorzunehmen, wurde gefordert, dies auch bei iMS-Marktlotationen wieder zuzulassen. Dem kann nicht gefolgt werden.

Bereits eichrechtliche, datenschutzrechtliche und nicht zuletzt die sicherheitstechnischen Vorgaben des BSI lassen rückwirkende Änderungen an der SMGW-Konfiguration hinsichtlich des Messwertverarbeitungsprofils spätestens ab der Gerätegeneration G2 nicht zu. Vielmehr

darf die auf einem iMS stattfindende Art der Messwertverarbeitung auch zum Schutz der Datentransparenz des Endkunden immer nur für die Zukunft verändert werden. Insofern erschiene es ineffizient, nunmehr die für das Interimsmodell getroffene Entscheidung abzuändern, um sie spätestens im Zielmodell bei Einsatz der G2-Geräte abermals zu revidieren.

2.3.2. An- und Abmeldeszenarien

Die bislang tabellarisch dargestellte Übersicht von An- und Abmeldeszenarien für Marktlokationen mit Standardlastprofilen, deren Messlokation mit einer kME oder einer mME ausgestattet sind, wurde ersatzlos gestrichen. Nach Überzeugung der Kammer ergeben sich die zugrundeliegenden Hauptaussagen ausreichend deutlich aus den weiterhin dargestellten Zuordnungsgrundsätzen.

2.4. Lieferbeginn

Auch im Prozess Lieferbeginn bestehen die über die Umstellung auf Use-Case-Darstellung hinausgehenden inhaltlichen Änderungen im Wesentlichen aus der Einfügung der zusätzlichen Möglichkeit zur Anmeldung mit verkürzter Frist aufgrund Identifikation mittels Marktlokations-ID. In diesem Fall wird künftig eine Anmeldung mit einer Vorlaufzeit von 7 Werktagen (in allen sonstigen Fällen eines Lieferantenwechsels: unverändert 10 Werktagen). Dies bietet insbesondere auch die Möglichkeit, die Diskrepanz zwischen Anmelde- und Abmeldefrist aufzulösen und somit den Lieferantenwechselprozess insgesamt effizienter zu machen.

2.5. Ersatz- / Grundversorgung

Im Rahmen der rückwirkenden Zuordnung zur Ersatz- und Grundversorgung (E/G) war eine Erweiterung der maximal sechswöchigen Zuordnungsfrist um 3 Werktagen vorzunehmen. Denn in Fällen, in denen ein Lieferant eine sechs Wochen rückwirkend in die Vergangenheit gerichtete Abmeldung an den dem Netzbetreiber übermittelt, hat Letzterer nach dem Prozess „Lieferende“ bis zum Ende des 3. WT Zeit, um die Abmeldung zu bestätigen. Eine im Anschluss sich zu diesem Zeitpunkt anschließende rückwirkende Zuweisung der Entnahmestelle zum Ersatz-/Grundversorger durch den Netzbetreiber zur Vermeidung von Zuordnungslücken muss dann aber einen Zeitraum von 6 Wochen und 3 WT umfassen, um die Zuordnungslücke vollständig schließen zu können.

Für die Fälle, dass die Abmeldung einer Marktlokation auf einer Kündigung ohne Folgebelieferung beruht, wurde die Anmeldefrist zur E/G auf 6 Werktagen verkürzt. Diese Anpassung gilt der Harmonisierung zwischen der Abmeldefrist beim Lieferende und kürzester Anmeldefrist beim Lieferbeginn und soll einen Anstieg unnötiger Meldungen in die E/G vermeiden.

Um allen Marktpartnern rechtzeitig die Informationen über bilanzierungsrelevante Stammdatenänderungen zur Verfügung zu stellen, folgt auch dem E/G-Prozess eine Stammdatensynchronisation. Damit dieser Informationsaustausch rechtzeitig durchlaufen wird, war eine Fristverkürzung auf 2 Werktage bei der Antwort auf die Anmeldung durch den Ersatz-Grundversorger aus prozesstechnischen Gründen erforderlich.

2.6. Neuer Prozess Lieferschein zur Netznutzungsabrechnung

2.6.1. Allgemeines

Mit dem Systemwechsel zur Verantwortung des Messstellenbetreibers für Messwerterhebung und -aufbereitung erhält nunmehr der Netzbetreiber die Abrechnungswerte für seine Netznutzungsabrechnung gegenüber dem Netznutzer von einer dritten Marktrolle, dem Messstellenbetreiber. Der neu eingeführte Lieferschein bietet beiden Beteiligten die Möglichkeit, die abzurechnende Leistung wie auch in anderen Warenwirtschaftssystemen üblich miteinander abzustimmen und mögliche Unklarheiten und Fehler noch vor der eigentlichen Rechnungslegung zu bereinigen. Der Lieferschein beinhaltet dafür alle im Abrechnungszeitraum der Netznutzung angefallenen Abrechnungsenergiemengen und ggfs. die notwendigen Leistungswerte. Zu beachten ist dabei, dass bei jeglicher Korrektur der Messwerte ein entsprechend geänderter Lieferschein zu übermitteln ist.

Im Falle des unterjährigen Lieferantenwechsels benötigt ein neu in die Belieferung eingetretener Lieferant für den Abgleich ebenfalls die Arbeits- und Leistungswerte, die im Lieferzeitraum des Altlieferanten aufgetreten sind. Denn nach geltendem Netznutzungsvertrag / Lieferantenrahmenvertrag entfaltet die bis zum Eintritt des unterjährigen Lieferantenwechsels aufgetretene Maximalleistung sowie die bezogene Arbeit auch Auswirkungen hinsichtlich des anzulegenden Leistungspreises gegenüber dem neuen Lieferanten. Trotz des vollzogenen Systemwechsels zur sternförmigen Datenkommunikation durch den Messstellenbetreiber hält es die Beschlusskammer hier für sinnvoll, dass die Übermittlung dieser historischen Werte weiterhin direkt durch den Netzbetreiber an den Neulieferanten erfolgt. Der neue Use-Case für die Übermittlung der bisher gemessenen Arbeits- und Leistungswerte entfaltet von daher auch Wirkung auf die Prozesse Lieferbeginn und Beginn der Ersatz-/ Grundversorgung und wurde dort entsprechend verlinkt.

Auf große Bedenken bei einer Vielzahl der Konsultationsteilnehmer (insbesondere der Schleppen AG, Mitnetz Strom, NEW Netz GmbH, SWE Netz GmbH, EnBW AG, Netze BW aber auch der beiden Verbände BDEW und bne) stießen die in der Konsultationsversion noch gesondert benannten Regelungen zur Erteilung des Lieferscheins bei gepoolten Anlagen. Dies widerspreche dem gerade etablierten Rollenmodell der Markt- und Messlokation. Die Beschlusskammer

hat die Hinweise zum Anlass genommen, den betreffenden Absatz zu streichen, da die Bildung einer neuen Marktlokation zum Zwecke des Poolings den üblichen Regeln im Umgang mit Marktlokationen zu folgen hat.

2.6.2. Zur konkreten Prozessausgestaltung

Der BDEW bemängelte, dass im konsultierten Lieferscheinprozess nicht geregelt sei, wie mit einem abgelehnten Lieferschein umzugehen sei. Im heutigen Prozess der Netznutzungsabrechnung würden sich etwa 95% aller Ablehnungen, die sich auf abzurechnende Energiemengen bezögen, als unbegründet bzw. falsch erweisen. Ein Lieferschein-Clearing sollte daher an das im Netznutzungsabrechnungsprozess bereits heute etablierte Clearing angelehnt sein. Insbesondere die Westnetz GmbH gab darüber hinaus zu bedenken, dass ein Verzögern der Netznutzungsabrechnung durch den Lieferanten zwingend verhindert werden müsse. Die Beschlusskammer ist den Hinweisen nachgekommen und hat die Ausgestaltung des Prozesses entsprechend modifiziert. Der Lieferant kann dem Netzbetreiber nunmehr innerhalb von zwei Werktagen nach Eingang des Lieferscheins eine Rückmeldung geben. Lehnt der Lieferant den Lieferschein wegen inhaltlicher Unrichtigkeit ab, so ist der Ablehnungsgrund durch den Lieferanten konkret zu benennen. Gleichzeitig erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, Ablehnungsgründe des Lieferanten zu entkräften und ein Clearing durchzuführen. Erweisen sich die Ablehnungsgründe des Lieferanten in Ansehung der Rückmeldung des Netzbetreibers als hinfällig, so kann der Netzbetreiber unverzüglich mit dem Prozess der Rechnungslegung (Netznutzungsabrechnung) fortfahren. Hierzu wurde die UseCase-Vorbedingung für die Netznutzungsabrechnung entsprechend erweitert.

Nach Ansicht der Beschlusskammer bietet die Erweiterung des Prozesses dem Netzbetreiber die Möglichkeit, auf die Ablehnung des Lieferscheins zu reagieren und letztendlich genügend Verbindlichkeit, um die Netznutzungsabrechnung anzustoßen. Unstimmigkeiten, die heute den Rechnungslegungsprozess anhalten bzw. scheitern lassen würden, sind nun von der eigentlichen Rechnungslegung entkoppelt und können in beiderseitigem Interesse gelöst werden.

Der Besorgnis z.B. der MVV Energie AG, der Lieferant würde durch Einführung des Lieferscheins schlechter gestellt werden, da ihm nunmehr das Sanktionsmittel der Zahlungsverweigerung genommen sei, kann entgegengehalten werden, dass sich an der Möglichkeit zur Ablehnung der Netznutzungsabrechnung im betreffenden Prozess und unter den dortigen Voraussetzungen nichts geändert hat. Verbleibende Streitigkeiten, die im Wege des Clearings nicht gelöst werden können, verhindern prozessual nicht die Erstellung der Netznutzungsabrechnung, sondern müssen im Anschluss hieran ggf. zivilgerichtlich geklärt werden.

2.7. Netznutzungsabrechnung

Voraussetzung für die Übersendung der Netznutzungsabrechnung durch den Netzbetreiber ist nunmehr, dass dem Lieferanten ein Lieferschein über die im Abrechnungszeitraum angefallenen Abrechnungsenergiemengen und ggfs. Leistungswerte vorliegt. Sofern etwaige vom Lieferanten vorgebrachte Reklamationen vom Netzbetreiber entkräftet wurden, kann die Übermittlung der Netznutzungsabrechnung erfolgen.

Der Abgleich des Lieferscheins mit der gestellten Netznutzungsabrechnung erleichtert dem Lieferanten die Rechnungsprüfung. Dabei ist eine fehlerhafte Netznutzungsabrechnung vom Netzbetreiber zu stornieren. Der Lieferschein, der einer zu stornierenden Rechnung zugrunde liegt, ist ebenfalls zu korrigieren, sofern es sich um fehlerhafte Abrechnungsenergiemengen oder Leistungswerte handelt.

2.8. Übergreifende Prozesse

In Kapitel III sind Prozesse zusammengefasst, die gleichermaßen für die Festlegungen WiM und MPES Wirkung entfalten und dementsprechende Anwendung finden. Im Wesentlichen betrifft dies den komplexen Bereich des Stammdatenaustauschs, Zuordnungsregelungen zur Datenaggregation durch den ÜNB, die Änderungen des Bilanzierungsverfahrens, die Geschäftsdaten-anfrage sowie Hinweise zur Stornierung/ Rückabwicklung und zum Asynchron- und Synchronmodell.

2.8.1. Stammdatenaustausch

Die getroffene Grundentscheidung der Bilanzkreisaggregationszuständigkeit des ÜNB bei iMS-Marktllokationen hat zur Folge, dass der ÜNB bei jeglichen Änderungen, die seine Zuständigkeit betreffen, zu involvieren ist. Der neue Prozess der Stammdatensynchronisation schafft dafür die Grundvoraussetzung und sichert die notwendige Stammdatenqualität. Um neben der Datenqualität auch eine angemessene Übertragungsgeschwindigkeit sicherzustellen, wurden die Antwortfristen bei der Anfrage zur Stammdatenänderung (vormals 10 WT) mit den Fristen im Prozess Stammdatenänderung (3 WT) harmonisiert. Darüber hinaus hält die Beschlusskammer eine Zustimmungsfiktion bei Nichtantworten für angemessen, um dadurch entstehenden Verzögerungen vorzubeugen. Sollten sich nach Ablauf der Antwortfristen Änderungen ergeben haben, bleibt es den Berechtigten unbenommen, einen erneuten Stammdatenänderungsprozess anzustoßen. Entsprechende Verlinkungen zu den notwendigen Folgeprozessen dienen der Transparenz innerhalb des ohnehin komplexen Stammdatenaustauschs.

2.8.2. Anfrage zur Stammdatenänderung

Auf Vorschlag des BDEW hin findet nunmehr der für eine Messlokation innerhalb eines Lokationsbündels zuständige Messstellenbetreiber Berücksichtigung bei der Anfrage zur Stammdatenänderung. Somit ist sichergestellt, dass Änderungen oder Datenschiefstände von jedem Marktteilnehmer verarbeitet, an alle Beteiligten weitergeleitet werden und mithin ein synchroner Datenbestand vorliegt. Die Beschlusskammer hat den Vorschlag entsprechend umgesetzt.

2.8.3. Stammdatensynchronisation

Sobald an einer Marktlokation ein iMS verbaut wurde, muss der ÜNB als Aggregationsverantwortlicher in gleicher Weise wie der Netzbetreiber Kenntnis über alle bilanzierungsrelevanten Stammdaten besitzen und ist daher in die Kommunikation der Stammdatenänderungen einzu beziehen.

Den in der Konsultation vorgelegten Prozessentwurf lehnten jedoch einige Marktteilnehmer ab, weil sie darin den Lieferanten unangemessen als Qualitätssicherungsinstanz in der Stammdatenkommunikation zwischen VNB und ÜNB zwischengeschaltet sahen. Die Beschlusskammer stimmt insbesondere dem Argument von E.ON Energie Deutschland GmbH und E WIE EINFACH GmbH zu, dass eine echte Qualitätssicherung durch den Lieferanten nicht gewährleistet ist, solange er den ursprünglichen Inhalt der Nachricht vom Netzbetreiber an den ÜNB nicht kennt. Als sinnvoller erachtet sie dagegen den Vorschlag des bne. Danach übermittelt der Netzbetreiber das zu ändernde Stammdatenum an den Lieferanten, der dieses an den ÜNB weiterleitet. Lieferant und ÜNB verfügen zu diesem Zeitpunkt über den gleichen Informationsstand. Nachdem der ÜNB seinerseits das Stammdatenum an den Netzbetreiber zurückgemeldet hat, kann der Netzbetreiber bei Identität der versendeten und der erhaltenen Stammdatenmeldung davon ausgehen, dass alle Beteiligten über denselben Stammdatenstand verfügen. Sofern er Diskrepanzen feststellt, hat dieser ein Clearing mit den Berechtigten anzustoßen und den Stammdatensynchronisationsprozess erneut einzuleiten.

Dem Argument der Vattenfall Europe Sales GmbH, der Lieferant sei nicht für die Sicherstellung der Datensynchronität zwischen Netzbetreiber und ÜNB verantwortlich, kann hier nicht gefolgt werden. Denn der Lieferant wäre bei einem Datenschiefstand zwischen Netzbetreiber und ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung unmittelbar betroffen. Insofern hält es die Beschlusskammer für angemessen, dem Lieferanten zumindest die Pflicht zur Weiterleitung von Daten an den ÜNB aufzuerlegen, da er ein unmittelbares Interesse an der Richtigkeit insbesondere der bilanzierungsrelevanten Daten hat.

Der Prozess Stammdatensynchronisation findet immer dann Anwendung, wenn es sich bei den zu ändernden Daten um solche handelt, die die Aggregationsverantwortung des ÜNB betreffen. Entsprechende Verlinkungen finden sich daher auch den Stammdatenänderungsprozessen.

2.9. Zuordnung einer Marktlokation zur Datenaggregation durch den ÜNB

Informationen darüber, wann die Zuordnung einer Marktlokation zur Datenaggregation durch den ÜNB beginnt oder endet, liegen beim Netzbetreiber vor. Insofern wurden die entsprechenden Informationsaustauschprozesse vom Netzbetreiber ausgehend ausgestaltet und hinsichtlich der Anforderungen an eine hohe Datenqualität an den Prozess Stammdatensynchronisation angelehnt.

2.10. Änderung des Bilanzierungsverfahrens oder der Gerätekonfiguration

Der so konsultierte Prozess „Änderung Bilanzierungsverfahren“ wurde nach Bewertung der eingegangenen Stellungnahmen um eine weitere Anwendungsmöglichkeit ergänzt, die es erlaubt, den Messstellenbetreiber einer iMS-Marktlokation zu beauftragen, ein weiteres Register zur Unterscheidung von Schwachlast- und Nicht-Schwachlastzeit im SMGW einzurichten.

2.11. Geschäftsdatenanfrage

Im Zuge der Anbindungsverpflichtung für neue Messeinrichtungen für Gas nach § 40 Abs. 2 MsbG muss der für die Sparte Gas zuständige Messstellenbetreiber wissen, ob die Messlokation seines Kunden bereits mit einem iMS ausgestattet wurde. Die Beschlusskammer hielt es in Abstimmung mit der für Gas zuständigen Beschlusskammer für sinnvoll, den Prozess Geschäftsdatenanfrage dementsprechend spartenübergreifend ausgestalten.

Darüber hinaus wurde der Prozess für den ÜNB auf die Ebene der Marktlokation hin ausgeweitet, damit dieser die aus EE-Anlagen übermittelten Werte mit den korrespondierenden Stammdaten abgleichen kann.

Der vom bne im Rahmen der Konsultation vorgetragenen Forderung, Geschäftsdatenanfragen zukünftig weitgehend automatisiert abzuwickeln, schließt sich die Beschlusskammer an und ist dem in diesem Zusammenhang unterbreiteten Vorschlag zur Verkürzung der Antwortfristen auf fünf Werkzeuge entsprechend gefolgt.

3. Änderung der Festlegung WiM (Tenorziffer 2 sowie Anlage 2)

3.1. Allgemeines

3.1.1. Messstellenbetreiber der Marktlokation

Ein Großteil der Konsultationsteilnehmer thematisierte in ihren Stellungnahmen Unsicherheiten bei der Bestimmung des verantwortlichen Messstellenbetreibers für die Berechnung der Marktlokation in komplexen Messsituationen (Lokationsbündel), bei denen für die beteiligten Messlokationen unterschiedliche Messstellenbetreiber zuständig sind. Teils wurden Vorschläge zur Bestimmung des Verantwortlichen eingebracht. So hat die Schleupen AG vorgeschlagen, dass ein Messstellenbetreiber bei Interesse die Übernahme einer Marktlokation beim Netzbetreiber anfragen können sollte und dieser eine Entscheidung zu treffen habe, die sich nach klaren Regeln richtet. Der überwiegende Teil der Marktteilnehmer stand dem tatsächlichen Bestimmungsverfahren offen gegenüber und betonte lediglich den Bedarf nach transparenten Zuweisungskriterien. Im Ergebnis hat sich die Beschlusskammer für eine allgemein gültige Regelung im Fall von Lokationsbündeln mit Untermessungen entschieden. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die Zuweisung der Zuständigkeit an den Messstellenbetreiber der Messlokation des Summenzählers sachgerecht, da dort die Gesamtenergiemenge gemessen wird. Hierdurch ist selbst bei einer angenommenen Vielzahl unterschiedlicher Messstellenbetreiber an Unterzählern gewährleistet, dass die Differenzbildung immer durch ein und denselben Messstellenbetreiber durchgeführt wird, nämlich durch den Messstellenbetreiber des Summenzählers. Diese Konstellation deckt die weit überwiegende Zahl der Fälle komplexer Lokationsbündel ab. In Einzel- und Sonderfällen, die dadurch nicht abgedeckt sind, weist der Netzbetreiber die Verantwortlichkeit an einen beteiligten Messstellenbetreiber zu, sofern keine einvernehmliche Lösung zu erzielen ist. Diese Regelung findet sich gleichermaßen in der GPKE wieder.

Zu den Gründen der Ablehnung der erneut geäußerten Forderung, dass alle zu einer Marktlokation gehörenden Messlokationen durch den identischen Messstellenbetreiber betrieben werden müssten, wird auf den Beschluss BK6-16-200 vom 20.12.2016, Kapitel B V 1.2. Einführung der Begriffssystematik Markt-/ Messlokation, verwiesen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass die Zähl- und Messeinrichtung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen an sicherheitsrelevanten Punkten installiert sind und es folglich erforderlich ist, dass Arbeiten an den Anlagen nur durch vom Netzbetreiber geschultes Personal durchgeführt werden. Daraus kann aber nicht abgeleitet werden, dass der ÜNB deshalb zwingend selbst verantwortlicher Messstellenbetreiber dieses Lokationsbündels sein

muss. Personal eines MSB, welches hinsichtlich der besonderen Anforderungen über eine qualifizierte Unterweisung verfügt, kann diese Voraussetzungen gleichermaßen erfüllen.

3.1.2. Aufbereitung und Ausdifferenzierung einzelner Prozesse als Use Case

Der Überarbeitungsbedarf sowie die differenzierte Darstellung einzelner Geschäftsprozesse bzw. einzelner Prozessschritte basiert im Wesentlichen auf drei Veränderungen. Zum einen ergibt sich durch den Übergang der Aufgabe der Datenaufbereitung vom Netzbetreiber auf den Messstellenbetreiber entsprechender Anpassungsbedarf. Zum anderen resultiert er aus der Einbindung des ÜNB als neuem Messwertempfänger. So kann auch der ÜNB außerturnsmäßige Werte anfordern oder reklamieren und muss deshalb auch in den Stornierungsprozess integriert werden. Außerdem ist dem Umstand Rechnung zu tragen, dass der Messstellenbetreiber der Messlokation ggf. nicht mit dem verantwortlichen Messstellenbetreiber der Marktlokation identisch ist. In diesen Fällen sind die Werte der Messlokation vom Messstellenbetreiber aufzubereiten und an den Messstellenbetreiber der Marktlokation zu übermitteln. Der Messstellenbetreiber der Marktlokation ist für die Berechnung der Marktlokation verantwortlich und versendet die jeweils zu übermittelnden Daten der Mess- bzw. Marktlokation sternförmig an die einzelnen Marktteilnehmer. Der jeweilige Datenumfang, die Granularität, der Empfänger und weitere Parameter werden im Detail in der Tabelle „Darstellung der zu übermittelnden Werte“ dargelegt.

Diese veränderten Rahmenbedingungen führten zur Aufbereitung und Ausdifferenzierung folgender Use Cases:

3.1.2.1. Aufbereitung und Übermittlung von Werten

Neben der Integration der oben genannten Aspekte in den Prozess der Aufbereitung und Übermittlung von Werten wurde für eine bessere Übersichtlichkeit die Tabelle „Darstellung der zu übermittelnden Werte“ strukturell stark überarbeitet. Als Grundlage für eine IT-Prozessumsetzung übersetzt sie die rechtlichen Vorgaben der §§ 60-69 MsbG in systematisch gegliederte Datenlieferbeziehungen.

Die Aufgabenübertragung auf die Marktrolle Messstellenbetreiber schlägt sich auch in der Zuständigkeit für die Vorgabe des Ablesetermins im Fall von konventionellen Messeinrichtungen (ohne RLM) sowie bei modernen Messeinrichtungen nieder (WiM Kapitel III 2.2.3.). Als zuständige Marktrolle für die Durchführung der Ablesung solcher händisch abzulesender Zähler erhält der Messstellenbetreiber konsequent das Bestimmungsrecht für den konkreten Ablesetermin.

In der Tabelle „Darstellung der zu übermittelnden Werte“ wurden im Vergleich zur Konsultationsversion die Fristigkeiten zweier Datenübermittlungen verändert: Für den Fall turnusmäßiger Ablesung bei iMS-Messtechnik ist in der Gruppe derjenigen Kunden, die standardmäßig mit

Viertelstundenwerten gemessen werden, eine werktägliche Messwertübermittlung durch den Messstellenbetreiber der Messlokation an den Messstellenbetreiber der Marktlokation spätestens bis 9:30 Uhr (statt wie konsultiert 10:00 Uhr) vorgesehen. Entsprechend wurde auch die werktägliche Messwertübermittlung durch den Messstellenbetreiber der Marktlokation an den ÜNB auf spätestens 11:00 Uhr (statt wie konsultiert 12:00 Uhr) festgelegt. Hintergrund ist der von einigen Konsultationsteilnehmern eingebrachte Hinweis, dass die bisherigen WiM-Übermittlungsfristen in Gesamtschau mit der anschließenden Generierung von täglichen Summenzeitreihen (Kategorie C) durch den ÜNB nach MaBiS dazu führen würden, dass Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche diese Summenzeitreihen erst um 15:00 Uhr erhalten würden, was eine Dienlichkeit für Optimierungsvorgänge für den Folgetag ausschließen würde. Mit den nun vorgenommenen Fristverkürzungen, die dem Messstellenbetreiber der Messlokation wie auch dem Messstellenbetreiber der Marktlokation weiterhin eine ausreichend bemessene Bearbeitungszeit zugestehen, wird die Grundlage geschaffen, damit auch der ÜNB im Rahmen der MaBiS – ebenfalls unter Gewährleistung einer weiterhin auskömmlichen Bearbeitungszeit – seine Rechenergebnisse bis 13:00 Uhr an Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche weitergeben kann.

3.1.2.2. Anforderung und Übermittlung von Zwischenablesungswerten

Mit diesem neuen Use Case wird der zweistufige Bestellprozess an die neuen Rahmenbedingungen angepasst.

3.1.2.3. Reklamation von Werten beim MSB

Die jeweiligen Use Case Darstellungen knüpfen nun an jeder Marktrolle an, von der eine Reklamation ausgehen kann, referenzieren auch auf die damit verbundenen Prozessschritte der Stornierung von Werten und stoßen gleichermaßen auch die Übermittlung von korrigierten Messwerten an.

3.1.2.4. Stornieren von Werten

Der MSB, der die Berechnung der Marktlokation verantwortet, informiert alle anderen betroffenen Marktteilnehmer über die Stornierungen.

3.2. Einzelfragen

3.2.1. Sicherstellung der lückenlosen Zuordnung

Ergänzend zu der überarbeiteten Prozessdarstellung waren beim Prozess Ende Messstellenbetrieb aufgrund der Verlagerung der Aufgabe der Datenaufbereitung vom Netzbetreiber auf den Messstellenbetreiber inhaltliche Anpassungen notwendig. Es entfällt die seitens des NBs zu

treffende Vorbereitung zur Rückübernahme (ehemals Prozessschritt 4) und das Treffen der Nachfolgezuordnungsentscheidung durch den Netzbetreiber selbst. Dies wird durch die vom Netzbetreiber an den gMSB zu richtende Verpflichtungsanfrage ersetzt, der sodann die Entscheidung über die eventuelle Weiterverpflichtung des MSBA fällt.

Um weiterhin bis spätestens zum Ablauf des 4. WT vor dem vorläufig bestätigten Abmeldetermin die Entscheidung über die Nachfolgezuordnung vorliegen zu haben, wird der Fristenlauf dahingehend angepasst, dass die Verpflichtungsanfrage spätestens bis zum Ablauf des 5. WT vor dem vorläufig bestätigten Abmeldetermin an den gMSB gerichtet werden muss, der diese dann innerhalb eines Werktages beantworten muss.

Die Beschlusskammer sieht zudem die Vorteile der vom BDEW vorgeschlagenen Ausgliederung der Übernahme durch den gMSB mittels Gerätewechsel und/ oder -übernahme aus dem Prozess Ende Messstellenbetrieb. Inhaltlich ist der Prozess weniger dem Ende Messstellenbetrieb als vielmehr dem Beginn Messstellenbetrieb zuzuordnen.

3.2.2. Wegfall der Ebene des Preisschlüssels

Die Beschlusskammer hat sich nach dem Vorschlag des BDEW für den ersatzlosen Wegfall des Preisschlüssels entschlossen. Ein Preisschlüssel konkretisierte im Wesentlichen eine abzurechende Leistung (Preisschlüsselstamm) für den jeweiligen Anwendungsfall. Durch die in der Praxis gelebte 1:1 Beziehung zwischen dem Preisschlüssel und dem Preisschlüsselstamm lässt sich durch den Wegfall der Ebene des Preisschlüssels eine Vereinfachung des Preisblattkatalogs ohne Informationsverlust erzielen.

3.2.3. Streichen der Auslöser für die Beendigung der Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs über den Lieferanten durch den Messstellenbetreiber

Die Beschlusskammer hat sich gegen die konkrete Nennung der Gründe bzw. Voraussetzungen für die Beendigung der zwischen Lieferant und Messstellenbetreiber vereinbarten Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs über den Lieferanten entschieden. Seitens der Marktteilnehmer wurde bisweilen diskutiert, ob eine Veränderung des Entgelts in der Konsequenz das Ende der getroffenen Vereinbarung bedeute und dies mit der Pflicht einhergehe, ein neue Vereinbarung anzubieten.

Für die prozessuale Ausgestaltung der Beendigung der Rechnungsabwicklung ist der konkrete Anlass für die Beendigung irrelevant. Die jeweiligen Auslöser für die Beendigung der vertraglichen Vereinbarung können individuell zwischen den jeweiligen Vertragsparteien geregelt werden. Dem Vorschlag von GEODE folgend, zieht die Beschlusskammer die Konsequenz, dass die konkrete Auflistung möglicher Ursachen in den prozessualen Vorgaben entbehrlich ist und daher entfallen kann.

3.2.4. Übermittlung der Berechnungsformeln von Marktlokationen

Mit dem Übergang der Aufgabe der Datenermittlung und –aufbereitung vom Netzbetreiber auf den Messstellenbetreiber geht auch die Notwendigkeit der Übermittlung der Berechnungsformel der Marktlokation einher. Dies betrifft Fälle, in denen die Messergebnisse mehrerer Messlokatoren mittels einer Berechnungsformel zur Ermittlung der maßgeblichen Werte für die Marktlokation führen. Da die Berechnungsformel beim Netzbetreiber als Verantwortlichem hinterlegt ist, bedarf es eines Übermittlungsprozesses in Richtung des MSB. Erst wenn der Messstellenbetreiber die Berechnungsformel kennt, kann er seiner Pflicht zur Datenaufbereitung nachkommen. Um eine hohe Datenqualität sicherzustellen, ist eine automatisierte Antwortmöglichkeit auf die übermittelte Berechnungsformel des Messstellenbetreibers vorgesehen. Gleichwohl schließt diese kurzfristige Antwortmöglichkeit keine Reklamationen durch den Messstellenbetreiber aus, sofern der Fehler in der Berechnungsformel erst später entdeckt wird. Auch dann sind Korrekturen der Berechnungsformel im Rahmen der gesetzlichen Verjährung weiterhin möglich, um eichrechtlich gültige und abrechnungsfähige Messwerte zu erhalten.

Neben dem Messstellenbetreiber muss zukünftig auch der Lieferant Kenntnis über die Berechnungsformel haben, um die vom Messstellenbetreiber generierten Werte für die Marktlokation nachvollziehen zu können. Entsprechenden Forderungen von Konsultationsteilnehmern ist die Kammer gefolgt. Um aufgrund der Anwendungsbreite dieser Regelung und dem damit verbundenen Umsetzungsaufwand keine Kollisionen mit den weiteren Arbeiten zur Umsetzung der Verpflichtungen zum 01.12.2019 hervorzurufen, hält es die Beschlusskammer in diesem Punkt für angemessen, eine etwas längere Umsetzungszeit bis zum 01.10.2020 vorzusehen. Die Beschlusskammer schätzt die Häufigkeit der Identifikation von Fehlern in der Berechnungsformel durch Lieferanten deutlich geringer als durch den Messstellenbetreiber ein und verzichtet daher auf eine automatisierte Antwortmöglichkeit des Lieferanten. In diesem Fall ist eine bilaterale Lösung zu finden.

3.2.5. Neuer Use-Case Ersteinbau einer mME in eine bestehende Messlokation

Die Beschlusskammer hat sich aufgrund grundlegender Unterschiede zu dem Ersteinbau eines iMS für die Festlegung eines separaten Use Case für den Ersteinbau einer mME in eine bestehende Messlokation entschlossen. Anders als bei dem Ersteinbau eines iMS, bei dem u.a. der Bestandsschutz nach § 19 MsbG geprüft wird und bei dem auch unter den Voraussetzungen des § 36 Abs. 1 MsbG eine Rückübernahme des gMSB in Frage kommen kann, beläuft sich der Use Case Ersteinbau einer mME in eine bestehende Messlokation im Wesentlichen auf die Vorabinformation an den Lieferanten.

Um Effizienzen auf Seiten des gMSB nicht zu zerstören, die im langfristig geplanten Einbau liegen, sieht die Beschlusskammer ein Einbauzeitfenster von zwölf Monaten vor. Grundsätzlich

ist der geplanten Einbau mindestens drei Monate vorab anzukündigen. Im Ergebnis hat der Ersteinbau daher spätestens 15 Monate nach der erfolgten Ankündigung zu erfolgen. Sollte während dieser Zeit ein Lieferantenwechsel stattfinden, so sieht die Bundesnetzagentur auch eine Information des neuen Lieferanten über den geplanten Wechsel als erforderlich an.

3.2.6. Kein Einbezug des gMSB in den Beginn des Messstellenbetriebs insbesondere im Fall der Neuanlage

Westfalen Weser Netz GmbH, EWE NETZ GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG und DIGImeto GmbH & Co. KG haben den Bedarf für einen separaten Prozess bzw. als Ergänzung zum Use Case „Beginn Messstellenbetrieb“ für weitere Prozessschritte vorgetragen, die im Falle einer Neuanlage, für die keine vertragliche Verpflichtung eines wMSB vorliegt, den Anschlussnutzer in die Zuständigkeit des gMSB überführen. Besondere Bedeutung käme dieser Forderung zu, wenn die Grundzuständigkeit für mME und iMS auf einen externen Marktpartner übertragen sei.

Dem wurde jedenfalls für die nun festzulegende MaKo 2020 nicht gefolgt. Die Beschlusskammer sieht grundsätzlich das Bedürfnis des Netzbetreibers und des gMSB, die Kommunikation zu standardisieren. Allerdings böte sich auch die Möglichkeit, diese Fragen im Rahmen der Übertragung der Grundzuständigkeit bilateral zwischen den Marktpartnern zu klären. Aus diesem Grund hält die Kammer es für vorzugswürdig und für die Zeit bis zur Festlegung des Zielmodells auch für verhältnismäßig, hierfür kein automatisiertes Prozessregime vorzusehen und diese Frage im Zuge der Festlegung des Zielmodells zur Konsultation zu stellen.

3.2.7. Übermittlung von Last- und Einspeisegangdaten von RLM-Markt- und Messlokalationen an die ÜNB

Im Rahmen der ersten durchgeführten Konsultation der Prozessdokumente haben die vier deutschen ÜNB in ihrer gemeinsamen Stellungnahme angeregt, dass der WiM-Use-Case „Aufbereitung und Übermittlung von Werten“ durch eine turnusmäßige werktägliche Übermittlung der Last- und Einspeisegangwerte für Markt- und Messlokalationen von RLM-gemessenen Kunden ergänzt wird. Da diese Anforderung grundlegende Bedeutung hat und nicht Gegenstand der ersten Konsultation gewesen ist, wurde diese Frage nochmals öffentlich nachkonsultiert.

Nach derzeitiger Bewertung der Beschlusskammer enthalten die Stellungnahmen der ÜNB keine ausreichend tragfähige Begründung, die die mit dem Vorschlag verbundene massive Ausweitung der Datenübermittlungspflichten rechtfertigen würde.

Die Beschlusskammer teilt die Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer, dass zur Sicherstellung der Netzstabilität nicht zwingend standardmäßig eine Übermittlung aller Last- und Einspeise-

gangdaten von Markt- und Messlokationen von RLM-Kunden stattfinden müsse. Vielmehr könnten für diese Zwecke auch Netzzeitreihen in Betracht kommen.

Die Sicherstellung der Netzstabilität ist außerdem von der Aufgabe der Vermarktung der EEG-Energiemengen durch die Übertragungsnetzbetreiber zu trennen. Daher überzeugt die Argumentation der Übertragungsnetzbetreiber diesbezüglich nicht.

Die Beschlusskammer ist ungeachtet dessen weiterhin bereit, im Rahmen der Planungen für das Zielmodell über grundsätzliche Erweiterungen von Datenlieferungspflichten im Rahmen der durch das MsbG eingeräumten Möglichkeiten zu diskutieren.

3.2.8. Verlängerung der Vorlaufzeit zur Übermittlung des Preisblatts nach Änderung

Entgegen der ursprünglich konsultierten Version der WiM ist im UseCase „Übermittlung Preisblatt nach Änderung“ nunmehr vorgesehen, dass eine geänderte Version eines Preisblatts spätestens 3 Monate vor dem Wirksamwerden der geänderten Preise zu übermitteln ist. Die Konsultationsversion hatte hier noch eine Vorlaufzeit von 3 Werktagen vorgesehen. Zu beachten war aber, dass Änderungen am Preisblatt – insbesondere im Fall der Weiterberechnung der Entgelte an den Lieferanten – auch entsprechende Vorlaufzeiten im Rechtsverhältnis zwischen Lieferant und Endkunde nach sich ziehen. Hier war dem Lieferanten die Möglichkeit zu geben, auch im Fall einer kurzfristigen Kündigung des Endkunden noch den Leistungsbezug rechtzeitig zum Wirksamwerden beenden zu können.

3.2.9. Übermittlung der Liste der Profildefinitionen sowie Übermittlung von normierten Profilen

Neu gegenüber der schriftlich konsultierten WiM-Version wurden die beiden Prozesse „Übermittlung der Liste der Profildefinitionen vom NB an MSB“ sowie „Übermittlung von normierten Profilen vom NB an MSB“ eingefügt. Grund dafür ist die im Nachgang zu Tage getretene Notwendigkeit, dass der Messstellenbetreiber für diverse Zwecke, etwa für die Vornahme einer rechnerischen Messwertabgrenzung oder zur Durchführung einer Ersatzwertbildung auf die Kenntnis eines beim Kunden zum Einsatz kommenden Lastprofils angewiesen ist. Diese Daten werden dem Messstellenbetreiber durch die beiden Prozesse seitens des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt.

3.2.10. Monatliche Messwertübermittlung an den LF

Einige Stellungnahmen wiesen darauf hin, dass die in WiM Kapitel III. 2.6.6. genannte monatliche Übermittlung von Monatsarbeitswerten den Vorgaben des MsbG widerspreche. Nach § 40 Abs. 3 Satz 3 EnWG muss aber der Lieferant dem Verbraucher bei Vorliegen eines iMS

monatliche Verbrauchsinformationen sowie Informationen zu Kosten bereitstellen. Nach § 40 Abs. 3 Satz 1 EnWG können Lieferanten nach ihrer Wahl monatlich abrechnen. In der Rechnung ist dann der Verbrauch im jeweiligen Abrechnungszeitraum und der Anfangs- und Endzählerstand des Abrechnungszeitraums anzugeben, § 40 Abs. 2 Nr. 4 EnWG. Um diesen Verpflichtungen nachkommen zu können, benötigt der Lieferant monatliche Messwerte. Die §§ 49 ff. MsbG enthalten Regelungen zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten aus einer Messeinrichtung. Gemäß § 50 Abs. 1 Nr. 3 MsbG ist eine Datenerhebung/ -verarbeitung/ -nutzung ohne Einwilligung des Anschlussnutzers zur Erfüllung rechtlicher Verpflichtungen zulässig, welche den berechtigten Stellen aufgrund des MsbG oder auch des EnWG auferlegt sind. Da § 50 MsbG einen Verweis auf das EnWG enthält, ist eine Datenerhebung/ -verarbeitung/ -nutzung aus einer Messeinrichtung auch dann zulässig, wenn dies nach dem EnWG vorgeschrieben ist.

4. Änderung der Festlegung MPES (Tenorziffer 3 sowie Anlage 3)

4.1. Allgemeines

Im Zuge der Modernisierung und einheitlichen Darstellung der Prozessdokumente wurde auch die Darstellung mehrerer Prozesse in der MPES aktualisiert. Dies betrifft insbesondere den Prozess Kündigung, welcher zur Vereinheitlichung nun auch in der MPES ausformuliert und in die Use Case Darstellung überführt wurde. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Des Weiteren wurde der Prozess Lieferbeginn in die neue Darstellungsform überführt. In Kapitel 4.2.1 „UC Lieferbeginn“ wurde unter „weitere Anforderungen“ der zweite Bullet-Point gestrichen, welcher sich auf EEG-Marktlokationen mit DV-Pflicht bezieht. Des Weiteren wurde der Hinweis zu Prozessschritt 7 herausgenommen. Beides wird nun in einem neuen Kapitel 4.3 „Überprüfung einer EEG-Marktlokation mit DV-Pflicht auf 100% LF-Zuordnung“ separat dargestellt. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden. Auch der Prozess 4.5 „Lieferende“ wurde ohne inhaltliche Änderungen in das neue Format überführt.

4.2. Synchronisierung von Prozessschritten

In Kapitel 4.2.2 „SD Lieferbeginn“ wurden die Prozessschritte in der Tabelle dergestalt synchronisiert, dass die Schritte 8 und 9 zeitgleich erfolgen müssen. Dies gilt ebenso für Schritt 4 und 5 der Tabelle im Kapitel 4.5.1.1 „SD Lieferende“. Damit wird Stellungnahmen Rechnung getragen, die zu Recht angemerkt haben, dass die genannten Schritte synchron ablaufen müssen, um zu gewährleisten, dass die Übermittlung und Einstellung aller bilanzierungsrelevanten Stammdaten rechtzeitig erfolgen kann.

4.3. Forderung der Abschaffung von 100%-Tranchen

Vom Markt wurde teilweise gefordert, die Möglichkeit zur Einrichtung einer Tranche in Höhe von 100 % abzuschaffen. Diese Vorgehensweise ist jedoch seit einigen Jahren im Markt etabliert und einige Marktteilnehmer sprechen sich auch weiterhin dafür aus. Da dieses Thema nicht im Fokus der aufgrund von gesetzlichen Fristen zeitlich dringlichen Festlegungsänderung stand und daher auch nicht konsultiert wurde, wird eine ausführliche Befassung mit dem Thema und die Diskussion hierzu frühestens im Zielmodell erfolgen.

5. Änderung der Festlegung MaBiS (Tenorziffer 4 und Anlage 4)

5.1. Allgemeines

Bezüglich der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) hat die Beschlusskammer nun erstmals das gesamte Prozessdokument zum Gegenstand einer förmlichen Festlegung gemacht. Die ursprüngliche Festlegung aus dem Jahr 2009 (BK6-07-002) beschränkte sich auf eine Fixierung grundlegender Anforderungen, die alle am Vorgang des Bilanzkreisdatenclearings und der Bilanzkreisabrechnung beteiligten Akteure zu erfüllen haben. Die Ausgestaltung der detaillierten Prozessbeschreibungen war aus Zeit- und Kapazitätsgründen einer Verbändearbeitsgruppe überantwortet worden, das Arbeitsergebnis war schließlich per Mitteilung der Beschlusskammer veröffentlicht worden. Mit dem nun als Anlage 4 verfügbaren Prozessdokument verfolgt die Kammer das Ziel, nun auch bei der MaBiS die marktweit einzuhaltenen Prozesse im gleichen Detaillierungsgrad in den Stand einer förmlichen Festlegung zu erheben wie bei den übrigen Prozessregimes. Diese Vorgehensweise erscheint nicht zuletzt deshalb angezeigt, weil sich einige Änderungen an den MaBiS-Prozessen im Rahmen der Konsultation als umstritten herausgestellt haben und daher auch in Detailfragen eine förmliche Befassung und Entscheidung die vorzugswürdige Lösung darstellt, um eine verbindliche und rechtssichere Klärung herbeizuführen.

5.2. Kapitel 1 (Beteiligte Rollen, Gebiete, Objekte und Begriffsbestimmungen) und Kapitel 2 (Zeitreihen, Aggregationen und Kategorien)

Die Kapitel 1 und 2 führen zunächst in die für alle Prozesse geltenden Grundlagen ein. Dies betrifft die Benennung der an den Prozessen beteiligten Markttrollen, der in der Modellierung benötigten Objekte sowie Bezugsgebiete. Kapitel 2 arbeitet die verschiedenen in den MaBiS-Prozessen vorkommenden Zeitreihentypen systematisch auf.

5.3. Kapitel 3 (Rahmenbedingungen)

Die in Kapitel 3 dargestellten Rahmenbedingungen fußen in Teilen auf Inhalten der bisherigen Anlage 1 zur MaBiS in der Fassung, die sie durch die Festlegung BK6-11-150 vom 28.10.2011

erhalten hat. Dies gilt namentlich für Kapitel 3.3., welches wie bisher die Grundaussage verankert, dass alle in die Bilanzkreisabrechnung einzubeziehenden Energiemengen voraussetzen, dass die betreffenden Marktlokationen zuvor in Anwendung der maßgeblichen Zuordnungsprozesse (GPKE, MPES) ordnungsgemäß zu Lieferanten und Bilanzkreisen zugeordnet worden waren und der Lieferant hiervon auch rechtzeitig Kenntnis erlangt hatte, um seinen diesbezüglichen Pflichten nachkommen zu können.

Aufgrund der Erstreckung der Aggregationsaufgabe auch auf den ÜNB in Bezug auf iMS-Daten ist der Hinweis erforderlich geworden, dass der ÜNB bei allen bilanzierungsrelevanten Stammdatenänderungen gleichberechtigt mit einzubeziehen ist; insbesondere bei solchen Änderungen, die rückwirkend erfolgen sollen, ist die Zustimmung des ÜNB erforderlich. Da solche Änderungen sich unmittelbar auf die vom ÜNB generierten Aggregatwerte und auf Fragen der sachgerechten Energiemengenzuordnung zwischen VNB und ÜNB auswirken, ist es sachgerecht, jeweils die Mitwirkung des ÜNB in der jeweiligen Intensität zu fordern.

Kapitel 3.4. entspricht weitgehend dem bisherigen Kapitel 1.2. der MaBiS-Anlage 1 und führt im Detail die Voraussetzungen auf, die ein Netzbetreiber zur Gewährleistung einer vollständigen Energiemengenzuordnung in seinem Netz sicherzustellen hat. Da das MsbG auch dem ÜNB teilweise die Aufgabe der Aggregation von Einzelzeitreihen zu Summenzeitreihen zuweist, sind etwa in der Berechnung der DBA nunmehr auch so genannte Summenzeitreihen der „Kategorie B“ enthalten, die vom ÜNB generiert worden sind. Dementsprechend ist auch die Einführung einer vom ÜNB wirtschaftlich zu verantwortenden Deltazeitreihe („ÜNB-DZR“) vorgesehen, die Energiemengen aufnimmt, die sich aus etwaigen Bilanzierungsfehlern oder aus strittigen Energiemengen ergeben. Eingeführt wurde ferner der so genannte „Deltazeitreihen-Übertrag“ (DZÜ). Mit diesem hat der ÜNB die Möglichkeit, Energiemengen aus ungeklärten Clearingfällen dem wirtschaftlichen Verantwortungsbereich des Netzbetreibers / Messstellenbetreibers zuzuweisen.

Kapitel 3.5. bezüglich des Umgangs mit Bilanzierungsgebieten ist weitgehend inhaltsgleich mit dem ehemaligen Kapitel 4.1. der Anlage 1 zur MaBiS. Auf die Ausführungen hierzu im damaligen Ausgangsbeschluss von 2009 wird verwiesen.

Kapitel 3.6. und 3.7. stellen die Anforderung auf, dass für jede im Rahmen der MaBiS-Prozesse zu übermittelnde Summenzeitreihe ein eindeutiger Identifikator („MaBiS-Zählpunkt“) zu verwenden ist, der zudem vor erstmaliger Inanspruchnahme gegenüber dem späteren Empfänger einer Summenzeitreihe mittels Stammdatenaustausch zu aktivieren ist, um dem Empfänger die künftige Datenübermittlung anzuzeigen.

5.3.1. Aggregation auf Ebene der Regelzone

Kapitel 3.8.1. sieht unter anderem vor, dass vom ÜNB erzeugte Summenzeitreihen auch auf das Gebiet „Regelzone“ bezogen generiert und bereitgestellt werden. Es wird auch in Ansehung der hierzu eingegangenen kritischen Stellungnahmen an dieser Maßgabe festgehalten. Mit der gesetzgeberischen Grundentscheidung, dem ÜNB für bestimmte Marktlokationen die Aufgabe der Bilanzkreisdatenaggregation zuzuweisen, wird die Möglichkeit eröffnet, das Bilanzkreisdatenclearing perspektivisch zentralisierter auszugestalten und die beteiligten Bilanzkreisverantwortlichen jedenfalls in Bezug auf die mit IMS ausgestatteten Messlokationen nicht mehr zwingend auf die Auswertung von über 900 Bilanzkreissummenzeitreihen zu verweisen. Zumindest in denjenigen Fällen, in denen sich die interne Erwartungshaltung des jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich der zu bilanzierenden Energiemengen mit der ihm zugewandten regelzonenbezogenen Summenzeitreihe deckt, vermag die regelzonenbezogene Sichtweise insoweit eine Datenauswertung bezüglich der einzelnen Bilanzierungsgebiete obsolet zu machen. Auf diesen Punkt weist etwa auch der Lieferant Vattenfall Europe Sales GmbH hin, der in dieser Vorgehensweise die Chance sieht, die Datenströme und damit gleichzeitig den Prüfungsaufwand beim Bilanzkreisverantwortlichen wegen der erheblich geringeren Anzahl von auszutauschenden Zeitreihen signifikant zu verringern.

Die Beschlusskammer hält insbesondere auch deshalb an dieser Ausgestaltung fest, weil die Prozessmethodik ohnehin die jederzeitige Möglichkeit eines Bilanzkreisverantwortlichen vorsieht, für die Zukunft generell die regelzonenbezogene Aggregation abzubestellen und grundsätzlich bilanzierungsgebietsbezogene Aggregate anzufordern. In diesem Zusammenhang ist die Kammer auch einer Anregung aus dem Markt gefolgt und hat die diesbezügliche Wahl des Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich des Bezugsgebietes für die Aggregation (Bilanzierungsgebiet bzw. Regelzone) auch als automatisch maßgebliche Bezugsgröße für die Aggregation von Lieferantensummen festgelegt. Bestellt somit der Bilanzkreisverantwortliche das Bezugsgebiet Regelzone ab und erhält Bilanzkreisaggregate fortan je Bilanzierungsgebiet, so schlägt dies auch auf die zu generierenden Lieferantensummenzeitreihen durch, um insoweit eine jederzeitige Vergleichbarkeit und Prüfbarkeit zu gewährleisten.

5.3.2. Versionierung

In Abweichung von der konsultierten MaBiS-Version hat sich die Beschlusskammer zudem dazu entschlossen, es im Umgang mit während der Clearingphase inhaltlich veränderten neueren Versionen einer Summenzeitreihe bei einer eindimensionalen Versionierung zu belassen. Dies bedeutet, dass jegliche Veränderung an den Ausgangsdaten für eine Summenzeitreihe dazu zu führen hat, dass die neu generierte Summenzeitreihe eine hochgezählte Versionsnummer erhält und nur unter den in der MaBiS niedergelegten Regeln Eingang in die Bilanzkreisabrechnung

findet. In die konsultierte MaBiS-Version war dagegen noch der Vorschlag des BDEW eingeflossen, eine Unterscheidung in eine Zuordnungsversion und eine Messwertversion vorzunehmen. So sollte die Zuordnungsversion für die Zuordnung der Marktlukationen zu den Objekten, Gebieten und Merkmalen stehen, anhand derer die Aggregation für die Summenzeitreihe erfolgt. Die Zuordnungsversion sollte sich ändern, wenn sich die bilanzierungsrelevanten Stammdaten oder Zuordnungen einer Marktlukation ändern, die Auswirkungen auf die betrachtete Summenzeitreihe haben. Dagegen sollte die Messwertversion für das Aggregat der Messwerte der zugeordneten Marktlukationen der Summenzeitreihe stehen. Sie sollte sich ändern, wenn sich mindestens ein Messwert der zu aggregierenden Messwerte der zugeordneten Marktlukationen verändert. Während für Zuordnungsversionen vorgesehen war, dass eine neue Version nur bei Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen Eingang in die Abrechnung findet, sollten neue Messwertversionen auch ohne Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen berücksichtigt werden.

Gegen diese Vorgehensweise wurden in der Konsultation zahlreiche Einwände insbesondere von Seiten der Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen vorgebracht. Sie betonten, auch jegliche nachträgliche Änderungen an Messwerten als prüf- und zustimmungsbedürftig anzusehen. Ein mit der Einführung einer ungeprüften Messwertversion einhergehendes Daueraufschlagsrecht wurde als inakzeptabel bewertet. So erläuterte etwa der bne, dass es in der Praxis keineswegs deshalb überwiegend zu neuen Versionen von Summenzeitreihen komme, weil sich der Bestand an zu berücksichtigenden Marktlukationen verändert habe. Viel häufiger komme es zu Ablehnungen von Summenzeitreihen, weil der Netzbetreiber aktualisierte Messwerte in die Summenzeitreihen einbringe, es aber zugleich versäume, diese veränderten Einzelwerte auch im Rahmen der Zuordnungsprozesse GPKE und MPES an die Lieferanten zu übermitteln. Auf diese Weise entstünden Diskrepanzen zwischen der internen Erwartungshaltung des Bilanzkreisverantwortlichen und der tatsächlich eingehenden Summenzeitreihe.

Vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer derzeit keinen ausreichenden Anlass, um von der bislang im Markt etablierten Praxis der eindimensionalen Versionierung abzuweichen. Dies rechtfertigt sich insbesondere nicht in ausreichender Weise aus der Tatsache heraus, dass die Erhebung, Aufbereitung und der Versand von Messwerten nach dem Leitbild des MsbG nunmehr ausgehend von der Marktrolle Messstellenbetreiber stattzufinden hat, weshalb der Netzbetreiber somit keinen ausreichend großen Einfluss mehr auf die Qualität der übermittelten Messwerte habe. Eine solche Betrachtungsweise lässt aus dem Blick, dass derzeit geschätzt über 95 % aller Messlukationen von einem mit dem jeweiligen Netzbetreiber identischen gMSB betrieben werden. Zudem ist auch ein unabhängiger wMSB über den zwingend mit dem Netzbetreiber abzuschließenden Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag diesem gegenüber zur Einhaltung objektiv nachprüfbarer Qualitätsstandards verpflichtet. Im Fall der Nichteinhaltung

hätte der Netzbetreiber somit die Möglichkeit, vertragliche Konsequenzen zu ziehen und den Messstellenbetreiber zur Verbesserung der Datenqualität anzuhalten.

Kapitel 3.8.3. stellt allgemeine Grundregeln im Umgang mit der jeweiligen Version einer Summenzeitreihe auf. Beschrieben werden insbesondere die Auswirkungen einer Prüfmitteilung des Bilanzkreisverantwortlichen in Bezug auf den beim BIKO hinterlegten Datenstatus. Die Regelungen dienen der Umsetzung des seit 2009 geltenden Kapitels 3 der Anlage 1 zur MaBiS-Festlegung. Die Grundregeln erfahren in nun festzulegender Fassung maßgeblich eine Änderung durch die zusätzliche Aufnahme des ÜNB in Ausübung der Bilanzkreisdatenaggregation.

Eine Änderung gegenüber dem status quo ergibt sich durch die nun vorgenommene Abschaffung des so genannten Erstaufschlagsrechtes im Rahmen der Korrekturbilanzkreisabrechnung. So bestand nach Abschluss der ersten Bilanzkreisabrechnung bislang die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber für die Korrekturbilanzkreisabrechnung neue Summenzeitreihen einbrachte und aufgrund der Wirkung des Erstaufschlagsrechtes für die Einbeziehung dieser Daten in die Korrekturbilanzkreisabrechnung nicht die Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen benötigte. Die Kammer hält es an dieser Stelle für eine die Datenqualität der ersten Abrechnung deutlich steigernde Maßnahme, indem zwar zunächst weiterhin die Möglichkeit einer Korrekturbilanzkreisabrechnung beibehalten wird, jedoch alle dort eingebrachten Daten auch die Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen benötigen. Denn hierdurch wird ein Anreiz gegenüber den für die Aggregation zuständigen Akteuren geschaffen, möglichst schon im Rahmen des Clearings zur ersten Bilanzkreisabrechnung eine Datenqualität zu erreichen, die ein Gebrauchmachen von einer zweiten, wiederum mit Clearingaufwand verbundenen Korrekturabrechnung obsolet macht.

Kapitel 3.10. strukturiert die Zeitspanne von der Erstlieferung von Summenzeitreihen bis hin zur Vornahme der Bilanzkreisabrechnung. In grundsätzlicher Orientierung an der Systematik der bislang geltenden MaBiS-Festlegung existiert ein Zeitraum, in dem ein so genanntes „Erstaufschlagsrecht“ des VNB und des ÜNB gilt. Summenzeitreihen, die in diesem Zeitfenster nach näherer Maßgabe der Tabelle übermittelt werden, erhalten den Datenstatus „Abrechnungsdaten“ und finden Eingang in die Bilanzkreisabrechnung des BIKO. Die bisherige MaBiS-Festlegung sah für dieses Zeitintervall den 1. – 10. WT nach Ablauf des Liefermonats vor. Da nach der nun zu verankernden Systematik aber auch der ÜNB im Rahmen der ihm zugewiesenen Zuständigkeit Summenzeitreihen erzeugt und diese Aggregationsdaten unter Umständen Eingangsparameter für die Bilanzierung des Netzbetreibers sind, wurde das Erstaufschlagsrecht des Netzbetreibers entsprechend bis zum 12. WT verlängert. In der Folge sind auch die Folgephasen geringfügig angepasst worden: Die Clearingphase dauert nunmehr bis zum 30.

WT (bislang: 29. WT), es schließt sich bis zum 34. WT eine Clearingphase für die neu hinzugekommenen DZÜ an.

Gegen das im Zeitraum vom 1. – 10. WT vorgesehene Erstaufschlagsrecht auch für den ÜNB wurde vereinzelt vorgebracht, dies bringe namentlich in Industrie- und anderen Arealnetzen mit einer späteren tendenziell hohen iMS-Ausbauquote erhebliche wirtschaftliche Risiken für den Netzbetreiber. So argumentierten VCI und GEODE, in solchen Netzen werde ein erheblicher Teil der zu erfassenden Ein- und Ausspeisungen über iMS erfasst, weshalb die Aggregation dieser Messwerte zu großen Teilen im Zuständigkeitsbereich des mit solchen Prozessen noch nicht umfassend erfahrenen ÜNB liege. Damit entstehende Fehler nicht sofort auf die Netzbilanzierung durchschlagen, wurde angeraten, anstelle eines Erstaufschlagsrechtes den Abrechnungstatus erst von einer positiven Prüfmitteilung des Netzbetreibers abhängig zu machen.

Diese Argumentation überzeugt nach Ansicht der Kammer nicht. Zum einen befindet sich in den Netzen der ÜNB auch heute bereits eine signifikante Zahl an energieintensiven Stromentnehmern und -einspeisern. Auch für diese konventionell gemessenen Kunden ist der ÜNB bereits heute der für die Aggregation zuständige Netzbetreiber und verfügt somit über ausreichende Erfahrung bei der Messwertaggregation. Zudem ist derzeit nicht damit zu rechnen, dass namentlich in industriell geprägten Arealnetzen gleich zu Anfang des Rollouts die iMS-Systeme eine Verbreitung finden. Denn iMS als Ersatz für RLM-Messgeräte sind nach derzeitiger Einschätzung der Kammer auf absehbare Zeit noch nicht am Markt verfügbar. Es dürfte daher zunächst eher die Gruppe der verbrauchsschwächeren Kunden sein, bei denen ein iMS zum Einsatz kommt. Da die Zahl der insgesamt in einer Regelzone einzubauenden iMS zudem zunächst eine langsame Hochlaufkurve durchläuft, haben die ÜNB ausreichend Gelegenheit, sich auf diese neue, vom Gesetz vorgegebene Aufgabenwahrnehmung einzustellen und ihre Prozesse hierfür zu optimieren.

5.4. Kapitel 4 (Austauschprozesse zu Bilanzierungsgebieten)

Die in MaBiS-Kapitel 3.5. beschriebenen Bilanzierungsgebiete unterliegen sporadischen Änderungen. Durch die Neuvergabe von Konzessionen, durch Unternehmensfusionen oder -auflösungen kann sich die Zuständigkeit eines Netzbetreibers für ein Bilanzierungsgebiet ändern. Ebenso ist die Zusammenlegung oder Auftrennung von Bilanzierungsgebieten vorstellbar. Kapitel 4 bildet alle Austauschprozesse zwischen den Beteiligten Marktrollen ab, die im Zuge der An- oder Abmeldung eines Bilanzierungsgebietes benötigt werden. Zweck dieser Prozesse ist insbesondere, sicherzustellen, dass alle von einer Änderung eines Bilanzierungsgebietes betroffenen Akteure mit der jeweils erforderlichen Vorlaufzeit die benötigten Informationen über anstehende Änderungen erhalten, um ihre Systeme und Stammdaten hierauf vorzubereiten.

Da mit der Zuständigkeit für ein Bilanzierungsgebiet auch die Tragung der rechtlichen und wirtschaftlichen Verantwortung für die so genannte Deltazeitreihe einhergeht, enthält Kapitel 4 auch Abwicklungsprozesse für die Benennung bzw. Änderung des für die Aufnahme der Deltazeitreihe zuständigen Bilanzkreises. Dem geäußerten Anliegen einiger Konsultationsteilnehmer, die Vorlaufzeiten für die Benennung des Bilanzkreises zur Aufnahme der Deltazeitreihe zu verkürzen, ist die Kammer hierbei nicht gefolgt. Bisherige Rückmeldungen aus der Praxis vermittelten nicht den Eindruck, dass die auch bislang angewandte Vorlaufzeit von 20 Werktagen zu großzügig bemessen oder unpraktikabel sei.

Führen die vorgesehenen Prozesse zur Benennung eines Bilanzkreises nicht im vorgesehenen Zeitfenster zum Erfolg, so ist – wie auch in den bislang angewandten MaBiS-Prozessen - das Anstoßen eines Eskalationsprozesses vorgesehen.

5.5. Kapitel 5 (Austauschprozesse zur Netzzeitreihe)

Kapitel 5 enthält diejenigen Prozesse, die zwischen Netzbetreibern untereinander sowie zwischen Netzbetreibern und dem BIKO anzuwenden sind, um für jedes Bilanzierungsgebiet eines Netzbetreibers zu eindeutigen und mit dem jeweils benachbarten Netzbetreiber abgestimmten Netzzeitreihen zu kommen und diese im Anschluss dem BIKO zu übermitteln. Wie bei anderen Summenzeitreihen auch erfordert der Umgang mit Netzzeitreihen dafür zunächst, dass hierfür jeweils ein eindeutiger MaBiS-Zählpunkt zur Identifikation beim BIKO aktiviert wird. Die Abstimmung einer Netzzeitreihe mit einem benachbarten Netzbetreiber erfolgt mittels Übermittlung an diesen, verbunden mit der Möglichkeit, hierauf eine Prüfmitteilung zurückzumelden. Dabei gilt die übermittelte Netzzeitreihe vom Gegenüber als akzeptiert, wenn dieser innerhalb der ihm eingeräumten Frist von 3 Werktagen keine Ablehnung übermittelt. Mit Blick auf diese bereits enthaltene Zustimmungsfiktion wurde davon abgesehen, entsprechend einiger Stellungnahmen noch zusätzlich eine ausdrückliche Verpflichtung des Empfängers zur Prüfung und Rückmeldung aufzunehmen. Es dürfte hierbei auch ohne diese Ergänzung eine ausreichende Motivation des Empfängers der Netzzeitreihe bestehen, zur Vermeidung späteren Clearings eine rechtzeitige und aussagekräftige Rückmeldung abzugeben.

Ebenfalls nicht gefolgt ist die Kammer dem Vorschlag des bne, mit Blick auf allgemeine Fristverkürzungen in der WiM-Festlegung auch innerhalb dieses MaBiS-Prozesses eine Fristenstraffung für die Abstimmung der Netzzeitreihen vorzunehmen. Es bleibt allerdings vorbehalten, dies im Rahmen einer allgemeinen MaBiS-Fristenrevision im Zuge eines Festlegungsverfahrens zum Zielmodell einzuplanen.

5.6. Kapitel 6 (Austauschprozesse zwischen Netzbetreiber und Lieferant bzw. Übertragungsnetzbetreiber)

Kapitel 6.1. erläutert zunächst die grundlegende Systematik bei der Erstellung und Versionierung von normierten Profilen und Profilscharen durch den dafür nach § 12 StromNZV zuständigen Netzbetreiber. Dem in der Konsultation von mehreren Unternehmen geäußerten Wunsch, insbesondere den Umgang mit tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen, tagesparameterabhängigen Lastprofilen und Profilscharen noch detaillierter zu erläutern und auch systemische Verbesserungen wie die stärkere Berücksichtigung einer Temperaturabhängigkeits-Komponente auch bei Haushalts- und Gewerbelastprofilen einzubeziehen, konnte im Rahmen des hiesigen Verfahrens nicht nachgekommen werden. Derartige Maßnahmen setzen grundsätzlich zunächst eine umfassende Betrachtung der Thematik voraus, weshalb die Beschlusskammer die damit zusammenhängenden Fragen bereits an den BDEW mit der Bitte um fachliche Stellungnahme weitergeleitet hat. In Betracht zu ziehen ist, diese Fragen in die kommende Festlegung für das Zielmodell der Marktkommunikation einzubeziehen.

Der Grundentscheidung folgend, dass bei Kunden mit iMS der ÜNB auch für die Aggregation der Daten von profilbilanzierten Kunden zuständig ist, erläutert Kapitel 6.1.1. die hierfür anzuwendende Vorgehensweise. Abweichend von dem in die Konsultation eingebrachten Vorschlag, bei solchen Kunden zur Vermeidung einer späteren Mehr-/Mindermengenabrechnung eine Bilanzierung auf Basis von Ist-Monatsverbrauchswerten des jeweiligen Kunden vorzunehmen, sieht die Festlegung nunmehr vor, dass der ÜNB – insoweit in vollständiger Entsprechung zur Vorgehensweise eines synthetisch bilanzierenden Netzbetreibers – das auf den Kunden anzuwendende normierte Profil auf Basis der individuellen vom Netzbetreiber ermittelten Jahresverbrauchsprognose skaliert und in die Aggregation einbezieht. Dabei war die Systematik der synthetischen Bilanzierung durch den ÜNB auch für analytisch verwaltete Bilanzierungsgebiete vorzugeben, weil die ÜNB-seitige Aggregationsaufgabe ansonsten in massiver zeitlicher und qualitativer Abhängigkeit zur Bildung der Restlastkurve durch den Netzbetreiber gestanden hätte.

Jedenfalls für den zeitlichen Geltungsbereich der hiesigen Festlegung hält die Kammer diese Vorgehensweise für einen ausgewogenen Kompromiss zwischen dem Anspruch, die dem ÜNB gesetzlich zugewiesene Aggregationsaufgabe ohne künstliche Systembrüche auszugestalten und dem so verstandenen Interesse mancher Verteilnetzbetreiber, die Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises nicht weiter zu verkomplizieren.

Erfolgt wie nun ausgestaltet eine synthetische Bilanzierung von Profilen beim ÜNB, so war der Umgang mit verbleibenden Abweichungen zwischen Profil und tatsächlichem Verbrauchsverhalten (Differenzmengen) konsequenterweise gem. § 12 Abs. 3 StromNZV dem Differenzbilanz-

kreis des VNB zu überantworten. Denn es obliegt im Ergebnis auch dem VNB, durch bessere Annäherung der von ihm verwalteten normierten Profile an das tatsächliche Last- und Einspeiseverhalten seiner Kunden die entstehenden Differenzen zu minimieren.

Die weiteren Kapitel 6.2. – 6.6. definieren im Detail die technischen Austauschprozesse, die zwischen dem Netzbetreiber und den Marktrollen Lieferant und ÜNB anzuwenden sind, um die Empfänger bezüglich der vom Netzbetreiber verwalteten Profile jeweils auf dem aktuellen Stand zu halten.

5.7. Kapitel 7 (Austauschprozesse zwischen Netzbetreiber und Lieferant zur Lieferantensummenzeitreihe und –clearingliste)

Die in Kapitel 7 behandelten Lieferantensummenzeitreihen, die zwischen dem Netzbetreiber und einem Lieferanten ausgetauscht werden, stellen zur Erleichterung des Bilanzkreisdatenclearings das Bindeglied zwischen den auf der Ebene BIKO – Bilanzkreisverantwortlicher auszutauschenden Bilanzkreissummenzeitreihen und den nach GPKE zwischen Netzbetreiber und Lieferant zu übermittelnden Einzelzeitreihen dar. Insbesondere für häufig vorkommende Fälle, in denen mehrere Lieferanten den Bilanzkreis eines Bilanzkreisverantwortlichen nutzen, kann mithilfe der Lieferantensummenzeitreihen ein Vorclearing je Lieferant erfolgen. Die definierten Prozesse beinhalten dabei auch die Möglichkeit, dass der Lieferant je nach eigenem Prüfergebnis auch eine inhaltliche Rückmeldung an den Netzbetreiber zurückgeben kann. Diese Disaggregation in die Summenzeitreihen einzelner Lieferanten erleichtert im Ergebnis auch das finale Clearing zwischen Bilanzkreisverantwortlichem und Netzbetreiber. Zur Vermeidung von Unstimmigkeiten hinsichtlich der in die jeweilige Lieferantensummenzeitreihe eingegangenen Einzelwerte besteht weiterhin die Möglichkeit, dass der Lieferant die Lieferantenclearingliste einzeln oder im Abonnement beim Netzbetreiber anfordert.

5.8. Kapitel 8 (Austauschprozesse zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Lieferant zur Lieferantensummenzeitreihe und –clearingliste)

Da neben dem Netzbetreiber auch der ÜNB die Aufgabe der Aggregation von Einzelwerten vornimmt, sieht die MaBiS in Kapitel 8 exakt spiegelbildlich zu Kapitel 7 die Übermittlung von Lieferantensummenzeitreihen und –clearinglisten auch durch den ÜNB an den Lieferanten vor. Sofern der Bilanzkreisverantwortliche die durch den ÜNB bereitzustellende Aggregationsebene zwischen Regelzone und Bilanzierungsgebiet wechselt, so hat dies auch entsprechende Auswirkungen auf die Aggregationsebene im Rahmen dieser Datenübermittlungen.

5.9. Kapitel 9 (Austauschprozesse zur Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe)

Die Zuweisung der Aggregationsaufgabe an den Netzbetreiber einerseits und den ÜNB andererseits hat verschiedene Konsequenzen. So sich kann der Netzbetreiber nicht mehr allein durch Wahrnehmung der ihm obliegenden Aggregationsaufgaben einen Überblick verschaffen, ob er alle Energiemengen des von ihm zu verantwortenden Bilanzierungsgebietes vollständig im Sinne des Kapitels 3.4. den verschiedenen Bilanzkreisen zugeordnet hat. Zu den vom Netzbetreiber selbst aggregierten Mengen müssen zusätzlich Informationen über diejenigen Energiemengen hinzukommen, die der ÜNB in Ausübung seiner Zuständigkeiten für die Aggregation von Marktlokationen mit iMS-Messlokationen im jeweiligen Bilanzierungsgebiet erfasst hat. Erst bei Vorliegen dieser Werte kann der Netzbetreiber alle diejenigen Berechnungen durchführen, in die diese Informationen des ÜNB als notwendige Eingangsparameter einfließen. Insbesondere die Differenzzeitreihe (DBA) lässt sich erst in Kenntnis der Aggregationswerte des ÜNB ermitteln.

Um dies zu ermöglichen sieht Kapitel 9 der MaBiS die neuen Institute der Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe sowie der Bilanzierungsgebietsclearingliste vor.

Da die durch die Bilanzierungsgebietssummenzeitreihen repräsentierten Energiemengen Abrechnungsrelevanz hinsichtlich der Verantwortlichkeit des Netzbetreiber einerseits oder des ÜNB andererseits für die betreffenden Marktlokationen haben, erfolgt die Aktivierung bzw. Deaktivierung des erforderlichen MaBiS-Zählpunktes über den BIKO. Ebenso erfolgt der Versand der von ÜNB generierten Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe analog zum Vorgehen bei Bilanzkreissummenzeitreihen zunächst an die Marktrolle BIKO, der seinerseits die Weiterleitung an den Netzbetreiber vornimmt (Kapitel 9.7.). In Konsequenz dazu gibt der Netzbetreiber eine Prüfmitteilung hinsichtlich einer ihm vorliegenden Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe an den BIKO zurück (Kapitel 9.8.). Mittels der Mitteilung des Datenstatus (Kapitel 9.9.) teilt der BIKO dem Netzbetreiber sowie dem ÜNB mit, ob die jeweilige Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe in die durchzuführende Abrechnung eingeht. Wie auch bei Lieferantensummenzeitreihen hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, eine dem Clearing dienende Bilanzierungsgebietsclearingliste im Einzelfall oder als Abonnement beim ÜNB anzufordern.

5.10. Kapitel 10 (Austauschprozesse zur Bilanzkreissummenzeitreihe mit dem NB)

Kapitel 10 beschreibt alle erforderlichen Geschäftsprozesse zum Umgang mit Bilanzkreissummenzeitreihen, die durch den Netzbetreiber erzeugt worden sind. Der Abschnitt gliedert sich in Stammdaten- und Bewegungsdatenprozesse. Die im Vorfeld zu durchlaufenden Stammdatenprozesse umfassen zunächst die Aktivierung einer Zuordnungsermächtigung (Kapitel 10.2.) durch den Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber dem Netzbetreiber. Mit dieser zeigt der

Bilanzkreisverantwortliche an, dass ein Lieferant berechtigt ist, im Geltungsbereich des Bilanzierungsgebietes des Netzbetreibers für bestimmte Zeitreihentypen Einspeise- bzw. Entnahmestellen anzumelden. Vorliegende Zuordnungsermächtigungen dienen damit bereits in den Zuordnungsprozessen der GPKE und der MPES als Prüfungsgrundlage.

In der Konsultation war über die Frage diskutiert worden, ob auch die Notwendigkeit besteht, zugunsten solcher Lieferanten, die mit einem Bilanzkreisverantwortlichen identisch sind, Zuordnungsermächtigungen abzugeben. Im Interesse einer möglichst vollautomatischen Abwicklung hält es die Kammer hier für vorzugswürdig, im Sinne einer strengen Marktrollenbetrachtung durchgängig die Erteilung einer Zuordnungsermächtigung der Marktrolle BKV zugunsten eines Lieferanten zu fordern. Der Umsetzungsaufwand für die Realisierung dieser schematischen Vorgehensweise dürfte im Zweifel deutlich geringer sein, als regelmäßige Hintergrundprüfungen auf juristische Identität ausgehend von den im Standardfall zunächst nur bekannten Marktpartner-Identifikationsnummern durchzuführen.

Wie bei anderen Summenzeitreihen von Abrechnungsrelevanz bedarf es auch vor erstmaliger Nutzung einer Bilanzkreissummenzeitreihe zunächst der Aktivierung eines MaBiS-Zählpunktes über den BIKO. Die hierfür erforderlichen Prozesse beschreiben die Kapitel 10.4. / 10.5.

Das im Sinne des auch bislang etablierten Prüfmechanismus der MaBiS übliche Zusammenspiel aus Übersendung einer Bilanzkreissummenzeitreihe vom Netzbetreiber an den BIKO, Weiterleitung derselben vom BIKO an den Bilanzkreisverantwortlichen, Prüfmitteilung des Bilanzkreisverantwortlichen sowie Übermittlung des daraus resultierenden Datenstatus durch den BIKO ist in den Kapiteln 10.9. bis 10.11. beschrieben.

Zur Erleichterung des Clearings stellen die Kapitel 10.6. / 10.7. die erforderlichen Prozesse für die Einzelanforderung bzw. das Abonnement der Bilanzkreiszuordnungsliste bereit.

5.11. Kapitel 11 (Austauschprozesse zur Bilanzkreissummenzeitreihe mit dem ÜNB)

Da neben dem Netzbetreiber nunmehr auch der ÜNB für die mit iMS ausgestatteten Marktlokationen Bilanzkreissummenzeitreihen aggregiert, sind in Kapitel 11 die für den Netzbetreiber geltenden Prozesse entsprechend gespiegelt. Nicht vorhanden sind dort die Prozesse zur Aktivierung bzw. Deaktivierung einer Zuordnungsermächtigung. Diese wird nur gegenüber dem Netzbetreiber erteilt, da auch nur dort die Zuordnungsprozesse der GPKE und der MPES abgewickelt werden. Zusätzlich in Kapitel 11 vorzufinden sind die Prozesse, mit denen der Bilanzkreisverantwortliche gegenüber dem ÜNB die Bilanzkreisdatenaggregation auf Ebene der Regelzone bestellen oder abbestellen kann (Kapitel 11.7. / 11.8.)

5.12. Kapitel 12 (Austauschprozesse zum Deltazeitreihenübertrag)

Kapitel 12 beschreibt alle Geschäftsprozesse, die erforderlich sind, damit der ÜNB mittels des DZÜ Energiemengen ausweisen kann, die aus ungeklärten Clearingfällen resultieren die nach Ansicht des ÜNB dem Verantwortungsbereich des Netzbetreiber und damit dessen NB-DZR zuzuweisen sind. Wie auch bei anderen Prozessen zur Übermittlung abrechnungsrelevanter Zeitreihen sind auch hier Instrumentarien vorgesehen, um für die jeweilige Zeitreihe zunächst den erforderlichen MaBiS-Zählpunkt über den BIKO zu aktivieren bzw. zu deaktivieren. Ebenfalls existieren Prozesse zur Übermittlung eines erstellten DZÜ vom ÜNB über den BIKO an den NB, zur Rückübermittlung einer Prüfmitteilung des Netzbetreibers über den BIKO an den ÜNB sowie zur Übermittlung des sich ergebenden Datenstatus. Zusätzliche Unterstützung für das Clearing leistet der Austausch einer DZÜ-Liste vom ÜNB an den Netzbetreiber.

Die Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, E.DIS Netz GmbH sowie die Schleswig-Holstein Netz AG hatten in der Konsultation die grundsätzliche Erforderlichkeit des Instrumentariums DZÜ bestritten. Sie argumentierten, im zeitlichen Anwendungsbereich der DZÜ, nach Ende der allgemeinen Clearingphase, seien nach der Erfahrung der vergangenen Jahre nur noch wenige offene Fälle mit sehr geringen Energiemengendifferenzen betroffen. Insofern stünden dem Aufwand für die Implementierung der erforderlichen Prozesse zur Abbildung des DZÜ nur sehr übersichtliche Vorteile im Clearing gegenüber.

Diese Argumentation vermag nicht zu überzeugen. Die Instrumentarien zum Austausch des eigentlichen DZÜ und der weiteren Daten zur Unterstützung des Clearings (DZÜ-Liste) sollen den jeweils beteiligten ÜNB und Netzbetreiber zunächst in die Lage versetzen, ihr bilateral und üblicherweise manuelles Clearing offener Fälle auf transparenter Datengrundlage durchzuführen. Könnten sich die Beteiligten dieses Instrumentariums nicht bedienen, so wäre das erforderliche Clearing offener Fälle dauerhaft deutlich aufwändiger zu bewerkstelligen. Zudem übersehen die Stellungnehmenden offenbar, dass Energiemengendifferenzen nicht nur auf nachträglich zwischen Bilanzkreisverantwortlichem und Netzbetreiber einvernehmlich und rückwirkenden Änderungen bilanzieller Zuordnungen beruhen können, sondern auch auf anderweitigen Fehlerquellen, etwa inkonsistenten Messwerten von Seiten eines Messstellenbetreibers resultieren können. Für die anzunehmende Vielgestaltigkeit solcher Konstellationen stellt die DZÜ nach derzeitiger Einschätzung der Kammer daher ein adäquates Hilfsmittel dar.

5.13. Kapitel 13 (Austauschprozesse zur Abrechnungssummenzeitreihe)

Kapitel 13 stellt alle diejenigen Prozesse bereit, die zum Austausch von Abrechnungssummenzeitreihen an alle potentiellen Empfänger benötigt werden. Es sind dies die Markttrollen BKV, aufgrund der wirtschaftlichen Verantwortlichkeit für Deltamengen aber auch die jeweiligen Netzbetreiber und der jeweilige ÜNB. Wie üblich sind Prozesse enthalten, mit denen für die

entsprechenden Abrechnungssummenzeitreihen MaBiS-Zählpunkte aktiviert bzw. deaktiviert werden. Mittels der eigentlichen Übermittlungsprozesse liefert der BIKO an den Bilanzkreisverantwortlichen für dessen BK die bilanzkreisscharfe BAS-Zeitreihe getrennt nach Überdeckung und Unterdeckung, die FPE und FPI, für unmittelbar zugeordnete Unterbilanzkreise zusätzlich den BAS des Unterbilanzkreises sowie zusätzlich weitere gegebenenfalls den Bilanzkreisen des Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnete Abrechnungssummenzeitreihen (NB-DZR, ÜNB-DZR, SRI, SRE). An den Netzbetreiber bzw. ÜNB übermittelt der BIKO eine vorläufige NB-DZR eines Bilanzierungsgebietes, weist diese dem vom Netzbetreiber benannten Bilanzkreis zu und übermittelt diese an den Netzbetreiber. Nach Ablauf der Bilanzkreisabrechnung ermittelt der BIKO die endgültige NB-DZR eines Bilanzierungsgebietes, weist diese dem vom Netzbetreiber benannten Bilanzkreis zu und übermittelt diese an den Netzbetreiber. Zur Unterstützung des Clearings stehen jeweils noch entsprechende Clearinglisten zur Verfügung, die BKV, Netzbetreiber bzw. ÜNB beim BIKO anfordern können.

5.14. Kapitel 14 (Austausch von Ausgleichsenergiepreisen)

Ein weiterer entscheidender Baustein auf dem Weg zur Erstellung der Bilanzkreisabrechnung durch den BIKO und für die Prüfung derselben durch den Bilanzkreisverantwortlichen ist die Kenntnis des in der Abrechnung verwendeten Preises für Ausgleichsenergie. Mit dem in Kapitel 14 verankerten Prozess übermittelt der BIKO bis spätestens zum Ablauf des 20. Werktages nach Ablauf des Bilanzierungsmonats den Ausgleichsenergiepreis elektronisch an die BKV.

5.15. Kapitel 15 / 16 (Austauschprozesse zur täglichen Bilanzierungsgebietssummenzeitreihe / Austauschprozesse zur täglichen Bilanzkreissummenzeitreihe)

Mit den in den Kapiteln 15 und 16 der MaBiS verankerten Austauschprozessen wird der gesetzlichen Verpflichtung aus § 67 Abs. 2 Nr. 1 und 2 MsbG Rechnung getragen. Danach hat der ÜNB standardmäßig den Verteilnetzbetreibern täglich für den Vortag zu Zwecken der Prognosebildung und Bilanzierung aggregierte Summenzeitreihen netzebenen-scharf für das jeweilige Bilanzierungsgebiet zur Verfügung zu stellen. Zudem hat der ÜNB standardmäßig den Bilanzkreisverantwortlichen täglich für den Vortag zu Zwecken der Bilanzkreisbewirtschaftung die aus den Messwerten aggregierten Summenzeitreihen für den jeweiligen Bilanzkreis zur Verfügung zu stellen. In beiden Kapiteln wurde die maßgebliche Uhrzeit von 15:00 Uhr (so konsultiert) auf 13:00 Uhr vorgezogen, damit die Empfänger der Summenzeitreihen noch genügend Reaktionszeit haben, um diese als Grundlage für letzte Optimierungen verwenden zu können. Die Vorverlegung auf 13:00 ist angemessen, da zugleich auch im Rahmen der WiM-Prozesse eine Anpassung vorgenommen wurde, auf deren Grundlage der ÜNB die Ausgangsdaten bis spätestens 11:00 Uhr (statt konsultiert 12:00 Uhr) von den Messstellenbetreibern

erhält. Aus Sicht der Kammer sind die Berechnung der erforderlichen Summenzeitreihen und der anschließende Versand an die Berechtigten für die ÜNB auch in zwei Stunden realistisch darstellbar.

6. Absicherung der Marktkommunikation durch Signatur und Verschlüsselung (Tenorziffer 5)

Bereits mit den Festlegungen zur Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (Az. BK6-16-200), wurde die Verschlüsselung und Signierung von EDIFACT-Nachrichten in der Marktkommunikation gemäß Tenorziffer 5 angeordnet. Die Beschlusskammer beobachtet seit Inkrafttreten dieser Vorgaben jedoch, dass im Markt unterschiedliche Auffassungen zur Interpretation von Parametern in digitalen Zertifikaten zur Verschlüsselung und Signierung bestehen. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist daher eine Präzisierung dieser Vorgaben zur Wahrung eindeutiger Definitionen erforderlich. Soweit die Vorgaben dieser Tenorziffer mit denjenigen aus der Festlegung BK6-16-200 identisch sind, so wird ergänzend auf die damalige Begründung verwiesen. Da die nun vorgenommenen Präzisierungen aus Sicht der Beschlusskammer die Wiedergabe des auch bislang Gemeintem darstellen, wird es für vertretbar gehalten, das Inkrafttreten der Regelungen der nun neu gefassten Tenorziffer 5 bereits zum 01.04.2019 anzuordnen. Dies ist indes auch für Marktteilnehmer, die in technischen Details eine leicht anderweitige Umsetzung eingerichtet hatten, ausreichend bemessen, um noch letzte Anpassungen im Sinne bundesweiter Vereinheitlichung vornehmen zu können.

6.1. Referenz auf statische BSI-TR-Version

Entgegen einer Anregung des BSI im Zuge der Herstellung des Benehmens hält es die Beschlusskammer weiterhin für vorzugswürdig, die tenorierten Vorgaben zur Verschlüsselung und Signatur jeweils an einer statisch bezeichneten Version der BSI TR 03116-4 auszurichten (aktuell: Stand 2018). Dies schafft für die Umsetzungsverpflichteten zunächst Rechtssicherheit und Stabilität. Zugleich ist durch Tenorziffer 5. h. sichergestellt, dass Änderungen in der BSI-TR mit Auswirkungen auf die hiesigen Vorgaben auch im Zuge der Überarbeitung des EDI@Energy-Dokumentes „Regelungen zum Übertragungsweg“ einfließen.

6.2. Signaturverfahren für Zertifikate (Tenorziffer 5. b.)

Mit Blick auf eine anfänglich mangelnde Verfügbarkeit geeigneter Anbieter hatte die Beschlusskammer die ursprüngliche Verpflichtung aus der Festlegung BK6-16-200 im Rahmen des Umsetzungsvollzuges dahingehend relativiert, dass neu auszustellende Zertifikate bis spätestens 31.12.2018 noch nach dem Signaturverfahren RSASSA-PKCS1-v1_5 (Signaturalgorithmen sha-256RSA oder sha-512RSA) zugelassen waren. Tenorziffer 5 b. weist dementsprechend auf

die Nutzbarkeit solcher Zertifikate im maximal dreijährigen Gültigkeitszeitraum hin sowie auf die Verpflichtung, ab dem 01.01.2019 neue Zertifikate ausschließlich nach dem Standard RSASSA-PSS zu signieren.

6.3. Kombizertifikate (Tenorziffer 5. c.)

In Absprache mit dem BSI war in der Festlegung BK6-16-200 verfügt worden, dass zertifizierte private Signaturschlüssel bis zum 31.12.2019 gleichzeitig zur Signaturerzeugung sowie zur Entschlüsselung verwendet werden dürfen. Dahinter stand die gemeinsame Erwartungshaltung, dass spätestens ab dem 01.01.2020 ohnehin eine anderweitige Absicherungsmethodik im Zuge der Einführung sternförmig kommunizierender iMS (Zielmodell) einzuführen sei. Durch die nun vorliegende Verschiebung der Verfügbarkeit von G2-Geräten über den 01.01.2020 hinaus hatte die Beschlusskammer zu entscheiden, ob im Übergangszeitraum und während der Anwendung des hier festzulegenden Prozessregimes auch eine Abschaffung der Kombizertifikate angezeigt ist. Die Kammer hat sich nach Abwägung dafür entschieden, die Frist für die zulässige Nutzung von Kombizertifikaten bis zum 31.12.2021 zu verlängern. Eingeflossen in diese Abwägung ist der diesbezügliche Hinweis des BSI, dass Kombizertifikate grundsätzlich nicht empfohlen werden. Angesichts der Tatsache, dass aber spätestens zum Inkrafttreten des Zielmodells mit Verfügbarkeit der Gerätegeneration G2 ohnehin eine grundlegende Umstellung auf ein anderweitiges Verschlüsselungs- und Signatursystem zu erwarten ist, erscheint es für die verbleibende Zeit und mit Blick auf den daraus bei allen Unternehmen erwachsenden Zusatzaufwand unangemessen, nun nochmals die Methodik auf die Nutzung separater Schlüssel zu ändern.

6.4. Verweis auf eIDAS-Verordnung (Tenorziffer 5. d.)

Zertifikate sind demnach ausdrücklich nach den Vorgaben der eIDAS-Verordnung (Verordnung (EU) Nr.910/2014) zu verwenden. Tenorziffer 5 d. benennt daher ausdrücklich auch die Möglichkeit, eine Signierung mittels einer fortgeschrittenen elektronischen Signatur oder eines fortgeschrittenen elektronischen Siegels vorzunehmen. Eine Signatur nach § 126a BGB ist nicht erforderlich. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei einer Signierung mittels digitalen Zertifikats um einen technischen Vorgang handelt, welcher letztendlich eine inhaltliche Unversehrtheit und Herkunft einer Nachricht bestätigt. Die technische Signatur ist nicht zwangsläufig mit der qualifizierten elektronischen Signatur gleichzusetzen, welche in §126a BGB geregelt wird. Nachrichten, welche ausdrücklich der Schriftform genügen müssen und elektronisch versandt werden, sind mittels einer qualifizierten Signatur gemäß §126a BGB zu unterschreiben. Jene qualifizierte Signatur ist in diesem Falle einer physischen Unterschrift auf einem Schriftstück gleichzusetzen. EDIFACT-Nachrichten oder Fahrplandaten müssen in der Marktkommunikation indes nicht der Schriftform genügen und können somit mit einer fortgeschrittenen Signatur oder einem fortgeschrittenen Siegel versehen werden. Die Verwendung von Zertifikaten zur

Erstellung von qualifizierten Signaturen ist jedoch nicht ausgeschlossen. Nähere Definitionen zu Zertifikaten und Siegeln sind der eIDAS-VO zu entnehmen.

6.5. Zuordnung zu einer natürlichen oder juristischen Person (Tenorziffer 5. f.)

Je nach Parametrierung eines Zertifikates erfüllt eine Signatur (technisch) die Anforderungen an eine fortgeschrittene Signatur oder ein fortgeschrittenes Siegel gemäß eIDAS-VO. Ein wesentlicher Unterschied zwischen einer Signatur und einem Siegel ist die explizite Zuordnung zu einer natürlichen oder juristischen Person. Durch die Aufnahme von Tenorziffer 5 f. wird klargestellt, dass die Zuordnung zu einer Person nicht über eine Zertifikatsbelegung des Attributs „CN“ (Common Name) bestimmt wird. Die Belegung des Attributes „CN“, wie auch die Zuordnung zu einer Person, ist bei zertifizierten Vertrauensdiensteanbietern (kurz „CA“, Certification Authority) bereits in der Certification Policy (CP) und Certification Practice Statement (CPS) nach internationalem Standard (RFC 3647) geregelt. In Deutschland sind diese Vorgaben über die technische Richtlinie „TR-03145 – Secure Certification Authority operation“ (Stand: 27.03.2017) des BSI konkretisiert.

6.6. EDI@Energy-Dokument (Tenorziffer 5. h.)

Weitere technische Detailfragen und Prozessabläufe für die Übertragung von EDIFACT-Nachrichten sollen weiterhin Bestandteil der bisherigen Dokumente der EDI@Energy Arbeitsgruppe bleiben. Die Beschlusskammer hat sich entgegen dem Vorschlag der zweiten Konsultation vom 10. Oktober 2018 gegen eine vollumfängliche inhaltliche Aufnahme des EDI@Energy Dokumentes „Regelungen zum Übertragungsweg“ entschieden. Ein Großteil der Konsultationsteilnehmer begrüßte zwar eine vollumfängliche inhaltliche Integration. Allerdings überzeugten die Einwände von Seiten bne, EDNA, Schleupen AG, innogy SE und E.ON SE, dass selbst erforderliche Änderungen in geringem Umfang ein erneutes Festlegungsverfahren erforderlich machen würden. Dringliche Anpassungen sind daher weiterhin über die bisherigen Dokumente schneller umzusetzen, durch die Bundesnetzagentur formlos zu konsultieren und per Mitteilung zu veröffentlichen. Die Beibehaltung der Übertragung von Detailfragen an die Arbeitsgruppe EDI@Energy stellt somit auch den Gleichlauf mit dem Bereich Gas weiterhin sicher.

7. Absicherung des Fahrplanaustausches durch Signierung und Verschlüsselung (Tenorziffer 6)

Nach Tenorziffer 6 ist der Fahrplandatenaustausch zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und ÜNB nach Auffassung der Beschlusskammer zukünftig ebenfalls zu verschlüsseln und zu signieren. Obwohl Fahrplandaten nicht in erster Linie dem Schutz personenbezogener Daten unterliegen, beinhalten sie nicht minder schützenswerte und netzsicherheitsrelevante Daten wie EDIFACT-Nachrichten in der Marktkommunikation. Eine mutwillige Manipulation von Fahrplan-

daten durch Dritte könnte das zeitkritische Fahrplanmanagement und somit den Markt selbst in einem erheblichen Umfang stören. In diesem Sinne stimmte auch die ganz überwiegende Zahl der Konsultationsteilnehmer der Einschätzung der Beschlusskammer zu, dass die grundsätzliche Anwendung des bereits in der Marktkommunikation etablierten Mindestschutzes auch für den Fahrplandatenaustausch zielführend und sinnvoll ist. Dies gilt umso mehr, als große Teile der BKV, die mit den ÜNB Fahrplandaten austauschen, aufgrund ihrer Teilnahme an der Marktkommunikation bereits diese Absicherungsmechanismen implementiert haben.

Soweit die unter Tenorziffer 6 vorgegebenen Ausgestaltungsdetails nachfolgend nicht explizit begründet werden, wird einerseits auf die jeweilige Begründung der korrespondierenden Vorgabe in Tenorziffer 5 verwiesen, andererseits auch auf die jeweilige Begründung in der Festlegung BK6-16-200.

7.1. Kommunikationsweg (Tenorziffer 6. a.)

Die Konsultation hat ergeben, dass die Bilanzkreisverantwortlichen als Datenaustauschpartner der ÜNB die derzeitige Entwicklung mit Sorge sehen, wonach im Zuge der Abschaffung des Übertragungsweges ISDN derzeit nur noch der Übertragungsweg E-Mail als etabliertes Verfahren übrig bleibt. Dem Wunsch, zur Schaffung von Redundanz auch auf einen zweiten, technisch zumindest potentiell unabhängigen Übertragungsweg ausweichen zu können, steht andererseits das Interesse entgegen, im Sinne zukunftsicherer Technik zumindest einen solchen Übertragungsweg zu entwickeln, der auch vor dem Hintergrund eines späteren Zielmodells der Marktkommunikation Bestand haben kann. Die derzeit zu beobachtende Verspätung bei der Geräteverfügbarkeit von G2-Geräten verschärft dieses Spannungsverhältnis zusehends.

Mit der tenorierten Möglichkeit, dass sich Bilanzkreisverantwortliche und ÜNB auch auf anderweitige Übertragungswege – etwa auch im Rahmen von Pilotprojekten – verständigen dürfen, möchte die Bundesnetzagentur einen rechtlichen Rahmen schaffen, den die Akteure bei Bedarf ausfüllen können. Klarzustellen ist, dass mangels anderweitiger Vereinbarungen immer im Standard der Rückfall auf die Übermittlung mittels E-Mail / SMTP als kleinsten gemeinsamen Nenner erfolgt.

7.2. Einführungsfristen (Tenorziffer 6. b.)

Auf Grund des zeitkritischen Austauschs von Fahrplandaten sieht die Festlegung eine stufenweise Einführung zur Absicherung vor. Dies gibt allen Beteiligten die Möglichkeit, ihre Kommunikationssysteme mit ausreichend Vorlauf dahingehend zu ertüchtigen, dass möglichst eine fehlerfreie Signierung und Verschlüsselung ohne Systembrüche möglich ist. Die zeitliche Aufteilung soll insbesondere sicherstellen, dass anfangs (Stufe 1) selbst im Fehlerfall Fahrplandaten gelesen und verarbeitet werden können. Ein notwendiger Fehlerclearingprozess gefährdet

somit nicht direkt laufende Prozesse innerhalb eines zeitkritischen Fensters. Die gewählten Vorlaufzeiten für die Inkraftsetzung der beiden Absicherungsstufen gewährleisten, dass alle betroffenen Unternehmen in ausreichender Zeit die Möglichkeit haben, die erforderlichen Systemanpassungen vorzunehmen. Dabei ist berücksichtigt worden, dass die technischen Anforderungen denjenigen in der allgemeinen Marktkommunikation entsprechen und somit der Rückgriff auf am Markt bereits erhältliche Zertifikate und Softwaremodule möglich ist.

Dem Vorschlag der Bilanzkreiskreiskooperation, dass im Fehlerfall immer eine nicht signierte und/oder verschlüsselte Kommunikation verpflichtend von einem der Kommunikationspartner verlangt werden kann, kann die Beschlusskammer nicht folgen. Eine solche Regelung birgt das Risiko, dass auch über die Fristensetzung hinaus eine Umsetzung verzögert werden kann. Auch die Motivation zur zügigen und zeitnahen Behebung von Systemfehlern im laufenden Betrieb kann indes unnötig verzögert oder vollkommen verweigert werden.

7.3. Prozessbeschreibung zum Fahrplandatenaustausch (Tenorziffer 6. j.)

Weitere Prozessbeschreibungen und technische Details zum sicheren Fahrplanaustausch werden durch das Dokument „Regelungen zum sicheren Austausch im Fahrplanprozess“ der vier ÜNB beschrieben. Jenes ist an das Dokument der EDI@Energy angelehnt und mit spezifischen Anpassungen zum Fahrplandatenaustausch ergänzt. Auch diesbezüglich hält die Beschlusskammer es für sinnvoll, alle nicht explizit im Beschlusstenor genannten Vorgaben der technischen Ausgestaltung einer Expertengruppe aus der Praxis zu überantworten. Auch hier hat im Sinne des Änderungsmanagements eine formlose Konsultation durch die Bundesnetzagentur, die gemeinsame Beratung über inhaltliche Eingaben sowie die behördliche Veröffentlichung zu erfolgen.

Eine Zusammenführung der beiden Dokumente „Regelungen zum sicheren Austausch im Fahrplanprozess“ und „EDI@Energy - Regelungen zum Übertragungsweg“, wie von E.ON SE in der Konsultation vorgetragen, erscheint auf Grund ihrer weitgehend inhaltlichen Deckung überzeugend und sinnvoll. Die Beschlusskammer regt daher an, zukünftig ein gemeinsames Dokument der Arbeitsgruppen der EDI@Energy und der ÜNB zur Absicherung der Datenkommunikation zu entwickeln, sobald ein Gleichlauf der Anforderungen erfolgt ist.

8. Kosten (Tenorziffer 7)

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

Andreas Faxel
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer