



Beschluss

Az.: BK6-20-160

In dem Festlegungsverfahren

zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom

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 21.12.2020 beschlossen:

1. a) 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 BK6-19-218 vom 11.12.2019, wird gemäß der Anlage 1a dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2022 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

- b) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, spätestens bis zum 01.08.2021 die erforderlichen Datenformatbeschreibungen als Grundlage für die Abwicklung der GPKE-Geschäftsprozesse zu den elektronischen Preisblättern zu erstellen und der Bundesnetzagentur vorzulegen, die hinsichtlich der Grundstruktur und der enthaltenen Artikel der Vorlage in Anlage 1b dieses Beschlusses entsprechen.
- c) Abweichend von dem allgemeinen Zeitpunkt des Inkrafttretens nach Ziffer a) findet eine elektronische Netznutzungsabrechnung mit Referenzierung auf die elektronischen Preisblätter 1 und 3 erstmals für Stromlieferungen des Monats Januar 2023 statt. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, einen Vorschlag für ein geeignetes Einführungsszenario für den Zeitraum zwischen dem 01.04.2022 und dem 01.01.2023 zu erarbeiten und der Bundesnetzagentur bis spätestens 01.08.2021 vorzulegen.
2. Die Anlage 1 zu dem Beschluss „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) vom 09.09.2010, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-19-218 vom 11.12.2019, wird gemäß der Anlage 2 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2022 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
 3. Die Anlage 1 zur Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 – MPES) vom 29.10.2012, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-18-032 vom 20.12.2018, wird gemäß der Anlage 3 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2022 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 BK6-20-059 vom 06.11.2020, wird gemäß der Anlage 4 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.04.2022 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
 5. Die Festlegung BK6-13-042 vom 16.04.2015 (Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrag Strom), zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-17-168 vom 20.12.2017, wird wie folgt geändert:

- a. Die Anlage 1 der vorgenannten Festlegung (Netznutzungsvertrag) wird nach Maßgabe der Anlage 5a dieses Beschlusses geändert.
 - b. Die Anlage 2 der vorgenannten Festlegung (Kontaktdatenblatt) wird aufgehoben.
 - c. Die Anlage 3 der vorgenannten Festlegung (EDI-Vereinbarung) wird zu Anlage 2 und nach Maßgabe der Anlage 5b dieses Beschlusses geändert.
 - d. Die Anlage 4 der vorgenannten Festlegung (Sperr- / Entsperrauftrag) wird zu Anlage 3.
 - e. Die Anlage 5 der vorgenannten Festlegung (Zuordnungsvereinbarung) wird zu Anlage 4 und nach Maßgabe der Anlage 5c dieses Beschlusses geändert.
6. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, neu abzuschließende Netznutzungs-/Lieferantenrahmenverträge wörtlich in der Fassung, die der Vertrag nebst Anlagen gemäß vorstehender Tenorziffer 5 erhalten hat, abzuschließen. Der erstmalige Vertragsschluss kann dadurch bewirkt werden, dass der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes und der Netznutzer unter Bezugnahme auf den in der Anlage festgelegten Standardvertrag übereinstimmende Willenserklärungen in Textform austauschen. Der Antragende hat dabei den hier festgelegten Standardvertrag als Anlage zu übersenden. Dabei müssen die Angaben zur Identifikation der den Vertrag schließenden Marktbeteiligten sowie das Datum des Vertragsschlusses und die weiteren ausfüllungsbedürftigen Felder übereinstimmend konkretisiert werden.
7. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, bereits abgeschlossene Netznutzungs-/ Lieferantenrahmenverträge wörtlich an die Fassung anzupassen, die der Vertrag nebst Anlagen gemäß vorstehender Tenorziffer 5 erhalten hat.
8. Die Verpflichtung nach den vorstehenden Tenorziffern 6 und 7 tritt zum 01.04.2022 in Kraft.

9.
 - a) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, spätestens ab dem 01.06.2021 auf Verlangen eines Betreibers von Ladepunkten für Elektromobile einen Netzzugang zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung nach Maßgabe der Anlage 6 dieses Beschlusses zu gewähren.
 - b) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG werden verpflichtet, auf der Grundlage der Anlage 6 dieses Beschlusses Vorschläge
 - aa) für die nähere Ausgestaltung der prozessualen Abwicklung sowie
 - bb) für die vertragliche Ausgestaltung zwischen Betreibern von Ladepunkten sowie den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWGzu erarbeiten und der Bundesnetzagentur bis spätestens 31.12.2021 vorzulegen.
10. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Die Weiterentwicklung der Marktkommunikation und der vereinheitlichten Standardverträge im Strombereich war in den vergangenen Jahren ganz überwiegend geprägt von der stichtagsbezogenen Umsetzung gesetzlicher Vorgaben aus dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zur Vorbereitung des Rollouts von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen.

Dies brachte es mit sich, dass zahlreiche weitere Optimierungen im Rahmen der Netzzugangsabwicklung, die seit Langem von Seiten der Netznutzer gefordert worden waren, aus Kapazitätsgründen zurückgestellt werden mussten. Zu nennen ist hier insbesondere die stetig geforderte Einführung eines elektronischen Preisblattes für Netzentgelte, die als Ergänzung zur bereits etablierten elektronischen Netznutzungsrechnung die Möglichkeit eröffnen soll, eine automatisierte Rechnungsprüfung im Massengeschäft zu realisieren.

Zudem gilt es, die Automatisierung und Digitalisierung insgesamt voranzutreiben und damit bei allen partizipierenden Akteuren die Effizienz und auch die Abwicklungsgeschwindigkeit der Netznutzungsabwicklung zu erhöhen.

II. Mit Blick darauf hat die Beschlusskammer 6 am 10.06.2020 ein Festlegungsverfahren eröffnet. Zugleich hat sie ihre Vorschläge zur Anpassung der betroffenen Prozessdokumente und Verträge auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Frist bis zum 22.07.2020 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Verfahrenseröffnung wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 12 vom 08.07.2020, Verfügung Nr. 81/2020 (S. 562) bekanntgemacht.

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

50Hertz Transmission GmbH, Airport Köln Bonn GmbH, Amprion GmbH, BCle+ im edna Bundesverband, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), BEM Bundesverband eMobilität e.V., Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE), BMW Group, Consulting Ulm & Schendel GmbH & Co. KG, COUNT+CARE GmbH & Co. KG, CPM Netz GmbH, DB Energie GmbH, Discovergy GmbH, DREWAG NETZ GmbH, E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON SE, e.optimum AG, E.VITA, EAM Netz GmbH, edna Bundesverband Energiemarkt und Kommunikation e.V., eg factory GmbH, EHA Energie-Handels-Gesellschaft

mbH & Co. KG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ENSO NETZ GmbH, EWE NETZ GmbH, E WIE EINFACH GmbH, FH Aachen, Institut NOWUM-Energy, Flughafen München GmbH, Flughafen Stuttgart Energie GmbH, Gas- und Energiegenossenschaft Ost- und Mitteldeutschland eG (GEG), GEODE, Hubject Inc., InfraServ GmbH & Co. Gendorf KG, LichtBlick SE, Mainzer Netze GmbH, Meistro Energie, Montana, MVV Energie AG, Netzgesellschaft Potsdam GmbH, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz, ovag Netz GmbH, Regensburg Netz GmbH, SAP Deutschland SE & Co. KG, Schleupen AG, Scholt Energy, Shell Deutschland Oil GmbH, SMATRICS GmbH & Co KG, sonnen GmbH, Stadtwerke Annaberg-Buchholz Energie AG, Stadtwerke Arnstadt Netz GmbH & Co. KG, Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH, Stadtwerke Crailsheim GmbH, Stadtwerke Eilenburg GmbH, Stadtwerke Flensburg GmbH, Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH, Stadtwerke Homburg GmbH, Stadtwerke Leipzig GmbH, Stadtwerke Lippe-Weser Service GmbH & Co. KG, Stadtwerke Löbau GmbH, Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Stadtwerke Wedel GmbH, Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, SWB Netz GmbH, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, TenneT TSO GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, TransnetBW GmbH, ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH, Uniper SE, Vattenfall Europe Sales GmbH, Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA), Verband kommunaler Unternehmen e.V., VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., VOLKSWAGEN Aktiengesellschaft, Westfalen Weser Netz GmbH, Windland Energieerzeugung GmbH, WSW Netz GmbH, Zwickauer Energieversorgung GmbH.

III. 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 Satz 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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

B.

I. Zuständigkeit

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

II. Rechtsgrundlagen

Diese Festlegung beruht auf Vorschriften des EnWG, des MsbG sowie der 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 Tenorziffer 3 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 5, 19, 20, 22 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, 5, 7, 19, 22 StromNZV.

5. Die Änderung der Festlegung „Netznutzungs- und Lieferantenrahmenvertrag Strom“ (Az. BK6-13-042) nach der Tenorziffer 5 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 27 Abs. 1 Nr. 9, 15, 17, 18, 19, 22, §§ 24 und 25 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie § 47 Abs. 2 Nr. 1, 7, 10, § 75 Nr. 3, 4, 10 MsbG.

6. Die Vorgabe von Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität nach Tenorziffer 6 beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG, § 27 Abs. 1 Nr. 4, 9, 17, 18, 19, 22 StromNZV sowie § 47 Abs. 2 Nr. 1, 5, 7, § 75 Nr. 3, 4, 10 MsbG.

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 und Verträge 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 Internetveröffentlichung Dokumentenentwürfe zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde vom 08.07.2020, S. 562, Vfg Nr. 81/2020 bekanntgegeben, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

3. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß förmlich beteiligt. In seiner Sitzung vom 17.09.2020 wurde der Länderausschuss vorab über die geplante Festlegung mündlich informiert. Die förmliche Beteiligung gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussesentwurfs am 10.12.2020. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls am 10.12.2020 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war erforderlich und geboten. Mit der Einführung eines elektronischen Preisblattes kommt die Beschlusskammer dem schon lange seitens der Branche diskutierten Wunsch einer weiteren Automatisierung der Netznutzungsabrechnung nach. Die entsprechenden Prozesse im Rahmen der Marktkommunikation bedurften dazu einer Weiterentwicklung, ebenso wie die vertraglichen Bestimmungen des Netznutzungsvertrages. Die elektronische Abwicklung und weitergehende Digitalisierung der Netznutzungsabrechnung dient dem Abbau von Hürden, welche die bislang nicht automatisch zu verarbeitenden Preisblätter und teils uneinheitliche Methoden in der Berechnung in der Praxis bedeuten. Die Abwicklung insbesondere im Massengeschäft zwischen Netzbetreiber und Lieferanten soll weiter vereinheitlicht, vereinfacht und beschleunigt werden. Darüber hinaus werden andere bislang manuell ausgeübte Prozesse einer weitergehenden elektronischen Abwicklung zugänglich gemacht.

Streitanfällige Vorgaben werden mit dem Ziel einer einheitlichen und damit möglichst streitfreien Anwendung konkretisiert. Die Beschlusskammer hat das Festlegungsverfahren zugleich dazu genutzt, um in weiteren Detailpunkten Optimierungen und Absicherungen der marktweiten Datenaustauschvorgänge einzubringen. Mit der Einführung einer neuen Netzzugangsmodalität im Bereich der Elektromobilität schließlich sollen die Vorteile eines offenen und transparenten Bilanzkreissystems als etablierte Austauschplattform für den Energiehandel zukünftig auch dem Anwendungsbereich des Aufladens und der Rückspeisung bei Elektrofahrzeugen zugänglich gemacht werden.

V. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail

Die mit dieser Entscheidung getroffenen Änderungen des bestehenden Netznutzungsvertrages und der Prozessfestlegungen werden im Wege einer Änderungsfestlegung vorgegeben. Die derzeit geltenden Festlegungen werden nicht in Gänze aufgehoben und neu verfügt. Vielmehr treten ausschließlich die bezeichneten Änderungen anstelle des bisherigen Vertragstextes sowie der prozessualen Vorgaben, lassen einzelne Regelungen entfallen oder ergänzen sie. Die übrigen Bestimmungen des Standard-Netznutzungsvertrages und der festgelegten Prozesse bleiben unberührt. Sie gelten in der jeweils aktuell gültigen Fassung fort.

Die Änderungen sind in den Anlagen 1a bis 5c zu dieser Entscheidung grafisch kenntlich gemacht. Hinzufügungen sind in den veröffentlichten neuen Versionen des Netznutzungsvertrages und der Prozessfestlegungen drucktechnisch abgesetzt, wegfallende Inhalte durch eine entsprechende Streichung markiert. Um allen Marktbeteiligten einen einfachen Überblick über die künftige Struktur der aktualisierten Dokumente zu geben, stellt die Beschlusskammer zusätzlich jeweils rein informatorisch eine konsolidierte Lesefassung auf ihrer Internetseite bereit, in der die getroffenen Änderungen in die Texte des Standardvertrages und der Prozessfestlegungen bereits eingearbeitet sind.

1. Änderung der Festlegung GPKE (Tenorziffer 1 und Anlagen 1a / 1b)

1.1. Kündigung

Zur Ermöglichung eines weitestgehend automatisierten Kündigungsverfahrens ist im Regelfall auf den Versand von Vollmachten zu verzichten und die Existenz der Vollmachten vertraglich zuzusichern. Nur in begründeten Einzelfällen kann eine Übermittlung der Vollmachtsurkunde gefordert werden. Hierzu hat die Beschlusskammer bereits in der Vergangenheit per Mitteilung

(Mitt. Nr. 65 zu GPKE / GeLi Gas vom 12.07.2019) klargestellt, dass die Bezugnahme auf begründete Einzelfälle nach dem Regelungszweck nicht dahingehend zu verstehen ist, dass nur in Fällen einzelner Kündigungen die Anforderung einer Vollmacht gerechtfertigt sein kann. Einen Einzelfall können auch sämtliche Kündigungen eines einzelnen Lieferanten darstellen, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür bestehen, dass diesen mindestens teilweise keine wirksame Vollmacht zugrunde liegt. Die Regelung erfasst damit auch Situationen, in denen es in einer nicht unerheblichen Anzahl von Fällen zur Übermittlung elektronischer Kündigungen durch einen vorgeblichen Neulieferanten gekommen ist und sich im Nachgang herausstellt, dass den übermittelten Kündigungen kein entsprechender Kundenwille zugrunde lag. Auch in solchen Fällen erscheint es zulässig, wenn ein von derartigen Kündigungen betroffener Altlieferant für einen Übergangszeitraum vorsorglich die Übermittlung einer Vollmacht vom Neulieferanten anfordert. In bislang zur Beurteilung vorliegenden Fällen haben die Beschlusskammern Übergangszeiten von bis zu drei Monaten nicht als unverhältnismäßig eingestuft, wobei nach den Umständen des Einzelfalls auch deutlich längere Zeiträume zulässig sein können.

Die Beschlusskammer hatte die nun aufgenommene Passage im Rahmen der Konsultation mit der Frage verbunden, ob eine generelle Übermittlung einer digitalen Kopie der Originalvollmacht des Endkunden nicht geeigneter sein könnte, um die in der Praxis bisweilen zu beobachtenden Versuche der Einleitung nicht autorisierter Lieferantenwechsel bereits im Ansatz stärker zu unterbinden.

Der Großteil der hierzu eingegangenen Beiträge begrüßt die Aufnahme der oben genannten Klarstellungen und lehnt eine generelle Vorlage einer Vollmacht ab, da eine erhebliche Belastung des Kündigungsprozesses befürchtet wird. Die von den Lieferanten eingeholten Vollmachten seien nicht standardisiert, sondern lägen zum Teil in Schriftform sowie in unterschiedlichen digitalen Formaten vor, die alle von den Altlieferanten entgegengenommen und verarbeitet werden müssten. Eine Übermittlung dieser Vollmachten könne nicht in dem allgemein für die Marktkommunikation verwendeten EDIFACT-Datenformat erfolgen. Vielmehr müsste jede einzelne Kündigungsvollmacht auf einem separaten Weg gesichert übermittelt, zugeordnet und anschließend manuell überprüft werden. Unter diesen Rahmenbedingungen sei der Kündigungsprozess jedoch weder massengeschäftstauglich noch in der aktuell dafür vorgesehenen Frist von nur einem Werktag zur Identifikation und Prüfung der vorliegenden Kündigung (bei Kündigung mit Angabe der MaLo-ID) abzuwickeln. Eine massengeschäftstaugliche Abwicklung ist nach Überzeugung der Beschlusskammer jedoch ein wesentlicher Eckpfeiler eines effizienten Lieferantenwechsels, der spätestens ab 2026 noch schneller zu erfolgen hat. Die EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 2019/944) sieht vor, dass ab diesem Zeitpunkt ein Lieferantenwechsel innerhalb von 24 Stunden abzubilden ist.

Der Markt betont darüber hinaus den grundsätzlich reibungslosen Ablauf der Lieferantenwechselprozesse und verweist darauf, dass es nur zu einem sehr geringen Anteil, der sich im Promillebereich bewege, zu Problemen aufgrund unautorisierter Lieferantenwechsel komme. Eine Verhinderung der massengeschäftstauglichen Durchführung durch die mit einer generellen Kontrolle der Vollmacht verbundenen erheblichen manuellen Aufwände sei deshalb weder gerechtfertigt noch verhältnismäßig. Außerdem sei insbesondere aufgrund der nun für den Einzelfall konkretisierten Möglichkeit zur Anforderung von Vollmachten bei Verdachtsfällen bei Bedarf jederzeit eine Verifikation möglich.

Das Niedersächsische Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz sieht die nun eingefügten Klarstellungen als einen ersten positiven Schritt für eine Weiterentwicklung der prozessualen Vorgaben zur Übermittlung von Kündigungsvollmachten und weist gleichzeitig darauf hin, dass mittelfristig eine generelle Übermittlung einer digitalen Kopie der Kündigungsvollmacht zur Verhinderung von unlauterem Wettbewerb vorzugswürdig sei. Zur Wahrung reibungsloser Lieferantenwechsel müsste dann die Übermittlung der Vollmacht in die automatisierten Prozesse eingebunden werden.

Die Kammer wird die Veränderungen in der Praxis aufgrund der nun integrierten Klarstellung beobachten und perspektivisch im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 2019/944) die Problematik eines unautorisierten Lieferantenwechsels erneut bewerten und diesem weiterhin entgegenwirken.

1.2. Lieferende

Der Prozess „Lieferende“ wurde nunmehr in zwei Prozesse unterteilt. Der Prozess „Lieferende LF an NB“ beinhaltet den bislang als „Lieferende“ bekannten Use Case, mit dem der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber das Ende seiner Belieferungszuständigkeit für eine Marktlokation meldet. Der neue Prozess „Lieferende NB an LF“ soll künftig in Prozesssituationen zur Anwendung kommen, in denen aus Sicht des Netzbetreibers insbesondere Vorbedingungen einer wirksamen Zuordnung des Lieferanten entfallen sind und der Netzbetreiber aus diesem Grund dem Lieferanten das Ende der Zuordnung zur jeweiligen Marktlokation massengeschäftstauglich anzuzeigen hat. Exemplarisch sind die Stilllegung der Marktlokation oder die Deaktivierung einer Zuordnungsermächtigung zu nennen.

Eine weitere Änderung im Rahmen der Fristvorgaben zielt darauf ab, ein häufig in der Praxis auftretendes Problem zu beheben, welches unter Umständen zu einer vermeidbaren Ablehnung der Kündigung durch den Altlieferanten im Prozess „Lieferende von LF an NB“ führt. Im Fall eines Lieferantenwechsels meldet bisher der Neulieferant mit einer Frist von 7 WT in die Zukunft den Lieferbeginn an und sendet meist am gleichen Tag und mit gleicher Frist eine Kündigung an

den Altlieferanten. Der Altlieferant hat einen Werktag Zeit für seine Antwort. Sofern dieser die Frist von einem Werktag ausnutzt, kann die Abmeldung jedoch heute nicht mehr passgenau auf den Kündigungstermin bzw. Neuanmeldetermin des Neulieferanten erfolgen. Vielmehr verbleiben für die passgenaue Abmeldung nur noch 6 Werktage und es erfolgt, wie von Vattenfall Europe Sales GmbH als Konsultationsbeitrag dargelegt, oftmals eine Ablehnung durch den Altlieferanten. Durch die vorgenommene Verkürzung der Abmeldefrist im Fall eines Lieferantenswechsels auf 6 Werktage wird sichergestellt, dass in diesen Fällen keine Ablehnung aus oben genannten Gründen erfolgt.

1.3. Lieferbeginn

Bei der erstmaligen Belieferung von neu angelegten Marktlokationen kommt es immer wieder zu Verzögerungen bzw. wird der Anschlussnutzer nicht ab Inbetriebnahme der Marktlokation durch den von ihm gewünschten Lieferanten beliefert. Stattdessen wird die neu angelegte Marktlokation dem Ersatz-/Grundversorger (E/G) zugeordnet. Zudem wird von einer Ablehnung eines Lieferbeginns aufgrund noch nicht bekannter Zählnummer/MaLo-ID berichtet, wie es z.B. auch die MVV Energie AG in ihrer Stellungnahme darlegt. Derartige Prozesskonstellationen, die ihren Ursprung offenbar in teilweise erheblichem Zeitversatz zwischen der Herstellung des physikalischen Netzanschlusses und der IT-seitigen Abbildung der Marktlokation im System des Netzbetreibers haben, werden von der Beschlusskammer unter Diskriminierungsgesichtspunkten sehr kritisch gesehen.

Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer eine ergänzende Vorgabe zum Verhalten der Netzbetreiber im Falle eines Lieferbeginns für den Fall der Neuinbetriebnahme einer Marktlokation aufgenommen. Falls eine erstmalige Identifikation der Marktlokation nicht möglich ist, darf nicht direkt eine Ablehnung wegen Nichtidentifikation der Marktlokation versendet werden. Stattdessen hat der Netzbetreiber innerhalb der nächsten 60 WT nach Eingang der Anmeldung fortwährend zu prüfen, ob die Anmeldung mittlerweile im System einer neu angelegten Marktlokation zugeordnet werden kann. Erst nach Ablauf der Frist kann der Netzbetreiber mit Verweis auf die nicht gelungene Identifikation der Marktlokation ablehnen. Durch diese geringfügige Anpassung des Prozesses „Lieferbeginn“ und der Konkretisierung des grundsätzlich dort schon berücksichtigten Falls der Inbetriebnahme einer Marktlokation erübrigt sich die Einführung eines separaten Prozesses für diesen speziellen Fall.

1.4. Beginn der Ersatz-/Grundversorgung

In der einführenden Erläuterung zum Prozess wurde textlich das auch bislang Geltende klargestellt, wonach die Zuordnung einer Marktlokation zum E/G durch den NB sowohl in die Vergangenheit wie auch in die Zukunft möglich und zulässig ist. Dies ist erforderlich, damit der Netzbetreiber seiner gesetzlich zugewiesenen Verpflichtung nachkommen kann, jederzeit eine lückenlose und eindeutige Zuordnung jeder Marktlokation zu Lieferanten und Bilanzkreisen zu gewährleisten.

Der Prozessschritt 1 „Anmeldung zur E/G“ wird zudem erweitert um die an den E/G zu übergebende Information, aus welchem Grund eine Übergabe einer Marktlokation an den E/G erfolgt. Zahlreiche Beschwerden und Anfragen haben in den vergangenen Jahren gezeigt, dass in der Praxis weiterhin große Unsicherheit bei der Frage herrscht, ob eine an den E/G übergebene Marktlokation rechtlich der Grund- oder der Ersatzversorgung zuzuordnen ist. Diese Einstufung orientiert sich indes allein an der zivilrechtlichen Situation zwischen dem Letztverbraucher und dem Grund- und Ersatzversorger und liegt nicht im Zuständigkeitsbereich oder Ermessen des Netzbetreibers. Aus diesem Grund hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, dass der Netzbetreiber alle ihm bekannten Umstände, die zur Übergabe der Marktlokation an den E/G geführt haben, diesem mitteilt, um ihm auf diesem Weg die Beurteilung zu erleichtern. Umgekehrt ist im Rahmen des Prozessschrittes 2 vorgesehen, dass der E/G dem Netzbetreiber eine Rückmeldung gibt, in welche Kategorie die Marktlokation eingestuft wurde. Diese Frage kann bei folgenden Lieferantenwechselforgängen relevant sein.

1.5. Elektronisches Preisblatt

Die neuen Prozessbeschreibungen zum Preisblatt für die Netznutzungsabrechnung tragen einer seit mehreren Jahren erhobenen Forderung von Netznutzerseite Rechnung. Während die eigentliche Netznutzungsabrechnung heute in der Regel in elektronischer Form (INVOIC) vom Netzbetreiber an den Netznutzer übermittelt wird und dem Netzbetreiber damit die Möglichkeit eröffnet, seine Abläufe effizienter durch Verzicht auf einen Papierabrechnungslauf auszugestalten, sind Lieferanten im Zuge der Bearbeitung eingehender elektronischer Rechnungen oftmals auf Rechnungsprüfungsvorgänge mit hohem manuellem Anteil verwiesen. Es existieren insoweit zwar Artikelnummern in der elektronischen INVOIC-Netznutzungsrechnung, diese finden aber bislang keine Entsprechung in einer stringenten Systematik mit korrespondierenden Artikelnummern in den heute per PDF-Dateien veröffentlichten Preisblättern des Netzbetreibers. Eine automatisierte Rechnungsprüfung durch den Lieferanten wird somit erheblich erschwert bis

verhindert. Diese Lücke in der automatisierten Verarbeitung wird nun durch das elektronische Preisblatt geschlossen und von vielen Lieferanten begrüßt.

Um dem Lieferanten mittels des elektronischen Preisblatts eine vollautomatisierte Rechnungsprüfung zu ermöglichen, ist zwingende Voraussetzung, dass die im elektronischen Preisblatt gelisteten Artikel für den jeweiligen Anwendungsfall abschließend sind. Daher hat die Beschlusskammer vorliegend auch eine konkrete Preisblattstruktur für die Entgelte im Rahmen der Netznutzung, für separat bestellbare Einzelleistungen sowie für die freiwillige Abrechnung sonstiger Leistungen zum Gegenstand ihrer Festlegung gemacht (Anlage 1b, XLSX-Format). Die Beschlusskammer hat einige Hinweise der Konsultationsteilnehmer auf fehlende Artikel-IDs aufgegriffen und diese ergänzt, sofern sie von einem Großteil der Marktteilnehmer generell verwendet werden und deshalb Bestandteil des standardisierten Preisblatts sein sollten. Die Preisblattstruktur wird gemäß Tenorziffer 1b Gegenstand der Umsetzung des elektronischen Preisblatts im EDIFACT-Format und ist durch die Verwender in ihrer Struktur unveränderbar. Im Rahmen der Bereitstellung der konkreten EDIFACT-Formate können durch die insoweit projektführende Expertengruppe EDI@Energy zukünftig auch notwendige Ergänzungen von (Gruppen-)Artikel-ID, etwa aufgrund von Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen oder auch als konkretisierende Vorgaben, beispielsweise zu der Anzahl von Nachkommastellen, in Abstimmung mit der Beschlusskammer vorgenommen werden. Individuelle Ergänzungen der Preisblätter sind ausschließlich in den explizit vorgegebenen Fällen möglich. Weitere individuelle Veränderungen an der Struktur der Preisblätter durch die Verwender, wie etwa die einseitige Ergänzung durch weitere Artikel-ID oder Modifikation bestehender Artikel-ID, sind untersagt.

Es werden drei Preisblätter eingeführt:

- Das Preisblatt 1, sog. Netznutzungspreisblatt für Marktlokationen, welches die (Gruppen-) Artikel-ID, die im Prozess „Netznutzungsabrechnung“ verwendet werden, enthält,
- das Preisblatt 2 für separat bestellbare Einzelleistungen für Marktlokationen und Verzugskosten und
- das Preisblatt 3 für die freiwillige Abrechnung sonstiger Leistungen, welche wiederum die Artikel-ID enthalten, die im Prozess „Abrechnung einer sonstigen Leistung“ Anwendung finden.

Für das Preisblatt 1 gelten teilweise andere Vorgaben als für die Preisblätter 2 und 3. So sind die Informationen des Preisblatts 1 gemäß den Vorgaben dieser Festlegung zeitgleich mit der gesetzlich vorgeschriebenen Veröffentlichung nach § 20 Abs. 1 EnWG auch elektronisch zu übermitteln. Da die Vorgabe zur Veröffentlichung nicht die Preisblätter 2 und 3 umfasst, ist die Frist zur Übermittlung dieser Preisblätter gesondert geregelt. Sie sind spätestens 20 WT vor der

ersten Anwendung zu übermitteln, sodass auch für Sperraufträge, die insbesondere im Fall der Einbindung eines Gerichtsvollziehers eine längere Vorlaufzeit haben, rechtzeitig vorab eine Preisinformation erfolgt.

Die drei Preisblätter sind strukturell gleich aufgebaut. Durch eine einfache hierarchische Ordnung können die Informationen klar übermittelt werden. Die Artikel-ID beschreiben als primärer Schlüssel eindeutig einen Geschäftsvorfall, dem ein konkreter Preis - ggf. auch ein für die jeweilige Marktlage individueller Preis - zugeordnet werden kann. Gruppenartikel-ID fassen Artikel-ID zusammen, von denen, aufgrund der unterjährigen Änderung eines Parameters wie z.B. der Benutzungsdauerstundenzahl, gegebenenfalls eine andere Artikel-ID der entsprechenden Gruppe verwendet wird. In diesen Fällen ist die jeweilige Gruppenartikel-ID im Vorfeld über die Stammdatenprozesse mitzuteilen.

Mehrere Marktteilnehmer und auch der BDEW haben gefordert, die von der Beschlusskammer gewählte Preisblattstruktur für die neu eingeführten Preisblätter an die bereits bestehenden Vorgaben des Preisblattkatalogs für moderne Messeinrichtungen (mME) und intelligente Messsysteme (iMS) der WiM anzupassen.

Grundsätzlich ist es erstrebenswert, dass alle Preisblätter eine einheitliche Struktur aufweisen und eine Übertragung der bisherigen Struktur erscheint auf den ersten Blick sinnvoll. Allerdings weist die im Messwesen bereits bestehende Struktur einige Schwächen auf, die aus Sicht der Beschlusskammer nicht übertragen werden sollten und daher mit der neuen Struktur ausgeräumt wurden. So ist es etwa nach der Preisblattstruktur der WiM erforderlich, eine Kombination aus bis zu sechs Preiskomponenten heranzuziehen, um einen abzurechnenden Sachverhalt eindeutig zu bezeichnen. Folglich kann ein Sachverhalt bisher nicht, wie im Geschäftsverkehr allgemein üblich, durch die Angabe einer Artikel-ID identifiziert werden, sondern durch eine vom jeweiligen Sachverhalt abhängige Anzahl von Kombinationen von Preiskomponenten. Aus Sicht der Beschlusskammer ist jedoch ein eindeutiges Identifikationsmerkmal, welches nicht durch weitere Informationen ergänzt werden muss, vorzugswürdig. Durch das neue Preisblatt kann durch die Kombination von bis zu drei Preiskomponenten jeder Sachverhalt durch die Angabe der jeweiligen Artikel-ID eindeutig abgebildet werden. Nicht zuletzt durch diese Maßnahme ist das Preisblatt bzw. sind die Preisinformationen im Rahmen der hier vorgegebenen Struktur deutlich einfacher und transparenter und daher für alle Marktteilnehmer besser nachvollziehbar.

Zuvorderst muss das Preisblatt für die Netznutzungsabrechnung eindeutig, einfach nachvollziehbar und transparent sein, um die fristgerechte und möglichst störungsfreie Abwicklung des zentralen Netznutzungsabrechnungsprozesses nicht zu gefährden. Die im Vergleich zum bereits existierenden Preisblatt im Messwesen vorgenommenen Veränderungen struktureller Art werden nach Überzeugung der Beschlusskammer langwierige Clearingprozesse und damit

einhergehende Zahlungsverzögerungen zu Lasten des Netzbetreibers nachhaltiger vermeiden. Diesen Zielen misst die Beschlusskammer im Ergebnis ein größeres Gewicht bei als der von einigen Stellungnehmern gewünschten - und grundsätzlich auch von der Kammer angestrebten - Hebung von Synergien.

Einer denkbaren zukünftigen Angleichung der Vorgaben der WiM an die Preisblattstruktur der GPKE zum Zwecke der Reduzierung des Pflegeaufwands stehen aus Sicht der Beschlusskammer keine Bedenken entgegen.

Basierend auf den Rückmeldungen der Marktteilnehmer und Nachfragen zur konkreten Umsetzung des neuen Preisblattprozesses hat die Beschlusskammer die Rahmenbedingungen für die Preisblätter konkretisiert und ergänzt. So enthalten die Rahmenbedingungen unter anderem nicht nur die grundsätzlichen Vorgaben des Netznutzungsvertrags zu den in den Preisblättern ausgewiesenen Einheiten, der Abrechnung des Messstellenbetriebs und der freiwilligen Abrechnung von Blindstrom, sondern bieten eine detaillierte Anleitung für die prozessuale Umsetzung dieser Vorgaben. Für weitere Ausführungen zu diesen Punkten siehe Kapitel V.5.

Die Rahmenbedingungen führen ferner den Umgang mit besonders gekennzeichneten Artikel-ID der Preisblätter aus. Für einige Artikel-ID, hier seien beispielhaft individuelle Netzentgelte oder singular genutzte Betriebsmittel genannt, können keine allgemeingültigen Preise angegeben werden. Daher sind in dem Preisblatt keine Preise mitzuteilen. Da jedoch auch hier eine standardisierte Artikel-ID vorhanden ist, können diese Positionen - nach einem Austausch der entsprechenden Informationen vorab über den Stammdatenaustausch - mit der Angabe des individuellen Preises automatisiert über die Netznutzungsabrechnung abgewickelt werden.

Die Beschlusskammer hat sich gegen die Aufnahme von Zu- und/oder Abschlägen (wie z.B. dem Kommunalrabatt) in das Preisblatt entschieden. Dies hätte zu einem erheblichen Aufwuchs des Preisblatts geführt, da für jeden Zu- bzw. Abschlag zu einer Artikel-ID zusätzliche Positionen erforderlich gewesen wären. Daher sieht die Kammer vor, diese individuellen Informationen ebenfalls über die Stammdatenprozesse auszutauschen.

Ferner sind für Preisbestandteile, deren Höhe aufgrund gesetzlicher Vorgaben durch Dritte jährlich ermittelt und veröffentlicht werden (z. B. Offshore-Netzumlage nach § 17f. EnWG) und weitere diesbezüglich in einem Preisblatt gekennzeichnete Artikel-ID keine Preise anzugeben, da in diesen Fällen die Preisinformationen für jedermann öffentlich zugänglich und keine individuellen Preisgestaltungen möglich sind.

1.6. Vorschau der Netznutzungsabrechnung

Die Beschlusskammer hatte einen neuen Prozess zur Vorschau der Netznutzungsabrechnung zur Konsultation gestellt. Dieser Prozess sollte die Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Lieferant über die zur Verrechnung kommenden Artikelbestandteile erleichtern und helfen, Clearingaufwand nach der eigentlichen Erteilung der Netznutzungsrechnung und damit Zahlungsverzögerungen zu vermeiden.

Einige Lieferanten wie die MVV Energie AG, e.optimum AG, E.VITA GmbH, Montana, Meistro Energie und Scholt Energy, befürworteten die Einführung der Vorschau der Netznutzungsrechnung, weil sie sich Vereinfachungen in der Prüfung der Netznutzungsabrechnung versprochen und erhebliche Vorteile erkannten. Andere Lieferanten hingegen, wie z.B. eg factory GmbH, die E.ON Energie Deutschland GmbH und E WIE EINFACH GmbH lehnten die Einführung des neuen Prozesses ab, da sie dies nicht als eine Erleichterung der Prozessabläufe, sondern vielmehr lediglich als zusätzlichen Aufwand empfanden.

Da auch seitens der Netzbetreiber die Einführung der Vorschau der Netznutzungsabrechnung überwiegend abgelehnt wurde, lässt sich als Fazit der Konsultationsbeiträge festhalten, dass der Markt weitgehend keinen Bedarf für eine derartige Vorschau in Form eines eigenständigen Geschäftsprozesses sieht. Deshalb sieht die Beschlusskammer von der Einführung einer Vorschau der Netznutzungsabrechnung als separat ausgeprägtem Use Case ab.

Um insbesondere den Lieferanten, die sich von der Vorschau eine verbesserte Informationslage erhofften, dennoch eine weitergehende Automatisierung des Prozesses der Netznutzungsabrechnung zu ermöglichen, sieht die Festlegung vor, dass den Lieferanten bisher noch nicht automatisiert zur Verfügung gestellte Informationen durch den Netzbetreiber im Rahmen der Stammdatenprozesse übermittelt werden. Sofern ein Lieferant seine Rechnungsprüfung (weiter) automatisieren möchte, kann er sich mit diesen Stammdaten auf eine automatisierte Prüfung der Netznutzungsrechnung vorbereiten und eventuelle Unklarheiten bezüglich später zur Abrechnung kommender Artikel vor dem Eingang des Lieferscheins mit dem Netzbetreiber klären.

1.7. Abrechnung einer sonstigen Leistung

In Ergänzung zum Prozess Netznutzungsabrechnung ermöglicht der neu eingefügte Use Case „Abrechnung einer sonstigen Leistung“ die Abrechnung von Leistungen des Netzbetreibers, die nicht zum Netznutzungspreisblatt gehören, sondern andere Preisblätter betreffen. Mit der Festlegung werden das Preisblatt 2 für separat bestellbare Einzelleistungen für Marktlokationen

und Verzugskosten und das Preisblatt 3 für freiwillige Abrechnung sonstiger Leistungen eingeführt.

Sonstige Leistungen, die nicht mit einer Artikel-ID in einem elektronischen Preisblatt enthalten sind, können nicht über diesen Prozess abgerechnet werden. Sie werden weiterhin bilateral außerhalb der automatisierten Prozesse abgerechnet.

Mittels des gesonderten Prozesses zur Abrechnung einer sonstigen Leistung wird eine Störung der Netznutzungsabrechnung durch möglichen Clearingbedarf im Zuge der Abrechnung von einmaligen bzw. Sonderpositionen ausgeschlossen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass mit den Artikel-IDs der Preisblätter 2 und 3 vermutlich mehr Clearingbedarf verbunden sein könnte, was im Falle einer Abrechnung über die Netznutzungsrechnung zu Ablehnungen der gesamten Netznutzungsrechnung führen würde. Gleichzeitig eröffnet es den Weg, auch einen automatisierten Rechnungsprozess für die sonstigen Leistungen durchzuführen.

1.8. Unterbrechung und Wiederherstellung der Anschlussnutzung

Die neuen Prozessbeschreibungen zur Unterbrechung bzw. Wiederherstellung der Anschlussnutzung überführen die bisherigen XLSX-Auftragsformulare, die bislang als Anlagen des Netznutzungsvertrages verwendet werden, für einen Großteil aller praxisrelevanten Anwendungsfälle in eine elektronische und massengeschäftstaugliche Form.

In allen von den neuen Prozessbeschreibungen erfassten Fällen, die zahlenmäßig den weit überwiegenden Anteil der in der Praxis vorkommenden Anschlussunterbrechungen erfassen, kommt künftig ausschließlich eine Beauftragung auf diesem Weg in Betracht. Nur in den von den Prozessen nicht erfassten Fällen (Sonderkonstellationen, höhere Spannungsebenen), in denen aufgrund der Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls ein standardisierter schematischer Ablauf nicht zu erreichen ist, verbleibt es weiterhin bei einer Beauftragung ausschließlich per XLSX-Formular.

Entgegen der ursprünglichen Konsultation wurden nur Prozesse zur Unterbrechung bzw. Wiederherstellung der Anschlussnutzung auf Anweisung des Lieferanten aufgenommen. Von der Standardisierung von Prozessen für die Unterbrechung auf eigene Veranlassung des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer in Ansehung zahlreicher kritischer Stellungnahmen aus der Branche abgesehen.

Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer hat zudem darauf hingewiesen, dass bisher in den meisten Fällen die Ankündigung der geplanten Sperrung durch den Lieferanten selbst vorgenommen wird, da der Lieferant bereits im Vorfeld der Sperrung mehrfach mit dem betroffenen Letztverbraucher, insbesondere in dem vorangegangenen Mahnprozess, Kontakt hatte.

Netzbetreiber müssten diese Aufgabe erst neu implementieren. Dies aufgreifend, siedelt die Beschlusskammer die Aufgabe der Ankündigung der Sperrung entgegen der Fassung aus der Konsultation nunmehr beim Lieferanten an.

In dem Sequenzdiagramm wird die Einbindung des Anschlussnutzers selbst nunmehr nicht explizit dargestellt, da dieser keine an der elektronischen Marktkommunikation beteiligte Rolle darstellt und die Kommunikation mit dem Anschlussnutzer stets bilateral erfolgt. Ungeachtet dessen sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass eine rechtzeitige und den Anforderungen entsprechende Ankündigung der Sperrung gegenüber dem Letztverbraucher unabdingbar ist. Gleichmaßen wichtig ist auch die Berücksichtigung etwaiger vom Anschlussnutzer - entgegen der Versicherung des Lieferanten im Vorfeld - glaubhaft geltend gemachter Verhinderungsgründe einer Sperrung wie etwa der Betrieb lebensnotwendiger medizinischer Geräte durch den Netzbetreiber.

Die Prüfung, ob die Voraussetzungen für die Unterbrechung nach glaubhafter Versicherung des LF vorliegen, beschränkt sich im Regelfall darauf, ob die Marktlotation dem Lieferanten zugeordnet ist und ob die Marktlotation identifiziert werden kann. Die Voraussetzungen einer Sperrung sind bereits über den Lieferantenrahmenvertrag Strom geklärt und müssen daher nicht beim einzelnen Sperrauftrag nochmals mitgegeben werden.

Viele Konsultationsbeiträge wünschten sich auch die nunmehr integrierte Automatisierung der Unterbrechung der Anschlussnutzung unter Einbindung eines Gerichtsvollziehers, d.h. die Möglichkeit, einen (durch den Gerichtsvollzieher vorgegebenen) konkreten Termin für die Sperrung zu beauftragen, da dies ein gleichermaßen gut automatisierbarer Prozess sei. Der termingebundene Sperrauftrag ist allerdings mit einer längeren Vorlaufzeit von mindestens 12 Werktagen anzukündigen, so dass der Netzbetreiber dies in seiner Routenplanung rechtzeitig und möglichst effizient berücksichtigen kann.

Mehrere Stellungnehmer äußerten sich zur Einbindung des Messstellenbetreibers in den Sperr- bzw. Entsperrvorgang. So forderten z.B. die SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG und die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, dass die Zustimmung eines dritten Messstellenbetreibers zur Durchführung der Sperrung und Entsperrung in ausschließlicher Zuständigkeit des Netzbetreibers grundsätzlich vorausgesetzt wird. Diese Forderung ignoriert allerdings die Grundsätze des geltenden § 7 Abs. 5 Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag. Demnach hat der Netzbetreiber, wenn er aufgrund gesetzlicher oder vertraglicher Verpflichtungen – etwa zur Durchführung der Unterbrechung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung nach den §§ 17 und 24 der NAV – Arbeiten durchzuführen hat und wenn hierfür die Einwirkung auf technische Einrichtungen der vom Messstellenbetreiber betriebenen Messlokation erforderlich ist, den Messstellenbetreiber mit einer Vorlaufzeit von drei Werktagen über Erforderlichkeit, Umfang und

Zeitpunkt der Einwirkung zu informieren. Sofern der Messstellenbetreiber nach § 7 Abs. 5 S. 5 Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag die Zustimmung nicht erteilt, ist er verpflichtet, zur Unterstützung der vom Netzbetreiber durchzuführenden Unterbrechung die seinerseits erforderliche Mitwirkung zu leisten. Folglich muss bereits jetzt eine Rückkopplung mit dem Messstellenbetreiber erfolgen, sofern nicht eine generelle Zustimmung des Messstellenbetreibers vorliegt oder mit Sicherheit ausgeschlossen werden kann, dass die notwendigen Arbeiten ohne Eingriff in den Eigentumsbereich des Messstellenbetreibers stattfinden. Dies gilt unabhängig von der Automatisierung. Falls die Sperrung/Entsperrung unter Beteiligung des Messstellenbetreibers durchgeführt wird, erfolgen die weiteren Schritte bilateral.

Außerdem hat die Beschlusskammer mehreren Rückmeldungen zu der Anzahl von Sperrversuchen Rechnung getragen. Hier sind die vorgetragenen Bedürfnisse der Marktteilnehmer sehr unterschiedlich. Die Anzahl der vom Netzbetreiber mit einem Auftrag durchgeführten Sperrversuche richtet sich insbesondere nach Spezifika des Netzgebiets (z.B. ländlich / urban), die nicht standardisierbar sind. Deshalb kann der Netzbetreiber für das jeweilige Netzgebiet selbst entscheiden, ob er ein oder zwei Sperrversuche durchführt. Zusätzlich wurden Hinweise für das Vorgehen bei einer aktiven Zutrittsverweigerung ergänzt.

Mehrere Netzbetreiber sowie der BDEW lehnten eine vorgesehene Option ab, wonach der Lieferant dem Netzbetreiber ergänzende Informationen zur Marklokation übermitteln kann, die für die Durchführung einer Sperrung notwendig sein könnten, wie etwa Kontaktdaten eines qualifizierten Ansprechpartners oder weitergehende Informationen zu einer Sperrung unter Beteiligung eines Gerichtsvollziehers. Sie verwiesen darauf, dass im Bedarfsfall eine Sperrung durch den ebenfalls eingeführten Stornierungsprozess seitens des Lieferanten gestoppt werden könne. Aus Gründen des Verbraucherschutzes hält die Beschlusskammer weiterhin die Möglichkeit der Übermittlung derartiger ergänzender Zusatzinformationen für angezeigt. Sie ermuntert Lieferanten, bei Widerspruch des Anschlussnutzers kurzfristig eine qualifizierte Rücksprache zu ermöglichen. Eine Weitergabe der Informationen an den vor Ort eingesetzten Mitarbeiter durch den Netzbetreiber ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht verpflichtend, aber grundsätzlich wünschenswert.

Der größte Teil der Konsultationsteilnehmer hat darauf hingewiesen, dass die im Markt übliche Verfahrensweise zur Abrechnung der im Zusammenhang mit der Sperrung und Entsperrung entstanden Kosten sei, dass all diese Kosten durch den Lieferanten, der die Sperrung beauftragt hat, beglichen werden. Dies gelte auch für die Fälle, in denen ggf. eine Entsperrung der Lieferstelle durch einen anderen Lieferanten angestoßen werde. Die Beschlusskammer sieht keinen Bedarf, an dieser bereits weithin praktizierten und akzeptierten Verfahrensweise Änderungen vorzunehmen, sodass dies auch in die Prozessvorschriften integriert wurde und eine

entsprechende Anpassung des elektronischen Preisblatts erfolgt ist. Soweit zivilrechtliche Ausgleichsansprüche zwischen dem Alt- und Neulieferanten oder sonstigen Beteiligten bestehen, ist deren Abwicklung nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung.

Darüber hinaus wurden diverse Anpassungen vorgenommen, um die erforderlichen Wechselwirkungen mit anderen Prozessen abzubilden. Anderenfalls wäre es zu Fehlern in Folgeprozessen, Reklamationen und Störungsbehebungen gekommen. Dies beinhaltet unter anderem die Informationsweitergabe von erfolgreich ausgeführten Sperr-/Entsperraufträgen an den ÜNB oder auch die Aufnahme einer eventuell notwendigen Entsperrung einer gesperrten Marktlokation im Rahmen des Use Case „Lieferbeginn“ sowohl in der GPKE als auch der MPES.

1.9. Prozesse zum Austausch von Konfigurationen und Parametrierungen

Das neue Kapitel „Prozesse zum Austausch von Konfigurationen und Parametrierungen“ beinhaltet die bereits existierenden Prozesse zur Änderung des Bilanzierungsverfahrens und der Gerätekonfiguration. Zur Vervollständigung wurde die Einbindung des MSB der Messlokation vorgenommen, da gegebenenfalls auch dort eine Parametrierung des Messgeräts vorzunehmen ist.

Aus den bisherigen Prozessen zur Änderung des Bilanzierungsverfahrens und der Gerätekonfiguration wurde lediglich der Fall „Änderungen der Konzessionsabgabe“ herausgenommen und als separater Use Case dargestellt, da dort weniger Prozessschritte als z.B. für den Wechsel des Bilanzierungsverfahrens notwendig sind und der Use Case die nur dafür notwendigen Schritte enthält.

Anlass für die Umgestaltung der ehemaligen Prozesse zur Gerätekonfiguration und Änderung des Bilanzierungsverfahrens sind die neu eingeführten Prozesse zum „Austausch von Zählzeitdefinitionen“, die die Austauschprozesse rund um die Konfiguration und Parametrierung der Messeinrichtungen komplettieren. Durch die Neustrukturierung der Prozesse rund um die Konfiguration und Parametrierung von Messeinrichtungen wird jeder einzelne Geschäftsvorfall unter Berücksichtigung der jeweiligen Besonderheiten beschrieben. Gleichzeitig können die jeweiligen Prozessziele einfacher formuliert werden und es wird ein besserer Überblick für den Markt erzielt.

Zählzeitdefinitionen beinhalten in einer Viertelstundengranularität für das Kalenderjahr die Information, zu welcher Zeit welches Register an einer Marktlokation (und dementsprechend auch an der/den korrespondierenden Messlokalationen) die geflossene Energie erfasst. Durch die neuen Prozesse kann vom Austausch der Übersicht der Zählzeitdefinitionen über die Bestellung

der Zählzeitdefinition für eine Marktlotation bis hin zu eventuell notwendigen Parametrierungen alles mit minimalem Aufwand standardisiert abgewickelt werden.

Diese Prozesse dienen sowohl dazu, die bereits bekannten und häufig angewandten Zählzeitdefinitionen des Netzbetreibers z.B. zur Abrechnung von Heiz-/Wärmestrom auszutauschen. Mangels bisheriger Standardisierung traten regelmäßig Unsicherheiten bei der Zuordnung der einzelnen Zeitscheiben zu den Registern auf, die durch ein massengeschäftstaugliches Verfahren ausgeräumt werden. Die bisher unterschiedlichen Zuordnungen brachten viele Abrechnungsvarianten mit sich, die zu einem hohen manuellen Abwicklungsaufwand bei den Lieferanten und Clearingbedarfen zwischen Netzbetreibern und Lieferanten führten.

Zugleich können zukünftig auch Zählzeitdefinitionen des Lieferanten übermittelt werden. Dies wurde von Lieferanten wie Vattenfall Europe Sales GmbH, E.ON Energie Deutschland GmbH und E WIE EINFACH GmbH begrüßt. Lieferanten können Zählzeitdefinitionen bestellen, die insbesondere lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarifen zugrunde liegen und somit Letztverbrauchern einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzen. Nach § 40 Abs. 5 EnWG sind Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern einen derartigen Tarif anzubieten, soweit dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist. Durch die Einführung der Prozesse sind solche Tarife nun erstmals mit geringem Aufwand massengeschäftstauglich umsetzbar. Dadurch kann perspektivisch auch das Potential der iMS besser ausgenutzt werden und Vorteile der Digitalisierung werden für den Letztverbraucher spürbar.

Folglich gibt es zwei Anwendungsbereiche für Zählzeitdefinitionen: für die Zwecke Netznutzung und Endkunde. Je nach Zählzeitenanwendungsbereich erfolgt die Einbindung der Marktrollen. Sofern der Netzbetreiber bzw. der Lieferant Zählzeitdefinitionen verwendet, wird vorab vom Netzbetreiber eine Übersicht der Zählzeitdefinitionen an den Lieferanten und Messstellenbetreiber bzw. vom Lieferant an den Messstellenbetreiber gesendet. Sollte der NB keine Zählzeitdefinitionen verwenden, kann er auch das mitteilen.

Ändert sich eine Zählzeitdefinition, kann die aktualisierte Zählzeitdefinition übermittelt werden. Falls der Empfänger eine Zählzeitdefinition nicht erhalten hat oder die übermittelte Zählzeitdefinition unplausibel erscheint, kann er die Zählzeitdefinition beim Sender reklamieren. Ergibt die Prüfung der Reklamation, dass sie begründet ist, erfolgt ein erneuter Versand der Zählzeitdefinition.

Basierend auf den Übersichten der Zählzeitdefinitionen kann die Parametrierung einer Zählzeitdefinition bestellt werden. Folgende Fälle sind hierbei möglich:

- Bestellung Änderung Zählzeitdefinition des NB vom LF
- Bestellung Änderung Zählzeitdefinition des NB vom NB

- Bestellung Änderung Zählzeitdefinition des LF vom LF

Sofern die Änderung einer Zählzeitdefinition eine Konfigurationsänderung der Messlokation erfordert, so übermittelt der Messstellenbetreiber der Marktlokation die entsprechenden Informationen an den Messstellenbetreiber der Messlokation und veranlasst diese.

Der Anwendungsbereich der Prozesse rund um den Austausch von Zählzeitdefinitionen ist grundsätzlich nicht auf iMS begrenzt. Daher greift die Beschlusskammer die Anregung des BDEW zur Erweiterung des Anwendungsbereichs einiger Prozesse rund um die Zählzeitdefinitionen auf konventionelle Messeinrichtungen (kME) gerne auf und hat die entsprechenden Fristen für kME bei den Use Cases ergänzt. Allerdings können nicht alle Prozesse auch im Fall einer kME angewendet werden. Eine Änderung der Zählzeitdefinition des Lieferanten durch den Lieferanten kann nur sinnvoll umgesetzt werden, wenn alle Messlokationen der betroffenen Marktlokation mit iMS ausgestattet sind.

In diesem Fall sei auf eine weitere Besonderheit hingewiesen. Eine Zählzeitdefinition des Lieferanten für den Zählzeitenanwendungszweck „Endkunde“ kann im Übrigen im Falle eines Letztverbrauchers mit einem Jahresstromverbrauch bis maximal 10.000 kWh nur bestellt werden, wenn eine Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten gewählt wurde. Sofern der Lieferant mit einem entsprechenden Tarif die Lastverlagerung des Kunden anregt und somit in sein Verbrauchsverhalten eingreift, muss der Lieferant die Verantwortung für die von ihm gesetzten Anreize übernehmen und dies mittels einer viertelstundenscharfen Bilanzierung berücksichtigen. Eine ansonsten mögliche Belastung des Differenzbilanzkreises des Netzbetreibers durch eine weiterhin bestehende SLP-Bilanzierung wird dadurch ausgeschlossen.

Notwendige Folgeanpassungen, wie z.B. die Berücksichtigung der Übermittlung der Zählzeitdefinitionen im Rahmen der Vorgaben zur Übermittlung von Werten in der WiM wurden vorgenommen.

1.10. Austausch von Kommunikationsdaten

Der reibungslose Austausch von Kommunikationsdaten ist die Basis für die elektronische Marktkommunikation. Dies zeigt sich regelmäßig anhand von Beschwerden, die bei der Beschlusskammer eingehen. Dort haben sich oftmals Fragestellungen und Probleme rund um den Austausch der Kontaktdatenblätter als ursächlich für verschiedene Beschwerden herauskristallisiert. Insbesondere hat sich gezeigt, dass sich die ursprüngliche Erwartungshaltung der Bundesnetzagentur wie auch der Branche bezüglich der automatisierten Verarbeitbarkeit des bislang ausgetauschten XLSX-Formats nicht erfüllt hat. Zudem wurden an die Kammer in

jüngster Zeit zunehmend Bedenken bezüglich der Erfüllung IT-sicherheitstechnischer Anforderungen in Bezug auf den XLSX-Austausch herangetragen.

Zu diesem Zweck hatte die Beschlusskammer Prozesse für den Einstieg in die Digitalisierung des Austauschs der Kommunikationsdaten der Marktteilnehmer zur Konsultation gestellt.

Der Großteil der Marktteilnehmer hat sich in der Konsultation für eine Digitalisierung dieses Prozesses ausgesprochen. Zugleich wurde jedoch von vielen Marktteilnehmern angeregt, eine technische Alternative zu einem grundsätzlich bilateral angelegten EDIFACT-Austausch auszuwählen. So hatte etwa der BDEW in seiner Stellungnahme zwei denkbare Ansätze skizziert: Distributed Ledger Technologies (Blockchain) oder alternativ einen zentralen Verzeichnisdienst, welcher durch eine korrespondierende Weiterentwicklung etwa der BDEW-Codenummerndatenbank realisiert werden könne.

Die Beschlusskammer hat Gespräche mit dem BDEW aufgenommen, um gemeinsam die skizzierten Alternativen zu untersuchen und darauf basierend die dargebotenen Lösungsalternativen fundiert abwägen zu können. Vor der Einleitung eines potentiellen Technologiewechsels ist es für die Beschlusskammer essentiell, die mit der jeweiligen Alternative verbundenen Kosten für die Marktteilnehmer, Projektlaufzeiten und -inhalte zu beurteilen, um finanzielle Belastungen der Marktteilnehmer über das notwendige Maß hinaus zu vermeiden. Die derzeit vorliegenden Informationen zu den vorgeschlagenen Lösungsalternativen reichen leider im Ergebnis nicht aus, um die Kammer von einem der vorgeschlagenen Verfahren und einem gegebenenfalls damit verbundenen kurzfristigen Technologiewechsel zu überzeugen. Auch die vom BDEW vorgeschlagene Ausgliederung konkreter Vorgaben zur Beschreibung des Austauschs der Kommunikationsdaten in ein später noch zu erstellendes separates Dokument und die Beschränkung der Festlegung lediglich auf minimale Eckpunkte für ein noch zu definierendes zukünftiges Verfahren ist aufgrund der Schlüsselfunktion eines funktionierenden Kontaktdatenaustauschs und der damit verbundenen notwendigen Verbindlichkeit der Vorgaben für alle Marktteilnehmer kein gangbarer Weg.

Die Kammer ist grundsätzlich offen dafür, mittelfristig eine Machbarkeitsanalyse neuer Technologien zu begleiten und, sofern damit ein störungsfreier Austausch der Kommunikationsdaten gewährleistet werden kann, perspektivisch darauf umzuschwenken. Im Rahmen der Untersuchung der dargestellten Lösungsalternativen könnten auch die weiteren Anforderungen an den Kommunikationsdatenaustausch, die im Rahmen der Konsultation erstmals von den Marktteilnehmern angeführt wurden, berücksichtigt werden. So sollten perspektivisch unter anderem auch die Aktualisierung der elektronischen Zertifikate zur Absicherung der Kommunikation, der Initialaustausch von Kommunikationsdaten und auch eine automatische Nachforderung bzw. ein Abruf von Kontaktinformationen umgesetzt werden.

Allerdings sollte aus den eingangs genannten Gründen der Datenaustausch nicht länger mittels XLSX-Dokumenten stattfinden, weshalb eine kurzfristig verfügbare Ablösung des bestehenden Verfahrens angezeigt ist. Daher sieht die Kammer zukünftig den Kommunikationsdatenaustausch anhand des bereits allgemein in der Marktkommunikation verwendeten EDIFACT-Formats mangels anderweitig kurzfristig verfügbarer Alternativen als beste Wahl an, auch wenn dies nicht allen von einigen Marktteilnehmern gewünschten Anforderungen gerecht wird.

Hinsichtlich des Teilnehmerkreises, für den eine automatisierte Kommunikationsdatenübermittlung festgelegt werden soll, wurden sehr gegenläufige Konsultationsbeiträge eingereicht. So wollten die Übertragungsnetzbetreiber den Teilnehmerkreis verkleinern und andere hingegen, wie etwa BDEW, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, MVV Energie AG, E.ON Energie Deutschland GmbH, E WIE EINFACH GmbH und Stromnetz Berlin GmbH, ihn ausweiten bzw. zum Teil alle Marktteilnehmer in den automatisierten Austausch involviert wissen. In dem Bewusstsein, dass langfristig vermutlich eine andere Technologie eingesetzt wird, hat die Kammer beschlossen, die aus ihrer praktischen Erfahrung am häufigsten von Störungen betroffenen bilateralen Kontaktdaten austauschbeziehungen zu automatisieren und auf die ursprünglich konsultierte Verknüpfung zu allen von der Beschlusskammer festgelegten Vertragswerken zu verzichten. Daher ist ein Austausch von Kontaktinformationen zukünftig zwischen Lieferanten und Netzbetreibern, Netzbetreibern und Messstellenbetreibern, Lieferanten und Messstellenbetreibern sowie zwischen Lieferanten untereinander vorrangig zu automatisieren. Um den Aufwand möglichst niedrig zu halten, wird für die jeweilige Kommunikationsbeziehung ein stark vereinfachter und auf die Kernfunktionalität reduzierter Austauschprozess eingeführt.

Perspektivisch ist die Automatisierung des Austauschs von Kommunikationsdaten für alle Marktteilnehmer vorgesehen.

1.11. Asynchronmodell

Einige in den GPKE Use Cases zur Änderung bilanzierungsrelevanter Stammdaten vorgenommene Fristverkürzungen von 1 Monat auf 10 Werktage sowie Modifikationen zur Handhabung des Asynchronmodells gehen auf Problemstellungen bilanzieller Art aus der Praxis zurück, die teilweise aus Lieferabmeldungen und –anmeldungen zu speziellen Stichtagen und teilweise aus fehlerbehafteten Lieferantenwechseln resultieren.

Die Problematik ergibt sich dabei aus dem heute noch geltenden (aus der Zeit eines nur zum Monatsbeginn möglichen Lieferantenwechsels stammenden) Stichtag des 15. Werktages des Vormonats, an dessen Einhaltung sich entscheidet, ob bei Profilkunden der Bilanzierungswechsel bereits zum nächsten Monatsersten oder erst zum Beginn des übernächsten Monats

erfolgen kann. Hierdurch sind im Zuge mittlerweile verkürzter Vorlaufzeiten wiederkehrend Situationen zu beobachten, bei denen die Lieferabmeldung und die folgende Lieferanmeldung zwar terminlich stimmig zusammenpassen, die vom Netzbetreiber eingehenden Antworten aber beide erst nach dem 15. Werktag vorliegen und es deshalb zum Bilanzierungswechsel erst zum übernächsten Monatsersten kommt. Gravierender sind diejenigen Fallgruppen, in denen die Antwort für die Abmeldung noch vor dem 15. Werktag eingeht, die Antwort auf die Anmeldung aber erst nach dem 15. Werktag. In diesen Fällen ergibt sich aufgrund der Wirksamkeit der Abmeldung zum nächsten Monatsersten und der gleichzeitigen Wirksamkeit der folgenden Anmeldung erst zum übernächsten Monatsersten eine Bilanzkreiszuordnungslücke, die formal betrachtet dem Grundsatz der lückenlosen Zuordnung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 StromNZV widerspricht.

Die Beschlusskammer hat die Ursachen für derartige Konstellationen und die denkbaren Abhilfemöglichkeiten betrachtet. Sie neigt dazu, das Problem dadurch zu beseitigen, dass das längst überkommene System des Asynchronmodells perspektivisch gänzlich durch eine durchgängige Synchronbilanzierung ersetzt wird. Spätestens zur europarechtlich vorgegebenen Einführung der Lieferantenwechsellmöglichkeit innerhalb von 24 Stunden, d.h. spätestens ab dem Jahr 2026, werden die konkreten Modalitäten eines neuen Bilanzierungssystems insofern intensiv zu diskutieren sein. Für den verbleibenden Zeitraum bis zu dieser grundlegenden Umstellung hat sich die Beschlusskammer für einige wenige Anpassungen entschieden, die die Problematik bereits in großen Teilen entschärfen können. So wird der Stichtag des 15. Werktag es durch den 3. Werktag vor dem Monatsletzten ersetzt, was das Zeitfenster für mögliche Störungsszenarien bereits verkleinert. Zudem wurde im Rahmen der Regeln für die Anwendung des Asynchronmodells nun vorgegeben, dass auch beim Auseinanderfallen der Bestätigung der Abmeldung und der Anmeldung vor bzw. nach dem Stichtag für den Bilanzierungswechsel keine Situation einer bilanziellen Nichtzuordnung mehr eintreten kann, sondern dass auch in solchen Situationen (Fall einer bestätigten Abmeldung vor Bilanzkreisstichtag) stets der Folgelieferant zum Folgetag zugeordnet wird, jedoch zunächst mit einer Jahresverbrauchsprognose von 0 kWh. Damit ist eine formale Bilanzkreiszuordnung jederzeit gewährleistet. Unmittelbar nach Eingang der korrespondierenden Anmeldung wird sodann die tatsächliche Jahresverbrauchsprognose im Wege der Stammdatenänderung angepasst. Zu diesem Zweck musste die Vorlaufzeit für bilanzierungsrelevante Stammdatenänderungen ebenfalls verkürzt werden.

2. Änderung der Festlegung WiM (Tenorziffer 2 und Anlage 2)

2.1. Anforderung und Übermittlung von Werten

Der zwingenden gesetzlichen Vorgabe aus dem Messstellenbetriebsgesetz folgend wird die Übermittlung von Werten in allen denjenigen Fällen, in denen bislang ein werktäglicher Versand stattfindet, auf täglichen Versand geändert. Das MsbG sieht in den §§ 60 ff. ausdrücklich tägliche Übermittlungen vor, um insoweit die Vorteile eines fernauslesbaren Zählers (RLM oder iMS) für die weitere zeitnahe Verarbeitung der entsprechenden Werte in allen nachfolgenden Verarbeitungsketten ausschöpfen zu können. Flankierend hierzu und der im MsbG verankerten Beschleunigungsmaxime bei der Messwertverarbeitung folgend wurden auch die Fristigkeiten in anderweitigen Fallgruppen des Kapitels 2.5.5. („Darstellung der zu übermittelnden Werte“) von einer Fristvorgabe in Werktagen auf eine Fristigkeit in Kalendertagen überführt. Dies betrifft namentlich auch die Fristen für die Nachübermittlung von wahren Werten oder von Ersatzwerten im Folgemonat.

Soweit Konsultationsteilnehmer vorgetragen haben, dies führe im Markt zu Mehraufwand durch die Notwendigkeit eines 7-Tages-Betriebes im Messwesen, kann die Beschlusskammer dieser Argumentation nicht folgen. Die Kritik übersieht, dass auch alle bislang vorgegebenen Fristen Höchstfristen sind, die bereits heute von einem Großteil der Marktakteure nicht mehr ausgeschöpft werden. Der Beschlusskammer sind durchaus Unternehmen bekannt, die die Messwertverarbeitung bereits strukturell auf kalendertägliche Verarbeitung umgestellt haben. Zudem stehen den Messwerte verarbeitenden Unternehmen auch im Störfall in ausreichendem Maße IT-gestützte Verfahrensweisen zur Verfügung, um auf Basis historischer Messwerte rechnerische Ersatzwertbildungen weitgehend automatisiert vornehmen zu können. In Fällen, in denen es nicht nur sporadisch, sondern immer wiederkehrend zu einem Ausfall der Erreichbarkeit einer Messlokation und damit zur Notwendigkeit der kurzfristigen Bildung von Ersatzwerten kommt, kann eine angemessene Reaktion des zuständigen Messstellenbetreibers ohnehin - mit Blick auf die Zielsetzungen des Messstellenbetriebsgesetzes und die Bedeutung fehlerfreier und hochverfügbarer Messwerte auch für die Systemstabilität - nicht in der fortgesetzten Aufrechterhaltung überlanger Fristen liegen. Vielmehr ist in einem solchen Fall die Geeignetheit der eingesetzten Messtechnik oder die Zuverlässigkeit der Datenanbindung kritisch zu prüfen und gegebenenfalls gegen eine Technik mit besserer Verfügbarkeit zu tauschen.

Die Westfalen Weser Netz GmbH sowie Stromnetz Berlin GmbH haben auf die unterschiedlichen Fristen bei der turnusmäßigen Übermittlung der Werte der Messlokation und Marktlokationen zwischen iMS und kME hingewiesen und eine Angleichung der Fristen angeregt. Dem steht

aus Sicht der Beschlusskammer nichts entgegen, so dass zukünftig für alle fernauslesbaren Messsysteme die reguläre Übermittlung von Werten der Messlokation spätestens um 9.30 Uhr des Folgetags bzw. Werten der Marktlokation bis spätestens 11 Uhr des Folgetags erfolgen.

Darüber hinaus wurden die Begrifflichkeiten für die kategorische Einordnung einer Werteübermittlung geschärft und klargestellt. Hier kommt es hinsichtlich der bisher als „Messtechnik“ bezeichneten Kategorie weniger auf die verbaute Messtechnik an der Messlokation, sondern vielmehr auf die Einordnung der Messtechnik aus dem Blickwinkel der Marktlokation an. So können zukünftig Probleme mit der Werteübermittlung insbesondere bei der Einordnung von Zweirichtungszählern mit einer erzeugenden Marktlokation mit Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten und einer verbrauchenden Marktlokation mit Bilanzierung auf Basis von Profilen verhindert werden. In diesen Fällen würden aufgrund einer Einordnung der Messtechnik aus Sicht der Messlokation turnusmäßig ausschließlich Lastgänge übermittelt. Insbesondere für die Abrechnung der profilbasierten verbrauchenden Marktlokation sind jedoch Zählerstände notwendig. Daher hat die Beurteilung der messtechnischen Einordnung und der darunterliegenden Kategorien aus der Perspektive der Marktlokation zu erfolgen.

Um mögliche Missverständnisse hinsichtlich der eventuellen tageszeitlichen Unterschiede zwischen dem konkreten Ablesezeitpunkt eines Wertes und dem Zeitpunkt, auf den für die weitere prozessuale Verarbeitung dieses Wertes Bezug genommen wird, auszuräumen, wurden in der Tabelle entsprechende klarstellende Ergänzungen vorgenommen.

Des Weiteren hat die Kammer teilweise die Pflicht zur Übermittlung von Werten im Fall der Auslöser Lieferbeginn/ Beginn der Ersatz-/Grundversorgung sowie Gerätewechsel, Geräteübernahme und Änderung der Parametrierung gestrichen. Zukünftig sind in diesen Fällen auf Ebene der Marktlokation keine Werte mehr zu übermitteln, die zwischen dem bestätigten Anmeldedatum / dem Geräteeinbau/ der Geräteübernahme / der Änderung der Parametrierung und dem nächsten Ablesetermin liegen. Alle diese Werte weisen einen eher prognostischen Charakter auf, da sie Bezug auf einen zukünftigen Ablesetermin nehmen und sind daher nicht vom Messstellenbetreiber zu erheben und zu übermitteln.

2.2. Anfrage und Übermittlung von Werten durch und an den Energieserviceanbieter

Die Beschlusskammer hat im Vorfeld der Konsultation einige Hinweise insbesondere von Energiedienstleistern und Energiedatenmanagern bekommen, dass die vom Anschlussnehmer veranlasste Messwertwertverarbeitung durch entsprechende Dritte nur erschwert manuell möglich sei, da keine standardisierte Bereitstellung durch die Messstellenbetreiber erfolge.

Mit den neu eingeführten Prozessen bietet sich nun die Möglichkeit für Energieserviceanbieter, zeitnah automatisiert die vom Anschlussnehmer gewünschten Daten abzurufen und zu analysieren. Dieser weitere Schritt der Digitalisierung ermöglicht vielen Letztverbrauchern, ihren Energieverbrauch zu senken und auch in zeitlicher Hinsicht zu optimieren und damit einen wichtigen Baustein zur Energiewende beizutragen.

Die zur Konsultation gestellten Prozesse zu den Leistungen des Messstellenbetreibers, mittels derer Dritte (im Rahmen der Konsultation bezeichnete als passiver externe Marktteilnehmer – pEMT bezeichnet) diverse Leistungen des Messstellenbetreibers bestellen können, wurden auf Anregung des Marktes um weitere Aspekte ergänzt und konkretisiert.

Seitens mehrerer Konsultationsteilnehmer wurde eine detaillierte Beschreibung und Abgrenzung dieser neu in die Marktkommunikation eingeführten Rolle gefordert. In diesem Zusammenhang wurde die Rolle des nunmehr als Energieserviceanbieter des Anschlussnutzers (ESA) bezeichneten Dritten, der im Auftrag des Anschlussnutzers Werte beim MSB anfragt und diese dann verarbeitet, geschärft.

Zwingende Voraussetzung für das Tätigwerden eines Energieserviceanbieters des Anschlussnutzers in diesen Prozessen ist eine den gesetzlichen Anforderungen entsprechende Einwilligung des Anschlussnutzers. Dies ist auch gegenüber dem Messstellenbetreiber in geeigneter Form nachzuweisen. Der ESA darf die erhaltenen Werte ausschließlich im Verhältnis zum Anschlussnutzer nutzen. Ihnen kommt insbesondere keine energiewirtschaftliche Abrechnungsrelevanz zu. Darüber hinaus gelten für den ESA gleichermaßen die generellen Anforderungen an Marktteilnehmer, die einen sicheren Versand der Werte aus dem Back-End per EDIFACT oder direkt aus dem IMS per XML garantieren.

Aktuell liegt bezüglich des Anwendungszwecks der Prozesse der Fokus auf der automatisierten Übermittlung von Zählerstandsgängen (auch bezeichnet als TAF7) sowie hochfrequenten Messwerten für Mehrwertdienste (auch bezeichnet als TAF14). Die Beschlusskammer beabsichtigt ausdrücklich, in zukünftigen Festlegungsverfahren den Anwendungsbereich dieser Prozesse für weitere Mehrwertdienste zu öffnen, sobald diese in der Praxis durch intelligente Messsysteme standardisiert erbracht werden können. Dies beinhaltet auch eine potenzielle Ausdehnung des Anwendungsbereichs des Prozesses auf weitere Rollen der Marktkommunikation, die, basierend auf den Erfahrungen des Marktes mit dem beschränkten Anwendungskreis, praxisnah sukzessive ausgebaut werden können.

Die Prozesskette startet mit der Möglichkeit des ESA, die vom Anschlussnutzer gewünschten Werte standardisiert und automatisiert beim MSB anzufragen und zu bestellen. Er richtet seine Anfrage und Bestellung an den Messstellenbetreiber der Messlokation, wenn er Werte auf Ebene der Messlokation erhalten möchte. Sofern er Werte auf Ebene der Marktlokation benötigt,

wendet er sich an den Messstellenbetreiber der Marktlokation. Durch diese Wahlmöglichkeit erhält der ESA genau die Werte, die er für seine Zwecke benötigt.

Um die Werteübermittlung ohne Medienbrüche beenden zu können, wurden die zwei Prozesse zur Kündigung einerseits durch den ESA sowie andererseits durch den Messstellenbetreiber aufgenommen. Dies stellt sicher, dass auch alle notwendigen Informationen ohne Medienbrüche zur Beendigung der Messwertübermittlung ausgetauscht werden.

2.3. Bezugsobjekt für die Übermittlung von Blindmesswerten

Im Kapitel 2.5.3. „Prinzipien für die Übermittlung aufbereiteter Werte“ ist eine textliche Klarstellung aufgenommen worden, dass im Fall einer messtechnischen Erfassung von Blindmesswerten durch die vor Ort eingesetzte Messeinrichtung diese Blindmesswerte auch standardmäßig und in Bezug auf Mess- sowie Marktlokationen an die Berechtigten zu übermitteln sind. Der Kreis der Empfänger besteht dabei standardmäßig aus denjenigen Empfängern, die auch die Wirkmesswerte erhalten, soweit nichts anderes vereinbart ist.

Die Klarstellung hat ihren Grund in wiederholt vor der Beschlusskammer geführten Diskussionen zwischen Messstellenbetreibern und Netzbetreibern hinsichtlich des korrekten Umfangs und des Bezugsobjektes für Messwertübermittlungen. Aus diesem Grund wurden in der Konsultation auch mehrere offene Fragestellungen an die Konsultationsteilnehmer gerichtet. Die eingegangenen Antworten offenbarten, dass hierzu in der Praxis stark divergierende Sichtweisen bestehen. Teilweise wurde die Übermittlung von Blindmesswerten nur für Messlokationen befürwortet, teilweise wurde eine Erforderlichkeit sowohl für Markt- wie auch für Messlokationen gesehen. Die nun vorgenommene Konkretisierung soll für alle in der Praxis denkbaren Konstellationen eine hinreichende Grundlage bieten. Soweit die Beteiligten im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation keine anderweitige Einschränkung treffen, ist standardmäßig der weitest gehende Übermittlungsumfang verbindlich. Nicht überzeugend erschien der Vorschlag, als maßgebliches Kriterium für eine Übermittlung von Blindmesswerten weiterhin darauf abzustellen, ob der Blindmesswert abrechnungsrelevant ist. In dem für die Messwertübermittlung maßgeblichen Verhältnis zwischen Messstellenbetreiber und den potentiellen Empfängerrollen ist der Blindmesswert unstreitig nicht abrechnungsrelevant. Kenntnis darüber, ob die potentiellen Empfänger die Blindmesswerte ihrerseits für die Abrechnung gegenüber Dritten benötigen, hat der Messstellenbetreiber in der Regel nicht und dies liegt auch außerhalb seines Beurteilungsspielraums.

Ebenfalls nicht zu überzeugen vermochte der Hinweis, dass die Erfassung von Blindgrößen ihre rechtliche und fachliche Grundlage allein in der Niederspannungsanschlussverordnung habe und es sich demnach gar nicht um eine nutzbare Energieform handele, sondern vielmehr um ein

Netzzustandsdatum, dessen Erfassung allein unter den Voraussetzungen des § 56 MsbG zulässig sei. Dem wird ausdrücklich nicht gefolgt. Die Vorgaben in § 16 Abs. 2 NAV besagen, in welchen technischen Grenzen der Netzanschluss genutzt werden darf und wann der Netzbetreiber den Einbau technischer Kompensationsanlagen verlangen kann. Die Ausgangsinformationen zur Beurteilung dieses Sachverhaltes liefert der zuständige Messstellenbetreiber in Anwendung des MsbG und der festgelegten WiM-Prozesse. Blindmesswerte zur Verwendung im Rahmen des § 16 Abs. 2 NAV stellen dabei keine Netzzustandsdaten im Sinne der §§ 2 Nr. 16, 56 MsbG dar. Sie werden in diesem Kontext nicht primär zur Beurteilung des Netzzustandes und der Netzfahrweise herangezogen.

2.4. Übermittlung der Berechnungsformel

Die Beschlusskammer hat mehrere Hinweise zur Konkretisierung der Voraussetzungen zur Übermittlung der Berechnungsformel z. B. von E.ON Energie Deutschland GmbH, E WIE EINFACH GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG und dem BDEW. erhalten. So wurde u.a. eine Ergänzung als Auslöser für einzelne konkrete Fälle sowohl für den erstmaligen als auch erneuten Versand der Berechnungsformeln angeregt. Die bisherige Vorgabe, dass die Berechnungsformel lediglich für die Marktlokationen zu übermitteln ist, deren Werte sich aus mindestens zwei Messlokationen ermittelt, umfasst etwa nicht den Fall von Marktlokationen mit einer Messung auf der Sekundärseite eines Transformators, wohingegen die Abnahme auf der Primärseite (unterspannungsseitige Messung) erfolgt. Auch hier, wie in weiteren Fällen, ist die Übermittlung der Berechnungsformel notwendig. Ferner war es bei dem bisherigen bedarfsweisen Versand unklar, ob tatsächlich keine Berechnungsformel benötigt wird oder es zu einem Fehler beim Versand bzw. Empfang der Nachricht gekommen ist.

Im Ergebnis erscheint es deutlich vorzugswürdig, stets den Versand der Berechnungsformel an den Messstellenbetreiber und Lieferant durchzuführen. Dies stellt sicher, dass immer alle notwendigen Informationen den beteiligten Marktteilnehmern vorliegen, auch wenn eine Messlokation gleich einer Marktlokation entspricht, aber dennoch eine Formel zur Berechnung der Marktlokation benötigt wird. Dies vermeidet nicht nur Interpretationsspielräume, sondern verhindert notwendige Clearings.

2.5. Übermittlung und Stornierung von Zählerständen bei kME (ohne RLM) und mME von einem LF oder NB an den MSB der Messlokation

Die Hoheit der Datenerhebung, -aufbereitung und -verteilung liegt nach § 60 Abs. 1 MsbG beim Messstellenbetreiber. Sofern jedoch dem Lieferanten oder dem Netzbetreiber im Rahmen einer

manuellen Ablesung Werte z.B. durch den Kunden selbst übermittelt wurden, sollten diese auch in der Netznutzungs-, Bilanzkreis- oder Mehr-/Mindermengenabrechnung berücksichtigt werden. Dies kann erst, so war es bisher bereits in Kapitel III 2.2.1. der WiM geregelt, erfolgen, wenn dieser Wert vom Messstellenbetreiber im Rahmen der Marktkommunikation an alle Berechtigten übermittelt wurde. Diese Übermittlung kann nun mittels der neu aufgenommenen Prozesse automatisiert durchgeführt und, sofern dies erforderlich ist, auch storniert werden.

2.6. Umstellung auf neue Use Case Darstellung

Zur Vereinheitlichung der Prozessdokumente wurde die Darstellungsart bei einigen Use Cases angepasst, die im Zuge der Festlegung MaKo 2020 noch nicht überarbeitet worden waren.

3. Änderung der Festlegung MPES (Tenorziffer 3 und Anlage 3)

3.1. Definition Tranchen

Zur systemtechnischen Vereinfachung sieht die Definition der Tranche künftig vor, dass diese nur dann zur Anwendung kommen, wenn auch eine objektive Erforderlichkeit besteht, wenn also eine Tranche weniger als 100 % der Energiemenge einer erzeugenden Marktlokation umfasst.

Der BDEW weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass im Energiemarkt in der praktischen Anwendung sowohl das System der "nicht-tranchierten" Marktlokation sowie das der 100%-Tranche besteht. Er führt weiter aus, dass, um eine eindeutige Prozesskette sowie eine hohe Prozessqualität auch zukünftig zu gewährleisten zu können, angelehnt an die heute marktübliche Praxis, eine 100% -Tranche weiter ermöglicht werden sollte. Dieser Forderung stimmen weitere Konsultationsbeiträge zu. Allerdings wird hier verkannt, dass es aufgrund der zwei variierenden Darstellungen, zum einen durch die direkte Angabe der Marktlokations-ID (MaLo-ID) und zum anderen die Behandlung als 100%-Tranche, keine eindeutige Prozesskette gibt und damit verbunden Abwicklungsunsicherheiten auftreten.

Dies gilt umso mehr, als es seit der Einführung der Marktlokations-ID bereits ein eindeutiges Identifikationsmerkmal für eine (100%ige) Zuordnung einer Marktlokation gibt, welches als Ankerpunkt für den Informationsaustausch zu einer Marktlokation bereits für vielfältige Zwecke in der elektronischen Marktkommunikation verwendet wird. Durch die Angabe alternativer Identifikationsmerkmale wie der 100% Tranche wird die Eindeutigkeit der MaLo-ID untergraben.

Aus diesem Grund vermag ebenso die von der MVV Energie, der SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG und dem VKU vorgeschlagene sukzessive Abschaffung der 100% Tranche - konkret ausgestaltet als eine individuelle Umstellung auf die MaLo-ID zum jeweiligen Wechsel des

Vermarkters an der Einspeisestelle - nicht zu überzeugen. Eine sukzessive Abschaffung der 100% Tranche verlängert den unerwünschten Zustand der parallelen Verwendung von zwei unterschiedlichen Identifikationsmerkmalen einhergehend mit den bereits vorgebrachten Problemen, so dass es hier erst nach einem langen Zeitraum zu einer klärenden standardisierten Vorgehensweise kommen würde.

3.2. Lieferende

Analog zu der Aufspaltung des GPKE Prozesses „Lieferende“ wurde nunmehr auch der Prozess „Lieferende“ in der MPES in zwei Prozesse unterteilt. Für weitere Ausführungen zu der erfolgten Aufteilung wird auf die Erläuterungen zu der Aufteilung des „Lieferende“-Prozesses im Rahmen der GPKE verwiesen.

4. Sonstige Änderungen der Prozessfestlegungen

Über die vorgenannten Punkte hinaus wurde bei allen vier Prozessdokumenten (GPKE, WiM, MPES, MaBiS) umfassende Dokumentpflege betrieben. Dies umfasst insbesondere die inhaltliche Einarbeitung veröffentlichter Umsetzungsfragen und ergänzender Mitteilungen, redaktionelle Anpassungen, sonstige Textkonkretisierungen zur Verbesserung der Verständlichkeit sowie die Herausnahme von Aktivitätsdiagrammen (MaBiS) zum Zweck der Bündelung in BDEW-Anwendungshilfen. Insbesondere die Einbeziehung der Umsetzungsfragen und Mitteilungen in die Prozessdokumente dient der Abbildung der bereits im Markt gelebten Praxis und sorgt für eine Regelungs- und Anwendungsklarheit und für eine Bündelung alle relevanten prozessualen Aussagen in einem zentralen Dokument.

5. Änderungen im Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag

Die Tenorziffer 5 bestimmt die Anpassung des standardisierten Netznutzungsvertrages (Anlage 1 zur Festlegung BK6-13-042) einschließlich der vertraglichen Anlagen, aktuell geltend in der Fassung gemäß der Festlegung BK6-17-168 vom 20.12.2017, in Kraft seit 01.04.2018.

Die mit den Anlagen 5a bis 5c zu dieser Entscheidung bestimmten Änderungen des bestehenden Vertrages werden im Wege einer Änderungsfestlegung vorgegeben. Es treten ausschließlich die bezeichneten Änderungen anstelle des bisherigen Vertragstextes, die übrigen Bestimmungen des Standard-Netznutzungsvertrages bleiben unberührt und gelten in der aktuell gültigen Fassung fort.

Tenziffer 6 bestimmt, dass Netzbetreiber neu abzuschließende Netznutzungsverträge wörtlich entsprechend der im Sinne der Tenziffer 5 festgelegten Fassung abschließen müssen. Bereits abgeschlossene Verträge müssen laut Tenziffer 7 wörtlich an die neue Vertragsversion angepasst werden, wobei die neue Vertragsversion in beiden Fällen ab 01.04.2022 Geltung erfährt.

Nachfolgend werden die vorgenommenen Änderungen anhand der einzelnen Ziffern des Vertrages dargestellt und begründet. Soweit Vertragsklauseln aufgrund der bisherigen Festlegung unverändert Bestand haben, gilt die bisherige Begründung gemäß Beschluss BK6-13-042 vom 16.04.2015 sowie BK6-17-168 vom 20.12.2017, abrufbar unter dem jeweiligen Aktenzeichen über die Internetseite der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Dies gilt auch, soweit Konsultationsanmerkungen sich auf unveränderte Klauseln des Mustervertrages beziehen, für die eine Änderung weder konsultiert noch übernommen wurde. Soweit nachstehend Paragraphen ohne weitere Bezeichnung genannt werden, handelt es sich um einen Verweis auf die jeweilige Vertragsziffer des Standard-Netznutzungsvertrages gemäß Anlage 5a dieser Festlegung.

5.1. Vertragsrubrum

Im Vertragsrubrum wird neben Name und Anschrift die jeweilige Marktpartneridentifikationsnummer (MP-ID) der Vertragspartner aufgenommen, um einfacher eine eindeutige Identifikation der Marktpartner und ihrer jeweiligen Marktrolle zu ermöglichen.

5.2. Präambel

Den Bestimmungen des Netznutzungsvertrages vorangestellt wird in der Präambel der Verweis auf die aktuell geltende behördliche Festlegung angepasst. Zudem wird klargestellt, dass Grundlage des Vertrages nicht nur die Ausgangsfestlegung des Netznutzungsvertrages ist, sondern auch zukünftige Änderungsfestlegungen, die mit Datum ihres Inkrafttretens automatisch einbezogen und zur Grundlage des Vertrages werden.

5.3. Vertragsgegenstand, § 1 NNV

In § 1 Abs. 1 wird die Konkretisierung des Anwendungsbereiches des Vertrages zum leichteren Verständnis angepasst. Die auf Grundlage des Netznutzungsvertrages vereinbarte Netznutzung umfasst grundsätzlich auch den Betrieb und die Abrechnung des Messstellenbetriebs für konventionelle Messtechnik durch den Netzbetreiber. In dieser Konstellation ist der Netzbetreib-

ber zugleich grundzuständiger Messstellenbetreiber. Dagegen findet der Vertrag keine Anwendung auf die Durchführung des Messstellenbetriebes durch einen Dritten i.S.d. § 5 MsbG oder wenn es sich um eine Messlokation mit einer modernen Messeinrichtung oder einem intelligenten Messsystem handelt. In diesen Fällen vereinbaren die Vertragspartner ausschließlich die Abwicklung der Netznutzung.

Nimmt der Netzbetreiber nach dem Vorgenannten auch die Durchführung des Messstellenbetriebes wahr, wird er in den betreffenden Vertragsklauseln adressiert. Der zur Bestimmung des Netzbetreibers als „grundzuständiger Messstellenbetreiber“ bislang verwendete Zusatz „in der Marktrolle“ wird im Vertrag durchgängig gestrichen. Mehrere Konsultationsteilnehmer haben vorgetragen, dass die nur prozessual relevante Unterscheidung der Marktrollen zur Bestimmung des Anwendungsbereiches häufig missverstanden werde und Nachfragen provoziere. Die Differenzierung wird daher redaktionell angepasst.

In § 1 Absatz 2 wird weiterhin vorgesehen, dass ergänzende oder abweichende Bestimmungen vereinbart werden können. Die Form der Absprache wird an die auch sonst im Vertrag geltende Textform angepasst, vgl. § 18 Abs. 8.

Zudem entfällt in § 1 Abs. 3 die bisher vorgesehene Auswahlmöglichkeit. Die Differenzierung des Netznutzers als Lieferant oder Letztverbraucher ist bereits im Vertragsrubrum enthalten und hier entbehrlich. Die Bestimmung erfolgt regelmäßig mit erstmaligem Vertragsschluss, wenn die Angaben zur Identifikation der den Vertrag schließenden Marktbeteiligten übereinstimmend konkretisiert werden.

5.4. Voraussetzungen der Netznutzung, § 3 NNV

Nach § 3 Abs. 3 setzt die Netznutzungsanmeldung neben dem wirksamen Bestehen des betreffenden Bilanzkreises im Anmeldezeitpunkt den vorherigen Zugang einer Zuordnungsermächtigung beim Netzbetreiber voraus. Dies gilt auch, wenn der anmeldende Lieferant zugleich Bilanzkreisverantwortlicher des betreffenden Bilanzkreises ist. Die diesbezügliche Ausnahme im Vertragstext stand im Widerspruch zu der prozessualen Regelung nach Maßgabe der Festlegung MaBiS¹ und wird auf zutreffenden Hinweis mehrerer Konsultationsteilnehmer gestrichen.

Nicht übernommen wird die konsultierte Übermittlung einer „elektronischen“ Zuordnungsermächtigung, da nach dem Vortrag einiger Konsultationsteilnehmer auch noch ältere Dokumente in Papierform existieren, deren Wirksamkeit nicht beeinträchtigt werden soll. Ebenfalls nicht

¹ S. Festlegung MaBiS Kapitel 10.2.1.: „Auch im Fall einer Rechtspersonenidentität zwischen BKV und Lieferant ist eine Zuordnungsermächtigung gegenüber dem NB zwingend abzugeben.“

übernommen wurde der in der Konsultationsfassung neu eingefügte Absatz 2 betreffend die Zuordnung angemeldeter Marktlokationen. Die Konsultation ließ erkennen, dass mit der Klausel ein unbeabsichtigter Interpretationsspielraum im Hinblick auf den Zeitpunkt der Wirksamkeit der Zuordnung eröffnet und das Ziel der klarstellenden Regelung verfehlt würde.

In Absatz 3 wird zuletzt ein neuer Satz 2 eingefügt, der eine Haftungsfreistellung des Netzbetreibers gegenüber Dritten für den Fall vorsieht, dass zugesicherte Vollmachten des Bilanzkreisverantwortlichen tatsächlich nicht oder nicht rechtswirksam vorliegen. Die Beschlusskammer folgt damit einem Vorschlag der Verbände BDEW und VKU sowie weiterer Netzbetreiber. Die Regelung dient dazu, den Netzbetreiber von Ansprüchen Dritter freistellen. Die Freistellung ist gerechtfertigt, da es sich um Ansprüche aus einem für ihn fremden Rechtsverhältnis handelt. Auf deren Entstehung kann er weder Einfluss nehmen, noch sollte eine Verantwortung zu seinen Lasten daraus hergeleitet werden.

5.5. Geschäftsprozesse und Datenaustausch, § 4 NNV

In § 4 Abs. 2 wird ein neuer Satz 2 eingefügt der besagt, dass bei der Anwendung des elektronischen Datenaustauschs zur Auslegung auch die von EDI@Energy veröffentlichten Fehlerkorrekturen zu berücksichtigen sind. Die Ergänzung dient der Vereinbarung der bereits nach Maßgabe der Festlegung GPKE geltenden Verfahrensweise. In Kapitel I. 4. der GPKE werden die Erarbeitung verbändeübergreifender Spezifikationen zum EDIFACT-Datenaustausch durch die Expertengruppe „EDI@Energy“ sowie deren Weiterentwicklung ausführlich beschrieben. Demnach stellt im Fehlerfall die jeweils zuletzt veröffentlichte konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrektur die umzusetzende Version des entsprechenden EDI@Energy-Dokuments dar. Eine weitere Präzisierung, wie von einigen Konsultationsteilnehmern angeregt, hält die Beschlusskammer an dieser Stelle nicht für erforderlich.

5.6. Registrierende Lastgangmessung, Zählerstandsgangmessung und Standardlastprofilverfahren, § 5 NNV

In § 5 Absatz 2 Satz 2 wird der Begriff „Zählerstände“ durch „Energienmenge“ auf Hinweis der Stromnetz Berlin GmbH aus der Konsultation ersetzt. Zutreffend bezieht sich § 72 MsbG auf die abgenommene Strommenge von öffentlichen Verbrauchseinrichtungen (z.B. Straßenbeleuchtung oder Werbeplakattafeln). Dabei handelt es sich regelmäßig um sogenannte Pauschalanlagen, für die keine Zähler vorhanden sind und keine Messung durchgeführt werden kann. In Abs. 3 S. 2 wird darüber hinaus das Feld für die Auswahl des angewendeten Verfahrens zur Bestimmung der Lastprofile als synthetisch oder erweitert analytisch gestrichen. Die Differenzierung

des anwendbaren Profils erfolgt in der Praxis regelmäßig nicht auf Grundlage dieser Ziffer des Netznutzungsvertrages, sondern wird bereits mit der Übermittlung bilanzierungsrelevanter Informationen nach Maßgabe der Festlegungen GPKE und MaBiS vorgesehen. Dadurch stellt sich die Auswahlmöglichkeit hier als entbehrlich dar. Wie auch an anderen Stellen des Vertrages wird sie zur Erleichterung der bei Vertragsschluss gegebenenfalls manuell zu konkretisierenden Informationen bereinigt.

5.7. Messstellenbetrieb, § 6 NNV

Die Änderungen in § 6 Abs. 1 dienen allein einer besseren Verständlichkeit und wurden unter anderem von BDEW und VKU bereits im Vorfeld der Konsultation angeregt. Der Bezug zu § 1 Abs. 1 grenzt die Aufgaben des Netzbetreibers als Messstellenbetreiber durch den Ausschluss des Messstellenbetriebs für mME und iMS sowie durch Dritte auf Grundlage des § 5 MsbG eindeutig ab. Der inhaltlich gleichbedeutende Begriff des „grundzuständigen Messstellenbetreibers“ provozierte häufiger Nachfragen und Unverständnis. Er wird in der Konsequenz hier und nachfolgend ersetzt oder gestrichen.

In Absatz 2 wird die Aufgabe der Verwaltung der Identifikationsnummern für Markt- und Messlokationen entsprechend der allgemeinen Praxis um deren vorherige Zuordnung ergänzt. Auf Anregung der Stadtwerke Leipzig wird zudem ein neuer Satz 2 eingefügt, wonach die von einem Netzbetreiber für Markt- und Messlokationen in einem Netz einmal zugeordneten Identifikationsnummer unveränderlich sind. Dies gilt selbst dann, wenn es zu einem Netzbetreiberwechsel kommt, infolge dessen die Verwaltung der Identifikationsnummern in die Zuständigkeit eines anderen Netzbetreibers übergeht. Denn die Identifikationsnummer soll eine dauerhafte eindeutige Zuordnung gewährleisten.

Absatz 4 verweist für die Erhebung von Ersatzwerten auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik. Da Ersatzwerte aber nicht nur bei fehlenden Messwerten, sondern beispielsweise auch bei unplausiblen Werten oder einem Gerätewechsel gebildet werden, wird der der Bezug in Satz 1 auf (nur) „fehlende Messwerte“ gestrichen, um die Klausel auch für weitere Anwendungsfälle zu öffnen. Diese bestimmen sich, ebenso wie Bildung und Verwendung der Ersatzwerte, im Übrigen nach der Festlegung WiM. Der Verweis auf die GPKE ist an dieser Stelle unzutreffend und wird in Absatz 5 Satz 1 entfernt. In Abs. 5 S. 2 wird die Zuständigkeit zur Bestimmung des Ableseturnus gemäß der mit dem Messstellenbetriebsgesetz geänderten Systematik und Trennung des Messstellenbetriebs von den Aufgaben des Netzbetriebs dem Messstellenbetreiber anstelle des Netzbetreibers zugewiesen. Einwände seitens der Konsultationsteilnehmer gab es hierzu nicht.

In Abs. 5 S. 5 wird die Differenzierung „bzw. Lieferant“ gestrichen, da dieser vom Begriff des Netznutzers bereits erfasst ist. Ansonsten wird die geltende Formulierung nicht angepasst. Die Verwendung rechnerisch abgegrenzter Messwerte soll nur angewendet werden, wenn keine tatsächlichen Messwerte vorliegen.

Absatz 7 regelt die Bestimmung des Korrekturfaktors in Fällen einer spannungsseitig vom Netzanschlusspunkt abweichenden Messung. Der vom Netzbetreiber eingesetzte Korrekturfaktor dient der Berücksichtigung bei der Messung nicht erfasster Verluste. In der Praxis kommt es häufig zu Streit über die Höhe des angesetzten Faktors, da er sich unmittelbar auf die Höhe der abzurechnenden Netzentgelte sowie alle hierauf aufsetzenden Abrechnungsvorgänge einschließlich der zu bilanzierenden Energiemengen auswirkt. Der Netzbetreiber soll den Faktor entsprechend den typischen Verlusten der kundenseitig zwischen Netzübergabepunkt und Ort der Messung betriebenen Betriebsmittel bestimmen. Im Streitfall muss er die Berechnung nachvollziehbar darlegen können. Hält der Netznutzer den Korrekturfaktor dagegen für unangemessen, steht ihm zukünftig der Nachweis geringerer individueller Verlustwerte zu. Will er einen anderen Wert beanspruchen, trägt er hierfür aber auch die Beweislast. Dabei muss er selbstverständlich auf nachweisbare Werte abstellen. Dabei gilt zu beachten, dass die Netzauslastung und Inanspruchnahme des Netzes zu verschiedenen Zeitpunkten beispielsweise tages- oder saisonabhängig stark schwanken kann. Somit genügt es nicht, wenn der Faktor anhand der Zeit nur geringer Auslastung bemessen würde. Außerdem muss zur Bemessung auch zwischen Einspeisung und entnahmeseitigem Energiefluss unterschieden werden, da die Verluste beispielsweise eines Transformators einspeise- und entnahmeseitig deutlich voneinander abweichen können.

Mit der Regelung des Nachweisrechts reagiert die Beschlusskammer auf die wiederholt im Zusammenhang mit der Bestimmung des Korrekturfaktors vorgebrachten Streitfälle. Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation vorgebracht, das Nachweisrecht im Sinne einer „Bestabrechnung“ sei nicht sachgerecht, weil eine solche von den individuell eingebauten Betriebsmitteln abhängig wäre und dem Ansatz der typischen Verluste widerspreche. Die der Beschlusskammer zugetragenen Streitfälle haben aber gezeigt, dass dem Ansatz einer Berechnung möglichst passender typischer Verluste im Streitfall letztlich immer nur ein individueller Nachweis folgen kann. Die Regelung zum Ansatz typischer Verluste will zunächst eine Erleichterung für beide Vertragsparteien schaffen, indem Kosten und Aufwand vermieden wird. Denn im Zweifel kann der reale individuelle Wert auf Dauer nur durch den teuren Einbau eines weiteren Zählers oder dessen Verlegung exakt ermittelt werden. Für die ganz überwiegende Mehrheit der Anschlussnutzer sollte der anhand typischer Verluste angesetzte Faktor genügen. Wenn sich nun aber ein Netznutzer durch den vom Netzbetreiber angesetzten Faktor benachteiligt fühlt, soll er selber entscheiden können, Kosten und Aufwand zum Nachweis

seiner individuellen Werte auf sich zu nehmen. Das Nachweisrecht ist insofern sachgerecht und bietet eine Möglichkeit zur Befriedung im Einzelfall.

Ein Konsultationsteilnehmer bittet umgekehrt um die Aufnahme eines Rechts des Netzbetreibers zum Nachweis höherer Verluste bei unverhältnismäßigem Einsatz des Betriebsmittels durch den Netznutzer. In der Überzeugung, dass es sich hierbei um einen streitigen Einzelfall handeln dürfte und die reale Netznutzung in die Bestimmung der typischen Verluste des Betriebsmittels immer maßgeblich einfließen sollte, hält die Beschlusskammer jedenfalls hier keine generelle Regelung für erforderlich.

Im Rahmen der Konsultation wurde zudem vorgeschlagen, den Netzbetreiber zu verpflichten, zwei Faktoren zu nutzen, einen für den Leistungs- und einen für den Arbeitspreis. Dementgegen überlässt die Beschlusskammer die Berechnungsmethode unverändert allein dem Netzbetreiber, der aufgrund seiner hohen Erfahrung in aller Regel am besten selbst in der Lage und verantwortlich ist, seinen Netznutzern einen passenden Korrekturfaktor zuzuweisen. Er kennt die Energieflüsse und Verluste in seinem Netz ebenso wie typische technische Werte angeschlossener Anlagen. Daher erscheint es weder sachgerecht noch erforderlich, ihm weitere Vorgaben zur Methode der Berechnung aufzuerlegen.

5.8. Entgelte, § 7 NNV

Die Bestimmung zu den Entgelten in § 7 enthält vornehmlich redaktionelle Änderungen, die einer deutlicheren Abgrenzung der vertraglich zur Abrechnung kommenden Entgelte geschuldet sind. Darüber hinaus werden die Bestimmungen an den verstärkten elektronischen Austausch von Informationen auf der Grundlage elektronischer Prozesse nach Maßgabe der GPKE sowie zur Einführung des elektronischen Preisblatts angepasst.

5.8.1. Infolge der Einführung des elektronischen Preisblatts wird in § 7 durchgängig der Bezug der Preisblätter auf „die im Internet veröffentlichten“ redaktionell gestrichen. Maßgeblich zur Berechnung der Entgelte sind immer die vom Netzbetreiber jeweils aktuell für gültig erklärten Preisblätter. Der Netzbetreiber ist unverändert gesetzlich verpflichtet, diese im Internet zu veröffentlichen. Darüber hinaus muss er dem Netznutzer zukünftig aber auch das standardisierte elektronische Preisblatt im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation übermitteln. Eine Bestimmung, wie von einigen Konsultationsteilnehmern gewünscht, welche Form der Bekanntgabe Vorrang habe, ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich. Eine Abweichung der im Internet veröffentlichten von den elektronisch übermittelten Preisblättern erscheint rein theoretischer Natur und dürfte nur im außerordentlichen Fehlerfall vorkommen.

5.8.2. In Absatz 2 Satz 1 wird auf Anregung zahlreicher Marktteilnehmer zum leichteren Verständnis die Formulierung angepasst, ohne damit eine inhaltliche Änderung zu verbinden. Der Netzbetreiber berechnet dem Netznutzer neben dem Entgelt für die Netznutzung ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, soweit er ihn auf Grundlage des Netznutzungsvertrags nach Maßgabe des § 1 Abs. 1 durchführt. Die Netznutzungsabrechnung auf Grundlage des Netznutzungsvertrages umfasst also immer auch die Abrechnung des Messstellenbetriebs für konventionelle Messtechnik, in Abgrenzung zum Messstellenbetrieb durch Dritte oder für iMS und mME.

Ebenfalls zur Konkretisierung wird in Absatz 2 ein neuer Satz 2 eingefügt, wonach die Abrechnung des Messstellenbetriebs insbesondere die für die Messeinrichtung, den Wandler, technische Steuereinrichtung sowie vorhandene Telekommunikationseinrichtungen zu entrichtenden Kosten umfasst. In der Praxis kam es häufiger zu Streit unter Marktteilnehmern zu der Frage, welche Positionen der Abrechnung zugänglich sind. Die Aufzählung benennt Regelbeispiele („insbesondere“) und ist nicht abschließend. Grundsätzlich können alle im Netznutzungspreisblatt für Marktllokationen (Preisblatt 1) mit einer Artikel-ID genannten Positionen über die Netznutzung abgerechnet werden. Auf Hinweis einiger Konsultationsteilnehmer, darunter die Verbände BDEW und VKU, wurde die Aufzählung aus der konsultierten Fassung noch um die „technische Steuereinrichtung“ ergänzt.

Der vorherige Satz 2 wird zu Satz 3 und bleibt sonst unverändert. Zu Nachfragen einiger Konsultationsteilnehmer führte an dieser Stelle eine Bezifferung der im Preisblatt aufgeführten Positionen teilweise unter Ausweis eines tagesscharf berechneten Preises, während hier Satz 4 die in Satz 1 genannten Entgelte als Jahresentgelte benennt. Preise werden vom Netzbetreiber im elektronischen Preisblatt zukünftig beispielsweise mit €/kW*Tag oder Cent/Tag beziffert. Grund hierfür ist, dass der Ausweis von Preisen als Jahres- oder Monatswerte im Preisblatt in der Vergangenheit zu erheblichen Problemen in der Abrechnung führte. Beispielsweise verlangt die Abrechnung zeitanteiliger Preise eine tagesscharfe Berechnung gemäß dem Belieferungszeitraum. Bei einer Division der als Jahrespreis im Preisblatt ausgewiesenen Kosten ergaben sich teils erhebliche Rundungsdifferenzen, die zu erheblichen Fehlern und zur Verzögerung der Abrechnung führten. Die Beschlusskammer hat sich daher entschlossen, die Preise im Preisblatt in möglichst kleinen Einheiten auszuweisen, um eine verursachungsgerechte und für den Lieferanten nachvollziehbare Abrechnung zu gewährleisten. Die elektronische Rechnungsprüfung soll dadurch erleichtert und manueller Aufwand reduziert werden. Der Ausweis im Preisblatt ändert aber nichts an der grundlegenden Systematik des gesetzlich vorgegebenen Jahresleistungspreissystems i.S.d. § 17 Abs. 2 StromNEV.

5.8.3. § 7 Abs. 6 konkretisiert seit der Einführung des Standard-Netznutzungsvertrages die Regelung zur Anpassung der Entgelte für den Netzzugang im Sinne von § 20 Abs. 1 EnWG.

Folgerichtig wird die bislang begrifflich nur für Netzentgelte formulierte Regelung im gesamten Absatz ausgedehnt auf die Entgelte für den Messstellenbetrieb, den der Netzbetreiber auf Grundlage des Netznutzungsvertrages im Sinne von § 1 Abs. 1 durchführt und abrechnet. Eine Anpassung der Entgelte (statt „Netzentgelte“, Abs. 6 S. 2) erfolgt immer zum 1. Januar des Kalenderjahres, soweit nicht hoheitlich oder durch gerichtliche Entscheidung abweichend vorgegeben. Die zum 15. Oktober für das Folgejahr benannten Entgelte gelten ab diesem Zeitpunkt endgültig, sofern der Netzbetreiber bis dahin keine anderen endgültigen Entgelte veröffentlicht.

5.8.4. Bereits mit Einführung des Standard-Netznutzungsvertrages hat die Beschlusskammer dem Netznutzer einen Anspruch auf Information über alle benannten und angepassten Entgelte zugesprochen.² Um den enormen Aufwand vor allem im Masseprozess zwischen Netzbetreiber und Lieferanten zu reduzieren, wurde eine Informationspflicht des Netzbetreibers geregelt (Absatz 8 Satz 1), flankiert von der Vorgabe, der Information durch Übermittlung eines elektronisch und automatisiert auswertbaren Dokumentes nachzukommen (Satz 2). Der Informationsaustausch konnte bislang bereits durch Übersendung des Preisblattes in Form einer XLSX-Datei via E-Mail erfolgen. Von vorneherein galt diese Methode als Übergangslösung und stand unter dem Vorbehalt der Festlegung marktweiter Prozesse zur Übermittlung eines standardisierten elektronischen Preisblatts. Infolge deren Realisierung wird Satz 2 nun dadurch ersetzt, dass die Information mittels Veröffentlichung des Preisblatts im Internet sowie im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation (elektronisches Preisblatt) erfolgt.

Der Austausch auf Grundlage der in der GPKE geregelten Prozessbeschreibungen zu den Preisblättern kommt aus Sicht der Beschlusskammer dem Ziel eines möglichst effektiven, schnellen und aufwandsarmen Kommunikationsprozesses nach heutigem Stand bestmöglich nach. Der bisherige Austausch ließ eine Datenübertragung in die Systeme der Netznutzer nur über Umwege zu. Zusätzlich waren der automatischen Verarbeitung mangels eines standardisierten Preisblattes Grenzen gesetzt und eine hohe Fehleranfälligkeit gegeben. Dies zog wiederum erheblichen manuellen Aufwand im Fall einer Aktualisierung der Preisblätter sowie im Rahmen der Abrechnung nach sich. Die einheitliche Vorgabe einer Preisblattstruktur und der massengeschäftstauglichen Prozesse zur Übermittlung im Rahmen elektronischer Kommunikation gewährleisten einen sicheren und in der Regel fehlerfreien Austausch der Preisblätter zur Verarbeitung in den Systemen beider Vertragspartner.

5.8.5. Beansprucht der Netznutzer gemäß § 7 Absatz 9 eine niedrigere Konzessionsabgabe oder eine Befreiung hiervon, muss er die Berechtigung hierzu in einer nach der Konzessionsab-

² S. BK6-13-042, Beschl. 16.04.2015, S. 27 f.

gabenverordnung (KAV) geeigneten Form nachweisen. Die durchgeführte Konsultation des Muster-Netznutzungsvertrages lässt erkennen, dass die Voraussetzungen für die Gewährung einer niedrigeren Konzessionsabgabe in der Praxis nach wie vor stark umstritten sind. Von den Konsultationsteilnehmern wurde nachvollziehbar vorgetragen, dass ein lange nach Abschluss des Abrechnungsjahres geltend gemachter Anspruch auf eine niedrigere Konzessionsabgabe einen unverhältnismäßig hohen Bearbeitungsaufwand aufseiten des Netzbetreibers verursacht. Denn je weiter das Kalenderjahr zurückliegt, desto mehr Abrechnungen müssen gegebenenfalls storniert und neu erstellt werden, was auch eine aufwändige Rückabwicklung im Rechtsverhältnis des Netzbetreibers zur Kommune nach sich zieht. Einige Konsultationsteilnehmer regten daher an, hier einen Ausschluss des Nachweises 15 Monate nach Abschluss des Abrechnungsjahres aufzunehmen. Dem steht allerdings entgegen, dass, anders als eine im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas im Wege der freiwilligen Selbstverpflichtung angenommene Vereinbarung³, eine Ausschlussfrist hier hoheitlich durch die Regulierungsbehörde vorgegeben würde. In Ermangelung einer eindeutigen rechtlichen Grundlage kommt die Beschlusskammer dem vorliegend nicht nach. Hier wäre nach Auffassung der Beschlusskammer vorzugsweise eine Regelung auf gesetzlicher Grundlage beispielsweise in der KAV vorzusehen. Um dennoch Abhilfe für die Rechnungslegung zu schaffen, wird explizit eine Möglichkeit zur Korrektur einer Jahresrechnung nach Abschluss des Abrechnungsjahres ohne Stornierung in § 8 Abs. 7 vorgesehen.

Auch dem angetragenen Wunsch einer Konkretisierung der Art des erforderlichen Nachweises kommt die Beschlusskammer nicht nach. Die Frage der Qualität des Nachweises ist in der Praxis ebenfalls umstritten. In der wenigen Rechtsprechung hierzu wird teils ein Nachweis verlangt, der in seiner Qualität der Erklärung eines Wirtschaftsprüfers entspricht,⁴ teils wird aber auch die Vorlage sonstiger geeigneter Unterlagen für ausreichend gehalten.⁵ § 2 Abs. 6 S. 3 KAV besagt, dass der Nachweis zur Beanspruchung einer niedrigeren Konzessionsabgabe „auch durch das Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers gegenüber dem Netzbetreiber“ erbracht werden kann. Die Beschlusskammer entnimmt dem insoweit eindeutigen gesetzlichen Wortlaut („auch“) keine abschließende Aufzählung, sondern sieht neben dem Testat weitere Formen des Nachweises als zulässig an. Eine präzisierende Regelung wäre aber hierfür vorrangig in der KAV anzulegen.

³ S. § 8 Abs. 9 des Lieferantenrahmenvertrages (Gas), Anlage 3 zur Kooperationsvereinbarung Gas (KoV XI, gültig ab 01. Oktober 2020.

⁴ S. LG Köln, Urteil vom 02. Dezember 2014 – 90 O 170/13.

⁵ S. OLG Frankfurt, Beschluss vom 28. November 2008 – 11 W 29/08 (Kart).

5.8.6. In Absatz 10 (alt) Satz 1 wird die Nennung des „Lieferanten“ zur Anpassung an die übrige Terminologie des Vertrages gestrichen, da er bereits vom Begriff des Netznutzers erfasst ist. Darüber hinaus wird der Begriff der „Schwachlastzeiten“ zu Zählzeiten geändert, um die Informationspflicht über die Anwendungsfälle des § 2 KAV hinaus auf andere mögliche Angaben auszudehnen. Der Informationsaustausch erfolgt grundsätzlich nach den in der GPKE beschriebenen Prozessen unter anderem zur Übermittlung von Zählzeitdefinitionen. Netzbetreiber und Netznutzer können sich von den Bestimmungen der elektronischen Kommunikation einvernehmlich ausnehmen. Dies entspricht dem bisher für die Anwendung der elektronischen Netznutzungsabrechnung praktizierten Anwendungsstandard, siehe hierzu auch Ausführungen unten Kap. 6.2.

Auf Anregung insbesondere des BDEW wird der Absatz zur besseren Verständlichkeit unterteilt. Die generell für Zählzeiten geltende Vorgabe der Information über geltende und geänderte Zählzeiten wird zu Absatz 11 (neu). Hierunter fällt auch eine Einstellung des Angebots verschiedener Zählzeiten als mitteilungsbedürftige Änderung. Die speziell die Schwachlast im Sinne des § 2 KAV betreffenden Vorgaben, darunter die separate Messung als Voraussetzung der Inanspruchnahme eines Schwachlasttarifes, werden überführt in Absatz 10. Damit schließt die Regelung sich thematisch an die im vorherigen Absatz genannten Regelungen zur Beanspruchung einer verringerten Konzessionsabgabe an, ohne dass eine weitergehende inhaltliche Änderung damit intendiert ist. Die Nummerierung der Folgeabsätze wird angepasst.

5.8.7. Die bereits 2014 und erneut im laufenden Verfahren diskutierte Bestimmung zum grundsätzlichen Ausschluss der Abrechnung von Blindstrom im Verhältnis des Netzbetreibers zum Netznutzer wird in Absatz 12 (neu) aufgenommen. Demnach erhebt der Netzbetreiber gegenüber dem Netznutzer, der nicht zugleich Anschlussnutzer ist, für aus dem Netz bezogenen Blindstrom weder ein Entgelt noch eine sonstige finanzielle Leistung. Satz 2 stellt klar, dass durch die Regelung im Netznutzungsvertrag keine Aussage zur Abrechnung von Blindstrom gegenüber dem Anschlussnutzer getroffen wird. Die aktuell praktizierte Abrechnung von Blindstrom im Verhältnis des Netzbetreibers zum Netznutzer/Lieferanten über die Netznutzungsabrechnung ist seit Jahren umstritten. Die Abrechnung von Blindstrom, insofern besteht Einigkeit, gehört in das Rechtsverhältnis des Netzbetreibers zum Anschlussnutzer. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer, darunter die Übertragungsnetzbetreiber, einige Flughäfen und Stadtwerke haben sich im Rahmen der Konsultation vehement gegen die Aufnahme einer Regelung ausgesprochen. Zur Begründung wurde hauptsächlich angeführt, dass eine Auslagerung aus dem Prozess der Netznutzungsabrechnung den aufwändigen Aufbau eines neuen, separaten Abrechnungsprozesses erforderlich mache. Dies könne im schlimmsten Fall eine Erneuerung sämtlicher Anschlussverträge mit sich bringen. Dabei übernahmen Lieferanten oft auch freiwillig die Abrechnung von Blindleistungsentgelten. Die Abrechnung von Blindleistung zielt außerdem

auf die Minimierung der Inanspruchnahme durch geeignete Kompensationsmaßnahmen des Anschlussnutzers ab. Ohne eine im Fall der Überschreitung der zulässigen Blindleistungswerte eingreifende Berechnung werde das Ziel der Vermeidung einer Überschreitung der Grenzwerte vereitelt. Auf der anderen Seite sprechen sich insbesondere der BNE und einige Lieferanten für die Aufnahme der Regelung aus. Die aktuelle Praxis führe zu zahlreichen Streitfällen, da Kunden gegenüber ihrem Lieferanten die Kosten in Abrede stellen. Die Beschlusskammer teilt die Auffassung der Lieferanten, dass sie hier unberechtigt in den Abrechnungsprozess eingebunden werden. Der Lieferant kann die Berechtigung der Kosten mangels Kenntnis der zugrundeliegenden Mess- und Grenzwerte nicht nachprüfen und ist dafür auch nicht verantwortlich. Die Einspeisung oder Entnahme von Blindleistung, die aus einer Überschreitung der für eine angeschlossene Entnahmestelle geltenden Cos-Phi-Grenze resultiert, betrifft unbestritten nicht eine Verletzung von Pflichten des Netznutzungsverhältnisses, sondern der Anschlussnutzung. Die Beschlusskammer erkennt keine Rechtfertigung für die Erhebung von Pönalen für derartige Blindleistung im Rahmen des Netznutzungsverhältnisses. Für die Anschlussnutzung in Niederspannung formuliert § 16 Abs. 2 NAV als gesetzlicher Leitgedanke den Anspruch des Netzbetreibers, im Fall einer Verletzung der für die Anschlussnutzung geltenden Grenzwerte den Einbau ausreichender Kompensationsanlagen zu verlangen. Dem steht die gegenwärtige Praxis entgegen, Blindenergie im Rahmen der Netznutzungsabrechnung abzurechnen und Entgelte zu vereinnahmen, die weder zweckgebunden sind noch als Netzentgelt gesetzlich vorgesehen sind. Die Beschlusskammer vertritt weiterhin die Auffassung, dass, falls eine ungeplante Einspeisung oder Entnahme von Blindarbeit das Netz belastet, in erster Konsequenz eine technische Lösung im Rahmen des Anschlussverhältnisses zu erfolgen hat, um zugunsten sämtlicher Nutzer die Belastung des Netzes zu mindern. Etwas Anderes mag für die Vergütung der auf Anforderung durch den Netzbetreiber eingespeisten oder entnommenen Blindarbeit gelten, die der Erhaltung der Netzstabilität dient.

Den vor allem seitens der Länder bereits in dem ursprünglich unter Aktenzeichen BK6-13-042 konsultierten Entwurf vorgebrachten Einwänden wird mit der eingeführten Regelung insoweit Rechnung getragen, als die Regelung kein „generelles Verbot“ von Blindleistungsentgelten vorsieht. Es geht bei der Regelung nur um den Ausschluss eines Abrechnungsautomatismus, der sich seit Jahren einseitig zulasten der Lieferanten entwickelt hat und für dessen Rechtfertigung die Beschlusskammer weder einen rechtlichen noch tatsächlich zwingenden Grund zu erkennen vermag. Es handelt sich, anders als bei sonstigen über die Netznutzungsabrechnung gewälzten Kosten, beispielsweise die EEG- oder Offshore-Umlage, eben nicht um den Vollzug eines gesetzlichen Wälzungsmechanismus, sondern um eine Kostenschuld, deren Grund und Berechtigung allein aus dem Anschlussnutzungsverhältnis resultiert.

Um den Anliegen der Konsultationsteilnehmer noch weiter entgegen zu kommen, hat die Beschlusskammer im elektronischen Preisblatt Artikel-IDs aufgenommen, die eine elektronische Abrechnung von Blindleistungsentgelten im Prozess der Netznutzungsabrechnung weiter ermöglichen. Diese beruht aber im Anwendungsfall auf rein freiwilliger Basis und erfordert eine einvernehmliche Absprache zwischen Netzbetreiber und Lieferant. In dem Fall, dass der Lieferant die Abrechnung unverändert übernehmen möchte, können die Parteien sich also ohne weiteres auf eine Übernahme der Abrechnung im Rahmen der Netznutzung verständigen. Der Aufwand dieser separaten Einigung ist angesichts des erheblichen Vorteils einer Öffnung der elektronischen Abrechnung für die Abwicklung zu vernachlässigen.

5.8.8. Neu eingefügt in Absatz 13 wurde die Möglichkeit, für die Anwendung des Verfahrens zur Umkehrung der Steuerschuld (Reverse-Charge-Verfahren, Abzugsverfahren) einen Nachweis vereinfacht in digitaler Form zu erbringen. Ebenso wie bei der Übersendung des Erlaubnisscheins zur Anwendung der stromsteuerfreien Abrechnung genügt die Übersendung einer digitalen Kopie der Wiederverkäufer-Bescheinigung.

5.9. Netznutzungsabrechnung, § 8 NNV

5.9.1. Zur weiteren Steigerung der massengeschäftstauglichen Abwicklung der Netznutzungsabrechnung wird die elektronische Abrechnung mittels INVOIC zum Standard erhoben. Dabei hält die Beschlusskammer grundsätzlich an der etablierten Praxis fest, dass die Vorgaben zur elektronischen Netznutzungsabrechnung nach Maßgabe der Festlegung GPKE zur Anwendung kommen, sofern Netzbetreiber oder Netznutzer es verlangen.

Der Konsultationsentwurf sah zunächst eine generelle und ausnahmslose Anwendung der elektronischen Netznutzungsabrechnung vor. Dagegen haben sich branchenübergreifend die Verbände BDEW, VKU und BNE sowie einzelne Marktteilnehmer ausgesprochen und eine Ausnahme insbesondere für desintegrierte Kunden gefordert. Die Beschlusskammer hat sich daraufhin gegen eine generell verpflichtende elektronische Abrechnung entschieden und behält die geltende Regelung unverändert bei. Die Vorgabe der bisher in § 8 Abs. 13 (.a.F.) vorgesehenen elektronischen Netznutzungsabrechnung wird dazu überführt in den neu eingefügten § 8 Abs. 3 S.1. Die Nummerierung der Folgeabsätze wird entsprechend angepasst.

5.9.2. Darüber hinaus werden in Absatz 3 weitere grundsätzliche, die Netznutzungsabrechnung betreffende Vorgaben zusammengefasst, die den praktischen Abrechnungsprozess weiter vereinheitlichen. Insbesondere muss zukünftig jede Position der Abrechnung eindeutig auf eine Artikel-ID des elektronischen Preisblatts referenzieren. Diese Bestimmung gilt auch, wenn eine Abrechnung in Papierform oder auf sonstige Weise erstellt wird. Das standardisierte Netznutzungspreisblatt für Marktlokationen (Preisblatt 1) bildet die im Rahmen der Netznutzung

abzurechnenden Positionen abschließend ab. Dabei sieht es auch für die Abrechnung individuell kalkulierter Netzentgelte Kostenpositionen (Artikel-ID) vor. Die Preise individueller Netzentgelte sind ebenso wie die prozentuale Höhe gewährter Abschläge oder Rabatte bilateral oder über den Stammdatenaustausch zur Verfügung zu stellen. In der Abrechnung ist für jede Position auf die im Preisblatt vorgesehene entsprechende Artikel-ID Bezug zu nehmen. Die Abrechnung von Leistungen nach Maßgabe des Preisblattes für separat bestellbare Einzelleistungen für Marktlokationen (Preisblatt 2) sowie des Preisblattes für die freiwillige Abrechnung sonstiger Leistungen (Preisblatt 3) erfolgt hingegen nicht nach den Vorgaben und dem Prozess der Netznutzungsabrechnung. Die genannten Leistungen sind gemäß Satz 3 separat abzurechnen, für die elektronische Abrechnung s. Prozess Abrechnung einer sonstigen Leistung.

Die Abrechnung aufgrund der in der GPKE bestimmten Prozesse unter Verwendung der im Preisblatt für die Netznutzungsabrechnung standardisierten Kostenpositionen trägt zu einer weiteren erheblichen Vereinfachung der Rechnungsstellung und -prüfung bei. In der Praxis bestehen verschiedene Abrechnungsmethoden. Bereits eine verschiedene Darstellung der Rechnung oder geringe Abweichungen in der Methode der Abrechnung bedeuten ein erhebliches Hindernis für die elektronische Rechnungsprüfung. Beispielsweise ist eine automatisierte Rechnungsprüfung nicht oder nur mit erheblichen Zusatzaufwand möglich, wenn schon die Bezeichnung der Kosten in den Preisblättern verschiedener Netzbetreiber voneinander abweicht. Die vorgenommene Konkretisierung dient somit der Harmonisierung der Abrechnungspraxis und ist Voraussetzung für einen reibungslosen Austausch elektronischer Rechnungen vor allem im Massenprozess. Fehler und manuelle Klärungsfälle können dadurch erheblich reduziert werden.

Der mit Absatz 3 hier und im Rahmen der GPKE konsultierte Prozess einer Vorschau der Netznutzungsabrechnung wurde hingegen nicht zur Regelung aufgenommen. Die ganz überwiegende Mehrheit der Konsultationsteilnehmer hat den Prozess als zu aufwändig in Relation zu einem aus ihrer Sicht geringen Nutzen empfunden, weshalb die Beschlusskammer von der Regelung absieht. Weitere wesentliche Einwände wurden gegen die Regelungen nicht vorgebracht.

5.9.3. Zur Abrechnung von RLM-Marktlokationen ist für den Fall des Auftretens einer höheren als bisher im aktuellen Kalenderjahr erreichten Höchstleistung eine Nachberechnung vorgesehen. Die Wahlmöglichkeit für den Zeitpunkt der Nachberechnung entfällt. Die Differenz soll zukünftig immer direkt in dem Abrechnungsmonat, in dem die höhere Leistungsspitze aufgetreten ist, ermittelt und dem gegenwärtigen Netznutzer in Rechnung gestellt werden. Gleiches gilt gemäß Satz 4 im Fall einer geänderten Benutzungsstundenzahl oder einer geänderten Höhe der Konzessionsabgabe. Der neue Satz 5 stellt verbindlich klar, dass bei einer Nachberechnung die

zurückzurechnenden Positionen in einer der ursprünglichen Rechnung entsprechenden Form und Granularität aufzuschlüsseln sind, wodurch die Übersichtlichkeit der Rechnung erhöht werden soll. Satz 6 verweist für den Fall einer erforderlichen Korrektur grundsätzlich auf die Pflicht zur Nachentrichtung oder Erstattung gemäß § 8 Abs. 15, wobei im Rahmen der elektronischen Abrechnung die Abwicklung auf Grundlage des Prozesses Storno/Neuberechnung nach Maßgabe der Festlegung GPKE erfolgt.

Die Festlegung des Abrechnungsmonats als Zeitpunkt der Nachberechnung dient einer weiteren Vereinheitlichung der Abrechnungspraxis. Einige Konsultationsteilnehmer haben hiergegen eingewandt, dass für Marktlokationen mit atypischer Netznutzung im Sinne von § 19 Abs. 2 StromNEV wahlweise die Nachberechnung zum Ende des Abrechnungszeitraums möglich bleiben soll. Darüber hinaus wurden seitens vieler Konsultationsteilnehmer weitere Fälle zur Regelung vorgeschlagen, beispielsweise eine Korrektur zur Gewährung einer niedrigeren Konzessionsabgabe i.S.v. § 2 Abs. 6 S. 3 KAV, deren Berechtigung der Netznutzer erst lange nach Abschluss des Abrechnungsjahres nachweist (s.o. Ausführung zu § 7 Abs. 9).

Für diese und weitere Fälle wird ein neuer Absatz 7 eingefügt. Anders als die regelmäßig durch das Jahresleistungspreissystem bedingte Anpassung infolge einer höheren Leistungsspitze oder der geänderten Eingruppierung ins Preissystem nach der Benutzungsstundenzahl, handelt es sich dabei um Positionen, die regelmäßig nicht im laufenden Abrechnungsjahr korrigiert werden können. Denn die für die Abrechnung relevanten Werte oder zur Einordnung in das Preissystem erforderlichen Nachweise liegen oft erst nach Abschluss des kalenderjährlichen Abrechnungsjahres zur Verfügung. Zugleich handelt es sich um einzelne, abgrenzbare Kostenpositionen. Deren Korrektur nach Maßgabe des für Fehlerkorrekturen vorgesehenen Absatz 15 würde eine vollständige Stornierung und Neuberechnung sämtlicher oder jedenfalls einer erheblichen Anzahl der gestellten monatlichen Rechnungen nach dem Prinzip „Alles oder Nichts“ bedeuten. Einige Konsultationsteilnehmer haben nachvollziehbar dargelegt, dass der Aufwand der Prüfung und Neuberechnung bei der Stornierung umso höher ist, je länger der Abrechnungszeitraum zurückliegt. Dabei steht der Aufwand der Korrektur häufig außer Verhältnis zu dem Korrekturbetrag.

Zukünftig soll der Netzbetreiber auf Grundlage des neuen Absatz 7 in solchen Fällen eine Korrektur oder ergänzende Berechnung nur der betroffenen Positionen vornehmen können. Es liegt auf der Hand, dass der Aufwand für Personal, Rechnungsprüfung und Systemauslastung dadurch auf beiden Seiten erheblich gemindert wird. Voraussetzung für die Korrektur ohne Stornierung ist wohl, dass der Netzbetreiber eine separate, zu ihrem Zweck gekennzeichnete Rechnung erstellt. Außerdem muss für den Netznutzer klar ersichtlich sein, welche Positionen aus welchen Rechnungen betroffen sind, damit er die Positionen zum Zweck der Nachprüfung

zuordnen kann. Beispielhaft zu nennen sind insbesondere Änderungen der Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 6 Satz 3 i. V. mit Abs. 4 KAV, Korrektur der Netzentgelte aufgrund individueller Vereinbarung oder Korrekturen für in Anspruch genommene atypische, energieintensive oder singuläre Netznutzung nach § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV sowie Änderungen der KWKG-Umlage oder der Offshore-Netzumlage nach § 26a Abs. 2 i.V.m. § 27 KWKG sowie § 17f Abs. 5 EnWG.

Die separat zu stellende Rechnung wird grundsätzlich ohne jeden Zusatzaufwand über den Prozess der elektronischen Netznutzungsabrechnung auf Grundlage der Festlegung GPKE abgewickelt. Ihre Korrektur wäre wiederum nach Maßgabe des Storno-Prozesses möglich. Auf diese Weise gibt die Beschlusskammer den Vertragsparteien ein weiteres flexibles Abrechnungsinstrument zur Verfügung. Der Einsatz der separaten Korrekturrechnung ohne Stornierung liegt in Abgrenzung zur vollständigen Stornierung und Neuberechnung zunächst im Ermessen des Netzbetreibers. Er ist im Einzelfall am besten selbst in der Lage, den erforderlichen Aufwand zu ermessen. Wohl steht die Abrechnung stets unter dem Gebot der Nachvollziehbarkeit durch einen Dritten. Sind beispielsweise zugleich mehrere Abrechnungspositionen von einer Korrektur betroffen, kann es einfacher und übersichtlicher sein, den bekannten Storno-Prozess anzuwenden. Hingegen geht die Beschlusskammer davon aus, dass sich einzelne Positionen in der Regel einfacher in einer einzelnen neuen Rechnung anpassen lassen.

5.9.4. Für Marktlokationen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, die mit Zählerstandsgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung ausgestattet sind, bestimmt § 8 Absatz 10 (n.F.), dass der Netzbetreiber Abschlagszahlungen erheben kann. Hierzu wird mit den neu eingefügten Sätzen 2 und 3 bestimmt, dass zum Ende jeder Abrechnungsperiode oder nach einem Lieferende immer eine Schlussrechnung als separate Rechnung zu stellen ist. Dies entspräche bei zwölf im Abrechnungsjahr erhobenen Abschlagsrechnungen einer separaten dreizehnten Rechnung. Die Konkretisierung dient einer wesentlichen Vereinheitlichung der Abrechnungspraxis insbesondere für Lastprofilkunden. Um eine leichte Zuordnung der Rechnungspositionen und Übersichtlichkeit zu erreichen, muss die Schlussrechnung alle enthaltenen Abschlagsrechnungen der Abrechnungsperiode unter Bezeichnung der Rechnungsnummer nachvollziehbar ausweisen. Abschläge dürfen nicht verrechnet dargestellt, sondern müssen gesondert ausgewiesen werden. Auf diese Weise wird die Rechnungsprüfung deutlich erleichtert. Wesentliche Einwände gegen die Konkretisierung wurden im Rahmen der Konsultation nicht vorgebracht.

5.9.5. Zahlreiche Nachfragen gab es seitens der Konsultationsteilnehmer hingegen zu der Abrechnung von Verzugskosten. Unverändert regelt § 8 Abs. 12 S. 5 die Berechtigung des Netzbetreibers, Verzugskosten pauschal gemäß den veröffentlichten Preisblättern in Rechnung

zu stellen. Der Verweis auf die „Internetveröffentlichung“ wurde hier redaktionell zur Einbeziehung auch des elektronisch übermittelten Preisblattes gestrichen. Um eine einfache elektronische Abrechnung der Verzugskosten zu ermöglichen, werden im neuen Preisblatt für separat bestellbare Einzelleistungen für Marktlokationen und Verzugskosten (Preisblatt 2) Kostenpositionen zur Abrechnung von Verzugskosten aufgenommen. Das Preisblatt 2 sieht sowohl Artikel-ID für die Abrechnung individuell kalkulierter Verzugskosten als auch zur Abrechnung einer Verzugskostenpauschale vor. Die Rechnung kann elektronisch auf Grundlage der GPKE gestellt werden.

Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass mit der im Netznutzungsvertrag angelegten Möglichkeit der Abrechnung einer Kostenpauschale hier keinerlei Entscheidung über die Rechtmäßigkeit der vom Netzbetreiber erhobenen und im Preisblatt ausgewiesenen Kosten im Einzelfall getroffen ist. Die Erhebung einer Pauschale für Verzugskosten ist nach der höchstgerichtlichen Rechtsprechung⁶ als solche zulässig. Ihre Berechnung ist aber nur unter strengen Voraussetzungen rechtmäßig und liegt alleine in der Verantwortung der Netzbetreiber. Entscheidend dürfte sein, dass die Berechnung nachvollziehbar ist und der Netzbetreiber nur ersatzfähige Kosten einrechnet. Beispielsweise hat der Bundesgerichtshof als Mahnkosten bislang im Wesentlichen nur den Ersatz der Material- und Portokosten für ein Mahnschreiben anerkannt, nicht aber die Umlage des Arbeitsaufwands für dessen Erstellung oder des Rechtsverfolgungsaufwands, der Miete, IT- oder Telefonkosten. Eine Umlage nicht ersatzfähiger Kosten kann im Einzelfall zur Rechtswidrigkeit der Abrechnung der Verzugskosten führen.

Eine Verkürzung des Zahlungsziels in Abs. 12 S. 2 von zehn auf acht Werktage für zu leistende Rückerstattungen, wie von einem Konsultationsteilnehmer vorgeschlagen, wurde nicht konsultiert und daher als möglicherweise streitbefangene Regelung nicht zur Änderung aufgenommen.

5.9.6. In Absatz 13 (n.F.) wird zur Angleichung an die in der Praxis geläufige Formulierung zum Erheben von Einwänden gegen Rechnungen mit dem Ziel der Erwirkung eines Zahlungsaufschubes oder einer -verweigerung auf die ernsthafte Möglichkeit eines „offensichtlichen“ Fehlers abgestellt. Die Bestimmung soll der Auslegung anhand der gängigen Kommentarliteratur und Rechtsprechung besser zugänglich gemacht werden.

5.9.7. In Absatz 15 (n.F.) wird klarstellend ein Hinweis auf den im Fehlerfall zur Korrektur im Rahmen der elektronischen Kommunikation anwendbaren Prozess der Stornierung und Neuberechnung aufgenommen.

⁶ S. BGH, Urt. v. 26.06.2019, Az. VIII ZR 95/18.

5.9.8. Die in Absatz 17 (n.F.) konsultierte Begründungspflicht im Fall einer Ablehnung der Zahlung durch Dritte wird nicht aufgenommen. Die Ausübung des Ablehnungsrechts ist in seiner Anwendung und Voraussetzung unter den Marktteilnehmern stark umstritten. Insbesondere der Verband BNE setzte sich im Rahmen der Konsultation für eine weitere Einschränkung ein. Dagegen haben andere Konsultationsteilnehmer die Gefahr der insolvenzrechtlichen Anfechtung vorgebracht. Auch nach Ansicht der Beschlusskammer trifft zu, dass dem Netzbetreiber die verlangte ausführliche Begründung zur Kenntnis möglicher Zahlungsschwierigkeiten des Netznutzers reichen und ihm im Anfechtungsfall entgegengehalten werden könnte. Die der Beschlusskammer bislang zugetragenen Streitfälle zu dieser Vertragsklausel bestehen in erster Linie über die Frage, wer als „Dritter“ gilt und als solcher von der Zahlung ausgeschlossen werden kann. Diese Frage kann regelmäßig nur im Einzelfall geklärt werden. Die konsultierte Begründungspflicht bietet hierfür keine Lösung, so dass von der ausweislich der Stellungnahmen streitbefangenen Ergänzung vorliegend abgesehen wird.

5.9.9. Derzeit ist in § 8 des Netznutzungsvertrages vorgesehen, dass sich nur bei RLM-Marktlösungen der Abrechnungszeitraum am Kalenderjahr orientiert. Bei allen übrigen Marktlösungen, auch solchen mit IMS/ZSG ist dies nicht ausdrücklich vorgesehen. Die Beschlusskammer hat die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme gebeten, ob generell bei allen fernauslesbaren Messlösungen kME/RLM und IMS (SLP/ZSG) eine Vorgabe des Kalenderjahres als Abrechnungszeitraum und eines unterjährigen/beispielsweise monatlichen Abrechnungszeitraums oder eine sonstige Anpassung der Abrechnung auf den vom Messstellenbetreiber zur Erhebung der Messwerte vorgegebenen Turnus vorzugswürdig erscheint. Die ganz überwiegende Mehrheit der Konsultationsteilnehmer, darunter der Verband BNE, sprechen sich gegen eine grundsätzliche Ausdehnung der kalenderjährlichen Abrechnung auf alle fernauslesbaren Messlösungen aus. Die etablierte rollierende Abrechnung für Marktlösungen mit einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh ermöglicht eine bessere Auslastung von Computer- und Abrechnungssystemen, Mitarbeitern und Dienstleistern sowie eine ausgeglichene Liquidität durch Verteilung der Zahlungsflüsse über das Kalenderjahr. Andernfalls würden sich auch aufwändige Folgeprozesse wie Fehlerkorrekturen oder Rechnungsreklamationen zeitlich weiter konzentrieren und zu personellen sowie informationstechnischen Engpässen führen.

Dem schließt die Beschlusskammer sich an und sieht zum gegenwärtigen Zeitpunkt von einer Regelung ab. Die gegenwärtig noch geringe Umsetzung der Ausstattung von Messlösungen mit intelligenten Messsystemen oder modernen Messeinrichtungen der Kundengruppe mit einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh lässt einen konkreten Bedarf und die notwendigen Anforderungen an eine Anpassung des Abrechnungssystems noch nicht hinreichend erkennen. Die seitens der Marktteilnehmer vorgetragenen Bedenken überwiegen zum jetzigen Zeitpunkt das Bedürfnis einer Weiterentwicklung der Abrechnungsmethodik.

5.10. Nachweis der stromsteuerfreien Abrechnung bei Mehr-/Mindermengen, § 9 NNV

Zur stromsteuerfreien Abrechnung der Mehr-/Mindermengen im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Lieferanten bedarf es eines Nachweises, der schon bisher durch Übersendung einer einfachen Kopie des Erlaubnisscheins des Hauptzollamtes erbracht werden konnte. Zur Übersendung reicht auch eine Mitteilung in Textform, beispielsweise Email mit anliegender digitaler Kopie. Die Form wird dazu an die im Netznutzungsvertrag durchgehend vorherrschende Textform angeglichen, um die Abwicklung zu erleichtern.

5.11. Unterbrechungen der Netznutzung, § 10 NNV

5.11.1. Wie bereits oben unter Ziff. 1.8 ausgeführt, haben die Konsultationsteilnehmer sich einheitlich für die Beibehaltung der in der Praxis üblichen und allgemein in der Branche akzeptierten Kostentragung des beauftragenden Lieferanten sowohl für die Sperrung als zugleich auch für die Entsperrung ausgesprochen. Mit Anpassung des Wortlauts des § 10 Abs. 6 S. 2 wird dem beauftragenden Lieferanten die Kostentragung nun eindeutig zugewiesen. Unter Anführung zahlreicher Beispiele haben die Konsultationsteilnehmer übereinstimmend vorgetragen, dass eine Kostentragung für die Wiederherstellung der Anschlussnutzung durch einen neuen Lieferanten nicht praxistauglich und zudem datenschutzrechtlich fragwürdig sei. Die Beschlusskammer erkennt mit der Regelung nunmehr an, dass die zunächst konsultierte Aufteilung der Kosten für Sperrung und Entsperrung auf die jeweils beauftragenden und damit gegebenenfalls verschiedenen Lieferanten andernfalls ein Hemmnis im Fall eines Lieferantenwechsels bedeuten könnte und schließt sich der Auffassung der Konsultationsteilnehmer an. Wechselt der Kunde nämlich nach der Sperrung den Lieferanten oder zieht ein neuer Kunde ein, könnte ein neuer Lieferant nicht bereit sein, einen Auftrag für eine Entsperrung zu erteilen oder die Kosten dafür zu übernehmen. Im Fall einer Identität des gesperrten Kunden könnte der neue Lieferant davon ausgehen, dass es sich um einen wirtschaftlich nicht hinreichend leistungsfähigen Kunden handelt, obwohl auch andere Umstände die Sperrung veranlassen können. Erst Recht wenn es zu einem Anschlussnehmerwechsel auf der gesperrten Anschlussstelle kommt, erscheint es nicht sachgerecht, dem neuen Anschlussnutzer Kosten für die von einem Anderen verursachte Sperrung aufzuerlegen und ihm mit dem Risiko einer Ablehnung der Belieferung aufgrund der zu tragenden Kosten für die Anschlusswiederherstellung zu belasten. Zudem schließt sich die Beschlusskammer der Auffassung der Konsultationsteilnehmer an, dass die einheitliche Übernahme der Kosten durch den die Sperrung beauftragenden Lieferanten die Prozesse zwischen den Beteiligten erheblich erleichtert und dazu dient, die Abrechnung der Kosten aufwandsarm zu gestalten.

Die Beauftragung der Sperrung und Entsperrung im Fall einer Anweisung durch einen Lieferanten erfolgt grundsätzlich elektronisch nach Maßgabe der neu in die GPKE aufgenommenen Prozesse, siehe dazu Ausführungen oben unter 1.8. Entsprechende Artikel-ID zur Abrechnung sind im Preisblatt für separat bestellbare Einzelleistungen für Marktlokationen (Preisblatt 2) vorgesehen. Kommt eine Abrechnung im Rahmen der in Preisblatt 2 benannten Kosten nicht in Betracht, weil die erwarteten Kosten die im Preisblatt vorgesehenen Beträge übersteigen, weist der Netzbetreiber den Netznutzer hierauf bei der Bestätigung des Sperrauftrags gesondert hin und vereinbart die Kosten bilateral zur Abrechnung. Die Anwendung der Prozesse der GPKE ermöglichen maßgeblich eine erleichterte Abwicklung in Standardfällen, beispielsweise im Fall der Sperrung eines Lastprofilkunden in Niederspannung. In sonstigen Fällen, insbesondere einer Sperrung von Anschlussstellen in höheren Spannungsebenen oder bei Marktlokationen mit mehreren Messstellen, kann weiter das gemäß § 19 Ziff. b. als Anlage zum Netznutzungsvertrag vorgesehene XLSX-Sheet „Auftrag zur Unterbrechung/Wiederherstellung der Anschlussnutzung (Sperrung/Entsperrung) und Stornierung dieser Anweisungen“ verwendet werden, um eine einfache elektronische Nachricht zur Beauftragung zu übermitteln. Für solche Fälle ist die Abwicklung im Übrigen nicht standardisiert. Sie wird, ebenso wie die Abrechnung, bilateral zwischen den Vertragsparteien festgelegt, s. Abs. 8 S. 6.

5.11.2. Selbstverständlich muss der Netzbetreiber den Lieferanten informieren, wenn eine angewiesene Sperrung oder Anschlusswiederherstellung aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht möglich ist. Aus gegenseitiger Rücksichtnahme der Vertragsparteien untereinander ist auch zu erwarten, dass bei Bedarf eine Rücksprache zur Abstimmung gegebenenfalls weiterer Schritte eingeräumt wird. Diese vertragliche Nebenpflicht zur Information galt schon bisher aufgrund der oben benannten Anlage. Da die Anwendung des XLSX-Formulars in Standardfällen durch die elektronische Abwicklung entfällt, wird die Pflicht auch hier in den Hauptvertrag unter Absatz 7 übernommen.

5.11.3. Darüber hinaus wird im gleichen Absatz klargestellt, dass der Netzbetreiber eine Unterbrechung auf Anweisung des Lieferanten nicht mit Verweis alleine darauf ablehnen kann, dass mit der Sperrung zugleich die Einspeisung aus einer EEG- oder KWK-Anlage und damit ein möglicher Vergütungsanspruch verhindert würde. Das Bestehen eines EEG- oder KWK-Einspeiseverhältnisses an demselben Netzanschlusspunkt begründet für sich keine rechtliche oder tatsächliche Unmöglichkeit. Das heißt, das selbst dann, wenn der säumige Letztverbraucher oder ein Dritter beispielsweise in dessen Kundenanlage eine EE-Anlage betreibt und den EE-Strom (z.B. kaufmännisch-bilanziell) über einen Zweirichtungszähler in das Netz einspeist, der Netzbetreiber die Anschlussnutzung bei Vorliegen der Voraussetzungen einer berechtigten Sperranweisung unterbrechen darf. Denn der Anspruch auf vorrangige physikalische Abnahme einer EE-Stromeinspeisung seitens des Anschlussnetzbetreibers besteht im Rahmen der

einschlägigen energiewirtschaftsrechtlichen Voraussetzungen und nicht losgelöst davon. Schließlich müsste sich ein Anschlussnutzer, der eine Einspeisevergütung verlangt, gleichzeitig aber nicht bereit ist, Entgelte für den bezogenen Strom und die Netznutzung zu zahlen, den Einwand der Rechtsmissbräuchlichkeit im Sinne des § 242 BGB entgegenhalten lassen.

Vor allem aber kann der Lieferant sich gegenüber dem Netzbetreiber auf die Durchsetzung seines gesetzlich verbürgten Zurückbehaltungsrechtes im Sinne des § 320 BGB berufen. Konkret verwirklicht § 10 Abs. 6 mit dem Anspruch des Lieferanten, vom Netzbetreiber die Ausführung der Anschlussunterbrechung zu verlangen, die erforderliche Mitwirkung des Netzbetreibers zur Durchsetzung seines Zurückbehaltungsrechtes. Dieser Anspruch ist von der Rechtsprechung höchstrichterlich anerkannt.⁷ Denn der Lieferant hat keine andere effektive Möglichkeit, seine Recht im Fall einer Nichtzahlung seines Kunden durchzusetzen. Der Bundesgerichtshof hat daher entschieden, dass, wenn die Voraussetzungen einer berechtigten Sperranweisung vorliegen, der Netzbetreiber auf den Wettbewerb zwischen Stromlieferanten nicht dadurch Einfluss nehmen darf, dass er eine Ausübung vertraglicher Rechte gegenüber den Abnehmern, bei der die Mitwirkung des Netzbetreibers erforderlich ist, generell verwehrt oder von zusätzlichen, nicht gerechtfertigten Voraussetzungen abhängig macht.⁸ Trotz des gesetzlich verbürgten Rechts auf Anschluss und Abnahme der Strommengen einer EE- oder KWK-Anlage erkennt die Beschlusskammer keinen Vorrang der Rechte und Pflichten aus dem Einspeiseverhältnis gegenüber denen der entnahmeseitigen Anschlussnutzung. Die Rechtsverhältnisse bestehen grundsätzlich voneinander unabhängig.

5.12. Vorauszahlung, § 11 NNV

In § 11 Abs. 3 wird die Anforderung der Vorauszahlung weiter konkretisiert. Der Turnus der Zahlung wird in Ziff. a) von einer zweiwöchentlichen Frist auf halbmonatlich geändert. Die Beschlusskammer kommt damit einer Forderung insbesondere der Verbände BDEW und VKU nach, die sich für eine bessere Aufteilung der monatlichen Abrechnung in zwei gleiche Beträge durch Anforderung einer halbmonatlichen Zahlung eingesetzt haben.

Darüber hinaus muss der Netzbetreiber dem Netznutzer zukünftig die Anforderung der Vorauszahlung mit einer Frist von mindestens 7 Werktagen zum Fälligkeitstermin mitteilen, wobei der Netzbetreiber den Zeitpunkt der ersten Vorauszahlung frei bestimmen kann. Die Ankündigungsfrist von 7 Werktagen dient vor allem dazu, dem Netznutzer einen verlässlichen Zeitraum zur Umstellung der Zahlungsweise einzuräumen. Der Verband GEODE, einige weitere Netzbetrei-

⁷ BGH, Urt. v. 14.04.2015, Az.: EnZR 13/14.

⁸ S. BGH, Urt. v. 14.04.2015, Az. EnZR 14/14 Rn. 33.

ber sowie E.ON SE haben sich an dieser Stelle für eine kürzere Frist von 5 Werktagen ausgesprochen, um eine schnelle Zahlungsumstellung zu bewirken. Dennoch hält die Beschlusskammer an der Einführung der konsultierten Frist von 7 Werktagen zum Fälligkeitstermin fest. Dem Wunsch einer Fristverkürzung ist entgegen zu halten, dass es sich nämlich hier nur um die Frist für die erstmalige Anforderung handelt. Sie löst eine gegebenenfalls vorübergehende, aber grundlegende Umstellung der nachschüssigen Zahlungsweise auf Vorkasse aus. Da die Umstellung der Abrechnung insbesondere im Massenabrechnungsprozess der Lieferanten IT-technisch ausgeführt wird, bedarf es nicht nur der Umplanung der finanziellen Mittel, sondern auch der Umstellung des Zahlungssystems unter Einbeziehung verschiedener Unternehmensbereiche. Hierfür sind 7 Werktage aus Sicht der Beschlusskammer nach heutigem Stand angemessen. Auch ist die Frist auf der anderen Seite für Netzbetreiber nicht untragbar. Denn, anders als die Anmerkungen einiger Konsultationsteilnehmer erscheinen lassen, kommt das Bedürfnis zur Zahlungsumstellung in der Regel nicht völlig unerwartet. Ihm gehen vielmehr ein wiederholter Zahlungsverzug, eine begründete Besorgnis mangelnder Bonität oder ähnliche Umstände voraus, welche die Einleitung der Vorauszahlung aus Sicht des Netzbetreibers bei vorausschauender Planung in vielen Fällen steuerbar machen sollte. Die Frist wird schließlich von den Verbänden BDEW und VKU als Kompromiss getragen und blieb sonst von Seiten der Lieferanten im Rahmen der Konsultation unbeanstandet.

Indem der Zeitpunkt für die erstmalige Anforderung der Vorauszahlung weiterhin im Ermessen des Netzbetreibers liegt, weicht die Beschlusskammer von ihrem konsultierten Vorschlag ab. In der konsultierten Fassung der Klausel wurde der Zeitpunkt der Fälligkeit auf die in Ziff. c (neu) bestimmten starren Fälligkeitsfristen zur Wertstellung bezogen. Zu Recht haben einige Konsultationsteilnehmer vorgebracht, dass hierdurch in Verbindung mit dem siebentägigen Vorlauf der erstmaligen Anforderung eine kurzfristige und flexible Umstellung insbesondere bei monatlicher Vorauszahlung ausgeschlossen würde. Insbesondere EnBW und E.ON SE haben sich eindringlich dafür ausgesprochen, jedenfalls für den ersten Monat einer monatsweise angeforderten Vorauszahlung keinen festen Fälligkeitstermin vorzugeben. Tritt nämlich ein Umstand, welcher die Anforderung einer Vorauszahlung begründet, beispielsweise erst innerhalb der 7 Werktage zum 3. Werktag eines Monats oder später auf, wäre die erstmalige monatliche Anforderung immer erst zum Folgemonat möglich gewesen, wodurch sich das Vorleistungs- und Ausfallrisiko des Netzbetreibers erhöht hätte. Sinn und Zweck der im Netznutzungsvertrag aufgenommenen Regelung der Vorauszahlung ist es gerade, den Schutz des Netzbetreibers als Gläubiger und der zu vereinnahmenden Entgelte möglichst effektiv zu gewährleisten. Diesem Bedürfnis dient besser eine möglichst flexible und kurzfristige Umstellung der Zahlungsweise. Dazu ist es sachgerecht, den Beginn der Zahlungsumstellung ebenso wie die Beurteilung des Vorliegens eines die Vorauszahlung begründenden Falles zunächst allein in sein Ermessen zu stellen. Die

Interessen des Netznutzers werden dagegen durch die Frist von 7 Werktagen zur ersten Anforderung angemessen berücksichtigt.

Ziffer c) stellt klar, welche der (vormals in Ziff. b) genannten) Fälligkeitsfristen jeweils für alle folgenden Vorauszahlungen gelten. Die übrigen Fristanpassungen wurden auf Anregung der Branche konsultiert und werden unbeanstandet zur Festlegung übernommen. Sie dienen einer effizienteren und strukturierteren Abwicklung der Vorauszahlung.

Soweit die GEG darüber hinaus die Regelung zur Anforderung der Vorauszahlung grundsätzlich missbräuchlich erachtet, kann dem nicht gefolgt werden. Die Bestimmungen wurden zum Schutz der Netzbetreiber aufgenommen, die sich nicht in einem freien Rechtsverhältnis befinden sondern dem Netznutzer in Kontrahierungszwang verbunden sind. Die Vorauszahlung gewährleistet, und dem entspricht die in den vergangenen Jahren erfolgreich erprobte Praxis, einen effizienten Schutz der Netzbetreiber in Fällen drohender Zahlungsunfähigkeit des Netznutzers. Die Regelung ist auch ausgewogen, da der Netznutzer nicht mit außergewöhnlichen Pflichten sondern lediglich zu einer Umstellung der Zahlungsweise auf gegebenenfalls kürzere Zeitabstände im Voraus aufgefordert wird. Es ist abwegig, die Zahlung einer erwarteten Schuld für eine Leistung, die der Netznutzer mangels Kündigung offensichtlich beanspruchen will, als missbräuchlich anzusehen. Dass die Vorauszahlung die Abrechnung aufwändiger macht, trifft zu, ist aber hinzunehmen.

5.13. Vertragslaufzeit und Kündigung, § 13 NNV

In § 13 Absatz 3 wird zur Vermeidung von Interpretationsspielraum für die Beendigung des Rechts zur Netznutzung auf das „Wirksamwerden“ der Kündigung abgestellt. Die Konkretisierung wurde bereits im Vorfeld des Verfahrens vom BDEW vorgeschlagen und in die Konsultation aufgenommen. Einwände seitens der Konsultationsteilnehmer gab es hierzu nicht.

5.14. Ansprechpartner, § 14 NNV

Die Pflicht der Vertragsparteien zum beiderseitigem Austausch aller erforderlichen Kontaktdaten gilt unverändert. Mit Überführung des Kontaktdatenaustausches in einen elektronischen Prozess nach Maßgabe der Festlegung GPKE wird ein weiterer Schritt zur Digitalisierung eingeleitet. Der Austausch auf Grundlage der bisher dem Netznutzungsvertrag anliegenden Kontaktdatenblätter im XLSX-Format kann zur Abwicklung der Netznutzung nicht mehr als zeitgemäß und zum Schutz sensibler Daten hinreichend sicher angesehen werden. Der elektronische Austausch wird auf Grundlage der Festlegung GPKE (Stammdatenaustausch) ausgeführt, wobei der Erstkontakt weiterhin unter Anforderung und Austausch der BDEW-Codenummern initiiert wird.

Was die Regelung einer Ausnahme für Letztverbraucher von der elektronischen Kommunikation angeht, gilt das unter Kap. 6.2. Gesagte. Sofern die Vertragsparteien die elektronischen Prozesse nicht anwenden, erfolgt der Austausch bilateral. Zu den weiteren Einwänden der Konsultationsteilnehmer und dem vermehrt erklärten Wunsch eines grundlegenden Technologiewechsels wurde bereits oben unter Punkt 1.10, Austausch von Kontaktdaten, ausführlich Stellung genommen, worauf verwiesen wird.

5.15. Datenaustausch und Vertraulichkeit, § 15 NNV

Um den allgemein geltenden, insbesondere durch die europäische Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) erweiterten datenschutzrechtlichen Vorgaben zu entsprechen, wird in § 15 Abs. 2 eine Zusicherung der Vertragspartner untereinander aufgenommen. Dadurch binden sich beide Parteien an ihr Versprechen, die Vorgaben einzuhalten. Eine ausführliche Gestaltung einer Datenschutzerklärung bleibt den Unternehmen selbst überlassen.

5.16. Zuordnungsvereinbarung, § 17 NNV

Die Zuordnungsvereinbarung ist als Bestandteil des Netznutzungsvertrages vorgesehen und wird mit dem Netznutzungsvertrag automatisch abgeschlossen, wenn der Netznutzer zugleich Bilanzkreisverantwortlicher ist. Der Verweis auf § 19 Ziff. c. wird redaktionell angepasst.

5.17. Schlussbestimmungen, Aktualisierung von Standardverträgen gem. § 18 NNV

5.17.1. Es entspricht seit längerer Zeit dem Anliegen vieler Marktteilnehmer, den Prozess der Überleitung von einer geltenden Version eines von der Bundesnetzagentur festgelegten Standardvertrages auf eine per Festlegung vorgegebene neue Version auf elektronischem Wege und ohne zwingenden Austausch von Papierverträgen zu ermöglichen. Der neu eingefügte § 18 Abs. 4 sieht zu diesem Zweck vor, dass geänderte vertragliche Bestimmungen, die durch eine Änderungsfestlegung der Bundesnetzagentur zum Muster-Netznutzungsvertrag vorgegeben werden, unmittelbar in das Vertragsverhältnis einbezogen werden. Voraussetzung ist danach das grundsätzliche Bestehen des betreffenden Vertragsverhältnisses.

Der erstmalige Abschluss des Netznutzungsvertrages erfolgt nach den auch bislang geltenden Regeln. Erforderlich aber auch ausreichend ist hierfür der Austausch übereinstimmender Erklärungen in Textform. Die individuellen Angaben müssen konkretisiert und, im Rahmen der elektronischen Kommunikation nach Maßgabe der GPKE, zur Kommunikation ausgetauscht

werden. Jede Vertragspartei erhält beim erstmaligen Vertragsschluss eine Version des Vertrages einschließlich der Anlagen in Textform, § 18 Abs. 8 und 9.

Die Überleitung auf eine jeweils neue Vertragsversion soll in der Folge zukünftig unmittelbar durch die jeweilige Änderungsfestlegung erfolgen. Die geänderten Bestimmungen werden zu dem in der Festlegung bestimmten Zeitpunkt in das Vertragsverhältnis wirksam übernommen. Es ist dazu weder eine Änderungskündigung des Vertrages noch eine zusätzliche ausdrückliche Vereinbarung zur Übernahme der mit dem Mustervertrag vorgegebenen Bedingungen in den bereits vereinbarten Netznutzungsvertrag notwendig.

Dem widerspricht nicht, dass die Beschlusskammer den mit der Konsultation im Rahmen der GPKE vorgeschlagenen Prozesses einer Aktualisierung von Standardverträgen im Ergebnis abgelehnt hat. Eine Vereinfachung des manuellen Prozederes zur Vertragsaktualisierung wurde grundsätzlich begrüßt. Der konkret vorgeschlagene elektronische Prozess wurde jedoch kritisiert, da er den Anforderungen der Praxis offenbar nur teilweise gerecht und daher nicht zur Festlegung übernommen wurde. Dennoch erkennt die Beschlusskammer auch bestätigt durch die Anmerkungen der Konsultationsteilnehmer ein dringendes Bedürfnis, die Überführung auf eine jeweils neue Vertragsversion zu vereinfachen. Dem kommt die neu in § 18 Abs. 4 aufgenommene Bestimmung zur Vertragsanpassung nach.

An sich ist zur Änderung des Inhalts eines Schuldverhältnisses gleichfalls seiner Begründung eine vertragliche Einigung erforderlich. Der damit einhergehende Aufwand ist für Netzbetreiber und insbesondere deutschlandweit tätige Lieferanten aber erheblich. Der Netzbetreiber kann den bestehenden Vertrag nach unter Angebot der aktuellen Vertragsversion kündigen. In diesem Fall regelmäßig streitig ist insbesondere das Fortbestehen zusätzlich oder abweichend zum Netznutzungsvertrag getroffener Vereinbarungen, die mühevoll zwischen den Vertragspartei unter hohem manuellen Aufwand bei Begründung des Vertragsverhältnisses ausgehandelt werden. Alternativ kann er eine Einigung auf den Austausch der neu festgelegten oder geänderten Klauseln anbieten. Auch in diesem Fall verursacht die Vertragsumstellung in der Praxis erheblichen Aufwand unter anderem durch den fehlenden Eingang von Antworten sowie unzulässigen Vorbehaltserklärungen bei Uneinigkeit. Im standardisierten Vertragsverhältnis zur Netznutzung sollen die festgelegten Bedingungen daher zukünftig ohne den aufwändigen Austausch erneuter Erklärungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer wirksam werden. Die Regelung statuiert dazu eine Ausnahme von § 311 Abs. 1 BGB. Diese rechtfertigt sich dadurch, dass, anders als in einem freien Schuldverhältnis, Netzbetreiber und Netznutzer hier im Bereich der Daseinsvorsorge einem gesetzlichen Kontrahierungszwang unterliegen, § 20 Abs. 1 EnWG. Der Abschluss des Netznutzungsertrages steht nur insoweit zur Disposition, als eine Person sich dem gesetzlichen Schuldverhältnis unterwerfen oder darauf verzichten kann,

seinen Anspruch auf Netznutzung geltend zu machen. Netznutzer und Netzbetreiber sind durch den normierten Vertrag aber auch in der inhaltlichen Gestaltungsfreiheit weitgehend eingeschränkt. Der Vertrag wurde von der Bundesnetzagentur im gesetzlichen Auftrag mit dem Ziel einer Harmonisierung und diskriminierungsfreien Gestaltung der Netznutzung vorgegeben. Seine Bedingungen gewährleisten eine effiziente und aufwandsarme Anwendung vor allem im Massengeschäft. Eine Abweichung von den festgelegten Bestimmungen des Netznutzungsvertrages ist den Vertragsparteien in Ausnahme nur einvernehmlich möglich, § 1 Abs. 2. Den erhöhten Aufwand nehmen nach Kenntnis der Beschlusskammer regelmäßig aber nur wenige Netznutzer, darunter vor allem solche mit Marktlokationen in höheren Spannungsebenen, in Kauf. Für die ganz überwiegende Mehrheit der Netznutzer regelt der standardisierte Vertrag die Bedingungen der Netznutzung umfassend und abschließend. Dem Ziel einer einfachen Überleitung des bestehenden Vertragsverhältnisses auf eine angepasste Version des Muster-Netznutzungsvertrages wird die Vereinbarung der unmittelbaren Übernahme zur rechtlichen Wirkung im laufenden Vertragsverhältnis gerecht. Eine unverhältnismäßige Belastung der Vertragsparteien besteht hierdurch nicht. Änderungen des Muster-Netznutzungsvertrages werden vor jeder Festlegung allen Marktbeteiligten zur Anhörung gestellt. Die Methode der Festlegung gewährleistet eine für beide Parteien ausgewogene Regelung. Sie ergeht nach umfassender rechtlicher Prüfung durch die Bundesnetzagentur und ist der gerichtlichen Nachprüfung zugänglich. Die hoheitliche Vorgabe der standardisierten Vertragsklauseln macht eine ausdrückliche Zustimmung zu geänderten Bedingungen im laufenden Vertragsverhältnis entbehrlich, als insoweit ohnehin kein Gestaltungsspielraum besteht. Es steht dem Netznutzer wohl frei, den Vertrag zu kündigen. § 18 Abs. 4 sieht hierzu ein Sonderkündigungsrecht mit einer kurzen Frist von 10 Werktagen zum Inkrafttreten der Änderungen vor. Den Vertragsparteien bleibt es außerdem jederzeit unbenommen, einvernehmlich Ausnahmen nach § 1 Abs. 2 zu vereinbaren. Satz 4 der Regelung stellt abschließend klar, dass bereits getroffene Vereinbarungen ebenso wie das Vertragsverhältnis im Übrigen unberührt bleiben.

5.17.2. In Absatz 5 (neu) wird für die Anwendung des Prozessleitfadens „Netzbetreiberwechsel“ ein dynamischer Verweis auf die jeweils aktuelle vorgesehen. Es gilt die jeweils aktuelle Fassung.

5.18. Anlagen, § 19 NNV

Das Preisblatt sowie das Kontaktdatenblatt fallen als Anlage zum Netznutzungsvertrag weg. Das Preisblatt wird im Internet veröffentlicht und mit Vorliegen der Formate im Rahmen der elektronischen Kommunikation übermittelt. Letzteres gilt auch für die auszutauschen Kontaktdaten, s. auch Ausführung zu § 14. Die Nummerierung der Anlagenziffern wird folglich angepasst.

Der Auftrag zur Unterbrechung der Anschlussnutzung (Sperrung/Entsperrung) und Stornierung dieser Anweisungen (XLSX-Format) bleibt unverändert erhalten. Zum geänderten Anwendungsbereich siehe die Ausführungen oben unter Punkt 5.11. zu § 10. Im Hinblick auf die EDI-Vereinbarung hatte die Beschlusskammer den Erhalt den Konsultationsteilnehmern zur Frage gestellt. Während Einzelne sie für überflüssig halten, sehen Andere Bedarf für ihre Verwendung. Es wurde unter anderem angeführt, dass Unternehmen die Echtheit der Herkunft und die Unversehrtheit des Inhalts der elektronischen Rechnung nach § 14 UStG auch durch den EDI-Vertrag anstelle einer qualifiziert elektronischen Signatur oder innerbetrieblicher Kontrollverfahren gewährleisten können oder die Vereinbarung auch als Grundlage in anderen Vertragsverhältnissen diene. Die Anlage wird daher beibehalten.

Die EDI-Vereinbarung sowie die Zuordnungsvereinbarung werden umfassend redaktionell überarbeitet. Angaben, die zum Austausch technischer Daten oder Kontaktdaten vorgesehen waren werden insoweit aus der Standardvorlage entfernt, als sie bereits auf anderem Weg zum Austausch vorgesehen und hier entbehrlich angesehen werden können.

6. Verhältnismäßigkeit der Festlegungen zu den Prozessen und Netznutzungsvertrag

6.1. Mit der vorliegenden Änderungsfestlegung zum Netznutzungsvertrag sowie den geänderten Prozessfestlegungen wird die Abwicklung des Netzzugangs auf eine weitere Stufe der Digitalisierung gestellt. Die Forderung nach einer weiteren Automatisierung der Prozesse der Marktkommunikation besteht seit Einführung des gesetzlichen Anspruchs auf Netzzugang und der Öffnung des Marktes durch den möglichen Lieferantenwechsel. Für die Abrechnung der Netznutzung ist zum einen die Standardisierung der in Preisblättern ausgewiesenen Entgelte und zum anderen deren elektronischer Austausch von entscheidender Bedeutung, um manuellen Aufwand und Fehler zu senken, die Abwicklung zu beschleunigen und am Ende auch Kosten einzusparen. Die Neuerungen sind aus Sicht der Beschlusskammer geeignet, die Durchsetzung des Netzzugangs effektiver zu gestalten. Die auch im Netznutzungsvertrag verankerte Erweiterung und Konkretisierung der Prozesse zur elektronischen Abwicklung schaffen einheitliche und eindeutige Bedingungen, welche die effiziente Gewährung des Netzzugangs im Massengeschäft besser ermöglichen. Sie sichern zudem eine diskriminierungsfreie Durchsetzung des Netzzugangs. Die Weiterführung der bestehenden Prozesse ist dabei erforderlich, um die Kommunikation und Abwicklung des Netzzugangs an die stetig fortschreitende Digitalisierung anzupassen.

Dabei ist der mit den Änderungsfestlegungen insbesondere zur Einführung und Erweiterung der elektronischen Prozesse verbundene Aufwand nicht übermäßig. Die bereits bestehenden Prozesse zur elektronischen Kommunikation werden für den Netznutzer insbesondere um den

Austausch des elektronischen Preisblattes sowie den elektronischen Austausch der Kontaktdaten erweitert. Die Netznutzungsabrechnung wird angepasst, erfordert aber keine generelle Änderung des bestehenden Abrechnungssystems. Nach Einschätzung der Beschlusskammer ist der Aufwand zur Ertüchtigung der bereits vorhandenen Systeme zur Aufnahme der weiterentwickelten der Prozesse den Marktbeteiligten zumutbar. Netzbetreiber und Netznutzer, die auch bislang schon elektronische Prozesse nutzen, müssen ihre IT-Systeme lediglich erweitern. Es sind Kosten zu erwarten, die für den personellen Einsatz des mit der Ausgestaltung der Prozesse betrauten Fachpersonals sowie zur Ertüchtigung der IT-Systeme aller Marktbeteiligten entstehen. Dem stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer erhebliche und dauerhafte Einsparungen gegenüber. Im Rahmen der Netznutzungsabrechnung werden automatische Prozesse weiterentwickelt, so dass eine manuelle Plausibilisierung und Fehlerbehebung weitgehend entfällt und die Rechnungsprüfung in erheblich größerem Umfang als bisher automatisch möglich ist. Kostenaufwändiger manueller Prüfungsaufwand wird deutlich minimiert. Zur Weiterentwicklung bestehender EDIFACT-formate, der Ertüchtigung bestehender IT-Systeme zur Anpassung an neue Prozesse sowie zum Austausch bestehender Netznutzungsverträge steht den Marktteilnehmern ein ausreichend langer Umsetzungszeitraum zur Verfügung, der den Aufwand der Umstellung angemessen berücksichtigt.

6.2. Die Beschlusskammer ist weiterhin überzeugt, dass auch Letztverbraucher und Betreiber geschlossener Verteilernetze oder sog. Arealnetze durch die vorliegende Entscheidung nicht übermäßig belastet werden. Sie hält daher daran fest, keine weiteren generellen Ausnahmen von Bestimmungen des Netznutzungsvertrages oder den anzuwendenden Prozessen vorzusehen.

Im Rahmen der Konsultation der Festlegung GPKE haben sich insbesondere die Flughäfen Stuttgart Energie GmbH, Flughafen München GmbH, Airport Köln Bonn GmbH sowie die InfraServ Gendorf Netze GmbH für eine Ausnahme von Betreibern geschlossener Verteilernetz und sogenannter „Arealnetze“ von den Bestimmungen der Unterbrechung der Anschlussnutzung, Austausch von Kommunikationsdaten sowie des elektronischen Preisblatts eingesetzt. Eine Ausnahme der Gruppe der Letztverbraucher als Netznutzer wurde zum Netznutzungsvertrag insbesondere von den Prozessen der elektronischen Abrechnung und Kommunikation vom Verband BNE, den Übertragungsnetzbetreibern, E.ON SE sowie einzelnen weiteren Netzbetreibern geltend gemacht. Vorgeschlagen wurde jeweils die Regelung einer generellen Ausnahme oder zumindest eines Anspruchs zur Anforderung der Ausnahme im Einzelfall.

Netzbetreiber können mit ihren Netznutzern, insbesondere in kleinen (Areal-)Netzen oder geschlossenen Verteilernetzen, auf der Grundlage des § 1 Abs.2 des Netznutzungsvertrages Ausnahmen beispielsweise von der elektronischen Kommunikation und Abrechnung vereinba-

ren. Das geht allerdings nur, solange im Netz kein Netznutzer die Anwendung der Prozesse verlangt, also Einvernehmen über die Ausnahme zwischen den Parteien besteht. Diese grundlegende Wertung ist im bestehenden Netzzugangssystem aufgrund der betroffenen Festlegungen angelegt. Sie entspricht seit Jahren der geltenden Praxis und ist gerichtlich nicht beanstandet. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist eine unveränderte Fortführung des bestehenden Systems auch weiterhin sachgerecht.

Im Hinblick auf geschlossene Verteilernetze hat der Gesetzgeber in § 110 EnWG Ausnahmen abschließend bestimmt. Eine Ausnahme von der Gewährung des Netzzugangs im Sinne des § 20 EnWG ist gerade nicht darunter. Diese Entscheidung ist auch sachgerecht, denn eine Ausnahme in einem einzelnen Netz bedeutet insbesondere für bundesweit tätige Lieferanten einen erheblichen Zusatzaufwand und Kosten, da automatische Prozesse durch höheren manuellen Aufwand ausgeglichen werden müssen. Der Gesetzgeber hat die Bundesnetzagentur ermächtigt, Prozesse für eine effektive und massengeschäftstaugliche Abwicklung des Netzzugangs im Sinne des § 20 EnWG vorzugeben. Diese werden unter sorgfältiger Abwägung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses vorgesehen, erprobt und beständig weiter optimiert. Wie bisher bleibt es den Parteien unbenommen, eine einvernehmliche Ausnahme von den Bestimmungen auf Grundlage des § 1 Abs. 2 des Netznutzungsvertrages zu treffen. Verlangt allerdings eine Partei die Anwendung der elektronischen Prozesse, verlangt sie damit nichts anderes als die effiziente Durchsetzung und Gewährung ihres Anspruchs auf Netzzugang. Das Bedürfnis der anderen Partei, sich über bestehende Ausnahmen hinaus von gesetzlichen Vorgaben auszunehmen, tritt in diesem Fall zurück.

Zu einer gleichen Wertung kommt die Beschlusskammer im Ergebnis auch für Letztverbraucher, die selbst einen Netznutzungsvertrag schließen und sich aus der integrierten Belieferung ausnehmen. Unbestritten steht auch dem Einzelnen ein Anspruch auf Netzzugang zu, s. § 20 Abs. 1a EnWG. Letztverbraucher haben ein Wahlrecht. Sie können ihren Anspruch auf Netzzugang entweder im Rahmen eines All-inclusive-Verhältnisses über ihren Lieferanten wahrnehmen. Alternativ können sie selbst einen Netznutzungsvertrag schließen. In diesem Fall treten sie unmittelbar in alle Rechte und Pflichten des Netznutzungsvertrages und der Prozessfestlegungen ein und nehmen unter anderem als Schuldner die Abrechnung der Entgelte für die Netznutzung selbst entgegen. Es sind aber auch weit schwierigere Pflichten zu erfüllen. Der Netznutzer ist verantwortlich, eine ununterbrochene bilanzielle Zuordnung seiner Marktllokationen sicherzustellen und Informationen auszutauschen, deren Fehlen sicherheitsrelevant sein kann. Auch wenn die Prozesse der elektronischen Marktkommunikation vorrangig der erleichterten Abwicklung im Massenprozess dienen, ist das nicht ihr einziger Zweck. Sie fassen unzählige Informationen zusammen und bringen sie in den notwendigen Austausch zu weiteren Marktakteuren, damit der Netzzugang überhaupt verwirklicht werden kann. Um einen effizienten Austausch und

eine diskriminierungsfreie Gewährleistung des Netzzugangs zu ermöglichen, sind die Prozesse grundsätzlich von jedem beteiligten Marktteilnehmer einheitlich zu vollziehen. Dies gilt auch für Letztverbraucher, die selbst als Netzzugangspetent an der Abwicklung teilnehmen. Der Netzzugang ist Teil des bestehenden Energieversorgungssystems, das sich durch eine besonders hohe Komplexität auszeichnet. Die Teilnahme am System setzt für Jedermann gleichermaßen auch die Annahme der geltenden Marktbedingungen und –regeln voraus. Der damit verbundene Aufwand, sich die Kenntnis und Technik anzueignen, ist insoweit systembedingt erforderlich und hinzunehmen.

Wie auch unter dem geltenden Netznutzungsvertrag trägt die Beschlusskammer dem Bedürfnis einer Ausnahme desintegrierter Kunden dadurch Rechnung, dass die Prozesse der Netznutzungsabrechnung, Austausch von Kontaktdaten und weiterer Informationen weiterhin auch manuell und außerhalb der Prozesse der elektronischen Kommunikation möglich sind. Die Beschlusskammer belässt damit die Möglichkeit zur Abweichung vom festgelegten Standard. Dem widerspricht auch nicht, dass das Interesse an der Gewährung einer Ausnahme anders als in der oben genannten Konstellation hier vorrangig auf der Seite des Letztverbrauchers, die Verantwortung aber in der Hand des Netzbetreibers liegt. Der Netzbetreiber ist dem Netznutzer gesetzlich und vertraglich verpflichtet, nach diskriminierungsfreien Kriterien Netzzugang zu ermöglichen. Will ein Netzbetreiber, so, wie im Rahmen der Konsultation einige vorgetragen haben, beispielsweise den in höheren Spannungsebenen angeschlossenen Letztverbrauchern eine Abrechnung in Papierform übermitteln, gibt es keinen Interessenkonflikt. In diesem Fall kommen beide Parteien überein, den höheren manuellen Aufwand in Kauf zu nehmen. In der Regel dürfte es sich dabei nur um einzelne große Kunden handeln, die mit dem Netzbetreiber ohnehin passend für ihre Situation besondere Bedingungen zur Anschlussnutzung sowie Abrechnung der Netznutzung vereinbaren. Wäre der Netzbetreiber aber allen Letztverbrauchern gegenüber verpflichtet, eine Ausnahme zu machen, wäre er in jedem Fall gezwungen, die effiziente Abwicklung zu eigenen Lasten aufzugeben. Erst Recht würde das System ad absurdum geführt, wenn auch Letztverbraucher aus der Niederspannung eine Ausnahme verlangen könnten. Der Aufwand wäre dem Netzbetreiber nicht zuzumuten.

7. Inkrafttreten der geänderten Prozessfestlegungen sowie des geänderten Netznutzungsvertrages

Die Tenorziffern zur Einführung der geänderten Prozessdokumente sehen einheitlich den Umsetzungstichtag 01.04.2022 vor. Gleiches gilt für den Abschluss und die Änderung bestehender Netznutzungs-/Lieferantenrahmenverträge gemäß der Tenorziffer 6 und 7, (Tenorziffer 8). Dieser Zeitpunkt war auch bereits ausdrücklich im Rahmen der schriftlichen Konsultation

vorgeschlagen worden und fand allgemein Anklang. Stellungnehmer wie die Schleupen AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG und der BDEW wiesen außerdem darauf hin, dass aufgrund der Anzahl der neu einzuführenden Prozesse in diesem Festlegungsverfahren eine gestaffelte Einführung vorzuziehen sei, welche durch ein Einführungsszenario begleitet werden sollte. Der BDEW hat im Rahmen der Konsultation angeboten, hierfür, wie bereits erfolgreich beim Interimsmodell und der Mako 2020 praktiziert, einen konkreten Umsetzungsvorschlag zu formulieren und diesen im Nachgang mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. In diesem Rahmen könnten alle notwendigen Detailfragen geklärt, Sonderfälle berücksichtigt und eine schrittweise Umsetzung der Prozessdokumente optimal vorbereitet werden.

Gleichzeitig wurde in der Konsultation darauf hingewiesen, dass die Durchführung der elektronischen Netznutzungsabrechnung unter zwingender Heranziehung des neuen elektronischen Preisblattes aufgrund der vorgenommenen Standardisierung der Artikelstruktur zum Beginn eines Abrechnungsjahres, also zu einem 1. Januar vorgenommen werden sollte.

Die Kammer stimmt in beiden Punkten mit den eingebrachten Vorschlägen überein. Sie hat aus diesem Grund in Tenorziffer 1 c) zum einen den Start der elektronischen Netznutzungsabrechnung auf Basis des neuen elektronischen Preisblatts auf den 01.01.2023 festgelegt. Demnach ist jede Kilowattstunde, die nach dem 01.01.2023 fließt, nach den neuen Vorgaben abzurechnen. Dies lässt allen umsetzungsverpflichteten Akteuren eine auskömmliche Vorbereitungszeit, um sich auf die erforderlichen Umstellungsarbeiten an den IT-Systemen vorbereiten zu können.

Die gewählte Umstellung zu einem festen Stichtag hat gegenüber einer rollierenden Umstellung den entscheidenden Vorteil, dass es keine Überschneidung der beiden Abrechnungssystemen gibt und sie vermeidet die parallele Anwendung zweier Netznutzungspreisblätter des Netzbetreibers. Um den mit der Umstellung verbundenen Aufwand für Messstellenbetreiber, Lieferanten und Netzbetreiber möglichst gering zu halten, spricht aus Sicht der Kammer nichts dagegen, auf außerturnusmäßige Endabrechnung zu verzichten und stattdessen, wie schon bisher im Fall einer Änderung der Netznutzungspreise zum Jahreswechsel, eine Abgrenzung der Werte durch den Messstellenbetreiber ohne Endabrechnung vorzunehmen. Es bietet sich an, hier auf die bereits bewährten Abgrenzungsprozesse zurückzugreifen und den zusätzlichen Aufwand durch die außerturnusmäßige Werteerhebung, Erstellung und Prüfung der Endabrechnungen und etwaige Folgeprozesse zu vermeiden.

Während des Einführungskorridors sind sukzessive die Vorarbeiten für einen möglichst reibungslosen Start des neuen Abrechnungsregimes zu treffen. Davon betroffen sind insbesondere die eng mit dem neuen Abrechnungsverfahren verknüpften Preisblätter 1 und 3. Der Austausch des Preisblatts 2 erfolgt bereits zum 01.04.2022, so dass die Marktteilnehmer Erfahrungen mit dem neuen elektronischen Preisblatt gewinnen können, die dann zu einer optimalen Vorberei-

tung des zeitlich verzögerten Versands der Preisblätter 1 und 3 genutzt werden können. Während des von der Kammer gewährten Einführungskorridors kann die Kalkulation der Preisblätter 1 und 3 vorbereitet werden und rechtzeitig vor dem neuen Abrechnungsregime der initiale Versand der Preisblätter erfolgen.

Des Weiteren hat die Kammer die formal an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gerichtete Verpflichtung zur Erarbeitung und Vorlage eines erforderlichen Einführungsszenarios ausgesprochen. Sie geht dabei davon aus, dass eine entsprechende Expertengruppe des BDEW in diesem Rahmen detaillierte Vorschläge für eine zielführende Ausgestaltung für die stufenweise Einführung der neuen Prozesswelt im Zeitraum zwischen dem 01.04.2022 und dem 01.01.2023 entwickeln wird. Insbesondere wird das Einführungsszenario konkretisierende Vorgaben für Sonderfälle, wie z.B. Abrechnungsprozesse, die bereits 2022 begonnen haben und 2023 enden, Rechnungskorrekturen etc. zu treffen haben. Mit diesem Einführungsszenario können dann nicht nur technische Umstellungen vorgenommen, sondern insbesondere auch prozessuale Veränderungen, die bei allen Marktteilnehmern koordiniert eingeführt werden müssen, rechtzeitig abgestimmt und systematisch eingeführt werden.

8. Netzzugangsregeln Elektromobilität (Tenorziffer 9 und Anlage 6)

7.1. Mit den in Tenorziffer 9 und Anlage 6 ausgesprochenen Verpflichtungen gegenüber den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen führt die Beschlusskammer ergänzende Netzzugangsregelungen ein, die die Vorteile des offenen und transparenten Bilanzkreissystems perspektivisch auch den Anbietern auf dem Markt für Elektromobilität erschließen sollen.

Gemäß aktueller Praxis werden Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität in Bezug auf Netzzugang und Energiemengenbilanzierung dergestalt an das Netz angebunden, dass sämtliche dort stattfindenden Energieflüsse in Analogie zu jeder sonstigen stationären Marktlokation fest demselben Bilanzkreis zugeordnet werden. Bilanziell wirksame Lieferantenwechsel sind grundsätzlich möglich, jedoch derzeit nur im Rahmen der Fristenregelungen der GPKE. Ein untertägiger oder gar ladevorgangsscharfer bilanzieller Zuordnungswechsel ist damit nicht möglich.

Sofern der Betreiber einer Ladeinfrastruktur beabsichtigt, fremden Energielieferanten Zugang zu den von ihm betriebenen Ladepunkten zwecks Versorgung der jeweiligen Kunden des Lieferanten zu gewähren, so geschieht dies aktuell ausschließlich im Wege der Beistellung. Auch die von einem Drittlieferanten gegenüber dem Ladekunden gelieferte Energie wird im Bilanzierungssystem zwingend auf den vom Betreiber der Ladeinfrastruktur benannten Bilanzkreis gebucht.

In den vergangenen Jahren sind vor diesem Hintergrund Betreiber von Ladeinfrastrukturen für Elektromobilität auf die Bundesnetzagentur zugekommen und haben angeregt, die geltenden Netzzugangs- und Bilanzierungsregelungen auch um die Möglichkeit einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für den speziellen Anwendungsfall der Elektromobilität zu ergänzen. Auf diese Weise sei etwa die Etablierung von Ladestromangeboten für Flottenkunden oder für solche Kundengruppen möglich, die ein besonderes Interesse an Qualität und Herkunft des (bilanziell) gelieferten Stroms hätten.

Mit Blick darauf hat die Beschlusskammer die nun verfügbaren Zugangsregelungen erlassen.

7.2. Anders als ursprünglich konsultiert wurde hierbei nicht die zunächst angestrebte regulatorische Handlungsform eines standardisierten Vertrages beibehalten. Es wurde insoweit dem Vortrag einiger Konsultationsteilnehmer gefolgt, wonach ein für diesen speziellen Einsatzzweck aufgestellter Netznutzungsvertrag geeignet sein könnte, Irritationen zur Anwendungsreichweite und zur inhaltlichen Abgrenzung zum heute bereits existierenden Netznutzungsvertrag hervorzurufen. Zudem hat sich die Kammer von dem Gedanken leiten lassen, dass die nun gewählte Vorgabe nur grundlegender technischer und organisatorischer Abwicklungsregeln für den zu erreichenden Zweck einer Mindeststandardisierung für die beteiligten Unternehmen im Ergebnis deutlich weniger eingriffsintensiv ist und bei einer zahlenmäßig noch nicht konkret zu beziffernden Hochlaufphase den beiderseitigen Interessen damit eher entgegenkommt.

Zahlreiche Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation haben zudem aufgezeigt, dass im Markt ein weitreichendes Missverständnis hinsichtlich der Reichweite und der regulatorischen Intention der auszusprechenden Verpflichtungen vorherrschte. Aus diesem Grund legt die Beschlusskammer nochmals Wert auf die Klarstellung, dass die vorliegend getroffenen Regelungen nicht beabsichtigen, Betreiber von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität dazu zu verpflichten, dritten Lieferanten die Möglichkeit eines bilanziellen Netzzugangs anzubieten. Eine derartige Entscheidung liegt im freien Ermessen des insoweit nicht regulierten Ladeinfrastrukturbetreibers. Nur in dem Fall, in dem der betreffende Betreiber sich freiwillig entschließt, eine derartige Art des Zugangs zu eröffnen und die hierfür erforderliche Mitwirkung der beteiligten Netzbetreiber einzufordern, so standardisiert die hier getroffene Festlegung Art und Umfang der Abwicklung in Form einer Konkretisierung der allgemeinen Zusammenarbeitspflichten der Netzbetreiber im Sinne des § 20 Abs. 1a EnWG.

7.3. Konkret sieht die hier in Rede stehende Netzzugangsregelung vor, dass auf Verlangen des Betreibers von Ladepunkten (bezeichnet als CPO – *charge point operator*) die Übergabestellen zwischen dem öffentlichen Netz und den daran angeschlossenen Ladepunkten in bilanzieller Hinsicht wie Übergabestellen zwischen zwei physikalischen Bilanzierungsgebieten behandelt werden. Hierzu kann der CPO vom zuständigen ÜNB verlangen, dass dieser ihm ein regelzo-

nenweites Bilanzierungsgebiet einrichtet, für welches der CPO die volle bilanzielle Verantwortung trägt.

Werden die betreffenden Übergabestellen sodann auf Anmeldung des CPO als Übergabestellen zum Bilanzierungsgebiet des CPO behandelt, so hat dies zur Konsequenz, dass die hierüber stattfindenden Energieflüsse im Rahmen der Ausbilanzierung des Bilanzierungsgebietes des vorgelagerten Netzbetreibers nicht einem Bilanzkreis zugewiesen werden, sondern aus dem Netzsaldo des betreffenden Netzbetreibers herausgerechnet werden.

In der Konsequenz liegt die Verantwortung für alle in das Bilanzierungsgebiet des Ladepunktbetreibers geflossenen Energiemengen ausschließlich beim CPO. Dieser trägt nunmehr die Verantwortung dafür, alle Energiemengen entsprechend den stattgefundenen Ladevorgängen und den jeweils daran beteiligten Lieferanten auf die maßgeblichen Bilanzkreise aufzuteilen und in entsprechender Anwendung der einschlägigen Regelungen der MaBiS-Festlegung die erforderlichen Datenmeldungen an alle beteiligten Marktrollen abzugeben. Sofern es in diesem Rahmen durch den CPO aufgrund von unvollständigen oder fehlerhaften Meldungen in der Summe zu einer nicht korrekten Zuordnung aller Energiemengen zu den beteiligten Bilanzkreisen käme, würde der zuständige ÜNB die daraus resultierenden Deltamengen dem vom CPO vorher benannten Bilanzkreis zuweisen. Die wirtschaftlichen Konsequenzen sind damit folgerichtig ausschließlich dem CPO zugeordnet. Für den vorgelagerten Netzbetreiber ergeben sich hieraus keine negativen Konsequenzen rechtlicher oder wirtschaftlicher Art.

Dem hier vorgegebenen Abwicklungsmodell steht auch nicht die Legaldefinition des Letztverbrauchers in § 3 Nr. 25 EnWG entgegen. Nach dessen Halbsatz 2 steht der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile dem Letztverbrauch gleich. An dieser Sachlage ändert das hier gegenständliche Modell nichts. Es ermöglicht allein die Zuordnung des von der Regelung erfassten Strombezugs zu wechselnden Bilanzkreisen, tangiert aber in keiner Weise die von der Definition angestrebten Rechtsfolgen.

7.4. Die Netzzugangsregelung erfüllt insbesondere auch die Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit.

Sie ist zum einen zur Erreichung des angestrebten Zwecks – Ermöglichung einer echten bilanziellen ladevorgangsscharfen Energiemengenzuordnung – geeignet. Durch die bilanzielle Zuordnung aller über Ladepunkte des CPO geflossenen Energiemengen zum Bilanzierungsgebiet des CPO wird diesem die Möglichkeit eröffnet, nach Maßgabe der ihm vorliegenden Informationen wie Zeitpunkt, Dauer und viertelstundengenauen Messwerten des jeweiligen Tankvorgangs entsprechende Summenzeitreihen nach näherer Maßgabe der Festlegung MaBiS zu erzeugen und allen berechtigten Marktpartnern für die weiteren Verarbeitungsstufen zur Verfügung zu stellen. Stromlieferanten für Elektromobilität, die einen solchermassen ertüchtigten

Ladepunkt eines an diesem Modell teilnehmenden CPO nutzen, haben damit die Möglichkeit, die beim Ladevorgang ausgetauschten Energiemengen unmittelbar über ihren eigenen Bilanzkreis abzuwickeln.

Nicht überzeugen konnte der hiergegen in der Konsultation vorgebrachte Einwand, der teilnehmende Lieferant sei aufgrund der erst nach Lieferzeitpunkt erfolgenden Energiemengenzuordnung zu seinem Bilanzkreis gehindert, die benötigte Energie für den bereits abgeschlossenen Tankvorgang bilanziell bereitzustellen. Dieses Phänomen des allgemeinen Bilanzierungsrisikos eines Bilanzkreises existiert in selber Weise dann, wenn die über einen Ladepunkt bezogenen Energiemengen dauerhaft demselben Bilanzkreis zugeordnet sind, dessen BKV die nur sporadisch stattfindenden Ladevorgänge ebenso wenig vorherzusagen vermag. Im Ergebnis wird sich aufgrund der regelzonenweiten Betrachtung eine gewisse Grundlast an Energiebezug einstellen, deren bestmögliche Bewirtschaftung der Expertise des betreffenden Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen überlassen sein muss.

Die hier gefundene Regelung ist auch für die angestrebte Zielerreichung erforderlich. Insbesondere sind keine Alternativen ersichtlich, die ein annähernd vergleichbares Resultat mit geringerer Belastungswirkung für die von der Regelung betroffenen Betreiber von Energieversorgungsnetzen erzielen würden.

In Abwägung verschiedener Lösungsansätze hat sich die Kammer dabei insbesondere gegen solche Umsetzungsvarianten entschieden, die auf eine unmittelbare Anwendung von Lieferantenwechsellvorgängen nach der Festlegung GPKE hinausgelaufen wären. Zum heutigen Zeitpunkt ist die GPKE auf die Abwicklung von Lieferantenwechsellvorgängen innerhalb von längstens drei Wochen ausgelegt. Selbst wenn man die künftig in Umsetzung der Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie 2019/944 heranzuziehende Wechselfrist von 24 Stunden zur Grundlage nähme, so wäre auch mit diesem Modell eine mehrfach untertäglich wechselnde Zuordnung nicht ohne zusätzlichen Aufwand abbildbar.

Demgegenüber besteht der deutliche Vorteil des hier gefundenen Lösungsansatzes in der Tatsache, dass er alle heute im Markt etablierten Abläufe der Marktkommunikation nahezu vollständig unberührt lässt und stattdessen auf Funktionalitäten in den Systemen der ÜNB wie auch der VNB aufsetzt, die bereits vollumfänglich im Einsatz sind. Dies betrifft sowohl die Möglichkeiten des ÜNB zur Einrichtung von Bilanzierungsgebieten wie auch die Verfahrensweisen in den VNB-Systemen zur Abbildung bilanzierungsgebiets-überschreitender Energieflüsse. Insbesondere mit Blick auf die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht bekannte Verbreitung eines solchen Abwicklungsmodells war es der Beschlusskammer ein besonderes Anliegen, den Umsetzungsaufwand für Systemumbauten möglichst gering zu halten und gleichzeitig potentiellen Anbieterkreisen in der noch im Wachstum befindlichen Elektromobilitätsbranche die hinrei-

chende Sicherheit eines grundsätzlich bundesweit einheitlich nutzbaren und verfügbaren Modells zu geben.

Eine gleichwertige Zielerreichung wäre nach Überzeugung der Kammer auch nicht zu erreichen gewesen durch teilweise mit Marktakteuren diskutierte Lösungsansätze, die bei unverändert bestehender fester Bilanzkreiszuordnung der Ladepunkte den bilanziellen Zugang durch erst nachgelagerte Energietransaktionen rein auf der Handelsebene erreichen wollten. Dies hätte den Nachteil, dass die auf Bilanzkreisebene marktweit etablierten Clearing- und Abrechnungsvorgänge für die Abbildung auf Handelsebene letztlich gedoppelt werden müssten, da die durch die Verwirklichung des Bilanzierungsrisikos von Dritten zwingend in Anspruch genommene Ausgleichsenergie in gleicher Weise wie im Bilanzkreissystem einer Abrechnung zugeführt werden müsste. Zu den systemischen Aufwänden würden in diesem Fall potentielle Streitigkeiten über zulässiges Ausmaß der Inanspruchnahme und Höhe der Bepreisung hinzukommen, weshalb es volkswirtschaftlich erheblich sinnvoller erscheint, hierfür das bewährte und vollständig regulierte Bilanzkreissystem zu nutzen.

Die Netzzugangsregelung ist auch verhältnismäßig im engeren Sinne. Insbesondere wahrt sie ein angemessenes Verhältnis zwischen den verfolgten Zwecken und den dafür hinzunehmenden Belastungen der betroffenen Marktakteure.

Soweit in der Konsultation insbesondere auch Betreiber von bereits im Einsatz befindlichen Ladeinfrastrukturen ihr Unbehagen dahingehend zum Ausdruck brachten, dass sich durch die angekündigte Festlegung eine schleichende Entwertung getätigter Investitionen ergeben könne, so kann dieser Befürchtung entgegengetreten werden. Wie aufgezeigt tangiert die hier verfügte Regelung in keiner Weise die Grundfrage der Teilnahme eines CPO an dem hier entwickelten Abwicklungsmodell. Auch die zum Ausdruck gekommene Befürchtung, die Festlegung erzeuge möglicherweise einen faktischen Zwang gegenüber allen CPO, den bilanziellen Zugang gegenüber dritten Anbietern in Anwendung dieses Modells zumindest auch anzubieten, wird von der Beschlusskammer im Ergebnis nicht geteilt. Vielmehr stünde zu erwarten, dass CPO in der zusätzlichen freiwilligen Unterstützung dieses Abwicklungsmodells eine Chance sehen, die Auslastung ihrer Ladeinfrastrukturen und damit den return on investment zu verbessern, da natürlich auch im Fall eines bilanziellen Zugangs von Seiten des CPO eine Nutzungsgebühr gegenüber dem teilnehmenden Lieferanten zur Anwendung kommen dürfte.

7.5. Da der Umfang der marktweiten Verbreitung des hier festgelegten Abwicklungsmodells bislang nicht konkret bekannt ist hat sich die Beschlusskammer auch bei der Ausgestaltung der Kommunikationsbeziehungen für ein abgestuftes Vorgehen entschieden. So wurden für die zunächst nur sporadisch stattfindenden Geschäftsvorgänge der Anlage eines regelzonenweiten Bilanzierungsgebietes sowie der Zuordnung von Übergabestellen zu dem Modell der ladevor-

gangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung keine speziellen automatisierten Prozesse im Rahmen der Marktkommunikation vorgegeben. Insbesondere zur Vermeidung von Einstiegschürden für nachfragende CPO wurde hier eine formlose Kommunikation, etwa mittels E-Mail, für einerseits für ausreichend, andererseits angesichts zunächst geringer Abwicklungsfälle für die betroffenen VNB und ÜNB aber auch für zumutbar gehalten. Bei den in der Folge im Regelbetrieb ablaufenden Vorgänge der bilanziellen Zuordnung von Energiemengen und der damit verbundenen Kommunikation des CPO mit allen betroffenen Marktakteuren sind sodann die standardisierten MaBiS-Prozesse auch durch den CPO anzuwenden, der hierfür in der Marktrolle NB zu kommunizieren hat. Zugleich eröffnet die Beschlusskammer im Rahmen der nach Tenorziffer 9b) formal an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen adressierten Verpflichtung zur Erarbeitung und Vorlage von Vorschlägen für Prozess- und Vertragsausgestaltungen die Möglichkeit, mittelfristig weitere Optimierungen des hier angelegten Grundmodells anzustreben. Dabei geht die Kammer davon aus, dass die entsprechenden Konkretisierungen bzw. Weiterentwicklungen im Rahmen einer entsprechenden BDEW-Expertengruppe und im engen Dialog mit der Beschlusskammer erfolgen werden.

7.6. Gegenüber dem ursprünglich konsultierten Datum 01.04.2021 hat die Beschlusskammer nunmehr den 01.06.2021 als Stichtag zur Umsetzung einer von einem CPO angefragten Netznutzung nach Maßgabe des hier festgelegten Umsetzungsmodells angeordnet. Da auf Seiten der verpflichteten Netzbetreiber keine umfangreichen IT-Umstellungsarbeiten vorgenommen werden müssen, sondern das Abwicklungsmodell sich vielmehr bereits etablierten Instrumentarien bedient, erscheint eine allgemeine Vorbereitungszeit von 5 Monaten als angezeigt, aber auch angemessen.

V. Kosten (Tenorziffer 10)

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid gem. § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 i.V.m. § 54 Abs. 1 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