



- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az.: BK6-22-128

In dem Festlegungsverfahren

zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (IMS) (Universalbestellprozess)

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Andreas Foxel
und den Beisitzer Jens Lück

am 21.11.2022 beschlossen:

1. Die Anlage 1 zur „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6-06-009 – GPKE) vom 11.07.2006, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020, wird gemäß der Anlage 1 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.10.2023 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

2. Abweichend von Tenorziffer 1 findet der in Anlage 1, Kapitel III.5 „Steuerbefehl vom NB oder LF an MSB“ enthaltene Prozess nebst Verwendung des für die Abwicklung notwendigen API-Webdienstes erst ab dem 01.04.2024 Anwendung.
3. 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 BK6-20-160 vom 21.12.2020, wird gemäß der Anlage 2 dieses Beschlusses geändert und ist ab dem 01.10.2023 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Mit der zunehmenden Verbreitung von intelligenten Messsystemen (iMS) sowie der Ausweitung ihres technisch darstellbaren Leistungsumfangs kann der Messstellenbetreiber sukzessive sein Leistungsangebot im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) ausdehnen und neue Leistungen für Marktteilnehmer anbieten. Dazu zählen unter anderem die Übermittlung von Netzzustandsdaten, der IST-Einspeiseleistung und perspektivisch auch die Steuerung von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen über das iMS.

Der Beschlusskammer ist es ein Anliegen, diese Entwicklung durch die Bereitstellung standardisierter Marktprozesse zu begleiten. Denn nur diese ermöglichen eine schnelle und vor allem massengeschäftstaugliche Abwicklung der damit verbundenen Angebots-, Bestell-, Reklamations-, Konfigurations- sowie Abrechnungsaufgaben. Auf Basis der bereits bekannten Prozesse zum Austausch der Zählzeitdefinitionen werden daher mit dieser Festlegung universelle Begleitprozesse definiert, die sowohl für die Bestellung eines Tarifierungsfalls durch Netzbetreiber und Lieferanten als auch für die Bestellung eines Schaltplans oder eines Schaltbefehls genutzt werden können.

Um zukünftig auch solche Anforderungen besser umsetzen zu können, die nicht mehr nur auf einzelne Marktllokationen, sondern auf den Netzanschlusspunkt abstellen, führt die Kammer zudem ein eindeutiges und unveränderliches Identifikationskennzeichen, die sog. Netzlokations-ID ein. Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktllokationen unabhängig von der Energieflussrichtung über genau eine Leitung mit dem Netz. Hierauf kann dann, z.B. im Rahmen des „digitalen Netzanschlusses“, als Anknüpfungspunkt für Vorgaben des Netzbetreibers zur Leistungskurve am Netzanschluss referenziert werden. Zukünftig erfolgt auch die Abrechnung von Blindarbeit bezogen auf die Netzlokation.

Durch die neuen Prozesse wird die Nutzung des wachsenden Leistungsspektrums von iMS vereinfacht und automatisiert. Dies erhöht bei allen partizipierenden Akteuren die Effizienz und ermöglicht sowohl Netzbetreibern als auch Lieferanten, sich eine auf die jeweiligen Bedürfnisse zugeschnittene Datenlage standardisiert zu beschaffen und dadurch u.a. die Notwendigkeit für steuernde Eingriffe schnell zu erkennen und diese bedarfsgerecht veranlassen zu können.

II. Mit Blick darauf hat die Beschlusskammer 6 am 12.05.2022 ein Festlegungsverfahren eröffnet. Zugleich hat sie ihre Vorschläge zur Anpassung der betroffenen Prozessdokumente auf

der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Frist bis zum 22.06.2022 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Verfahrenseröffnung wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 10 vom 25.05.2022, Verfügung Nr. 46/2022 (S. 553f.), bekanntgemacht.

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

50Hertz Transmission GmbH, Arvato Systems Digital GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BNE Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., decarbon1ze GmbH, DIGImeto GmbH & Co. KG, E.ON Energie Deutschland GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG/ Netze BW GmbH, ifed Institut für Energiedienstleistungen GmbH, KES Kommunale Energiedienstleistungsgesellschaft Südsachsen mbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, SachsenNetze GmbH, SAP Deutschland SE & Co.KG, Schleupen SE, Stadtwerke Lingen GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, SWE Netz GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Uniper SE, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Westnetz GmbH.

III. Die Bundesnetzagentur hat vor Abschluss des Festlegungsverfahrens dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 Energiewirtschaftsgesetz (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.

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 (siehe unten I.). Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor (siehe unten II.). Der Beschluss ist zudem auch formell und materiell rechtmäßig (siehe unten III. und IV.)

I. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.). Insofern kann im Ergebnis dahinstehen, ob die Feststellungen des Europäischen Gerichtshofs überhaupt auf die nationalen Rechtsgrundlagen, die dem Beschluss zugrunde liegen, Anwendung finden.

(1) Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung

oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

(2) Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Ordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

(3) Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

(a) Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an

die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

(b) Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

(c) Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

(4) Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare

Rechtsslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

II. Rechtsgrundlagen

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

1. Die Anpassungen der „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6- 06-009 – GPKE) nach den Tenorziffern 1 und 2 finden ihre Rechtsgrundlage in § 29 Abs. 1, 2 EnWG i.V.m. §§ 47 Abs. 2 Nr. 7, § 75 Nr. 3, 4, 5, 6, 8, 10 MsbG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 9, 17, 18, 19, 22 StromNZV.

Insbesondere § 75 Nr. 5 MsbG stellt eine taugliche Rechtsgrundlage für die Vorgaben nach Tenorziffer 1 und 2 dar. Nach § 75 Nr. 5 MsbG ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, zur bundesweiten Vereinheitlichung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb und der Datenverarbeitung Festlegungen zu treffen zu Regeln für die Marktkommunikation mit intelligenten Messsystemen Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG zu erlassen. Bei den über die Tenorziffern 1 und 2 vorgenommenen Regelungen handelt es sich um Anpassungen an der GPKE, einem für die Marktkommunikationen wesentlichen Prozessdokument. Der Begriff der Marktkommunikation umfasst alle Interaktionen und den damit verbundenen Austausch von Informationen zwischen den verschiedenen Rollen im Energiemarkt zur Erreichung energiewirtschaftsrechtlich vorgegebener Ziele und zur Abwicklung definierter Prozesse. Über die Marktkommunikation wird somit gewissermaßen das „Wie“ bzw. der Weg zur Abwicklung der Kommunikation zwischen den beteiligten Markttrollen in standardisierter Art und Weise festgelegt. Durch die nachfolgend im Konkreten näher beschriebenen Vorgaben der Tenorziffern 1 und 2 (vgl. IV. Ziffer 2.1.) werden derartige Vorgaben zur Ausgestaltung des „Wie“ der Kommunikation zwischen den Beteiligten erweitert und angepasst. Teilweise wird dabei auf bereits etablierte Kommunikationsprozesse zwischen den Markttrollen aufgesetzt und diese werden zur Abbildung eines erweiterten Funktionsumfangs modifiziert. Teilweise werden etwa mit der Einführung der Netzlokations-ID auch neue Vorgaben getroffen. Darüber hinaus werden mit den Vorgaben der Tenorziffern 1 und 2 auch diejenigen Rollen im Energiemarkt adressiert, die auch sonst üblicherweise die Protagonisten der Marktkommunikation sind (vgl. III. Ziffer 2.). Die im Rahmen der Tenorziffer 1 und 2 getroffenen Regelungen dieser Festlegung beziehen sich wie nachfolgend detaillierter ausgeführt (vgl. IV. Ziffer 2.1.) auch auf die Marktkommunikation mit intelligenten Messsystemen. Insbesondere aufgrund des systemischen Ansatzes nach § 2 Nr. 7 MsbG ist auch der Smart-Meter-Gateway-Administrator, der der

Rolle des Messstellenbetreibers zuzuordnen ist, bzw. dessen Back-End in das intelligente Messsystem einbezogen.

Gemäß § 47 Abs. 2 Nr. 7 MsbG ist die Bundesnetzagentur ferner ermächtigt, zur bundesweiten Vereinheitlichung von Geschäftsprozessen Festlegungen nach § 29 EnWG zu erlassen. Auch die Voraussetzungen dieser Ermächtigungsgrundlage sind erfüllt, da die Bundesnetzagentur im Rahmen der vorliegenden Festlegung im Sinne einer effizienten elektronischen Marktkommunikation einheitliche Geschäftsprozesse vorgibt. Hierdurch wird einer Fragmentierung in zahllose Einzelstandards entgegengetreten und die automatisierte, sichere und massengeschäftstaugliche Abwicklung der elektronischen Marktkommunikation gefördert.

Darüber hinaus legitimieren jedenfalls auch die Regelungen nach § 75 Nr. 3, 4, 6, 8, 10 MsbG zum Erlass der vorliegenden Festlegung, sofern einzelne Detailvorgaben nicht bereits von der zuvor dargelegten Rechtsgrundlage des § 75 Nr. 5 MsbG umfasst sein sollten.

Des Weiteren liegen für die im Rahmen dieser Festlegung vorgenommenen Änderungen der GPKE in ergänzender Form auch die Voraussetzungen nach § 27 Abs. 1 Nr. 9, 17, 18, 19, 22 StromNZV vor. So nimmt § 27 Abs. 1 Nr. 9 etwa diejenigen Daten in Bezug, die für die Abwicklung der Netznutzung bei Lieferbeginn und Lieferende auszutauschen sind. Über § 27 Abs. 1 Nr. 17 StromNZV werden die erforderlichen Daten für die Abwicklung der Prozesse im Rahmen des Lieferantenwechsels einbezogen und über § 27 Abs. 1 Nr. 18 StromNZV die Kriterien zur Identifizierung von Entnahmestellen. Die für den massengeschäftstauglichen Netzzugang erforderlichen Stammdaten, deren Verwaltung und die Prozesse zum Austausch werden über § 27 Abs. 1 Nr. 19 StromNZV erfasst. § 27 Abs. 1 Nr. 22 StromNZV bezieht sich schließlich auf die notwendigen Daten für die Handhabung und Abwicklung der Bilanzierung, Messung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen.

2. Die Anpassung der „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 –WiM) nach der Tenorziffer 3 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.

Aufgrund der Anpassungen der GPKE über die Tenorziffern 1 und 2 wurde über die Vorgaben der Tenorziffer 3 auch ein notwendiger Anpassungsbedarf an der WiM vollzogen, um beispielsweise bei Bedarf die Bestellung neuer Wertekategorien zu ermöglichen. Die Vorgaben nach Tenorziffer 3 sind jedenfalls von § 47 Abs. 2 Nr. 7 MsbG als Rechtsgrundlage umfasst. Über die notwendigen Anpassungen und Ergänzungen nach Tenorziffer 3 trägt die Bundesnetzagentur im Rahmen der vorliegenden Festlegung zur bundesweiten Vereinheitlichung der betreffenden Geschäftspro-

zesse bei und fördert die größtmögliche und sichere Automatisierung im Sinne einer standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung (vgl. IV. Ziffer 2.2.). Die die WiM betreffenden Folgeänderungen nach Tenorziffer 3 können ergänzend auch noch auf § 47 Abs. 2 Nr. 5, 8 MsbG gestützt werden. Auch die Regelungen aus § 75 Nr. 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10 MsbG können zusätzlich und stützend als Rechtsgrundlage herangezogen werden. Diese genannten Normen adressieren jeweils bestimmte Regelungen, die sich in einer Gesamtschau umfassend auf die Wechselprozesse im Messwesen auswirken und der Bundesnetzagentur somit auch eine umfassende Festlegungskompetenz einräumen, um möglichst lückenlose Wechselprozesse im Messwesen ausgestalten zu können.

Darüber hinaus stellen für die im Rahmen dieser Festlegung vorgenommenen Änderungen der WiM auch § 27 Abs. 1 Nr. 19, 22 StromNZV taugliche Ermächtigungsgrundlagen dar. Die erforderlichen Stammdaten, deren Verwaltung und die Prozesse zum Austausch werden über § 27 Abs. 1 Nr. 19 StromNZV erfasst. § 27 Abs. 1 Nr. 22 StromNZV bezieht sich schließlich auf die notwendigen Daten für die Handhabung und Abwicklung der Bilanzierung, Messung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen.

III. Formelle Rechtmäßigkeit

1. 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.

2. 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), Messstellenbetreiber (MSB), Bilanzkoordinator (BIKO) und Energieserviceanbieter (ESA) wahrnehmen. Es betrifft ausschließlich den Strombereich.

3. 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 bekanntgegeben, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Mehrere Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

4. Formgerechte Zustellung

Eine formgerechte Zustellung an die Adressaten der Festlegung erfolgt gemäß § 73 EnWG. Die Einzelzustellung an die Adressaten wird durch eine öffentliche Bekanntmachung gemäß § 73 Abs. 1a EnWG ersetzt. Bei der vorliegenden Entscheidung handelt es sich um eine Festlegung gemäß § 29 Abs. 1 EnWG und damit um einen in Form der öffentlichen Bekanntmachung zustellbaren Verwaltungsakt. Die Festlegung ergeht gegenüber allen Stromnetzbetreibern, sowie gegenüber weiteren in den jeweiligen Vorschriften genannten Verpflichteten und damit gegenüber dem von § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zugelassenen Adressatenkreis. Die Entscheidung wird im Amtsblatt einschließlich Rechtsbehelfsbelehrung sowie Hinweis auf die Internetveröffentlichung und die Wirkweise der Zustellungsfiktion veröffentlicht. An dem Tag zwei Wochen nach Veröffentlichung des Amtsblattes gilt die vorliegende Entscheidung daher gegenüber den vorgenannten Adressaten als zugestellt.

5. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß förmlich beteiligt. In seiner Sitzung vom 15.09.2022 wurde der Länderausschuss vorab über die geplante Festlegung mündlich informiert. Die förmliche Beteiligung gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 28.10.2022. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls am 28.10.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Materielle Rechtmäßigkeit

1. Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war erforderlich und geboten.

Die Abwicklung von Bestellungen rund um das sukzessiv zunehmende Leistungsspektrum im Rahmen des Messstellenbetriebs, insbesondere im Massengeschäft zwischen Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Lieferanten, soll vereinheitlicht, vereinfacht und beschleunigt werden. Hierzu bedarf es parallel zu der hochlaufenden Verbreitung von iMS einer Automatisierung der begleitenden Prozesse in der Marktkommunikation. Diesem Ziel dient die vorliegende Festlegung.

Die zeitgleiche Einführung der Netzlokations-ID setzt darüber hinaus auch das Signal, dass perspektivisch nicht nur die Steuerung einzelner Marktlokationen, sondern auch eine Steuerung bzw. Leistungsvorgaben am Netzanschluss von der Bundesnetzagentur angestrebt wird. Insbesondere für Prosumer wird diese Art der Steuerung zukünftig an Bedeutung gewinnen, da sie die besonderen Bedürfnisse dieser Gruppe berücksichtigt und Raum für eine kundenanlageninterne Optimierung insbesondere durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems zur Abstimmung der

steuerbaren Anlagen und Verbrauchseinrichtungen einerseits und der Stromerzeugung andererseits eröffnet. Die Steuerung am Netzanschluss kann dadurch nicht nur zur Entlastung der Energienetze besonders in kritischen Phasen beitragen, sondern gleichzeitig die Kosten für den eigenen Stromverbrauch reduzieren. Um dies gewährleisten zu können, ist der Erlass der vorliegenden Festlegung notwendig.

2. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail

Die mit dieser Entscheidung getroffenen Änderungen der bestehenden 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 der bisherigen prozessualen Vorgaben, lassen einzelne Regelungen entfallen oder ergänzen sie. Die übrigen Bestimmungen der festgelegten Prozesse bleiben unberührt. Sie gelten in der jeweils aktuell gültigen Fassung fort.

Die Änderungen sind in den Anlagen 1 und 2 zu dieser Entscheidung grafisch kenntlich gemacht. Hinzufügungen sind in den veröffentlichten neuen Versionen der Prozessfestlegungen drucktechnisch abgesetzt, wegfallende Inhalte durch eine entsprechende Streichung bzw. hervorgehobene Hinweise 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 der Prozessfestlegungen bereits eingearbeitet sind.

Kein Bestandteil der prozessualen Vorgaben ist das von der Kammer im Rahmen der Konsultation für die Marktteilnehmer veröffentlichte Dokument „Erläuterungen zu den bestehenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen“, in dem die Kammer deklaratorisch ebendiese Rahmenbedingungen für Steuervorgänge in Verbindung mit einem iMS prägnant für die Marktteilnehmer zusammengefasst hat. Begleitet durch diese Darstellung der rechtlichen Ausgangslage sollte den Marktteilnehmern lediglich die Einordnung der neuen Prozesse, insbesondere bezogen auf die zukünftig mögliche Abwicklung der Steuervorgänge über das iMS, erleichtert werden.

Ein Großteil der Marktteilnehmer hat in den Stellungnahmen Bezug auf dieses erläuternde Dokument genommen und Fragen sowie Anmerkungen zu diesem Papier übermittelt. Allerdings betreffen diese Fragen größtenteils nicht die in dieser Festlegung geregelte prozessuale Abwicklung der Steuervorgänge über das iMS. Sie thematisieren vielmehr zivilrechtliche Vertragsfragen, Fragen zur gesetzlichen Priorisierung paralleler Schaltvorgänge durch Lieferanten oder Netzbetreiber sowie eventuelle Kosten der Konfiguration bzw. Durchführung der Schaltheftungen. Dies sind

im Kern jedoch keine Fragen der hier anstehenden prozessualen Abwicklung mittels der elektronischen Marktkommunikation und folglich nicht Gegenstand dieses Festlegungsverfahrens.

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

2.1.1. Einführung des Objekts der Netzlokation als Identifikator des Netzanschlusses

Auf Anregung des BDEW sieht die Beschlusskammer mit der sogenannten Netzlokation die Einführung eines neuen Objektes, etwa zur Abrechnung von Blindleistung oder als Anknüpfungspunkt für eine Vorgabe von Leistungswerten im Rahmen des digitalen Netzanschlusses vor.

Mittels der Netzlokation können zukünftig auch solche Anforderungen besser umgesetzt werden, die nicht mehr nur auf einzelne Marktlokationen, sondern auf den Netzanschlusspunkt abstellen. Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktlokationen unabhängig von der Energieflussrichtung über genau eine Leitung mit dem Netz. Nur wenn der Bedarf für die Verwendung für einen konkreten Anwendungsfall vorliegt, wird die Netzlokations-ID als eindeutiges und unveränderliches Identifikationskennzeichen vom Netzbetreiber vergeben. Hierauf kann dann, z.B. im Rahmen des „digitalen Netzanschlusses“ als Anknüpfungspunkt für Vorgaben des Netzbetreibers zur Leistungskurve am Netzanschluss zurückgegriffen werden.

Um den Marktteilnehmern die Einordnung und Abgrenzung des neuen Objekts insbesondere zu den bereits bestehenden Objekten zu erleichtern, wird die Netzlokation in Relation zu den bereits bekannten Objekten Mess- und Marktlokation sowie dem Lokationsbündel gesetzt. Im Rahmen der Konsultation wurden auf Anregung mehrerer Stellungnehmer Präzisierungen an dem Begriff der Netzlokation vorgenommen.

Nicht gefolgt werden konnte dem Vorschlag des VKU und der DIGImeto GmbH & Co. KG, statt der Einführung der Netzlokation übergangsweise auf eine nicht näher konkretisierte vereinfachte Abbildung des Sachverhalts über MeLo-IDs zu setzen. Beide Parteien stimmen zu, dass die von der Kammer konsultierte Begriffsabgrenzung aus einer rein technischen Sicht richtig und nachvollziehbar sei, befürchten aber, dass es durch die Einführung des Objekts zu Verzögerungen beim Rollout von iMS kommen könnte.

Die Kammer kann jedoch keine Gefahr für eine Verzögerung des Rollouts von iMS durch die Einführung der Netzlokation erkennen. Die Vergabe einer Netzlokations-ID ist keine Voraussetzung für die Ausstattung einer Messstelle mit einem iMS. Sie wird nur im konkreten Bedarfsfall vom Netzbetreiber vergeben und im Markt zur Abwicklung konkreter Prozessvorgaben verwendet. Folglich ist sie daher vollkommen unabhängig von einer eventuellen physischen Ausstattung einer Messstelle mit einem iMS.

Mit der Einführung der Netzlokations-ID ist bei der Abrechnung der Blindenergie auf diese Lokation abzustellen. Dies bildet den tatsächlichen Effekt der an einem Netzanschlusspunkt auftretenden Blindarbeit ab. Auf das Netz wirken sich nicht die unsaldierten Werte der sich hinter einer Netzlokation befindlichen einzelnen Anschlussnutzer für sich betrachtet aus, sondern vielmehr die über alle Anschlussnutzer saldierte Blindarbeit. Deshalb ist vom Netzbetreiber auch der über alle Anschlussnutzer einer Netzlokation saldierte Wert als Bezugsgröße für die Rechnungsstellung zu Grunde zu legen.

Nicht überzeugen konnte hier der Vortrag der Stadtwerke München, SAP und 50 Hertz, dass eine Abrechnung der Blindmehrarbeit nicht über die Netzlokation erfolgen könne, da, sofern mehrere Anschlussnutzer über eine Netzlokation abzurechnen seien, kein eindeutiger Rechnungsempfänger existiere. Die an der Netzlokation aufgetretene Blindarbeit ist an einen zu benennenden Anschlussnutzer in Rechnung zu stellen, der diese ggfs. im Rahmen seines Rechtsverhältnisses mit den weiteren Anschlussnutzern verrechnet. Sofern es sich lediglich um einen betroffenen Anschlussnutzer handelt, ist die direkte Rechnungsstellung den Parteien freigestellt.

Um möglichen Missverständnissen vorzubeugen, weist die Kammer im Übrigen darauf hin, dass mit der Netzlokations-ID ein Anknüpfungspunkt für potenzielle Vorgaben von Leistungskurven am Netzanschluss festgelegt wird. Die Kammer stellt somit ein Werkzeug für die grundsätzliche prozessuale Abwicklung von Leistungsvorgaben am Netzanschluss zur Verfügung. Dies bedeutet jedoch nicht, dass dadurch die juristischen Grundlagen z.B. für Eingriffe i.S. einer Vorgabe von Leistungskurven auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. §14a EnWG geschaffen werden. Diese und weitere Konkretisierungen der gesetzlichen Bedingungen für die Vornahme derartiger Eingriffe, insbesondere in welchen Fällen und zu welchen Konditionen eine Steuerung i.S. von §14a EnWG erfolgt, sind separaten Festlegungen der Beschlusskammern vorbehalten. Folglich eröffnet die Beschlusskammer mit der vorliegenden Festlegung Möglichkeiten „wie“ Leistungsvorgaben umgesetzt werden können und nicht „ob“ oder zu welchen Konditionen diese vorgenommen werden dürfen.

2.1.2. Erweiterung des Teilnehmerkreises am Austausch von Kommunikationsdaten per EDIFACT

Im Rahmen der Festlegung BK6-20-160 hat die Beschlusskammer den Austausch von Kommunikationsdaten per EDIFACT zwischen den Marktrollen Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber neu eingeführt, um sowohl einen höheren Automatisierungsgrad als auch ein höheres sicherheitstechnisches Niveau gegenüber den bisher verwendeten Excel-Dokumenten zu erzielen. Die Kammer hatte damals angekündigt, den in diesem Verfahren oftmals vorgetragenen

Wunsch nach Einbindung weiterer Marktrollen in einem nachfolgenden Verfahren nachzukommen und setzt diese Forderung nun um.

Folglich decken die erweiterten prozessualen Festlegungen nunmehr alle erforderlichen Austauschbeziehungen für Kontaktdaten zwischen Netzbetreiber, Lieferanten, Messstellenbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen, Übertragungsnetzbetreibern, Bilanzkoordinatoren und Energieserviceanbietern ab.

Lediglich der BDEW und die E.ON Energie Deutschland GmbH haben sich gegen eine Erweiterung des Kommunikationsdatenaustauschs per EDIFACT ausgesprochen und stattdessen für eine verpflichtende Verwendung der mittlerweile erweiterten BDEW-Codenummerndatenbank votiert. Dies wird insbesondere damit begründet, dass der initiale Informationsaustausch vor dem Aufbau der ersten EDIFACT-Kommunikation nicht über EDIFACT erfolgen könne. Da der initiale Austausch von Kommunikationsdaten i.d.R. einmalig erfolgt, schätzt die Kammer diesen manuellen Aufwand allerdings als sehr gering ein. Für die Nutzung des EDIFACT-Verfahrens spricht ferner, dass auch der Kommunikationsdatenaustausch der Sparte Gas in Kürze gleichermaßen per EDIFACT erfolgen wird. Somit kann hier die oftmals vom Markt gewünschte Harmonisierung der Verfahrensweisen Strom und Gas von der Kammer sichergestellt und damit verbundene Synergieeffekte gehoben werden.

Eine freiwillige ergänzende Nutzung einer zentralen Datenbank etwa für die initiale Kontaktaufnahme ist den Unternehmen freigestellt, entbindet allerdings nicht von dem für alle Marktrollen verpflichtenden und verbindlichen Austausch der Kommunikationsdaten per EDIFACT.

2.1.3. Einführung von universell nutzbaren Prozessen für die Bestellung und Abwicklung von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinition

Die „Prozesse zum Austausch von Konfigurationen und Parametrierungen“, die bisher ausschließlich für den Austausch von Zählzeitdefinitionen vorgesehen waren, wurden für den Austausch bzw. die Bestellung anderer Definitionen, der sogenannten Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen, geöffnet und nunmehr als umfassende generische Prozesse konzipiert. Dadurch vermeidet die Beschlusskammer für die Marktteilnehmer zusätzliche Aufwände, die ein jeweils gesondertes Prozedere für die Abwicklung der einzelnen Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen (hier im Weiteren als „Definitionen“ bezeichnet) hervorrufen würde.

Bei einem eventuellen zukünftigen Bedarf könnte der Anwendungsbereich mit sehr geringem Aufwand auch auf den Austausch bzw. die Bestellung zusätzlicher Definitionen ausgeweitet werden.

Auf Anregung des BDEW hat die Kammer den für die einzelnen Definitionen in der Konsultation verwendeten Begriff der „Konfigurationsvoraussetzung“ durch die nun enthaltene konkrete Auflistung der Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen bzw. deren Sammelbegriff der „Definitionen“ ersetzt.

Die Prozesse zur Bestellung einer Definition können grundsätzlich sowohl vom Netzbetreiber als auch vom Lieferanten für die Bestellung von standardisierten Konfigurationen für erzeugende oder verbrauchende Marktlokationen angewendet werden.

In dem überarbeiteten Kapitel III.4. „Austausch zu Zählzeit-, Schaltzeit-, Leistungskurvendefinitionen“ werden detaillierte Abläufe für die Übermittlung der

- Übersicht der Definitionen des Netzbetreibers durch den Netzbetreiber,
- Übersicht der Definitionen des Lieferanten durch den Lieferanten, sofern dieser diese Übersichten verwendet,
- Definitionen des Netzbetreibers durch den Netzbetreiber, sofern dieser diese Übersichten verwendet,
- Definitionen des Lieferanten durch den Lieferanten, sofern dieser diese Übersichten verwendet,

vorgeben. Ebenso werden standardisierte Reklamationsmöglichkeiten für die jeweiligen Übersichten bzw. für die jeweiligen Definitionen bereitgestellt.

Basierend auf den ausgetauschten Definitionen kann dann, je nach konkretem Anwendungsfall, eine Konfiguration vom Lieferanten beim Netzbetreiber bzw. vom Lieferanten oder Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber bestellt werden. Auch hier ist bei Bedarf eine automatisierte Reklamation möglich. Ferner kann in diesem Zuge auch eine Beendigung der Konfiguration vom Lieferanten oder Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber bestellt werden. Sofern aus Sicht des Messstellenbetreibers eine Konfiguration zu beenden ist, kann dies ebenso initiiert werden.

Setzt die Bestellung einer Konfiguration den Austausch einer Zählzeit-, Schaltzeit- oder Leistungskurvendefinition voraus, so muss diese vorab den Berechtigten im Rahmen der entsprechenden Prozesse übermittelt worden sein.

Die Entscheidung, welche Konfiguration(en) an einer bestimmten Marktlokation vom Messstellenbetreiber eingerichtet werden sollen, liegt inhaltlich beim Lieferant bzw. Netzbetreiber. Um sicherzustellen, dass vom Messstellenbetreiber die gewünschten Konfigurationen ohne weitere Rückfragen innerhalb der vorgesehenen Fristen eingerichtet werden können, können im Rahmen die-

ser Prozesse nach dem insoweit grundlegend überarbeiteten Kapitel III.4.2. nur solche standardisierten Konfigurationen abgewickelt werden, die von der Expertengruppe EDI@Energy unter Beteiligung der Bundesnetzagentur in der Konfigurationsliste geführt werden.

Sofern ein Marktteilnehmer Bedarf für eine zusätzliche Konfiguration identifiziert, kann er bei der EDI@Energy die Aufnahme ebendieser Konfiguration anregen. In der Konfigurationsliste ist im Übrigen auch explizit vermerkt, welche Bedingungen bzw. welche der in den Prozessschritten angelegten Fristen für die konkrete Konfiguration zum Tragen kommt.

Die Abwicklung von Bestellungen, die nicht in der Konfigurationsliste enthalten sind, erfolgen außerhalb der elektronischen EDIFACT-Marktkommunikation.

Nicht nur die für eine bestimmte Konfiguration konkret anzuwendenden Vorbedingungen und Fristen, sondern auch weitere eventuell notwendige besondere Angaben werden in der Konfigurationsliste aufgeführt. Zu den besonderen Angaben zählt etwa im Fall einer Konfiguration, für die eine Zählzeitdefinition des Netzbetreibers bzw. Lieferanten erforderlich ist, die Einschränkung des Anwendungsbereichs auf verbrauchende Marktlösungen.

Die in Kapitel III.4.2. enthaltenen Bestellprozesse können ausschließlich durch den Lieferanten bzw. Netzbetreiber ausgelöst werden. Die Forderung des FNN und der decarbon1ze GmbH, dass auch Energieserviceanbieter und Anbieter von Mehrwertdiensten mittels des überarbeiteten Kapitels III.4 anstelle der separaten Prozesse rund um den Energieserviceanbieter Leistungen des Messstellenbetreibers bestellen können sollten, wusste nicht zu überzeugen.

Die Kammer beschränkt sich bei der durchgeführten generischen Prozessüberarbeitung auf die energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle, deren zukünftige Anforderungen und Besonderheiten konkret und belastbar prognostizierbar und daher im Rahmen der generischen Prozesse abbildbar sind. Der Abwicklung von (ggfs. branchenfremden) Konfigurationen des Energieserviceanbieters und von Leistungen rund um Mehrwertdienste fehlt es dagegen aktuell an dem notwendigen Reifegrad für eine marktweite Standardisierung. Somit fehlt es auch an einem Rechtfertigungsgrund für den für alle Marktakteure damit einhergehenden monetären und personellen Umsetzungsaufwand.

Hierbei sei insbesondere darauf verwiesen, dass energieverorgungsfremde Anbieter in der Regel nicht das für die elektronische Kommunikation innerhalb der Energiewirtschaft bindende Datenformat EDIFACT verwenden. Die verbindliche Vorgabe standardisierter EDIFACT-Prozesse für die Abwicklung von Konfigurationsbestellungen dieser Anbieter würde es aber in der Folge zwingend mit sich bringen, andere Bestell- und Kommunikationswege nicht mehr zuzulassen. Dies könnte eine ernsthafte Hürde für dieses sich erst im Aufbau befindliche Geschäftsfeld darstellen. Diesem potenziellen Hemmnis wirkt die bilaterale Abwicklung zwischen dem Besteller und

dem Messstellenbetreiber entgegen, die für energieversorgungsfremde Mehrwertdienstleister in dieser frühen Marktphase ohne größere IT-Investitionen geleistet werden kann.

Zudem steht es beiden Vertragsparteien offen, die Abwicklung der gemeinsamen Kommunikation per EDIFACT bilateral und freiwillig zu vereinbaren.

Um sicherzustellen, dass alle erforderlichen Stammdaten rund um die Abwicklung der Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinition den berechtigten Marktrollen vorliegen, wurden begleitende Anpassungen der Stammdatenprozesse vorgenommen.

2.1.4. Prozesse zur Ausführung eines Steuerbefehls von Netzbetreiber oder Lieferant an den Messstellenbetreiber

Der Kammer ist es ein besonderes Anliegen, den reibungslosen Ablauf der Steuervorgänge über das iMS schnittstellenübergreifend, d.h. sowohl von Seiten der elektronischen Marktkommunikation als auch im Übergang zu den technischen Anforderungen des iMS und weiteren Komponenten wie z.B. Steuerungseinrichtungen sicherzustellen.

Dies beinhaltet die Kompatibilität der Vorgaben der relevanten Technischen Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), der technischen Regelwerke des FNN und der elektronischen Marktkommunikation. Deshalb hat die Kammer mehrere Gespräche mit den vorgenannten Akteuren und dem BDEW geführt. Die genannten Parteien eint das Bestreben, eventuellen Problemen, die sich an der Schnittstelle zwischen Technischen Einrichtungen und Marktkommunikation ergeben könnten, vorzubeugen. Diese Gespräche fanden teils bereits im Zuge der Erstellung der Konsultationsunterlagen statt und spiegeln zugleich auch die von vielen Stellungnehmenden geäußerte Forderung einer Abstimmung der technischen Vorgaben mit den Vorgaben der elektronischen Marktkommunikation wider.

In diesem Rahmen wurden die Vor- und Nachteile potenzieller Lösungsräume für ein optimales Zusammenspiel der Schnittstellen intensiv abgewogen und auf deren Kompatibilität mit den gesetzlichen Vorgaben geprüft.

Der Blick auf die konsultierten Prozesse, insbesondere zur Konfiguration der Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen, die auf die Umsetzung eines langfristigen Schalt- bzw. Leistungsverlauf zielen, deckte keine Anpassungsbedarfe auf.

Allerdings zeigte sich in der Diskussion, wie auch später vom BDEW und EnBW AG/ Netze BW GmbH in der schriftlichen Konsultation vorgetragen, dass eine Diskrepanz zwischen den aktuellen technischen Gegebenheiten des Smart-Meter-Gateway (SMGW) und den konsultierten Anforderungen der Marktkommunikation vorliegt, die eine prozessuale Ergänzung hinsichtlich der konkreten technischen Umsetzung eines einmaligen Steuerbefehls erfordert.

Nach dem Stand der Technik können SMGW nebst erforderlichen Steuerungseinrichtungen derzeit einen einmaligen Steuerbefehl nur unter Inanspruchnahme des systemischen Ansatzes im Sinne des § 2 Satz 1 Nr. 7 i.V.m. § 21 Abs. 1 Nr. 4 MsbG ausführen. Auch für den Zeitpunkt des Inkrafttretens der hier getroffenen prozessualen Vorgaben ist eine Steuerung ohne Inanspruchnahme des systemischen Ansatzes standardmäßig noch nicht gesichert zu erwarten. Konkret bedeutet dies, dass für den betrachteten Zeitraum nach dem gegenwärtigen Stand der Technik ein einmaliger Steuerbefehl nur im arbeitsteiligen Zusammenspiel mit dem Back-End-System des Messstellenbetreibers über das iMS durchgeführt werden kann. Dies hat zur Konsequenz, dass die zur Erfüllung der vorab beschriebenen Tätigkeit erforderlichen Informationen zwischen den notwendigerweise beteiligten Marktrollen auszutauschen und zur Verfügung zu stellen sind. Um einen standardisierten und massengeschäftstauglichen Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den beteiligten Marktrollen gewährleisten zu können, sind diese im Wege der Marktkommunikation zur Verfügung zu stellen.

Die prozessualen Vorgaben des Kapitel III.4. sind für die Einrichtung eines einmaligen Steuerbefehls allerdings nicht ausreichend, da trotz der darüber erreichten erfolgreichen Hinterlegung der Steuererlaubnis im iMS weder der Lieferant noch der Netzbetreiber selbst einen Steuerbefehl direkt, d.h. ohne ein vorheriges Eingreifen des Messstellenbetreibers an das iMS übermitteln kann. Ein einmaliger Steuerbefehl des Lieferanten oder des Netzbetreibers wird nach geltenden Regularien über den Smart-Meter-Gateway-Administrator¹ im iMS ermöglicht und eingerichtet. Die Bestellung eines einmaligen Steuerbefehls durch den Lieferanten oder Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber bzw. die Anweisung des Messstellenbetreibers zur Einrichtung eines einmaligen Steuerbefehls durch den Lieferanten oder Netzbetreiber im Rahmen des systemischen Ansatzes erfolgt über die prozessualen Vorgaben des Kapitels III.5.

Einige Marktteilnehmer kritisierten die Verortung der Zuständigkeit für die Ausführung der Steuerbefehle über das iMS, die die Beschlusskammer in den in der Konsultation ergänzend zur Verfügung gestellten „Erläuterungen zu den bestehenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen“ dargelegt hatte.

¹ Um Missverständnissen vorzubeugen, sei an dieser Stelle kurz auf einen Grundsatz der Marktkommunikation verwiesen. Im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation wird stets auf die Marktrolle des verantwortlichen Messstellenbetreibers referenziert. Unternehmensinterne Austauschbeziehungen bzw. die Kommunikation zu evtl. eingesetzten Dienstleistern sind nicht Bestandteil der marktweiten Standardisierung der elektronischen Marktkommunikation, sondern bieten vielmehr Raum für unternehmensinterne Optimierungen und Effizienzsteigerungen. Konsequenterweise erfolgt daher keine Darstellung eines ggfs. als Dienstleister eingesetzten Smart-Meter-Gateway-Administrators in der Marktkommunikation, sondern lediglich dessen Auftraggebers, dem verantwortlichen Messstellenbetreiber, dem § 2 Satz 1 Nr. 20 i.V.m. § 3 Abs. 1 Satz 2 MsbG die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators zuordnet.

Die E.ON Energie Deutschland GmbH weist darauf hin, dass die Koordinierung der Schalthandlungen beim Netzbetreiber liegen sollte, da nur hier ausreichende, übergreifende Kenntnis über den Netzzustand zum jeweiligen Schaltzeitpunkt vorhanden seien.

Aus der Sicht des FNN würden die Vorgaben der Kammer hinsichtlich des dem Messstellenbetreiber zugeordneten Standard-Leistungsumfangs über den rechtlichen Rahmen des MsbG hinausgehen, da insbesondere die inhaltliche Koordinierung von Steuersignalen nicht vom Messstellenbetreiber geleistet werden könne. Dieser solle lediglich den Kanal zum Verteilnetzbetreiber priorisiert aufbauen bzw. Daten bereitstellen.

In ähnlicher Weise geben der VKU und die DIGImeto GmbH & Co. KG zu bedenken, dass die Durchführung der Steuerung eine originäre Aufgabe der Netzführung sei, die eindeutig dem Verteilnetzbetreiber zuzuordnen sei und der der Messstellenbetreiber nicht sachdienlich nachkommen könne. Gleichwohl erkennt der VKU im Gegensatz zum FNN jedoch in seiner Stellungnahme an, dass das geltende MsbG die Verantwortung für die Durchführung der Steuerung dem Messstellenbetreiber zuweist und leitetet daraus ab, dass diesbezüglich eine zeitnahe Anpassung des MsbG geboten sei und die dann daraus resultierende neue Verantwortlichkeitszuteilung in die Prozessdokumente Eingang finden müsse.

Die geäußerten Befürchtungen fußen aus Sicht der Kammer jedoch auf einem Missverständnis bzw. verkennen die geltenden gesetzlichen Vorgaben des MsbG, die die Verantwortung für die Durchführung der Steuerung über das iMS nicht mehr, wie es für die konventionelle Steuerungstechnik der Fall ist, beim Netzbetreiber verorten. So folgt etwa bereits aus § 33 Abs. 1 Nr. 3 MsbG, dass von einem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Steuerung über ein SMGW verlangt werden kann. Aus § 35 Abs. 2 MsbG lässt sich zunächst entnehmen, dass das Angebot von Zusatzleistungen durch einen grundzuständigen Messstellenbetreiber diskriminierungsfrei zu erfolgen habe. Nach dem Wortlaut von § 35 Abs. 2 Nr. 2 MsbG stellt dabei die „Herstellung der Steuerbarkeit nach Absatz 1 Nummer 4 und die laufende Durchführung der Steuerung im Sinne von § 33“ eine derartige Zusatzleistung dar. Überdies normiert § 21 Abs. 1 Nr. 4 MsbG, dass ein iMS ein SMGW enthalten muss, das „offen für weitere Anwendungen und Dienste ist und dabei über die Möglichkeit zur Priorisierung von bestimmten Anwendungen verfügt, wobei nach Anforderung der Netzbetreiber ausgewählte energiewirtschaftliche und in der Zuständigkeit der Netzbetreiber liegende Messungen und Schaltungen stets, vorrangig und ausschließlich durch den Smart-Meter-Gateway-Administrator über das Smart-Meter-Gateway ermöglicht werden müssen“.

Der Messstellenbetreiber als derjenige, der gemäß § 33 i.V.m. § 35 MsbG die Steuerbarkeit von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen herstellt und die Steuerung durchführt, fungiert lediglich als Mittler zwischen dem Besteller einer einmaligen Schalthandlung (dem Lieferanten) bzw. dem

Netzbetreiber, der eine (einmalige) Schaltheandlungen anweist, und dem iMS. Es bleibt unbestritten und wird von der Kammer nochmals ausdrücklich hervorgehoben, dass die Steuersignale des Netzbetreibers gem. § 21 Abs. 1 Nr. 4a MsbG stets und vorrangig vom Messstellenbetreiber über das Smart-Meter-Gateway ermöglicht werden müssen. Denn aus den Vorschriften der §§ 13, 14 EnWG ergibt sich insoweit, dass Anweisungen des Netzbetreibers zur Vermeidung von kritischen Zuständen in der Netzföhrung stets prioritär zu behandeln sind. Die zuvor beschriebene Funktion des Messstellenbetreibers als Mittler wurde auch im Rahmen der MsbG-Novelle durch das Gesetz vom 16.07.2021 - BGBl. I 2021, Nr. 47 vom 26.07.2021, S. 3026 deutlich und explizit hervorgehoben. Im Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie wurde insofern nochmals besonders auf die im Gesetzgebungsverfahren vorgenommenen Klarstellung zu § 21 Abs. 1 Nr. 4 MsbG eingegangen (vgl. BT-DRs.19/31009, S.22). Die vorgenommene redaktionelle Klarstellung verdeutlichte „gerade für den hochkomplexen Vorgang der Realisierung von Priorisierungen das notwendige Zusammenspiel mit dem Gateway-Administrator und weiteren Marktakteuren. Dem **Gateway Administrator kommt – wie immer und hier besonders – eine leitende Rolle** zu. Smart-Meter-Gateways ermöglichen im Sinne von Nummer 4 des § 21 Absatz 1 auch Priorisierungen, wenn das Gateway einen **vom Netzbetreiber ausgehenden Bedarf oder umsetzenden Befehl über Anweisungen des Administrators an Steuereinheiten weitergibt** oder selbst ausführt. Die Abwägungsentscheidung dazu, welche Vorgänge zu priorisieren sind, oder die Umsetzungsentscheidung und der Impuls zu einer Priorisierung müssen also nicht im Gateway, sondern können in Backend-Systemen erfolgen.“ [Hervorhebungen durch die Beschlusskammer]

Der Messstellenbetreiber (bzw. der Smart-Meter-Gateway-Administrator) ist somit nicht dazu berufen, eine willkürliche Entscheidung zur Priorisierung zwischen Schaltanweisungen eines Netzbetreibers und eines Lieferanten zu treffen, sondern hat zu jeder Zeit die vorrangige Umsetzung von Schaltbefehlen des Netzbetreibers durch das iMS sicherzustellen, die der Netzbetreiber auf der Basis seiner Kenntnis des Netzzustands zum jeweiligen konkreten Schaltzeitpunkt objektiv ermittelt hat. Daher sind die in den vorab aufgeführten Stellungnahmen geäußerten Befürchtungen, dass von der Durchführung der Steuerung durch den Messstellenbetreiber Gefahren für die Systemsicherheit ausgehen könnten, unbegründet. Der Netzbetreiber kann, sofern er zu einem Zeitpunkt in dem betroffenen Abgang bzw. Bereich seines Netzgebiets einen entsprechenden kritischen Zustand identifiziert, kompensierende Steuerbefehle anweisen, die vom Messstellenbetreiber prioritär auszuführen sind.

Aus den geäußerten Bedenken leitet die Kammer jedoch einen Informationswunsch der Netzbetreiber ab. Daher hat sie nicht nur im Fall der Übermittlung einer Schaltzeitdefinition des Lieferanten bzw. einer Leistungskurvendefinition des Lieferanten vorgesehen, relevante Information auch an den Netzbetreiber zu übermitteln, so dass dieser die Situation an der jeweiligen Lokation besser nachvollziehen kann. Auch im Falle einmaliger Steuerbefehle sind Informationen über einen

vom Messstellenbetreiber im Auftrag eines Marktteilnehmers über das iMS ausgeführten Steuerbefehls an diejenigen Markttrollen weiterzugeben, für die diese Informationen ggfs. relevant sind.

Mit dem Prozess zur Ausführung eines Steuerbefehls vom Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber ergibt sich in der elektronischen Marktkommunikation weiterhin erstmals das Erfordernis, eine Frist im Sekundenbereich auszugestalten. Der Informationsaustausch zur Einrichtung von einmaligen Schaltbefehlen durch den Messstellenbetreiber im iMS innerhalb weniger Sekunden ist zentral für die Sicherstellung der ungehinderten Ausführung einer dringenden Schalthandlung. Eine verzögerte oder falsche Ausführung eines Schaltbefehls kann zu erheblichen Störungen im Bereich der Systemstabilität führen, die unbedingt zu verhindern sind.

Für derartige zeitliche Anforderungen ist die in der Marktkommunikation bisher ausschließlich zum Einsatz kommende Übertragung von EDIFACT-Nachrichten nicht ausgelegt.

Daher wird für die Umsetzung des Prozesses zur Ausführung eines Steuerbefehls vom Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber die Verwendung eines API-Webdiensts (sog. application programming interface) festgelegt.

Diese Schnittstelle ist ein gängiger Standard, der etwa auch bei der Anbindung eines Netzbetreibers an das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur Verwendung findet. Durch diese Maschine-zu-Maschine-Schnittstelle können zwischen den berechtigten Markttrollen im Sekundenbereich hochautomatisiert die notwendigen Informationen ausgetauscht werden.

Die Bereitstellung weiterer Informationen zur Ausgestaltung und Absicherung des API-Webdiensts nebst der detaillierten Dokumentation der Schnittstellen-Funktionen mit ihren Parametern erfolgt durch die beim BDEW angesiedelte Expertengruppe EDI@Energy im Rahmen des üblichen Änderungsmanagements der Datenformate.

2.1.5. Austausch von Preisblättern und Abrechnung von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen-Leistungen des Messstellenbetreibers

Für eine weitgehende Prozessstandardisierung und –automatisierung wird nicht nur die Bestellung, Konfiguration und Erbringung von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen - Leistungen des Messstellenbetreibers festgelegt, sondern auch, sofern diese kostenpflichtig sind, deren Abrechnung.

Für diese Zwecke wird das Preisblatt A des Messstellenbetreibers eingeführt und ein entsprechender Prozess zur Abrechnung von Leistungen nach diesem Preisblatt aufgenommen. Um den mit der Einführung dieser Prozesse für die Marktteilnehmer einhergehenden Aufwand möglichst gering zu halten, wird auf die bereits bekannte Systematik der Gruppenartikel-ID und Artikel-ID, die u.a. aus dem Preisblatt zur Netznutzung bekannt ist, zurückgegriffen. Gleiches gilt für den

Prozess zur Abrechnung der Leistungen des Preisblatt A, der den bereits bekannten Prozessen zur Abrechnung von sonstigen Leistungen als auch der Netzentgelte entspricht.

2.2. Änderung der Festlegung WiM (Tenorziffer 3 und Anlage 2)

2.2.1. Kategorisierung von Werteübermittlungstypen und Übermittlung von Werten nach Typ 2

Bisher wurden im Rahmen der prozessualen Vorgaben im Wesentlichen Werte ausgetauscht, die im Rahmen der Netznutzungs-, Bilanzkreis- und Mehr-/Mindermengenabrechnung oder auch bei einer Zählzeitdefinition des Lieferanten Anwendung fanden und vom Messstellenbetreiber insbesondere nach den Vorgaben der Tabelle „Darstellung der zu übermittelnden Werte“ standardmäßig zu übermitteln waren. Mit der Einführung der neuen Prozesse rund um die Abwicklung der Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinition ist eine Kategorisierung der unterschiedlichen Werteübermittlungstypen notwendig, da nun auch Werte übermittelt werden, die nicht im Rahmen der eingangs genannten Vorgänge verwendet werden, sondern die bedarfsweise individuell bestellt werden können. Diese werden in Abgrenzung zu den bisherigen Werten, die nun kurz als „Typ 1 Werte“ bezeichnet werden, unter der Kategorie „Typ 2 Werte“ geführt.

Zu den Werten der Kategorie Typ 2 zählen insbesondere Netzzustandsdaten als auch IST-Einspeisegänge, die, anders als dies nach dem aktuellen Stand der Technik der iMS derzeit bei Werten der Kategorie Typ 1 der Fall ist, mitunter auch direkt aus dem iMS ohne weitere Aufbereitung in einem Backend-System an den berechtigten Datenempfänger gesendet werden können.

Für die konkrete Übermittlung von Werten nach Typ 2 an den Übertragungsnetzbetreiber, den Lieferanten oder an den Netzbetreiber wurde das WiM-Kapitel III.3 „Übermittlung von Werten nach Typ 2“ eingeführt. Es enthält in abgeänderter Form das bisherige Kapitel „Sternförmige Übermittlung von Werten aus einem iMS“ an den Übertragungsnetzbetreiber sowie einen neuen Prozess für den Wertever sand Typ 2 an Netzbetreiber und Lieferant.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass auch die Übermittlung von Werten an den Energieserviceanbieter im Übrigen unter Typ 2 fällt.

Aus der Kategorisierung in Typ 1 oder 2 können keine Aussagen zu einer eventuellen Kostenpflichtigkeit einzelner Leistungen des Messstellenbetreibers, zu einer möglichen Verpflichtung des Messstellenbetreibers, eine bestimmte Leistung zu erbringen oder zu dem Übermittlungsweg der Werte (direkt aus dem iMS oder dem Back-End des Messstellenbetreibers) abgeleitet werden. Es ergeben sich lediglich geringfügige prozessuale Folgen etwa im Bereich der Stammdatenprozesse.

Handelt es sich um eine Übermittlung von Werten nach Typ 2, ist „nach Typ 2“ im entsprechenden Kapitel oder Use-Case anzugeben. Alle anderen, bisher und zukünftig nicht besonders gekennzeichneten, Werteübermittlungen zählen zu Typ 1.

2.2.2. Angleichung der Preisblattsystematik des Preisblatts für mME und iMS

Der BDEW nebst weiteren Marktteilnehmern hat im Konsultationsverfahren die Angleichung der Preisblattsystematik des Preisblatts für moderne Messeinrichtungen (mME) und iMS an die anderen Preisblätter angeregt. Die Kammer begrüßt diesen Vorschlag sehr, da mit einer einheitlichen Systematik der Preisblätter zum einen verringerter Pflegeaufwand einhergeht und es zum anderen das Verständnis der Marktteilnehmer erhöht. Gleichzeitig kann durch diesen modularen Ansatz eine Senkung der Abwicklungskosten bei Messstellenbetreibern und insbesondere bei Lieferanten erzielt werden.

Daher wurde auch das Preisblatt für mME und iMS auf die Systematik der Gruppen-Artikel-ID und Artikel-ID umgestellt. Die beiden bisherigen Austauschprozesse zum Preisblattkatalog erübrigen sich. Stattdessen wird für den Austausch des Preisblatts für mME und iMS, basierend auf den bereits verwendeten Prozessen zum Austausch von Preisblättern, der Prozess „Übermittlung Preisblatt MSB an LF“ festgelegt.

Darauf aufbauend kann die nachgelagerte entsprechende Angleichung der Datenformate erfolgen.

2.2.3. Abrechnung der Leistung des Messstellenbetreibers an den Energieserviceanbieter

Um auch die Abrechnung der erbrachten Leistung an den ESA standardisiert durchführen zu können, wurde der Prozess „Abrechnung einer für den ESA erbrachten Leistung“ aufgenommen. Dieser Prozess basiert auf den bereits in der elektronischen Marktkommunikation für andere Abrechnungszwecke verwendeten Prozessen zur Abrechnung und ermöglicht nun auch eine automatisierte Abrechnung von kostenpflichtigen Leistungen zwischen den Marktrollen Messstellenbetreiber und ESA. Der Preis der abgerechneten Leistung ist dem ESA aus dem Angebot des Messstellenbetreibers bekannt.

2.2.4. Klarstellung hinsichtlich der Beendigung der Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs

Der BDEW wies in der Konsultation auf eine uneinheitliche Handhabung des Falls einer Ablehnung eines erneuten Angebots bei einer bereits praktizierten Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs durch den Lieferanten in der Praxis hin. In diesen Fällen übermittelt der Messstellenbetreiber über den Prozess „Angebot zur Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebes über den LF durch den MSB“ ein neues Angebot. Dies ist z.B. erforderlich, wenn zukünftig durch ein verändertes Verbrauchsverhalten an einer Marktlokation eine andere Preisobergrenze für den Messstellenbetrieb zur Anwendung kommen soll. Weiter führt der BDEW aus, dass viele Messstellenbetreiber eine Ablehnung des Angebots durch den Lieferanten mit einer Beendigung der Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs gleichsetzen würden. Daher fordert der BDEW eine dementsprechende Konkretisierung der prozessualen Vorgaben.

Aus Sicht der Kammer führt jedoch die Ablehnung eines Angebots, beispielsweise aufgrund eines im Angebot enthaltenen Fehlers, nicht zu einer automatischen Beendigung einer bereits praktizierten Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs durch den Lieferanten. Eine automatische Beendigung der Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebs durch den Lieferanten ist bisher und auch zukünftig nur für den Fall der Zuordnung eines neuen Lieferanten an der betroffenen Marktlokation vorgesehen. In allen anderen Fällen, in denen die Abrechnung durch den Messstellenbetreiber bzw. Lieferant beendet werden soll, geschieht dies über die bereits bekannten Prozesse "Beendigung Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebes über den LF durch den MSB" bzw. "Beendigung Rechnungsabwicklung des Messstellenbetriebes über den LF durch den LF".

Die Kammer hat folglich im Kapitel „Abrechnung Messstellenbetrieb für iMS und mME“ an mehreren Stellen dahingehende Klarstellungen vorgenommen.

2.2.5. Weitere Folgeanpassungen

Aus der Einführung der universell nutzbaren Prozesse für die Bestellung und Abwicklung von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinition in der GPKE ergaben sich notwendige Folgeanpassungen in der WiM. Dies betrifft im Wesentlichen die Prozesse zum Beginn des Messstellenbetriebs als auch die Verpflichtung des grundzuständigen Messstellenbetreibers.

3. Sonstige Änderungen der Prozessfestlegungen

Über die vorgenannten Punkte hinaus wurde bei beiden Prozessdokumenten umfassende Dokumentpflege betrieben. Dies umfasst insbesondere die inhaltliche Einarbeitung veröffentlichter Umsetzungsfragen und ergänzender Mitteilungen, redaktioneller Anpassungen sowie sonstiger Textkonkretisierungen zur Verbesserung der Verständlichkeit.

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 sowie für eine Bündelung alle relevanten prozessualen Aussagen in einem zentralen Dokument.

Sofern Sequenzdiagramme anzupassen bzw. neue zu erstellen waren, ergaben sich ggfs. Änderungen an dem gewohnten Layout. Alle notwendigen Informationen sind jedoch auch weiterhin in den Darstellungen enthalten. Eventuelle optische Unterschiede ergeben sich rein aus den der Beschlusskammer aktuell zur Verfügung stehenden Umsetzungsmöglichkeiten.

4. Inkrafttreten der Prozessfestlegungen

Die Tenorziffern 1 und 3 sehen zur Einführung der geänderten Prozessdokumente den Umsetzungsstichtag 01.10.2023 vor. Dieser Zeitpunkt war auch bereits ausdrücklich im Rahmen der schriftlichen Konsultation vorgeschlagen worden.

Mehrere Stellungnehmer forderten einen längeren Umsetzungszeitraum.

Gleichzeitig betont der BDEW in seiner Stellungnahme allerdings auch, dass die Steuerung von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen über einen standardisierten Weg schnellstens ermöglicht werden müsse.

Dies zeigt das der Kammer bekannte Spannungsfeld auf, dass einerseits ein dringender Bedarf für die im Universalbestellprozess getroffenen Vorgaben besteht, gleichzeitig aber ebenfalls ausreichend Zeit für die erforderlichen Anpassungen der Datenformate und IT-Systeme notwendig ist und die Umsetzungszeitpunkte sorgsam abzuwägen sind.

Weitere Stellungnehmer forderten eine Abstimmung des Inkrafttretens der Regelungen mit der Erklärung der technischen Möglichkeit durch das BSI für die Steuerung über das iMS.

Die Beschlusskammer befindet sich in regelmäßigem Austausch mit dem BSI und begleitet den BMWK-/BSI-Roadmap-Prozess. Sie stimmt sich mit den involvierten Behörden über ein koordiniertes Vorgehen ab, um den vom Markt vehement geforderten in engem zeitlichen Rahmen stehenden Beginn des Rollouts insbesondere für die Steuerung von Erzeugern und Verbrauchsein-

richtungen über iMS und der marktweiten Anwendung der Begleitprozesse in der Marktkommunikation zu synchronisieren. Gleichzeitig stellt sie sicher, dass den Marktteilnehmern ausreichend Zeit für die Umsetzung der aktualisierten Datenformate bleibt.

Diesen Rahmenbedingungen Rechnung tragend, sieht die Kammer nach wie vor das Inkrafttreten der Regelungen nach den Tenorziffern 1 und 3 zum 01.10.2023 als notwendig an, so dass eine anlaufende Steuerung von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen über das iMS möglichst synchron durch die begleitenden Marktprozesse erfolgen kann.

Zudem basieren die Prozesse zum Austausch von Zählzeitdefinitionen, Schaltzeitdefinitionen, Leistungskurvendefinitionen und der Bestellung von Konfigurationen auf den bereits bekannten Prozessen rund um die Zählzeitdefinitionen, so dass auf die dortigen Erfahrungen aufgesetzt werden kann. Ferner ist der Aufwand für die Ausweitung des Kontaktdatenaustauschs auf weitere Marktteilnehmer überschaubar, da der gleiche Prozess bereits in einem kleineren Kreis der Marktteilnehmer Anwendung findet. Aufgrund der modularen Prozessausgestaltung und der damit einhergehenden einfachen Prozessadaption entsteht wenig zusätzlicher Aufwand.

Den mit der Einführung der Vergabe der Netzlokation entstehende Aufwand schätzt die Kammer ebenso als vergleichsweise gering ein. Da die Netzlokations-ID lediglich bei Bedarf vergeben wird, sind nicht alle Netzanschlüsse zu einem vorgegebenen Stichtag mit einer entsprechenden Identifikationsnummer auszustatten und der Aufwand ist demzufolge nicht vergleichbar mit dem der Einführung der Mess- bzw. Marktlokation. Nach Vergabe der Netzlokations-ID muss in einem zweiten Schritt ab dem 01.04.2024 die Einbettung der Netzlokations-ID in die Struktur des Lokalisationsbündels über die Stammdatenprozesse erfolgen.

Stellungnehmer wie die Schleupen AG, EnBW AG/ Netze BW GmbH und der BDEW wiesen darauf hin, dass die Einführung des neuen Objekts der Netzlokation durch ein Einführungsszenario begleitet werden sollte. Wie bereits in den vergangenen Verfahren zum Interimsmodell, der MaKo 2020 und MaKo 2022, hat der BDEW bereits seine Bereitschaft erklärt, sich dieser Aufgabe anzunehmen. Die Kammer begrüßt dies und fordert gleichzeitig den Markt auf, den vom BDEW aufgezeigten Schritten nachzukommen. Dank der Expertise des BDEW können somit auch insbesondere bei der Einführung der Netzlokation potenzielle Fragestellungen und Probleme vorab identifiziert werden und den Marktteilnehmern konkrete Maßnahmen für ein einheitliches und effizientes Prozedere an die Hand gegeben werden.

Auch die Einführung des API-Webdiensts zur Umsetzung des neuen Prozesses zur Ausführung eines Steuerbefehls von einem Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber wird durch den BDEW begleitet. Die Kammer sieht allerdings, wie in Tenorziffern 2 explizit angeführt, den 01.10.2023 als Start des Prozesses zur Ausführung eines Steuerbefehls von einem Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber als verfrüht an. Die Verwendung eines zwar

marktweit bekannten, allerdings im Rahmen der Marktkommunikation erstmals zum Einsatz kommenden API-Webdiensts, erfordert aus Sicht der Kammer mehr Vorbereitungszeit.

Des Weiteren überzeugt die daraus resultierende schrittweise Einführung der Steuerung über das iMS durch zusätzliche Vorteile.

Mit der verpflichtenden Verwendung der AS/4 Technologie zur Absicherung der Marktkommunikation zum 01.04.2024 kann auch das erforderliche Sicherheitsniveau der API-Schnittstelle garantiert werden.

Ab dem 01.10.2023 ist die Ausführung von langfristigen, d.h. von über das Kalenderjahr ausge rollten, Schalt- bzw. Leistungskurvenverläufen möglich. Würden dazu gleichzeitig ggfs. konkurrierende einmalige Schaltbefehle zwingend über die Marktkommunikation automatisiert ausgeführt werden müssen, könnte diese Komplexität zu erheblichen Startschwierigkeiten führen. Um diese Überforderung auszuschließen und ausreichend Zeit für die Einführung des API-Webdiensts und des darüber abzuwickelnden einmaligen Steuerungsvorgangs dem Markt zu gewähren, legt die Kammer, ausschließlich für den Prozess zur Ausführung eines Steuerbefehls von einem Netzbetreiber oder Lieferanten an den Messstellenbetreiber, in Kapitel III.5 der GPKE nebst erforderlicher API-Schnittstelle das Inkrafttreten auf den 01.04.2024 fest.

V. Kosten (Tenorziffer 4)

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