



BK4-13-739

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV in der Fassung des Art. 2 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) mit Wirkung ab dem 01.01.2014

Verfahrensbeteiligte:

Akzo Nobel Industrial Chemicals GmbH, Kreuzauer Str. 46, 52355 Düren,

Verfahrensbevollmächtigte: CMS Hasche Sigle, Schöttlestraße 8, 70597 Stuttgart,

Beigeladene 1),

Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V., Zeißstraße 72, 30519 Hannover,

Beigeladene 2),

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Richard-Wagner-Straße 41, 45128 Essen,

Beigeladene 3),

Vodafone Group Services GmbH, Ferdinand-Braun-Platz 1, 40549 Düsseldorf,

Verfahrensbevollmächtigte: CMS Hasche Sigle, Schöttlestraße 8, 70597 Stuttgart,

Beigeladene 4),

VW Kraftwerk GmbH, Berliner Ring 2, 38440 Wolfsburg,

Verfahrensbevollmächtigte: CMS Hasche Sigle, Schöttlestraße 8, 70597 Stuttgart,

Beigeladene 5),

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden Matthias Otte,
den Beisitzer Rainer Busch und
den Beisitzer Mario Lamoratta

am 11.12.2013

beschlossen:

1. Die mit Beschluss BK4-12-1656 vom 05.12.2012 erlassene „Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG für § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV“ wird aufgrund § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG dahingehend abgeändert, dass für individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV mit erstmaligem Geltungszeitraum ab dem 01.01.2014 die nachfolgend unter Nrn. 2 und 4. bis 7 des Tenors enthaltenen Vorgaben gelten. Im Übrigen, namentlich für individuelle Netzentgeltvereinbarungen, die Geltungszeiträume vor dem 01.01.2014 mit umfassen, bleibt die vorgenannte Festlegung in der Fassung vom 05.12.2012 unverändert bestehen.
2. Für die sachgerechte Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV gelten die nachfolgenden Kriterien:

a) Hochlastzeitfenster

Die Zeitfenster, innerhalb derer ein atypischer Netznutzer im Vergleich zu den übrigen Netznutzern eine Lastabsenkung aufweist (Hochlastzeitfenster des Netzes), sind durch den Netzbetreiber zu ermitteln. Sie sind für jeden Netzbetreiber und für jede Netz- oder Umspannebene gesondert zu bestimmen. Relevant ist jeweils die Netz- oder Umspannebene, aus welcher der betreffende Letztverbraucher elektrische Energie entnimmt.

b) Referenzzeitraum und Veröffentlichung

Als Datenbasis für die Ermittlung der Hochlastzeitfenster ist grundsätzlich auf den Zeitraum unmittelbar vor dem vereinbarten Geltungszeitraum abzustellen. Da die Hochlastzeitfenster im Interesse der Planungssicherheit der Beteiligten spätestens zu Beginn des Vereinbarungszeitraums bekannt sein müssen, um insbesondere dem Letztverbraucher die Möglichkeit zu geben, sein individuelles Netznutzungsverhalten an den Zeitfenstern auszurichten, soll die Berechnung der Hochlastzeitfenster grundsätzlich auf Grundlage der Daten der Monate September bis Dezember des Vor-Vorjahres sowie den Monaten Januar bis August des dem Geltungszeitraums vorhergehenden Kalenderjahres (Referenzzeitraum) erfolgen. Die Hochlastzeitfenster können dann im Herbst des vorhergehenden Kalenderjahres berechnet werden und sind durch alle Netzbetreiber bis spätestens zum 31. Oktober zu veröffentlichen.

c) Maximalwertkurve des Tages

Zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster ist im ersten Schritt die Maximalwertkurve des Tages für unterschiedliche Jahreszeiten zu bilden. Dabei ist von folgenden Jahreszeiten, die nicht den kalendarischen (astronomischen) Jahreszeiten entsprechen, auszugehen:

Winter	1. Januar bis 28. bzw. 29. Februar
Frühling	1. März bis 31. Mai
Sommer	1. Juni bis 31. August
Herbst	1. September bis 30. November
Winter	1. Dezember bis 31. Dezember

Die Maximalwertkurve des Tages wird zusammengesetzt aus den einzelnen höchsten Viertelstundenmaximalwerten in allen Viertelstunden für die jeweilige Jahreszeit.

d) Trennlinie

Im zweiten Schritt ist zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster eine Trennlinie grafisch als horizontale Linie in die vier Maximalwertkurven des Tages je Netz- und Spannungsebene einzutragen. Die Höhe der Trennlinie je Netzebene ist zu bestimmen durch einen Fünf-Prozent-Abschlag auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast des Referenzzeitraums. Es ergibt sich ein Wert für das gesamte Jahr, welcher für die Ermittlung der Hochlastzeitfenster aller Jahreszeiten gilt.

e) Bestimmung der Hochlastzeitfenster

Zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster werden die Trennlinie und die jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven übereinandergelegt. Ergeben sich hierbei Schnittpunkte zwischen der Trennlinie und der jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurve, so bilden die Segmente zwischen den Schnittpunkten oberhalb der Trennlinie und der jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven die Hochlastzeiten. Die Segmente unterhalb der Trennlinie bestimmen die Nebenzeiten. Es ist möglich, dass für bestimmte Jahreszeiten keine Hochlastzeitfenster gebildet werden können.

Sofern sich im Einzelfall nur ein sehr kurzes Hochlastzeitfenster von weniger als drei Stunden ergibt, kann der Netzbetreiber dieses auf maximal drei Stunden pro Tag je Jahreszeit erweitern. Für den Fall, dass sich ein überlanges Hochlastzeitfenster ergibt, ist dieses vom Netzbetreiber auf eine Maximaldauer von zehn Stunden pro Tag und je Jahreszeit zu begrenzen.

Die Hochlastzeitfenster sind ausschließlich an Werktagen (Montag – Freitag) gültig. Wochenenden, Feiertage und maximal ein Brückentag pro Woche sowie die Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr (24. Dezember – 1. Januar) gelten als Nebenzeiten.

Eine Berücksichtigung von Hochlastzeiträumen in vorgelagerten Netz- und Spannungsebenen bei der Bildung von Hochlastzeitfenster in nachgelagerter Netz- und Spannungsebene (sog. Top-Down-Überdeckung der Hochlastzeiten) ist nicht zulässig.

f) Berechnung des individuellen Netzentgelts

Für die atypische Netznutzung ist ein individuelles Netzentgelt zu berechnen, welches grundsätzlich auf den veröffentlichten allgemeinen Netznutzungsentgelten beruht.

Veröffentlichtes Entgelt i.S.d. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist das für den Zeitraum jeweils jährlich geltende allgemeine Entgelt aus dem Preisblatt des Netzbetreibers, welches dem Vereinbarungszeitraum entspricht. Sowohl bei der Berechnung des allgemeinen als auch des individuellen Entgeltes sind der identische Leistungs- und Arbeitspreis zugrunde zu legen. Hierbei ist für die Berechnung der Benutzungsdauer die tatsächliche Höchstlast heranzuziehen.

Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert wurden, sind bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen. Sofern der Letztverbraucher nicht unmittelbar an das Netz des die Regelenergiesdienstleistungen anfordernden Übertragungsnetzbetreibers angeschlos-

sen ist, ist er verpflichtet, Leistungsspitzen, die durch entsprechende Maßnahmen verursacht wurden, unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von drei Werktagen nach Auftreten der Leistungsspitze, bei dem unmittelbar für seine Versorgung zuständigen Netzbetreiber zu melden.

Bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes wird der Leistungspreis nicht mit der absoluten Jahreshöchstleistung multipliziert. Stattdessen wird bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes dieser Leistungspreis mit dem höchsten Leistungswert aus allen Hochlastzeitfenstern multipliziert. Unverändert bleibt die Ermittlung des Arbeitsentgeltes. Individuelles Leistungsentgelt und Arbeitsentgelt werden addiert. Das so berechnete reduzierte Entgelt ist mit dem allgemeinen Entgelt zu vergleichen und kann zu einer maximalen Reduzierung von 80 Prozent diesem gegenüber führen, vgl. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

Dabei wird für Letztverbraucher unter 2.500 Benutzungsstunden eine Wahloption eingeräumt. Für die individuelle Netzentgeltermittlung kann bei Letztverbrauchern unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden der allgemein gültige Leistungs- und Arbeitspreis (der jeweiligen Netzebene) oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden für die Bestimmung des individuellen Netzentgeltes herangezogen werden. Hierbei wird bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes der allgemeine Leistungspreis oberhalb von 2.500 Stunden mit dem höchsten Leistungswert des Letztverbrauchers aus allen Hochlastzeitfenstern multipliziert. Für die Ermittlung des Arbeitspreises wird der allgemeine Arbeitspreis oberhalb von 2.500 Stunden mit der Jahresgesamtarbeit des Letztverbrauchers multipliziert. Aus diesen beiden Komponenten ergibt sich das individuell zu zahlende Netzentgelt.

Das individuelle Netzentgelt ist mit dem ohne die Vereinbarung tatsächlich zu zahlenden allgemeinen Netzentgelt zu vergleichen und kann zu einer maximalen Reduzierung von 80 Prozent gegenüber diesem führen, vgl. 19 Abs. 2 S.1 StromNEV.

Ob die Wahloption in Anspruch genommen wird, muss dem Netzbetreiber spätestens zum Zeitpunkt des Abschlusses der individuellen Netzentgeltvereinbarung mitgeteilt werden. Hat der Letztverbraucher sich im Rahmen von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für die Geltungsdauer der Vereinbarung für die Wahloption entschieden, kann er während eines laufenden Kalenderjahres keine Umstellung des individuellen Netzentgeltes auf die Arbeits- und Leistungspreise unter 2.500 Benutzungsstunden geltend machen.

In den Folgejahren des ersten Jahres der Vereinbarung kann der Letztverbraucher dem Netzbetreiber jeweils bis spätestens zum 15. November mitteilen, ob er für das kommende Kalenderjahr an der Wahloption festhalten möchte oder ob die Berechnung wieder auf Basis der tatsächlichen allgemeinen Arbeits- und Leistungspreise unter 2.500 Stunden erfolgen soll. Erfolgt keine Mitteilung, wird angenommen, dass die für das laufende Kalenderjahr gewählte Berechnungsmethode auch im nächsten Jahr weiter gelten soll.

g) Erheblichkeitsschwelle

Ein individuelles Entgelt ist nur dann anzubieten, wenn die voraussichtliche Höchstlast des betroffenen Letztverbrauchers innerhalb des Hochlastzeitfensters einen ausreichenden Abstand zur voraussichtlichen Jahreshöchstlast außerhalb der Hochlastzeitfenster aufweisen wird. Insoweit sind für die betreffenden Netzebenen Mindestabstände (Erheblichkeitsschwellen) einzuhalten. Die jeweilige Erheblichkeitsschwelle ist prozentual und absolut anhand der Lastreduzierung zu bestimmen.

Bei der Ermittlung der prozentualen Lastreduzierung wird die Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers ins Verhältnis gesetzt zur höchsten Last im Hochlastzeitfenster des Letztverbrauchers. Dabei ist auf die jeweilige Netz- bzw. Umspannebene abzustellen.

Erheblichkeitsschwelle des Letztverbrauchers:

$$\frac{\text{Jahreshöchstlast des LV} - \text{Höchste Last des LV im HLZF}}{\text{Jahreshöchstlast des LV}}$$

* 100 ≥ Prozentwert der Netz- / Umspannungsebene

Jahreshöchstlast des LV

Es gelten die nachfolgend dargestellten Schwellenwerte:

Netz- / Umspannebene	Erheblichkeitschwelle
HöS	5 %
HöS/HS	10 %
HS	10 %
HS/MS	20 %
MS	20 %
MS/NS	30 %
NS	30 %

Darüber hinaus ist eine Mindestverlagerung von 100 kW in allen Netz- und Umspannebenen erforderlich.

Höchstlast des LV - Höchste Last des LV im HLZF \geq 100 kW

h) Prognosewerte

Für die unter Ziffer 2. f. des Tenors dargestellte Berechnung sind hinreichend plausible Prognosewerte zugrunde zu legen. Diese können beispielsweise aus den Verbrauchswerten der Vorjahre abgeleitet werden.

i) Prognosebegründung

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist es für einen Anspruch auf Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung ausreichend, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene abweichen wird. Es ist hierbei nicht erforderlich, eine rückwärtige Betrachtung über einen mehrjährigen Beobachtungszeitraum anzustellen. Es reicht vielmehr aus, die Plausibilität der prognostizierten Verbrauchswerte in geeigneter anderer Art und Weise nachvollziehbar zu begründen.

j) Bagatellgrenze

Es gilt eine Bagatellgrenze einer Entgeltreduzierung in Höhe von 500 Euro.

Das Erreichen der Bagatellgrenze in Höhe von 500 Euro ist jährlich zu überprüfen. Sofern die Bagatellgrenze unterschritten wird, ist in dem betreffenden Kalenderjahr das allgemeine Netzentgelt zu zahlen.

3. Für die sachgerechte Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV werden auf Grund § 29 Abs. 1 EnWG die nachfolgenden Kriterien festgelegt.

a) Ermittlung der Benutzungsstunden und des Verbrauchs

Der Anspruch eines stromintensiven Letztverbrauchers auf Gewährung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV setzt zunächst voraus, dass die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden erreicht und zudem der Stromverbrauch 10 Gigawattstunden übersteigt.

Bei der Berechnung der Benutzungsstundendauer ist die physikalisch gemessene Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der betreffenden Abnahmestelle zu berücksichtigen. Diese umfasst ebenfalls die Leistungsanspruchnahme aufgrund des Ausfalls von Eigenerzeugungsanlagen, die über Netzreservekapazität entgolten werden, soweit dies den im Tenor 3. c. getroffenen Regelungen nicht entgegensteht.

Bei der Ermittlung der Anspruchsvoraussetzungen ist eine kaufmännisch-bilanzielle Verrechnung des Strombezugs nicht zulässig.

Die Zahl der Benutzungsstunden ergibt sich aus der Gesamtarbeit, gemessen innerhalb eines Kalenderjahres, dividiert durch die Höchstlast innerhalb dieser Zeitspanne.

b) Staffelung des Entgelts

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV beträgt das individuelle Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als 10 Gigawattstunden pro Kalenderjahr mindestens 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr, mindestens 15 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.500 Stunden im Jahr oder mindestens 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8.000 Stunden im Jahr.

c) Berechnung des Beitrags des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene:

i. Berechnung eines individuellen Netzentgelts auf Basis des physikalischen Pfades

Bei der Berechnung eines individuellen Netzentgelts auf Basis eines sogenannten physikalischen Pfades wird ausgehend vom betreffenden Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers eine fiktive Leitungsnutzung bis zu einer geeigneten Stromerzeugungsanlage auf bereits bestehenden Trassen berechnet. Die Differenz zwischen den Kosten dieser fiktiven Leitungsnutzung und den allgemeinen Netzentgelten, die der Letztverbraucher zu zahlen hätte, stellt den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten der jeweiligen Netzebene dar. Die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen führt somit nicht per se zu einem Anspruch auf eine Netzentgeltreduktion. Ein Anspruch auf Gewährung eines individuellen Netzentgelts besteht nicht, wenn die Berechnung gegenüber dem allgemeinen Netzentgelt nicht zu einer Entgeltreduzierung führt.

ii. Geeignete Erzeugungsanlage

Als geeignete Erzeugungsanlagen in Betracht kommen neben den herkömmlichen Grundlastkraftwerken auch solche Kraftwerke, die unabhängig von ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit grundsätzlich in der Lage sind, mit ihrer installierten Leistung den Strombedarf des betroffenen Letztverbrauchers kontinuierlich abzudecken. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Nennleistung der Erzeugungsanlage die maximal mögliche Leistung des Letztverbrauchers übersteigt und die Erzeugungsanlage technisch in der Lage ist, diese Nennleistung das ganze Jahr hindurch zu erbringen. Von dieser Betrachtungsweise sind bereits stillgelegte Erzeugungsanlagen auszuschließen.

iii. Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem geeigneten Netzknotenpunkt

Abweichend kann der physikalische Pfad vom Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers auch bis zu einem vom Letztverbraucher zu bestimmenden Netzknotenpunkt gebildet werden. In diesem Fall setzt sich das individuelle Netzentgelt aus den individuell zurechenbaren Kosten des physikalischen Pfades in der Anschlussnetzebene und dem allgemeinen Netzentgelt der vorgelagerten Netz- und

Umspannebene zusammen. Ermittelt wird der Beitrag zur Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten aus der Differenz bspw. für einen Hochspannungsanschluss zwischen dem von dem Letztverbraucher gemäß veröffentlichten Preisblatt des Netzbetreibers zu entrichtenden Netzentgelt für die Hochspannung und dem Beitrag, der sich aus der Bewertung des dem Letztverbraucher individuell zurechenbaren Anteils an der Nutzung der Anschlussnetzebene und den allgemeinen Netzentgelten der vorgelagerten Umspannebene von Höchst- auf Hochspannung berechnet. Im Unterschied zur Beurteilung einer singulären Nutzung nach § 19 Abs. 3 StromNEV kommt es hier auf die Eigensicherheit des Netzknotenpunkts nicht an.

iv. Bildung des physikalischen Pfades über mehrere Netzebenen

Der physikalische Pfad kann sich auch über mehrere Netz- und Anschlussebenen erstrecken, falls sich die Abnahmestelle des Letztverbrauchers und die in Betracht kommende Erzeugungsanlage in unterschiedlichen Netz- bzw. Umspannebenen befinden.

Die Bildung und Bewertung des physikalischen Pfades erfolgt in den vorgelagerten Netzen analog zum originären Netz. Bei der Bildung eines physikalischen Pfades aus einem Verteilernetz hinaus zu einem Netzknotenpunkt in einem Übertragungsnetz ist daher für die Netzebenen, durch die der physikalische Pfad im Übertragungsnetz führt, anteilig die Netzreservekapazität zu berechnen. Die anteilige Netzreservekapazität ergibt sich aus der Differenz des Preises für Netzreservekapazität zur vorgelagerten Netzebene.

v. Ermittlung der Kosten des physikalischen Pfades

Die Kosten des physikalischen Pfades errechnen sich aus den Annuitäten der Betriebsmittel, ggf. den Kosten für die Erbringung von Netzreserveleistungen im Fall des Ausfalls der Erzeugungsanlage, ggf. Kosten für Systemdienstleistungen, den Kosten der Verlustenergie und im Falle der Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächstgelegenen Netzknotenpunkt aus den Netzentgelten der vorgelagerten Netzebene. Die Annuitäten der Betriebsmittel enthalten dabei sowohl Kapitalkosten als auch den Betriebsmitteln direkt zuzuordnende Betriebskosten. Die Berechnung der Annuitäten für Betriebsmittel hat sich an der Berechnung der allgemeinen Netzkosten zu orientieren. Individuell geleistete Netzanschlusskostenbeiträge und Baukosten bleiben bei der Ermittlung der Annuitäten für Betriebsmittel unberücksichtigt. Bei Kalkulation der Betriebsmittelannuitäten sind die Vorgaben des § 4 StromNEV zu beachten. Der Netzbetreiber ist insoweit verpflichtet, diese Kosten auf Verlangen des Letztverbrauchers nachzuweisen.

vi. Geeignetheit der Betriebsmittel

Die Betriebsmittel des physikalischen Pfades richten sich in ihrer Art und Dimensionierung nach den vorhandenen Trassen und den Verbrauchswerten des Letztverbrauchers. Die Betriebsmittel des physikalischen Pfades müssen geeignet sein, die zu erwartende maximale Leistung des Letztverbrauchers zu decken. Bei der Bildung des physikalischen Pfades in Übertragungsnetzen mit einem Netzknotenpunkt kann anstelle der anzusetzenden Kosten für die Inanspruchnahme von Netzreserveleistungen für den Ausfall von Betriebsmitteln der physikalische Pfad (n-1) -sicher gestaltet werden.

vii. Berechnung der anteiligen Nutzung

Die Kosten der Betriebsmittel des physikalischen Pfades werden nur mit dem Anteil berücksichtigt, mit dem der betroffene Letztverbraucher die Betriebsmittel auch tatsächlich nutzt. Die anteilige Berechnung erfolgt entsprechend dem Verhältnis von vereinbarter Anschlusskapazität zur Gesamtkapazität der genutzten

Betriebsmittel. Bei der Berechnung des dem Letztverbraucher zurechenbaren Anteils der Betriebsmittelkosten ist ein pauschaler Sicherheitsabschlag für etwaige Leerkapazitäten in Höhe von 20 Prozent zu berücksichtigen. Die entsprechende Berechnung ist für jedes zum physikalischen Pfad zählende Betriebsmittel gesondert vorzunehmen.

viii. Berücksichtigung der Kosten für Netzreservekapazität

Bei der Bildung des physikalischen Pfades zur nächstgelegenen geeigneten Erzeugungsanlage wird hypothetisch davon ausgegangen, dass der betreffende Letztverbraucher ausschließlich durch die betreffende Erzeugungsanlage versorgt wird. In Übertragungsnetzen sind bei der Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächstgelegenen Netzknotenpunkt die Kosten für Netzreserveleistungen zu berechnen. Soweit keine Übertragungsnetzbetreiber betroffen sind, sind bei der Berechnung des individuellen Netzentgelts dagegen grundsätzlich keine Kosten für Netzreserveleistungen bei der Bildung des physikalischen Pfades mit einem Netzknotenpunkt anzusetzen.

ix. Deckelung der Kosten für Netzreservekapazität

Kosten für den Bezug von Netzreservekapazität dürfen vom Netzbetreiber maximal in Höhe von zehn Prozent der allgemeinen Netzentgelte angesetzt werden.

x. Berücksichtigung von Systemdienstleistungen

Bei der Berechnung der Annuitäten für Betriebsmittel in der Höchstspannungsebene sind Kosten für Systemdienstleistungen nicht hinzuzurechnen. Das Modell des physikalischen Pfades berechnet fiktiv die individuellen Kosten einer direkten Versorgung aus einer geeigneten Erzeugungsanlage über bestehende Trassen. In diesem Modell deckt die Erzeugungsanlage die Last des Letztverbrauchers zu jedem Zeitpunkt vollständig ab. Mögliche Zeiten der Nichtverfügbarkeit dieser geeigneten Erzeugungsanlage sind durch Berechnung von Netzreserveleistungen zu berücksichtigen. Bei der Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem Netzknotenpunkt sind die Kosten der Systemdienstleistungen in den allgemeinen Netzentgelten, die an diesem Netzknotenpunkt zu zahlen sind, enthalten.

xi. Berücksichtigung der Kosten der Verlustenergie

In die Kosten des physikalischen Pfades sind die Kosten der Verlustenergie mit einzubeziehen. Die Berechnung der Verlustenergiemenge muss individuell für die Abnahme des betreffenden Letztverbrauchers und entsprechend dem gewählten physikalischen Pfad, der der Berechnung des individuellen Netzentgelts zugrunde liegt, erfolgen. Ob die Berechnung der Verlustenergiemenge nach der Benutzungsdauer, bezüglich der benutzten Betriebsmittel oder entsprechend dem tatsächlichen Lastgang des Letztverbrauchers erfolgt, bleibt den am Abschluss der Vereinbarung beteiligten Vertragsparteien überlassen. Die Kosten der Verlustenergie sind aufzuschlüsseln in die Verlustenergiemenge und den (prognostizierten) Beschaffungspreis dieser Verlustenergiemenge im Geltungszeitraum. Eine weitere Aufschlüsselung der Verlustenergiekosten oder weitere Kostenpositionen wie beispielsweise die Kosten des Bezugs der Verlustenergie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene sind nicht mit einzubeziehen oder im Preis für die Verlustenergie zu berücksichtigen. Die Verlustenergie wird nur in der Höhe berücksichtigt, die der betroffene Letztverbraucher in den Betriebsmitteln des physikalischen Pfades verantwortet. Für die Berechnung der tatsächlich genutzten Verlustenergie ist insoweit der ermittelte prozentuale Nutzungsanteil der zum physikalischen Pfad gehörenden Betriebsmittel zu Grunde zulegen.

Im Übrigen gelten die Vorgaben der Nrn. 4 bis 7 des Tenors.

4. Hinsichtlich der Durchführung des Anzeigeverfahrens nach § 19 Abs. 2 Satz 6 StromNEV sind für Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 bis 4 StromNEV die in Punkt II. 4. der Begründung enthaltenen Vorgaben zu beachten.
5. Die Vorgaben dieser Festlegung richten sich an alle im Bundesgebiet aktiven Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG sowie die von diesen versorgten Letztverbraucher.
6. Die Entscheidungen in Nr. 1 bis 4 des Tenors werden erst ab dem 01.01.2014 wirksam.
7. Der Beschluss steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
8. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die Beschlusskammer 4 hat von Amts wegen ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 30 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur eingeleitet.

Dazu hat die Beschlusskammer 4 ein Eckpunktepapier zu der beabsichtigten Festlegung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur am 25.09.2013 zur Konsultation veröffentlicht und den betroffenen Marktteilnehmern die Möglichkeit zur Abgabe von Stellungnahmen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG bis zum 23.10.2013 gegeben.

Für Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV mit erstmaliger Wirkung ab dem 01.01.2014 ändert die Beschlusskammer mit der vorliegenden Entscheidung zum einen die mit Beschluss BK4-12-1656 am 05.12.2012 getroffene „Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Absatz 1 EnWG für § 19 Absatz 2 S. 1 StromNEV“ ab. Weiterhin trifft die Beschlusskammer mit der vorliegenden Entscheidung eine Festlegung für Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNEV mit erstmaliger Wirkung ab dem 01.01.2014, die den bisher als Grundlage für ihre Entscheidungspraxis geltenden „Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV“ (Stand Dezember 2012) ablöst.

Insgesamt sind 57 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Die folgenden Netzbetreiber, Unternehmen, Verbände und Behörden haben von der Möglichkeit zur Stellungnahme Gebrauch gemacht:

- Amprion GmbH
- Avacon AG
- BASF SE
- Bayernwerk AG
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bender GmbH
- Bundesverband Glasindustrie e. V.
- DREWAG Netz GmbH
- E.DIS AG

- E.ON Mitte AG
- E.ON Netz GmbH
- Egger Holzwerkstoffe Brilon GmbH & Co. KG
- Egger Holzwerkstoffe Wismar GmbH & Co. KG
- enerstorage GmbH
- enexion GmbH
- Entelios AG
- Evonik Industries AG
- EWE Netz GmbH
- Gemeindewerke Baiersbronn
- Handelsverband Deutschland - HDE e.V.
- HSN Magdeburg GmbH
- Hydro Aluminium Rolled Products GmbH
- Industrieverband Hamburg e.V.
- infineon AG
- Infraser GmbH & Co. Gendorf KG
- Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg
- Landesregulierungsbehörde Nordrhein-Westfalen
- Landesregulierungsbehörde Sachsen
- Netzgesellschaft Gütersloh mbH
- Nordenhammer Zinkhütte GmbH
- Orth Kluth Rechtsanwälte
- Papierfabrik Adolf Jass Schwarza GmbH
- Partnergesellschaft Fey Seidenberg Hill
- RWE Generation SE
- Schleswig Holstein Netz AG
- Stadtwerke Bad Lauterberg im Harz GmbH
- Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
- Stadtwerke Germersheim GmbH
- Stadtwerke Homburg GmbH
- Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH
- Stadtwerke Mainz Netze GmbH
- Stadtwerke Passau GmbH
- TEN Thüringer Energienetze GmbH
- Tennet TSO GmbH
- Überlandwerk Röhn GmbH
- Vattenfall GmbH
- VCI - Verband der Chemischen Industrie e.V.
- VDA Verband der Automobile
- VEA Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- Verband deutscher Papierfabriken
- VGB PowerTech e.V.
- VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.
- Voerdahl Aluminium GmbH i.L.
- Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl
- Zwei die Elektroindustrie

Die Stellungnahmen enthalten im Wesentlichen Anmerkungen zu den im Folgenden aufgeführten Inhalten des zur Konsultation gestellten Eckpunktepapiers:

1. Einführung

In mehreren Stellungnahmen wurde begrüßt, dass neben der bereits im vergangenen Jahr erfolgten Festlegung der Anspruchsvoraussetzungen für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nun auch eine Festlegung der Anspruchsvoraussetzungen für stromintensive Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV erfolge. Die gleichzeitige Aufhebung der Festlegung zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV vom 05.12.2012 wurde dabei generell befürwortet. Während in einigen Stellungnahmen insbesondere aus kompetenzrechtlichen Erwägungen Bedenken gegen eine bundeseinheitliche Festlegung geäußert wurden, wurde in anderen Stellungnahmen eine bundeseinheitliche Festlegung befürwortet, da die spezifische Festlegung je Bundesland durch die jeweils zuständige Landesregulierungsbehörde zu Gleichbehandlungsproblemen der Unternehmen führen könne. In zahlreichen Stellungnahmen wurde darum gebeten, neben den Eckpunkten auch die geplante Festlegung zu konsultieren. Zudem wurde mehrfach angeregt, auch die Erhebungsbögen für die Anzeige eines individuellen Netzentgelts zu konsultieren. Darüber hinaus wurde angeregt, auf Grund der erheblichen Regelungswirkung auch die Mustervereinbarung für die Anzeige eines individuellen Netzentgelts zu konsultieren. Eine Vielzahl Netzbetreiber hat vorgetragen, dass die Kosten der Ermittlung des individuellen Netzentgelts (z. B. für Gutachten) nicht berücksichtigt würden und diese künftig zur Anpassung der jährlichen Erlösobergrenzen führen sollten.

a) Wirkung der Genehmigung

Wiederholt wurde von Seiten der Netzbetreiber die aktuelle Regelung bezüglich des Zeitpunkts der Auszahlung des individuellen Netzentgelts an den Letztverbraucher kritisiert. Die derzeitige Regelung berücksichtige nicht, dass im Falle einer Insolvenz des Letztverbrauchers allein der Netzbetreiber das Risiko der Einbringung möglicher Nachforderungen der Netzentgelte trage. Zudem sei die Wälzung der entsprechenden Mindererlöse über die § 19-Umlage explizit ausgeschlossen und über andere Verfahren nicht vorgesehen. Bereits vorliegende richterliche Hinweise wiesen zudem darauf hin, dass der Wille des Ordnungsgebers, entgangene Netzentgelte auf die Netznutzer umzulegen, impliziere, dass das Insolvenzrisiko nicht beim Netzbetreiber verbleiben solle. Um das bestehende Insolvenzrisiko des Netzbetreibers zu minimieren, wurde daher vorgeschlagen, eine Regelung festzulegen, die es dem Netzbetreiber erlaube, individuelle Netzentgelte erst nach der tatsächlichen Erfüllung der Kriterien (also am Jahresende) auszuzahlen oder aber festzulegen, dass der Netzbetreiber die insolvenzbedingten Erlösausfälle nicht zu tragen habe. Ein anderer Vorschlag lautete, das individuelle Netzentgelt zunächst auf Basis des sich aus dem letzten abgeschlossenen Kalenderjahr ergebenden Reduktionsfaktors bei der Rechnungsstellung zu berücksichtigen und erst nach Abschluss des Kalenderjahres endgültig abzurechnen.

b) Zustimmung Lieferant

Vereinzelt wurde um eine Klarstellung gebeten, dass in Fällen, in denen der Letztverbraucher nicht selbst Netznutzer ist, die Zustimmung des Lieferanten zur Vereinbarung erforderlich sei, da diese direkte Auswirkungen auf das zwischen dem Netzbetreiber und dem Lieferanten bestehende Netznutzungsverhältnis habe.

c) Jährliche Neuberechnung

Aus Gründen der Rechtssicherheit wurde von mehreren Netzbetreibern um eine klare Regelung bezüglich der Notwendigkeit einer jährlichen Neuberechnung des individuellen Netzentgelts gebeten. Eine Klarstellung sei notwendig, da es bisher keine eindeutige Aussage darüber gäbe, ob das in der Vereinbarung geregelte individuelle Netzentgelt innerhalb des Anwendungszeitraums der Vereinbarung neu berechnet werden müsse.

2. Anpassung der bisherigen Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Absatz 1 EnWG für § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV mit Wirkung ab 01.01.2014

Die Übernahme der bisherigen Genehmigungskriterien wurde generell begrüßt, insbesondere, da die Fortführung der bisherigen Kriterien über mehrere Jahre die Umsetzung der Regelungen bei den Netzbetreibern deutlich vereinfache.

a) Bagatellgrenze

Hinsichtlich der Höhe der Bagatellgrenze wurde eine Anhebung von derzeit 500 € auf 800 € bis 1.000 € gefordert. Die Anhebung sei gerechtfertigt, da die Beantragung bzw. Anzeige individueller Netzentgeltvereinbarungen bei allen Beteiligten einen hohen administrativen Aufwand verursache.

b) Wahloption

In einigen Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass eine Wahloption, insbesondere in der Niederspannung, nicht sachgerecht sei. Diesbezüglich wurde auch angeführt, dass sich die Wahloption weder aus dem Gesetz noch aus dem BGH Katellsenat Beschluss vom 09.10.2012 (EnVR 42/11Pumpspeicherkraftwerke III) ableiten lasse und daher entfallen sollte.

c) Berechnung der Hochlastzeitfenster

Von einigen wenigen Netzbetreibern wurde die aktuell geltende Regelung zu der Berechnung der Hochlastzeitfenster kritisiert. Demnach würden Veränderungen durch Netzübergänge die Berechnungen verfälschen. Es bestünde zudem ein "Jojo-Effekt", da die laststarken Zeiten eines Jahres im Folgejahr zu einer Verlagerung der Hochlast in bisher lastschwache Zeiten führen würde, die dann im folgenden Jahr als laststarke Zeiten anstelle der verdrängten alten Hochlastzeit wirksam würden. Dies führe in der Praxis dazu, dass die Hochlastzeiten die Letztverbraucher zu immer anderen Zeiten träfen. Daher wurde teilweise angeregt, eine neue Berechnungsmethodik einzuführen. Dies sei notwendig, da die derzeitige Regelung einige Besonderheiten, wie beispielsweise die höhere Netzbelastung im Sommer wegen fehlender natürlicher Kühlung, nicht berücksichtige. Zudem bevorzuge die aktuelle Regelung zur Bildung der Hochlastzeitfenster Betriebe mit saisonalem Geschäft.

Des Weiteren wurde vorgeschlagen, aus der vorhandenen "kann-Regelung" zur Bildung zu kurzer Hochlastzeit-Fenster eine "muss-Regelung" zu machen. Dies solle dazu führen, dass zumindest für eine Jahreszeit das Hochlastzeitfenster mindestens drei Stunden betrage.

3. Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Absatz 1 EnWG für § 19 Absatz 2 Satz 2 bis 4 StromNEV mit Wirkung ab 01.01.2014

Die überwiegende Zahl der Stellungnahmen hat sich mit dem vorgeschlagenen Modell zur Berechnung des Beitrages des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene (sog. physikalische Komponente) auseinandergesetzt. Diesbezüglich wurde zu den folgenden Punkten Stellung genommen.

a) Prüfungszeitraum für die Erfüllung der Kriterien

Die Klarstellung, dass sich die Verbrauchsdaten für die Prüfung der Kriterien nach § 19 Abs. 2 StromNEV auch künftig jeweils auf ein vollständiges Kalenderjahr beziehen, wurde begrüßt, da so zusätzliche Rechtssicherheit geschaffen werde.

b) Erfüllung der Mindestvoraussetzungen nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV

In einigen Stellungnahmen wurde die Forderung vorgetragen, die Erbringung positiver und negativer Regelenergie auch im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zugunsten der betroffenen Letztverbraucher zu berücksichtigen.

Die vorgesehene Regelung schließe eine Teilnahme von großen und mittelgroßen Letztverbrauchern am Regelenergiemarkt praktisch aus. Ein Beitrag der großen Letztverbraucher zur Netzstabilität in Rahmen von Regelleistungen werde damit sogar bestraft. Es sei sachgerecht, dass bei der Ermittlung der Gesamtarbeit Regelenergie, die vom Letztverbraucher im Falle der Erbringung positiver Regelenergie nicht benötigt worden sei, zur Gesamtarbeit addiert wird und im Falle der Erbringung von negativer Regelenergie nicht von der Gesamtarbeit abgezogen werde. In anderen Fällen von netzstabilisierenden Maßnahmen, wie z. B. der Teilnahme am Verfahren nach der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), existierten bereits solche Regelungen (AbLaV § 15 Abs. 3).

In der Festlegung müsse näher spezifiziert werden, nach welchen Kriterien und unter welchen Voraussetzungen Regelenergie für die Berechnung der Gesamtarbeit einer Abnahmestelle nicht zu berücksichtigen sei. Dafür sollten die bereits in der Festlegung BK4-12-1656 vorhanden Regelungen bezüglich Regelenergie und Redispatch auch für die Satz-2-Fälle übernommen werden und zudem klargestellt werden, welche Nachweise seitens des Netzbetreibers vorzulegen seien.

Hinsichtlich der Mindestvoraussetzungen sei nicht nachvollziehbar, dass einerseits die Erbringung negativer Regelenergie bei der Jahreshöchstlast berücksichtigt werde und andererseits bei der Jahresgesamtarbeit ausgeblendet werden solle. Es sollte daher eine Klarstellung erfolgen, dass die Erbringung von Regelenergie grundsätzlich bei der Ermittlung der Gesamtarbeit und der Jahreshöchstlast nicht berücksichtigt werde.

c) Begriff der Abnahmestelle im Sinne von § 19 Absatz 2 StromNEV

In einigen Stellungnahmen wurde auf die als § 2 Nr. 1 StromNEV neu eingeführte Legaldefinition des Begriffs der Abnahmestelle hingewiesen und die Konkretisierung der Anforderungen an die galvanische Verbindung bzw. Verbindbarkeit von Entnahmestellen zu einer Abnahmestelle begehrt.

Zudem wurde teilweise angemerkt, dass bei der Festlegung von Kriterien für Abnahmestellen auch die neuen Vorgaben des § 17 Abs. 2 a StromNEV zum sog. "Pooling" zu berücksichtigen seien. In Ansehung der Neuregelung in § 17 StromNEV können die Voraussetzungen für die Bildung einer Abnahmestelle nicht enger sein als die des Poolings mehrerer Entnahmestellen. Das Erfordernis einer kundenseitigen galvanischen Verbindbarkeit der zusammenzufassenden Entnahmestellen ergebe sich nicht aus der neuen Legaldefinition des § 2 Nr. 1 StromNEV. Aus der Verordnungsbegründung folge viel mehr, dass beim Pooling im Fall des Vorliegens eines Netzknotens auf die Möglichkeit einer galvanischen Verbindbarkeit als Zulässigkeitsvoraussetzung verzichtet werden könne. Liege kein Netzknoten vor, käme es zwar noch auf eine galvanische Verbindbarkeit an, diese müsse aber nicht zwangsläufig kundenseitig gegeben sein. Diese Wertung solle auch für die Abnahmestelle übernommen werden. Dies wäre auch kongruent zur Definition der Abnahmestelle in § 41 Nr. 4 EEG. Da § 2 Nr. 1 StromNEV nunmehr eine lt. Verordnungsbegründung zum EEG gleich laufende Definition der Abnahmestelle enthalten soll, liege es nahe, die Auslegungsgrundsätze des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle heranzuziehen. Diese fordern eine galvanische Verbindung nur in Ausnahmefällen als ausfüllendes Merkmal des "räumlichen Zusammenhangs". Maßgeblich könne nur sein, dass alle Entnahmestellen demselben Letztverbraucher zugeordnet sind und ans Netz desselben Netzbetreibers angeschlossen sind.

Von anderer Stelle wurde hingegen vorgebracht, dass die Zusammenfassung von Entnahmestellen zu einer Abnahmestelle unabhängig von der Regelung in § 17 StromNEV zu verstehen sei. Insbesondere sei klarzustellen, dass eine kundenseitige galvanische Ver-

bindbarkeit Voraussetzung für die Annahme einer Abnahmestelle sei, denn der Verordnungsgeber habe mit der Neuregelung des § 2 Nr. 1 StromNEV klargestellt, dass er eine deckungsgleiche Verwendung der Begriffe (in § 17 und § 19) ablehnt.

d) Betreiber von Kundenanlagen :

Diesbezüglich wurde ausgeführt, dass im Rahmen der Festlegung weitere Klarstellungen zur Berücksichtigung des selbst verbrauchten Stroms in einer Kundenanlage notwendig seien. Die bisherige Position der Regulierungsbehörde, wonach eine kaufmännisch-bilanzielle Verrechnung des von EE-Anlagen erzeugten Stroms nicht möglich sei, stehe nicht im Einklang mit dem Zweck des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV und widerspreche zudem eigenen Ausführungen der Regulierungsbehörde zur Anwendbarkeit der StromNEV auf EEG-Ersatzstrom, wenn es um dessen Entgeltspflichtigkeit gehe.

e) Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene (sog. physikalische Komponente)

Grundsätzliche Geeignetheit des physikalischen Pfades

Die grundsätzliche Eignung des Modells des physikalischen Pfades wurde von der überwiegenden Mehrzahl der am Konsultationsverfahren Beteiligten nicht in Frage gestellt. Allerdings wurde teilweise kritisiert, dass das Modell nicht alle Kostensenkungs- bzw. –vermeidungseffekte abbilde und es nicht sachgerecht sei, für die Bildung des physikalischen Pfades auf bereits bestehende Betriebsmittel und nicht auf Kosten eines vermiedenen Direktleitungsbaus abzustellen.

Von einem Teil der betroffenen Unternehmen wurde kritisiert, dass das Modell zwar den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung einer Erhöhung der Netzkosten durch eine bessere Auslastung der Betriebsmittel im Nahbereich des Anschlusspunkt widerspiegele, weitere Kostensenkungseffekte jedoch unberücksichtigt lasse. In Betracht kämen etwa kostensenkende Auswirkungen eines Letztverbrauchers auf die Auslegung der Netzinfrastruktur außerhalb des Nahbereichs um seinen Netzanschlusspunkt, etwa durch Reduktion der für Ferntransporte benötigten Leitungskapazität oder der zum Abtransport erzeugten Stroms in vorgelagerte Netze benötigten Umspannungskapazität. Daneben sei es auch angemessen, den besonders geringen Beitrag dieser Art von Letztverbrauchern auf den Regelleistungsbedarf im Gesamtsystem bei der Bemessung des individuellen Netzentgelts als einen Kostensenkungseffekt zu berücksichtigen.

Kritisiert wurde auch, dass die vorgeschlagene Berechnungsmethodik nicht an die physikalischen Gegebenheiten der intensiven Netznutzung als Berechnungsbasis anknüpfe, sondern an die Lage des Letztverbrauchers in Relation zur Lage eines Grundlastkraftwerkes. Das Modell verursache daher regionale Wettbewerbsverzerrungen und ließe Standortnachteile entstehen. Diese führe in der Konsequenz zu einer Schwächung bestimmter Regionen und sei daher nicht mit dem Grundgedanken der Neufassung des § 19 Abs. 2 StromNEV vereinbar.

Das Modell könne sich in der Konsequenz sogar nachteilig auf die Netzfinanzierung auswirken, da bei Verlagerung von Produktionsstätten die zu entrichtenden Netzentgelte in Höhe von 10 bis 20 Prozent wegfallen würden. Hierdurch könnten sich die Netzentgelte in lastschwachen Gebieten für alle übrigen Letztverbraucher erhöhen.

Das Modell berücksichtige auch nicht ausreichend, dass die Produktionsmenge von Industrieunternehmen wesentlich durch die Nachfrage gesteuert werde. Eine stetige Netznutzung könne daher immer nur durch zeitliche Produktionsverlagerung und Reduktion der maximalen Leistungsaufnahme erreicht werden (z. B: Produktionsverlagerung in Randzeiten). Durch die intensive Netznutzung würden daher dringend benötigte Netzkapazitäten verfügbar und zudem die Integration der Erneuerbaren Energien volkswirtschaftlich günstiger. Gerade in Regionen mit relativ vielen EE-Anlagen seien die Beiträge der bandförmigen Netznutzer sehr wichtig. Das vorgeschlagene Modell reize dieses Abnahmeverhalten

jedoch nicht an, da die Methode des physikalischen Pfades kalkulatorisch zu überproportional hohen Kosten führe und dadurch jegliche Netzentgeltreduzierung entfalle.

Alternative Modellvorschläge:

Im Rahmen der Konsultation wurden seitens der beteiligten Unternehmen und Interessenverbände verschiedene Berechnungsmethoden vorgeschlagen, die zusätzliche Vergünstigungen gegenüber dem bestehenden Modell des physikalischen Pfades zum Gegenstand haben. Diese zeichnen sich im Kern dadurch aus, dass über die Kosten des physikalischen Pfades hinaus noch andere angeblich nicht hinreichend abgedeckte Kostenvermeidungseffekte bestimmt werden sollen.

Ferner wurden ein Bonusmodell auf Basis einer mengenabhängigen Komponente oder ein pauschalisiertes Modell zur Bestimmung der Netzentgeltreduzierung anhand eines typischen durchschnittlichen Entlastungsgrads auf Basis der technischen Netzan- schlussebene (z.B. Mittelspannung) unter Berücksichtigung der erreichten Benutzung- stunden als Berechnungsmethoden dargestellt.

Ebenso wurde ein Modell empfohlen, welches zwischen den in § 19 Abs. 2 S. 3 Strom- NEV enthaltenen Mindestbeträgen für die individuellen Netzentgelte je nach Benut- zungsstundenzahl interpoliert, die nächsthöhere Unter- also gleichsam zur Obergrenze macht. Innerhalb dieser Kategorien solle dann anhand eines fiktiven Direktleitungsbaus das eigentliche individuelle Netzentgelt ermittelt werden.

In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, dass kein Netzkunde einen Beitrag zur Sen- kung oder Vermeidung der Erhöhung von Netzkosten leiste. Bestenfalls müsse das Netz für einen Kundenanschluss nicht verstärkt oder ausgebaut werden. In diesem Zusam- menhang gäbe es auch keine sinkenden Netzkosten. Der Gesetzgeber könne daher nur gemeint haben, dass spezifische Netzkosten sinken würden. Tatsächlich sei es denkbar, dass ein Netzkunde mehr zahle, als ihm aufgrund seiner Netzstruktur im Rahmen der pauschalen Kostenverteilung zukommen müsste. Ob ein derartiges Verhalten bei Kun- den über 7.000 Benutzungsstunden wahrscheinlich sei, könne mit Hilfe einer Differenz- briefmarke ermittelt werden. Eine fiktive Briefmarke der Anschlussebene ließe sich ermit- teln, indem die Netzkosten durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen mit Ausnahme des betreffenden Netzkunden geteilt werden. Von der fiktiven Briefmarke müsse die tatsächliche Briefmarke abgezogen werden. Die sich ergebene Differenz- briefmarke müsse dann mit der Jahreshöchstleistung des Kunden und seinem Gleichzei- tigkeitsgrad multipliziert werden. Der sich ergebende Eurobetrag stelle die dem Kunden individuell zurechenbaren Netzkosten dar. Läge dieser Betrag unterhalb des pauschalen Netzentgelts, so würde sich aus der Differenz die Netzentgeltreduktion ergeben.

Vorgeschlagen wurde schließlich auch, ganz auf die Berechnung des physikalischen Pfades zu verzichten und die Entgelte durch die in der Norm genannten gestaffelten Pro- zentwerte nach oben zu begrenzen. Danach spiele die regionale Lage der Unternehmen eine zu große Rolle. Es sei richtiger die gleichmäßige Nutzung (Grundlastabnahme) als Komponente aufzunehmen. Dadurch erhöhe sich die Netzstabilität und Prognostizierbar- keit und erleichtere sich die Spannungs- und Frequenzhaltung und es ergeben sich mehr freie Netzkapazitäten. Letztverbraucher mit einer solchen Grundlast und über 7000 Be- nutzungsstunden sollten daher keine über die Staffelwerte des § 19 Abs. 2 S. 2 u. 3 StromNEV hinaus bezahlen.

Geeignete Erzeugungsanlagen

In vielen Stellungnahmen wurde gefordert, die Bildung des physikalischen Pfades nicht wie bislang nur zu einem Grundlastkraftwerk, sondern auch zu anderen geeigneten Kraftwerken zuzulassen.

Als Begründung wurde angeführt, dass in der Verordnungsbegründung gerade nicht auf ein Grundlastkraftwerk sondern auf die physikalische Verbindung zu einer geeigneten Erzeugungsanlage abgestellt werde. Geeignete Erzeugungsanlagen seien danach auch

alle sonstigen konventionellen und planbar einsetzbaren Kraftwerke, einschließlich industrieller KWK-Anlagen.

Die Notwendigkeit einer Lockerung der an eine geeignete Erzeugungsanlage zu stellenden Anforderungen ergebe sich auch aus einer deutlich veränderten Situation im Bereich der Energieerzeugung. Der stark wachsende Anteil der EE-Anlagen und deren schwankende Verfügbarkeit habe die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke wesentlich verändert. Anstatt als Grundlastkraftwerk mit hohen Benutzungsstunden würden heute auch Kohlekraftwerke flexibel betrieben. Die in den Eckpunkten noch vorgesehene Berechnung eines Malus für Steinkohlekraftwerke sei daher zu hinterfragen. Als geeignete Erzeugungsanlagen in Betracht müssten daher solche Kraftwerke kommen, die bauartbedingt in der Lage seien, einen Bandlastkunden zu beliefern. Diese Frage sei für alle konventionellen Kraftwerke uneingeschränkt zu bejahen. Insbesondere seien Anlagen mit einer geringeren Volllaststundenzahl auch dann geeignet, wenn sie in der Lage seien, den in Betracht kommenden Letztverbraucher zumindest mit einem Teil ihrer installierten Leistung kontinuierlich mit Last zu versorgen.

Bei der Einstufung als geeignete Erzeugungsanlage sei auch zu berücksichtigen, dass sich die Auslastung der Kraftwerke primär nach den Grenzkosten ausrichte. Daher hätten Kraftwerke mit teureren Brennstoffen per se eine geringere Auslastung als Kraftwerke mit niedrigeren Brennstoffkosten. Ein Zusammenhang mit der Verfügbarkeit bestünde daher nicht. Der Einsatz konventioneller Kraftwerke hänge zudem immer stärker vom Angebot Erneuerbarer Energien ab und gehe zulasten der Kraftwerke mit den teuersten Brennstoffen. Daher habe sich z.B. die Ausnutzungsdauer von Erdgaskraftwerken aufgrund der hohen Brennstoffkosten von 2002 bis 2012 um rund 40 Prozent reduziert. Die Ausnutzungsdauer von Kern-, Laufwasser- und Braunkohlekraftwerken sei dagegen zwar noch konstant geblieben. Vor dem Hintergrund der Erreichung der Ziele der Energiewende sei allerdings damit zu rechnen, dass sich dieser Effekt auch auf die übrigen konventionellen Kraftwerke ausdehnen werde.

Für den Fall, dass die Bundesnetzagentur auch weiterhin auf die durchschnittliche Ausnutzungsdauer abstellen sollte, müsse man sachgerecht die Netto-Engpassleistungen des Kraftwerkes mit der Ausnutzungsdauer (in Prozent) multiplizieren und mit dem Leistungsbedarf des Letztverbrauchers vergleichen. Nur wenn sich hierbei eine Unterdeckung ergäbe, wäre ein Malus auf die Reservenetzkapazität zu rechtfertigen.

Es müsse berücksichtigt werden, dass die ausgewählten Kraftwerke leistungsmäßig in der Lage sein müssten, die (oftmals sehr großen) Verbraucher zu versorgen. Bekanntlich gäbe es auch sehr kleine Laufwasserkraftwerke. Kleinere Kraftwerke sollten aus der Betrachtung herausgenommen werden (etwa durch generellen Ausschluss von Erzeugungsanlagen in Nieder- und Mittelspannung). Darüber hinaus sollte festgelegt werden, dass ein Grundlastkraftwerk zumindest theoretisch in der Lage sein müsse, den stromintensiven Großverbraucher zu versorgen.

Kosten des fiktiven Direktleitungsbaus auf das nächstgelegene Grundlastkraftwerk zu beziehen sei nicht sachgerecht und führe zur willkürlichen Schlechterstellung von Letztverbrauchern, die in einer größeren Entfernung zum relevanten Grundlastkraftwerk liegen. Der tatsächliche Kostendämpfungs- und -senkungseffekt hänge nicht von der Entfernung zu einem Grundlastkraftwerk ab. Wenn schon die Entfernung als ein Kostenfaktor herangezogen werden solle, dann müsste jede ins Netz einspeisende Erzeugungsanlage berücksichtigt werden. Der Ordnungsgeber habe die Kosten des fiktiven Direktleitungsbaus nur als Beispiel dafür genannt, was bei einem individuellen Netzentgelt berücksichtigt werden könne. Den Bezug zu einem Grundlastkraftwerk habe der Ordnungsgeber nicht vorgesehen. Eine Bestimmung von anderen / weiteren Kriterien für eine geeignete Erzeugungsanlage müssten abgebildet werden.

Es solle nicht auf Grundlastkraftwerke, sondern auf "verfügbare, einsatzfähige Kraftwerke" abgestellt werden.

Bei Laufwasserkraftwerken müsse eine Klarstellung erfolgen, dass das betreffende Kraftwerk allein die benötigte Leistung decken können müsse. Diese Leistung würde in anderen Fällen nicht mehr zur Verfügung stehen.

In anderen Stellungnahmen wurde dagegen das Erfordernis der Grundlastfähigkeit der geeigneten Erzeugungsanlage nicht grundsätzlich in Frage gestellt.

Allerdings wurde unter anderem vorgeschlagen, bei der Einordnung als "Grundlastkraftwerk" allein auf die Verfügbarkeit eines Kraftwerks, d.h. dessen anzunehmende Nutzungsdauer (<7.000h/a), abzustellen. Diese sollte technisch in der Festlegung definiert sein; eine Aufzählung von Grundlastkraftwerken reiche dagegen nicht aus. In einer anderen Stellungnahme wurde dagegen explizit die Erstellung eines solchen Katalogs mit in Frage kommenden Grundlastkraftwerken gefordert.

In einer Stellungnahme wurde die Eignung von Kernkraftwerken als Bezugspunkt für den physikalischen Pfad in Frage gestellt. Da bei diesen ein Abschaltzeitpunkt bereits gesetzlich feststehe, könnten diese nicht ohne weiteres als Grundlastkraftwerke definiert werden. Im Falle einer späteren Abschaltung falle die physikalische Komponente weg oder verringere sich stark. Kernkraftwerke sollten deshalb nicht als Grundlastkraftwerke herangezogen werden. Alternativ solle stattdessen ein anderes grundlastfähiges Kraftwerk herangezogen werden.

Vorgeschlagen wurde ferner, zwar endgültig stillgelegte Kraftwerke nicht zu berücksichtigen, zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke bis zur tatsächlichen Stilllegung jedoch schon.

Netzknotenpunkt

Im Hinblick auf die vorgesehene Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem geeigneten Netzknotenpunkt wurde in verschiedenen Stellungnahmen der Wunsch geäußert, diesbezüglich nähere Regelungen für eine sachgerechte Bestimmung vorzugeben.

Um eine einheitliche und rechtssichere Berechnungsvorschrift zu gewährleisten, sollten die Begrifflichkeiten "in unmittelbarer Nähe" und „Netzknotenpunkt“ näher definiert werden, z.B. "...im Sinne des Netzknotens gem. § 2 Nr. 11 StromNEV...". Um Interpretationsspielräume zu vermeiden, sollte dabei die Beschreibung Netzknotenpunkt "in unmittelbarer Nähe" durch "nächstgelegenen Netzknoten mit Anschluss an die nächsthöhere Netzebene" ersetzt werden.

Um eine Ungleichbehandlung zwischen Letztverbrauchern, die in höheren bzw. niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen sind, zu vermeiden, sollte nicht zwingend der nächsthöher gelegene Netzknotenpunkt maßgeblich sein. Außerdem sollte klargestellt werden, dass auch ein physikalischer Pfad zu einem Netzknoten in HöS/HS-Umspannung möglich sei.

Die Formulierung "Abweichend kann der physikalische Pfad vom Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers auch bis zu einem Netzknotenpunkt in unmittelbarer Nähe des Letztverbrauchers gebildet werden." müsse ersetzt werden durch die Formulierung "Sofern der Letztverbraucher an einem Verteilernetz angeschlossen ist, in dem sich kein Grundlastkraftwerk befindet, das die erforderlichen Lasten des Letztverbrauchers technisch decken könnte, kann der ..." Dies sei notwendig, um eine nach der derzeitigen Fassung mögliche best-of-Kalkulation zu vermeiden.

Geklärt werden müsse auch, ob das Abstellen auf Netzknotenpunkte einen Konflikt zum Thema Pooling darstelle. Es sei insbesondere fraglich, ob hier die Definition in § 2 Nr. 11 StromNEV zugrunde gelegt werden solle. Unklar sei auch, wann die Betrachtung bis zum Netzknotenpunkt ausreiche und wann sie weiter bis zum Grundlastkraftwerk reiche.

Ermittlung der Kosten des physikalischen Pfades

Hinsichtlich der konkreten Berechnung der Kosten des physikalischen Pfades wurden seitens der Beteiligten zahlreiche Kritikpunkte und Änderungswünsche vorgetragen.

So wurde vorgeschlagen, aufgrund des Umstands, dass die betroffenen Betriebsmittel aufgrund der bandförmigen, gleichmäßigen Nutzung weniger stark beansprucht werden als bei einer durchschnittlichen Netznutzung, die anzusetzenden betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern zu erhöhen.

Ferner wurde um klare Vorgaben zur Ermittlung der Kosten der genutzten Betriebsmittel (z.B. Tagesneuwerte) und um eine Vereinheitlichung der Kostenansätze gebeten.

Auch wurde gefordert, in den Fällen, in denen das Grundlastkraftwerk im Netz eines vorgelagerten Netzbetreibers liegt, den Betreiber dieses Netzes zur Bereitstellung der entsprechenden Daten zu verpflichten. Sofern dies nicht möglich sei, müsste für solche Konstellationen alternativ die Möglichkeit der Bildung des "physikalischen Pfades zum nächsten Netzknoten" festgelegt werden.

Für den Fall, dass Letztverbraucher in einer anderen Spannungsebene angeschlossen sein können als das relevante Grundlastkraftwerk, müsse geklärt werden, in welcher Spannungsebene die fiktive Direktleitung entworfen werden müsse und welcher Spannungsebene die angesetzte Reservenetzkapazität zuzurechnen sei.

In einer Stellungnahme wurde kritisiert, dass die in den Eckpunkten enthaltene Beispielrechnung zum physikalischen Pfad nicht eindeutig beschrieben sei. Insbesondere sei nicht schlüssig nachvollziehbar, aus welchem Grund bei der Berechnung eines fiktiven Direktleitungsbaus die Annahme getroffen werde, dass eine höhere Kapazität des genutzten Betriebsmittels zu installieren sei, wenn die vereinbarte Anschlusskapazität dagegen viel geringer sei.

Um eine eindeutige Kalkulation zu ermöglichen, sei es erforderlich, eindeutige Kriterien für die Identifikation der relevanten anteilig genutzten Betriebsmittel, für die Berechnung der Annuitäten, für die Betriebskosten und die Netzreserveleistungen vorzugeben. Dies sei auch deshalb notwendig, weil der physikalische Pfad unter Umständen über mehrere Netzebenen und in Abstimmung mehrerer Netzbetreiber ermittelt werden müsse.

Ferner wurde bemängelt, dass unklar sei, welche Nutzungsdauern bei der Berechnung der Kapitalkosten zugrunde gelegt werden müssten. Es gebe hier deutliche Unterschiede zwischen Strom und Gas. Die Nutzungsdauern der StromNEV zugrunde zu legen sei problematisch, da es dann ggf. einen Widerspruch zum Direktleitungsbau im Gassektor geben könne. Bei Direktleitungsbau seien 7-15 Jahre vielleicht realistisch, alternativ sollte zur Absicherung über Pönalen für höhere Nutzungsdauern nachgedacht werden.

Sofern der Letztverbraucher an ein geschlossenes Verteilernetz angeschlossen sei, sei es erforderlich, auch die zum geschlossenen Verteilernetz gehörenden Betriebsmittel in die Berechnung des physikalischen Pfades mit einzubeziehen.

Es sei auch sinnvoll, einen deutschlandweit einheitlichen Annuitätenkatalog mit Standardwerten je Betriebsmittel vorzugeben.

Ferner wurde bemängelt, dass unklar sei, ob auf die kalkulatorischen Restwerte (ggf. gleich Null) abgestellt werde, oder auf die Kosten eines fiktiven Direktleitungsbaus. Wenn nach Restwerten kalkuliert werden solle, müsse der Netzbetreiber in die Mitwirkungspflicht aufgenommen werden. Wenn nach Kosten eines fiktiven Direktleitungsbaus kalkuliert werden müsse, sollte die Regelung gemäß § 20 (2) GasNEV Anwendung finden und dabei auf die vollen Kosten des Direktleitungsbaus abgestellt werden und nicht nur anteilig, da es für einen 20%-Abschlag keine Begründung gebe.

Unklar sei auch, wie der physikalische Pfad bei singulärem Netzanschluss zu bilden sei. Hier sollte passend zum technischen Netz auch die technische Anschlussebene als Bezugspunkt gelten.

Bei der Betrachtung des Direktleitungsbaus sollte nicht nur die bestehende Trasse betrachtet werden, sondern auch die Möglichkeit, einen alternativen Pfad zu berechnen, gegeben werden. Bei tatsächlichem Bau würden schließlich auch die aktuell wirtschaftlich günstigsten Wege genutzt werden.

Auch wurde gefordert, bei der Kalkulation nicht auf die kontrahierte Netzanschlusskapazität abzustellen, sondern stattdessen den tatsächlichen Scheinleistungsbezug des Kunden auf Basis der Istwerte des Vorjahres heranzuziehen.

Berechnung der anteiligen Nutzung

Im Hinblick auf die Berechnung der anteiligen Nutzung der zum physikalischen Pfad gehörenden Betriebsmittel wurde im Wesentlichen bemängelt, dass die Kalkulation eines Sicherheitsabschlags für Leerkapazitäten in Höhe von 20 Prozent weder dem Grunde noch der Höhe nach begründet sei. Dies müsse in der Festlegung erfolgen oder aber der Sicherheitsabschlag gänzlich entfallen.

Auch wurde vorgetragen, dass der Ansatz des pauschalen Sicherheitsabschlags in Höhe von 20 Prozent indirekt die in der Verordnung vorgegebene Staffelung zum Nachteil der Letztverbraucher ändere. Ein angenommener Leerstand von 20 Prozent läge wegen der häufig auftretenden Netzengpässe nicht vor. Im Rahmen der Anreizregulierung sei jeder Netzbetreiber bemüht, jeglichen Leerstand zu vermeiden. Daher müssten entweder der Sicherheitsabschlag deutlich niedriger angesetzt werden oder Fallgruppen gebildet werden, mit Hilfe derer der tatsächliche Leerstand besser abgebildet werden könne.

Gefordert wurde zudem, einen sachgerechten Aufschlag zur Bestimmung der kalkulatorischen Kapazität unter Berücksichtigung der Netzgleichzeitigkeit aufzunehmen.

Als Argument gegen den Abschlag von 20 Prozent bei den Kapazitäten der Betriebsmittel wurde schließlich auch vorgetragen, dass dies mit dem Grundsatz, wonach Netze und Betriebsmittel immer auf Basis von Gleichzeitigkeitsfaktoren auszulegen seien, nicht zu vereinbaren sei.

Netzreserveleistungen

Ein wesentlicher Kritikpunkt in vielen Stellungnahmen war die in den Eckpunkten vorgesehene Fortschreibung der bisherigen Methode zur Bestimmung der Netzreservekapazitätskosten.

So wurde in Frage gestellt, ob und inwieweit durch die fortschreitende Energiewende die Modelle "Grundlastkraftwerke als Erzeugungsanlage für Bandlast" und "Reservenetzkapazität" die tatsächliche Situation der Erzeugung überhaupt noch korrekt widerspiegeln. Gerade in Norddeutschland sei die Erzeugerseite von einer sehr hohen Anzahl kleinerer Erzeugungsanlagen geprägt. Ein technischer Ausfall einer dieser Anlagen habe daher praktisch keine Auswirkung auf die Netzstabilität. Künftig würde man zwar auch konventionelle Kraftwerke benötigen, um die Lücke zwischen prognostizierter Last und der Einspeisung durch EE-Anlagen zu schließen. Dies geschehe am Strommarkt und spiegele sich in den Base- und Peak-Preisen, nicht aber in den Netzkosten wider. Die fiktive Berechnung eines Reservekraftwerkes sei folglich grundsätzlich nicht gerechtfertigt.

Vorgeschlagen wurde auch, Kosten für Netzreserveleistungen nur bei Kraftwerken anzusetzen, bei denen auch tatsächlich ein Totalausfall wahrscheinlich ist. Bei Kraftwerksanlagen, die aus mehreren Kesseln und Turbinen bzw. Blöcken bestehen, sei das Anrechnen von Netzreserveleistungen nicht sachgerecht.

Bemängelt wurde auch, die Höhe des Reduktionsfaktors für Netzreservekapazität mit dem Faktor 0,35 anzusetzen. Dieser sei noch auf die Verbändevereinbarung II (VV II) zurückzuführen, sodass grundsätzlich fraglich sei, inwieweit ein solches Entgelt bei der Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 StromNEV überhaupt Anwendung finden dürfe. Die Richtigkeit der Einbeziehung der Netzreservekapazität nach der VV II sei nicht mehr überzeugend. Durch die kombinierte Anwendung der Netzreservekapazität mit dem Stufenmodell sei die Erreichbarkeit der Untergrenzen von 10, 15, bzw. 20 Prozent des allgemeinen Netzentgelts per se nicht gewährleistet. Das Modell sei daher nicht mit der Intention der Verordnung und dabei insbesondere mit der vom Ordnungsgeber anerkannten Gesichtspunkte der netzstabilisierenden Wirkung von Bandlastkunden vereinbar.

In einer Stellungnahme wurde vorgeschlagen, die Netzreservekapazität in der HöS-Ebene alternativ durch einen pauschalen Wert, z.B. 200 h/a, oder durch eine an der Verfügbarkeit der Grundlastkraftwerke orientierten Ausdifferenzierung zu bestimmen.

Auch sollte zur Abbildung des Ausfalls von Leitungen die Möglichkeit bestehen, anstelle des Ansatzes von Netzreservekapazität einen fiktiven (n-1)-sicheren physikalischen Pfad darzustellen. Bei der Bestimmung von Reservenetzkapazität sollten zudem Vorgaben zur Höhe der Ausfallzeiten gemacht werden. Zu beachten sei, dass die anzusetzenden Reservenetzkapazitäten nur den Kostenblock enthalten dürfen, der die Betriebsmittel der jeweils ausfallenden Ebenen umfasst.

Umgekehrt wurde in einigen Stellungnahmen gefordert, auch in Verteilernetzen die Berücksichtigung von Netzreserve zu prüfen, da Verteilernetze in wesentlichen Teilen ebenfalls (n-1)-sicher seien.

Kosten für Systemdienstleistungen

Hinsichtlich der Systemdienstleistungen sei eine Klarstellung erforderlich, ob eine explizite Berücksichtigung weder im Übertragungs- noch im Verteilernetz erfolge. Eine Berücksichtigung des allgemeinen Entgelts bis zum Netzknotenpunkt beinhaltet immer die über die Netzentgelte gewälzten Systemdienstleistungskosten des Übertragungsnetzbetreibers bzw. des vorgelagerten Netzes. Dagegen blieben bei einem Anschluss im HöS-Netz bzw. in der Umspannebene HöS/HS die Systemdienstleistungskosten unberücksichtigt.

Da im HöS-Netz der physikalische Pfad immer zu einem Grundlastkraftwerk gebildet werde, seien in dieser Netzebene keine Systemdienstleistungen zu berücksichtigen. Ansonsten sei zu konkretisieren, welche Arten der Systemdienstleistung zu berücksichtigen seien und welche nicht. Für den Verteilernetzbereich gelte, dass bei der Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem Netzknoten die Systemdienstleistungen bereits Bestandteil der allgemeinen Netzentgelte seien, die an diesem Netzknoten zu zahlen sind.

Hinsichtlich der Systemdienstleistungen sei eine Klarstellung erforderlich, dass eine explizite Berücksichtigung weder im Übertragungs- noch im Verteilernetz erfolge. Eine Berücksichtigung des allgemeinen Entgelts bis zum Netzknotenpunkt beinhaltet immer die über die Netzentgelte gewälzten Systemdienstleistungskosten des Übertragungsnetzbetreibers bzw. des vorgelagerten Netzes. Dagegen blieben bei einem Anschluss im HöS-Netz bzw. in der Umspannebene HöS/HS die Systemdienstleistungskosten unberücksichtigt.

Verlustenergiekosten

Im Hinblick auf den Ansatz von Verlustenergiekosten wurde im Wesentlichen bemängelt, dass in den Eckpunkten keine Vorgabe einer bestimmten Methode zur Bestimmung dieser Kosten vorgesehen sei.

Ferner wurde vorgeschlagen, die Kosten für Verlustenergie zu berücksichtigen, allerdings nicht durch individuelle Berechnung, sondern durch einen Standardansatz für die Netzverluste je Trafo oder je Leitungskilometer. Als Preis für Verlustenergie solle als Beschaffungspreis der EEX Phelix Base Year Future t-1,5 bis t-0,5 Jahre herangezogen werden.

4. Einführung und Ausgestaltung des Anzeigeverfahrens

In diversen Stellungnahmen wurden Anregungen bezüglich der ab dem Kalenderjahr 2014 geplanten Umstellung des bisherigen Genehmigungsverfahrens auf ein Anzeigeverfahren geäußert. Von verschiedenen Netzbetreibern wurde diesbezüglich angeregt, eine Bestätigung der Anzeige einzuführen. In der Festlegung sollte zudem geregelt werden, inwieweit die Regulierungsbehörde den Netzbetreiber über die Anzeige unterrichtet, damit dieser Kenntnis vom Eintritt der Wirksamkeit der abgeschlossenen Vereinbarung erlangen könne.

a) Einführung eines Anzeigeverfahrens

Der Übergang von einem Genehmigungsverfahren zu einem Anzeigeverfahren wurde mehrheitlich begrüßt. In einigen wenigen Stellungnahmen wurde die Einführung des Anzeigeverfahrens durch die Festlegung kritisiert, da diese von der Regelung des § 30 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV nicht abgedeckt sei. Vielmehr regle die Festlegung insoweit lediglich die Kriterien bzw. Systematik für die Einführung eines Anzeigeverfahrens. Die zeitnahe Umsetzung des Anzeigeverfahrens wurde überwiegend als positiv erachtet. In einer Stellungnahme wurde jedoch eine ein- bis zweijährige Übergangszeit angeregt, da die kurzfristige Einführung des Anzeigeverfahrens zu Interessenkonflikten führen könne. Mehrfach wurde um die genauere Spezifizierung des Anzeigeverfahrens erbeten, z.B. um die mit dem Anzeigeverfahren verbundenen Risiken für Netzbetreiber und Letztverbraucher zu minimieren. Zudem wurde vielfach der Wunsch geäußert, alle für die Anzeige notwendigen Unterlagen zu benennen. Dies sei auch deshalb erforderlich, da unklar geregelte Vorgaben den administrativen Aufwand aller Beteiligten unnötig steigern würden (z.B. durch Gerichtsverfahren aufgrund von Schadensersatzansprüchen). In einigen Stellungnahmen wurde angeführt, dass es keine Aussage darüber gebe, über welchen Zeitraum die Anzeige der Vereinbarung gelten solle. Diesbezüglich wurde vorgetragen, dass sich das Anzeigeverfahren - wie auch die Genehmigung - an der Regulierungsperiode orientieren solle.

b) Begründungs- und Mitwirkungspflichten

Mehrfach wurde die Pflicht zur vollständigen Vorlage der Antragsunterlagen im Anzeigeverfahren als kritisch erachtet. In Bezug auf die Mitwirkungspflicht der Netzbetreiber würde diese viele Probleme und Diskussionen nach sich ziehen. Bezüglich der sich daraus resultierenden Untersagung der Netzentgeltermäßigung im Antragsjahr wurde von Seiten der Netzbetreiber die Sorge vorgetragen, dass die damit einhergehende Untersagung der Genehmigung zu Schadensersatzforderungen des betroffenen Netznutzers gegenüber dem Netzbetreiber führen könnten, da dieser verpflichtet sei, alle notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Damit die Netzbetreiber ihrer Pflicht zur rechtzeitigen Datenlieferung nachkommen, wurde zur Vermeidung von (ggf. missbräuchlichen) Verzögerungen der Informationsweitergabe angeregt, eine Frist zur Datenlieferung festzusetzen. Die Praxis habe gezeigt, dass es immer wieder Verzögerungen bei der Datenlieferung und deren Vollständigkeit gebe, die der Letztverbraucher nicht zu verantworten habe. Diese Frist solle auch für die Unterzeichnung bereits endverhandelter Vereinbarungen gelten.

Der Umfang der einzureichenden Unterlagen sollte möglichst schlank gehalten und abschließend benannt werden. Es solle eine Art Checkliste der insgesamt vom Netzbetreiber dem Letztverbraucher zur Verfügung zu stellende Unterlagen geben, vor allem um das Haftungsrisiko des Netzbetreibers zu minimieren, falls die Anzeige nicht bis zum 30. September vollständig bei der BNetzA eingehe. Bezüglich der Einhaltung der Kriterien im ersten Anzeigehjahr solle sogar eine entsprechende Versicherung genügen; im Übrigen solle auf eine Einreichung und Prüfung weiterer Unterlagen außerhalb der ohnehin im Folgejahr zu erfüllenden Berichtspflichten verzichtet werden.

In Bezug auf die Letztverbraucher wurde zudem vorgetragen, dass diese nicht in der Lage seien, die erforderlichen Unterlagen eigenständig beizubringen. Der Letztverbraucher müsse bereits im laufenden Kalenderjahr wissen, ob er die Kriterien erfüllen kann, damit er ggf. sein Abnahmeverhalten ändern könne. Hierfür wäre es erforderlich, dass der Netzbetreiber mindestens monatlich, vorzugsweise täglich, die erforderlichen Lastgangdaten bereitstelle.

Netzbetreiber sollten dazu verpflichtet werden, sowohl die Kostenansätze für die Betriebsmittel als auch den gewählten physikalischen Pfad mit allen in Anspruch genommenen Betriebsmitteln sowie möglichen Alternativen (z.B. anhand von Netzplänen) transparent offenzulegen.

Künftig habe der Letztverbraucher der Regulierungsbehörde alle zur Beurteilung der Voraussetzungen erforderlichen Unterlagen vorzulegen. Diese habe der Netzbetreiber elektronisch zu bestätigen. In welcher Form diese Bestätigung zu erfolgen habe, müsse noch eindeutiger geregelt werden.

Zusätzlich sei es notwendig festzulegen, dass der Letztverbraucher seine Anzeige bei der Regulierungsbehörde parallel auch dem Netzbetreiber zukommen lassen müsse. Dies sei notwendig, da andernfalls der Netzbetreiber keine Kenntnis darüber habe, welche von ihm unterzeichnete Vereinbarung auch tatsächlich angezeigt worden sei.

Folgende Präzisierung solle vorgenommen werden: "Erforderliche Unterlagen umfassen Trassenpläne, aus denen der physikalische Pfad hervorgeht. Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, darüber hinausgehende Unterlagen zur Verfügung zu stellen, die Geschäftsgeheimnisse für Wettbewerber wie etwa Konkurrenten im Konzessionswettbewerb oder Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen enthalten können." Da der Netzbetreiber bei der Vergabe von Konzessionen oder bei der Erschließung von neuen Gebieten im Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern bzw. mit Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen stünde, dürfe er nicht verpflichtet werden, Geschäftsgeheimnisse offen zu legen, die zu Wettbewerbsvorteilen für Konkurrenten führen könnten.

Im Zusammenhang mit der Kalkulation und Datenerhebung stelle sich für den Netzbetreiber die Frage, welche Daten herausgegeben werden müssten und in welchem Umfang. In diesem Zusammenhang sei es für den Netzbetreiber von Bedeutung, ob der Aufwand zumutbar sei, ob Sicherheitsbelange betroffen seien und ob es sich bei den Daten um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handle. In diesem Zusammenhang sei unklar, ob lediglich die Trassenlage zu übermitteln sei oder auch die dort konkret stehenden Betriebsmittel und ob die annuitätische Betrachtung insoweit auf Betriebsmitteln aufbauen solle. Diesbezüglich sollte klargestellt werden, dass es sich nicht um konkrete Betriebsmittel handle.

Weiterhin wurde vorgetragen, dass die zur Berechnung des physikalischen Pfades benötigten Daten teilweise weder dem Letztverbraucher noch dem Netzbetreiber zugerechnet werden könnten und daher eine Regelung dazu getroffen werden müsse, wer die Daten einzuholen habe und welche Mitwirkungspflichten dritte Unternehmen hierbei zu erfüllen hätten.

Die vom Netzbetreiber dann bereitzustellenden Daten habe dieser dem Letztverbraucher und bevollmächtigten Dritten entgeltfrei zu überlassen. Die Praxis zeige, dass Netzbetreiber sehr hohe Entgelte für die Datenübermittlung fordern. Dies widerspreche der Intention des Verordnungsgebers, den Letztverbraucher von den Kosten der Netznutzung zu entlasten.

Bei Lieferantenrahmenverträgen solle der Netzbetreiber eine individuelle Netzentgeltvereinbarung nicht mehr ablehnen dürfen, sobald der Lieferant dieser zugestimmt habe. Die Festlegung solle eine entsprechende Klarstellung enthalten. Zumindest sollten konkrete Mitwirkungspflichten beschrieben werden, damit sich Netzbetreiber bzw. Lieferanten nicht wegen behaupteter Unzuständigkeit einer Vereinbarung verweigern können. Es wurde vereinzelt angeregt festzulegen, dass in Fällen, in denen sich wesentliche Parameter ändern (z.B. Wechsel des Netznutzers), der Letztverbraucher verpflichtet sei, den Netzbetreiber unverzüglich zu informieren.

c) Berichtspflichten

Vielfach haben sich vor allem die Netzbetreiber zu den Änderungen bei der Erfüllung der Berichtspflichten geäußert. Dabei hat sich eine Vielzahl der Netzbetreiber für die Beibehaltung der bisherigen Praxis ausgesprochen und damit für die jährliche Übersendung eines Erhebungsbogens an die Regulierungsbehörde. Es sei dagegen nicht praktikabel, dass der Letztverbraucher die Berichtspflicht erfülle, in dem er einen Nachweis über die Einhaltung der Kriterien übermittle, welcher zuvor durch den Netzbetreiber bestätigt wurde. Darüber hinaus wurde geäußert, dass die Übertragung der Berichtspflichten an den Letztverbraucher diesen unnötig belaste, da die Quelle der Daten die Netzbetreiber seien. Zudem

erhöhe diese Umstellung den administrativen Aufwand für die Netzbetreiber und die Regierungsbehörde, da Hunderte von Einzelmeldungen erstellt und geprüft werden müssten.

Abweichend zum bisherigen Verfahren zur Genehmigung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV habe der Letztverbraucher nun bis zum 30. Juni des Folgejahres einen Nachweis über die Einhaltung der Kriterien durch Zusendung eines Erhebungsbogens anzuzeigen. Der betroffene Netzbetreiber habe dies zu bestätigen. Wie diese Bestätigung der vom Letztverbraucher elektronisch zu übermittelnden Angaben technisch ablaufen soll, sei offen. Abgesehen davon werde hier für den Letztverbraucher eine völlig neuartige Kommunikation vorgeschrieben, ohne dass die technischen Anforderungen ersichtlich seien.

Von Seiten der Netzbetreiber wurde die Verschiebung des Übermittlungszeitpunktes des Wirtschaftsprüferstats begrüßt. Mit der Verlegung dieser Pflicht auf den 30. Juni eines Folgejahres würde eine Vereinheitlichung der zu erbringenden Nachweise für die Beschlusskammer 4 und Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur erreicht. Es wurde angeregt, auch andere an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermittelnde Nachweise hinsichtlich Form und Frist zu synchronisieren.

Es bestünden konkrete Bedenken gegen die mit der zu erwartenden Festlegung erfolgte Umsetzung der Ermächtigung der Regulierungsbehörde, indem das Anzeigeverfahren quasi wie eine regelmäßige nachträgliche Kontrolle ausgestaltet werde. Außerdem bestünden Zweifel an der Ausgestaltung zur atypischen Netznutzung, da verschiedene geforderte Daten (Verbrauchs- und Leistungsdaten) dafür nicht relevant seien.

Ein Netzbetreiber wolle freiwillig weiter Daten mit Hilfe von Erhebungsbögen schicken, wolle aber nicht verpflichtet werden, Einzelnachweise der Letztverbraucher zu prüfen.

Der Letztverbraucher sei verpflichtet, die Daten zu liefern. Der Netzbetreiber solle diese nicht mehr prüfen müssen, da die Daten ohnehin auf der Endabrechnung der Netzbetreiber basierten.

Es sei unklar, wie der Netzbetreiber die Berichtspflicht des Letztverbrauchers durch eine ex-post-Dokumentation seiner Leistungsdaten im Erhebungsbogen bestätigen soll. Diesbezüglich dürfe keine Erlöswirksamkeit beim Netzbetreiber aufgrund fehlender Angaben durch den Letztverbraucher entstehen.

Bezüglich der ex-post-Kontrolle wird gefordert, dass die Rechtmäßigkeit der Vereinbarung nur einmalig durch die Regulierungsbehörde zu prüfen sei, da die tatsächliche atypische Netznutzung nur durch den Netzbetreiber zu kontrollieren sei.

d) Anzeigefrist und Untersagung

In mehreren Stellungnahmen wurde die Festlegung des 30. September als Anzeigefrist als sinnvoll erachtet. In einigen Stellungnahmen wurde zudem der Wunsch geäußert festzulegen, ab wann die erstmalige Anzeige einer Vereinbarung Wirkung erlangt. In diesem Zusammenhang wurde zudem angeregt die Anzeige erst nach Abschluss der Vereinbarung wirken zu lassen, um Mitnahmeeffekte auszuschließen.

In anderen Stellungnahmen wurde ausgeführt, dass es keine rechtliche Grundlage für die Festlegung einer Ausschlussfrist durch die Regulierungsbehörde gebe und zudem der 30. September als nicht sachgerecht mit Blick auf die Umlage nach §19 StromNEV erscheine. Die Festlegung einer Ausschlussfrist ließe sich allenfalls aus der Festlegungsbefugnis ableiten.

Außerdem wurde angeregt, bei Vorliegen eines unterjährigen Lieferantenwechsels die Anzeige auch nach dem 30. September des jeweiligen Kalenderjahres zu ermöglichen, um einen nahtlosen Übergang von unterjährigen Vereinbarungen zu gewährleisten.

Zudem wurde vorgetragen, dass die Untersagung der Vereinbarung aufgrund unvollständiger Antragsunterlagen wegen der Schwere der Sanktion eine ausdrückliche rechtliche Grundlage benötige. Diesbezüglich wurde darauf hingewiesen, dass die Befugnisse der

Regulierungsbehörde bei Rechtswidrigkeit der Vereinbarung nicht in der Festlegung zur regeln seien, sondern sich unmittelbar aus der Verordnung ergäben würden.

Die Landesregulierungsbehörden wurden erstmalig im Rahmen der Sitzung des Arbeitskreises Netzentgelte vom 04.09.2013 über die geplante Einleitung eines Verfahrens zur Festlegung sachgerechter Kriterien für die Ermittlung individueller Netzentgelte in Kenntnis gesetzt. Sie wurden zudem, ebenso wie das Bundeskartellamt, über die Einleitung des Verfahrens informiert. In diesem Zusammenhang wurde dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden auch die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem veröffentlichten Eckpunktepapier eingeräumt.

Dem Länderausschuss bei der Bundesnetzagentur wurde der Festlegungsentwurf in der Sitzung vom 21.11.2013 vorgestellt und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Während sich die ganz überwiegende Anzahl der im Länderausschuss vertretenen Landesregulierungsbehörden sowohl aus Verfahrensgründen als auch zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse i.S.v. § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG für eine bundeseinheitliche Festlegung ausgesprochen haben, bestehen bei zwei Regulierungsbehörden Bedenken gegen eine bundeseinheitliche Festlegung, da diese Behörden die hierfür nach § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG erforderlichen Voraussetzungen als nicht erfüllt ansehen. Inhaltlich wurde seitens einer Regulierungsbehörde kritisiert, dass das in der Festlegung vorgesehene System zu § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nicht sachgerecht sei und nicht der Intention des Ordnungsgebers entspreche. Es führe zu viel zu weitgehenden Rabattierungen mit erheblichen Mitnahmeeffekten, die auf zufällig auftretende Hochlastzeitfenster und eine zu "geringe" (derzeit nur 5 Prozent)-Trennlinie zurückzuführen seien. Zusätzliche Mitnahmeeffekte würden durch die Wahloption begründet.

Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden ist unter dem 02.12.2013 Gelegenheit zur Stellungnahme gem. § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gegeben worden.

Wegen der Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte verwiesen.

II.

Die vorliegende Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 30 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV. Danach kann die Regulierungsbehörde zum einen eine Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV treffen und zum anderen eine bereits erfolgte Festlegung gemäß § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG ändern.

Im Hinblick auf Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV handelt es sich vorliegend um eine Änderung der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 05.12.2012, BK4-12-1656, betreffend die Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG. In Bezug auf Vereinbarungen individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 bis 4 StromNEV handelt es sich um eine (neue) Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG. Insoweit tritt die vorliegende Festlegung an die Stelle des Leitfadens der Bundesnetzagentur zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV (alte Fassung) vom Dezember 2012.

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG die für die Festlegung zuständige Regulierungsbehörde. Nach der Vorschrift des § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG nimmt die Bundesnetzagentur die entsprechenden Festlegungsbefugnisse wahr, wenn zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im Bundesgebiet eine bundeseinheitliche Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG erforderlich ist. Dies bedeutet nach Auffassung der Beschlusskammer, dass eine bundeseinheitliche Festlegung insbesondere dann in Betracht kommt, um möglichst gleiche Voraussetzungen und Bedingungen für die wirtschaftliche Betätigung im ganzen Bundesgebiet

sicherzustellen. Dies ist vorliegend der Fall. Danach wird durch die Festlegung gewährleistet, dass sowohl die betroffenen Netzbetreiber als auch Letztverbraucher im gesamten Bundesgebiet im Hinblick auf die Vereinbarung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV zukünftig die gleichen regulatorischen Rahmenbedingungen vorfinden.

Insbesondere für Letztverbraucher mit Standorten in verschiedenen Bundesländern und Netzgebieten ist es nur schwer nachvollziehbar, wenn sich die Bedingungen für den Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV je nach Festlegung der im Einzelfall zuständigen Regulierungsbehörde unterscheiden. Gleiches gilt auch dann, wenn infolge einer uneinheitlichen Anwendung der Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV in den bestehenden Wettbewerb zwischen den für eine atypische oder stromintensive Netznutzung in Betracht kommenden Letztverbrauchern eingegriffen werden würde. Eine bundeseinheitliche Regelung ist daher geboten.

Die bundeseinheitliche Festlegung ist auch deshalb erforderlich, weil ansonsten die unterschiedliche Behandlung eines identischen Sachverhaltes eintreten könnte. Ein Letztverbraucher, der mit eigenen Betriebsmitteln zum einem Umspannwerk gelangt, kann dort Netzanschluss sowohl beim nachgelagerten Verteilernetzbetreiber als auch beim vorgelagerten Verteilernetzbetreiber bzw. Übertragungsnetzbetreiber. Diese Wahlfreiheit des Anschlussnehmers entspricht der ständigen Spruchpraxis der Bundesnetzagentur und ist auch höchstrichterlich bestätigt worden. Ohne bundeseinheitliche Festlegung könnte je nach der Wahl des Anschlussnetzbetreibers ein unterschiedliches individuelles Netzentgelt errechnet werden, wenn die vor- und nachgelagerter Netzbetreiber in unterschiedliche Zuständigkeit fallen und unterschiedliche Festlegungen vorliegen. Dies wäre ein höchst unbilliges Ergebnis, weil in der gleichen technischen Konstellation ein unterschiedliches Netzentgelt berechnet würde. Außerdem würde damit das Wahlrecht des Anschlussnehmers faktisch eingeschränkt, weil die Höhe des individuellen Netzentgeltes seine Entscheidung über die Wahl des Anschlusses wesentlich beeinflusst. Das Beispiel unterstreicht die Notwendigkeit eines bundeseinheitlichen Vorgehens bei der Berechnung und Erlangung eines individuellen Netzentgeltes.

Auch lässt sich aus der Regelung des § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG nicht ableiten, dass eine bundeseinheitliche Festlegung „nur bei wesentlichen und wichtigen Regulierungsaspekten“ in Betracht kommen kann. Voraussetzung ist vielmehr alleine die Erforderlichkeit zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im Bundesgebiet. Unabhängig hiervon kann eine unterschiedliche Genehmigungspraxis für die betroffenen Unternehmen durchaus von ganz erheblicher und existenzieller Bedeutung sein, etwa dann, wenn trotz objektiv gleicher Genehmigungsvoraussetzungen eines von zwei im Wettbewerb stehenden Unternehmen in den Genuss einer Netzentgeltvergünstigung kommt, dass andere dagegen nicht. Die bundeseinheitliche Festlegung führt im Übrigen auch nicht zu einer verfassungsrechtlich problematischen Mischverwaltung.

Im Übrigen folgt die Bundesnetzagentur mit der bundeseinheitlichen Festlegung der Auffassung der überwiegenden Mehrzahl der Mitglieder des Länderausschusses, so wie es § 54 Abs. 3 S. 5 EnWG vorsieht.

2. Formelle Anforderungen

a) Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an alle im Bundesgebiet aktiven Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG sowie die von diesen versorgten Letztverbraucher.

b) Beteiligung von Bundeskartellamt, Landesregulierungsbehörden und Länderausschuss

Das Bundeskartellamt sowie die Landesregulierungsbehörden wurden über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Darüber hinaus wurde ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gegeben. Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

c) Anhörung

Den Beteiligten wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG im Rahmen der Konsultation die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Entgegen den in einigen Stellungnahmen geäußerten Forderungen nach etwaigen zusätzlichen Stellungnahmemöglichkeiten etwa zum Ergebnis der Festlegung oder zur inhaltlichen Gestaltung der für die Anzeige eines individuellen Netzentgelts vorgesehenen Erhebungsbögen wurde dem Gebot nach rechtlichem Gehör nach Auffassung der Beschlusskammer mit der Veröffentlichung des umfassenden Eckpunktepapiers Genüge getan.

3. Anwendungsbereich

Die vorliegende Festlegung gilt für individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV mit einer erstmaligen Wirkung ab dem 01.01.2014. Sie soll, um etwaige Rückwirkungsproblematiken zu vermeiden, nicht für individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 gelten, die frühere Geltungszeiträume beinhalten bzw. mitumfassen. Diese unterliegen insoweit auch weiterhin der Genehmigungspflicht nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV.

Die Rechtsgrundlage für die damit einhergehende Beschränkung des Anwendungsbereichs der Festlegung BK4-12-1656 ergibt sich zum einen § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG. Danach ist die Regulierungsbehörde befugt, die nach § 29 Abs. 1 EnWG von ihr festgelegten oder genehmigten Bedingungen und Methoden nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung oder Genehmigung genügen. Die Änderung dient insoweit dem Zweck, die mit Beschluss BK4-12-1656 festgelegten Kriterien zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen mit Wirkung ab dem 01.01.2014 an die durch Art. 2 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) vorgenommenen Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV anzupassen.

Die Befugnis zur Abänderung des Ausgangsbescheides folgt zum anderen aus § 49 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG. Danach darf ein rechtmäßiger begünstigender Verwaltungsakt, auch nachdem er unanfechtbar geworden ist, ganz oder teilweise mit Wirkung für die Zukunft widerrufen werden, wenn der Widerruf durch Rechtsvorschrift zugelassen oder im Verwaltungsakt vorbehalten ist. Die unter dem Az. BK4-12-1656 am 05.12.2012 erfolgte „Festlegung zur Ermittlung sachgerechter Entgelte im Rahmen der Genehmigung von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG für § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV“ enthält insoweit in Ziffer 3 einen entsprechenden Widerrufsvorbehalt für den Fall, dass später aufgrund neuer Erkenntnisse zu einem im Zeitpunkt der Entscheidung noch nicht absehbaren Anpassungsbedarf kommen sollte. Dieser ergibt sich vorliegend aus der erfolgten grundlegenden Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV.

4. Materielle Festlegungsvoraussetzungen

a) Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war geboten und erforderlich.

Nach § 30 StromNEV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zur Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV sowie individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV treffen.

Die vorliegende Festlegung dient der Gewährleistung einer sachgerechten Ermittlung der individuellen Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Die Vorgabe einer einheitlichen Methode dient insoweit zum einen dem Zweck, eine für alle betroffenen Netzbetreiber und Letztverbraucher gleiche Methode für die Berechnung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bzw. § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV vorzugeben, um insbesondere Meinungsverschiedenheiten zwischen Netzbetreibern und Letztverbrauchern über die richtige Berechnung der individuellen Netzentgelte zu vermeiden. Sie dient zum anderen dem Zweck, den mit der Durchführung einer hohen Zahl von Einzelgenehmigungsverfahren verbundenen erheblichen administrativen Aufwand sowohl für den Netzbetreiber, den Letztverbraucher, aber auch für

die Verwaltungsbehörde durch die Einführung einer Anzeigepflicht zu verringern. Ein weiterer Vorteil für die betroffenen Letztverbraucher folgt aus dem Umstand, dass ihnen der Ausgleich für die Entlastungswirkung zeitnah im Anschluss an die erfolgte Anzeige zu Gute kommt und sie aufgrund der Vielzahl der Genehmigungsanträge nicht mehr monate- und im Extremfall sogar jahrelang auf eine Genehmigungserteilung warten müssen. Ein Erwägungspunkt ist schließlich auch der Umstand, dass die der Festlegung zugrunde liegenden Normen im Rahmen der erfolgten Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) in wesentliche Punkten neu geregelt worden sind. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang insbesondere die gemäß Art. 2 der Verordnung vom 14.08.2013 mit Wirkung zum 01.01.2014 vorgesehene (Wieder-) Einführung einer physikalischen Komponente für die Berechnung der individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV.

Der Festlegung steht insoweit auch nicht entgegen, dass diese bereits vor dem Zeitpunkt des eigentlichen Inkrafttretens der erst ab 01.01.2014 geltenden Regelungen der StromNEV erfolgt. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass die eigentlich Regelung zur Festlegungskompetenz in § 30 Abs. Nr. 7 StromNEV von der Ordnungsänderung nicht betroffen gewesen ist und die zum 01.01.2014 erfolgte Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV lediglich darauf abzielt, die Voraussetzungen für den Abschluss von individuellen Netzentgeltvereinbarungen sowie das Verfahren zur Überprüfung dieser Entgelte durch die Regulierungsbehörde zu modifizieren. Da die Festlegungskompetenz in jedem Fall bereits besteht, kann ein entsprechendes Festlegungsverfahren bereits im Vorfeld eingeleitet und durchgeführt werden. Dies ist auch sinnvoll, um den Beteiligten bereits im Zeitpunkt des Inkrafttretens entsprechende Kriterien, beispielsweise für die Ermittlung der neu eingeführten physikalischen Komponente, an die Hand zu geben.

b) Berechnung individueller Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Die im Tenor enthaltene Hochlastzeitfensterregelung stellt aus Sicht der Beschlusskammer trotz der vereinzelt geäußerten Bedenken auch weiterhin eine geeignete, erforderliche und die Beteiligten nicht unverhältnismäßig belastende Methode dar, um individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sachgerecht zu ermitteln.

Hauptvoraussetzung einer Entgeltreduzierung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist, dass der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der Jahreshöchstlast in der jeweiligen Netzebene abweicht. Die tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast kann nur ex post ermittelt werden. Es bedarf folglich einer Bestimmung der Hochlastzeitfenster, die die Unsicherheit zwischen Vorhersehbarkeit und tatsächlichem Eintritt der zeitgleichen Jahreshöchstlast erfasst. Zur Beurteilung, ob eine erhebliche Abweichung von der Jahreshöchstlast i.S.v. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV vorliegt, ist neben der Einhaltung der Hochlastzeitfenster zusätzlich eine erhebliche Lastverschiebung (Erheblichkeitsschwelle) durch den Letztverbraucher zu verlangen.

i. Hochlastzeitfenster

Die Zeitfenster, innerhalb derer ein atypischer Netznutzer im Vergleich zu den übrigen Netznutzern eine Lastabsenkung aufweist (Hochlastzeitfenster des Netzes), sind durch den Netzbetreiber zu ermitteln. Sie sind für jeden Netzbetreiber und für jede Netz- und Umspannebene gesondert zu bestimmen. Relevant ist jeweils die Netz- oder Umspannebene, aus welcher der betreffende Letztverbraucher elektrische Energie entnimmt. Die Pflicht zur Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster wird dabei für alle Netzbetreiber verbindlich festgelegt.

ii. Referenzzeitraum und Veröffentlichung

Als Datenbasis für die Ermittlung der Hochlastzeitfenster ist grundsätzlich auf den Zeitraum unmittelbar vor dem Kalenderjahr abzustellen, für das das individuelle Netzentgelt erstmalig vereinbart wird. Da die Hochlastzeitfenster im Interesse der Planungssicherheit der Beteiligten spätestens zu Beginn des Kalenderjahres, in dem das individuelle

Netzentgelt erstmals zur Anwendung kommen soll, bekannt sein müssen, um insbesondere dem Letztverbraucher die Möglichkeit zu geben, sein individuelles Netznutzungsverhalten an den Zeitfenstern auszurichten, soll die Berechnung der Hochlastzeitfenster grundsätzlich auf Grundlage der Daten der Monate September bis Dezember des Vor-Vorjahres sowie der Monate Januar bis August des der individuellen Netzentgeltvereinbarung vorausgehenden Kalenderjahres (Referenzzeitraum) erfolgen. Die Hochlastzeitfenster können dann im Herbst des vorhergehenden Kalenderjahres berechnet werden und sind durch alle Netzbetreiber bis spätestens zum 31. Oktober für das Folgejahr zu veröffentlichen.

Dies gilt unabhängig davon, ob bei dem betreffenden Netzbetreiber bereits entsprechende individuelle Netzentgelte nachgefragt wurden. Die Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster ist auch für diejenigen Letztverbraucher notwendig, die aktuell die Voraussetzungen für ein individuelles Netzentgelt nicht erfüllen, durch Änderungen in der Produktion bzw. im Betriebsablauf jedoch zukünftig in den Genuss einer Netzentgeltreduzierung kommen könnten.

Die Veröffentlichung zum 31. Oktober lässt den Letztverbrauchern hinreichend Zeit, die Betriebs- und Produktionsprozesse derart anzupassen, dass die Einhaltung der Hochlastzeitfenster im Folgejahr möglich wird.

iii. Maximalwertkurve des Tages

Zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster ist im ersten Schritt die Maximalwertkurve des Tages für unterschiedliche Jahreszeiten zu bilden. Dabei ist von folgenden Jahreszeiten, die nicht den kalendarischen (astronomischen) Jahreszeiten entsprechen, auszugehen:

Winter	1. Januar bis 28. bzw. 29. Februar
Frühling	1. März bis 31. Mai
Sommer	1. Juni bis 31. August
Herbst	1. September bis 30. November
Winter	1. Dezember bis 31. Dezember

Die Maximalwertkurve des Tages wird zusammengesetzt aus den einzelnen höchsten Viertelstundenmaximalwerten in allen Viertelstunden für die jeweilige Jahreszeit.

iv. Trennlinie

Im zweiten Schritt ist zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster eine Trennlinie grafisch als horizontale Linie in die vier Maximalwertkurven des Tages je Netz- und Umspannungsebene einzutragen. Die Höhe der Trennlinie je Netzebene ist durch einen fünf Prozent-Abschlag auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast des Referenzzeitraums zu bestimmen. Es ergibt sich ein Wert für das gesamte Jahr, welcher für die Ermittlung der Hochlastzeitfenster aller Jahreszeiten gilt. Entgegen einer im Verfahren geäußerten Auffassung erscheint die Höhe von 5 Prozent auch weiterhin ausreichend um sicherzustellen, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht. Ob in diesem Zusammenhang von einzelnen Letztverbrauchern möglicherweise Mitnahmeeffekte erzielt werden können, ist für die Beurteilung im Ergebnis irrelevant.

v. Bestimmung der Hochlastzeitfenster

Zur Bestimmung der Hochlastzeitfenster werden die Trennlinie und die jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven übereinandergelegt. Ergeben sich hierbei Schnittpunk-

te zwischen der Trennlinie und der jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurve, so bilden die Segmente zwischen den Schnittpunkten oberhalb der Trennlinie und der jahreszeitlich spezifischen Maximalwertkurven die Hochlastzeiten. Die Segmente unterhalb der Trennlinie bestimmen die Nebenzeiten. Es ist sowohl möglich, dass für bestimmte Jahreszeiten keine Hochlastzeitfenster gebildet werden können oder dass sich mehrere Hochlastzeitfenster pro Tag ergeben.

Für den Fall, dass sich im Einzelfall nur ein sehr kurzes Hochlastzeitfenster von weniger als drei Stunden ergibt, kann der Netzbetreiber dieses auf maximal drei Stunden pro Tag je Jahreszeit erweitern. Für den Fall, dass sich ein überlanges Hochlastzeitfenster ergibt, ist dieses vom Netzbetreiber auf eine Maximaldauer von zehn Stunden pro Tag und je Jahreszeit zu begrenzen. Den in der Konsultation gemachten Vorschlag, aus der vorhandenen "kann-Regelung" zur Bildung zu kurzer Hochlastzeit-Fenster, eine "muss-Regelung" zu machen, damit zumindest für eine Jahreszeit das Hochlastzeitfenster mindestens drei Stunden betragen muss, hält die Beschlusskammer für nicht sachgerecht. Eine zwingende Notwendigkeit zur Festlegung einer Mindestdauer besteht aus Sicht der Beschlusskammer nicht. Nach den bisherigen Erfahrungen ist das bisherige HLZF-Modell zur Verhinderung eines Zusammentreffens der individuellen Höchstlast des Letztverbrauchers mit der Jahreshöchstlast des Netzes völlig ausreichend.

Soweit in früheren Konsultationen vorgeschlagen wurde, die Trennlinie zu verändern (z.B. auf einen Abschlag von 15 Prozent der Jahreshöchstlast), um hierdurch Jahreszeiten ohne Hochlastzeitfenster zu vermeiden, ist diesbezüglich festzustellen, dass das Fehlen von Hochlastzeitfenstern in einigen Jahreszeiten auf das insgesamt niedrigere Lastniveau zu diesen Zeiten zurückzuführen ist. Da das Netz auf die absolute Höchstlast ausgelegt ist, ist die Angabe von Hochlastzeitfenstern nur in den Jahreszeiten notwendig, in denen eine Netzauslastung nahe der Jahreshöchstlast tatsächlich vorliegt.

Ebenfalls nicht sachgerecht ist eine zeitliche Ausweitung der Hochlastzeitfenster durch Absenken der Trennlinie auf einen Wert größer fünf Prozent. Die derzeitige Ermittlungsmethode bestimmt die tatsächlichen Hochlastzeitfenster in der betreffenden Netz- und Umspannebene mit hinreichender Sicherheit. Der Regulierungsbehörde liegen derzeit keine neuen Erkenntnisse vor, die eine Anpassung der aktuellen Ermittlungsmethode rechtfertigen würde.

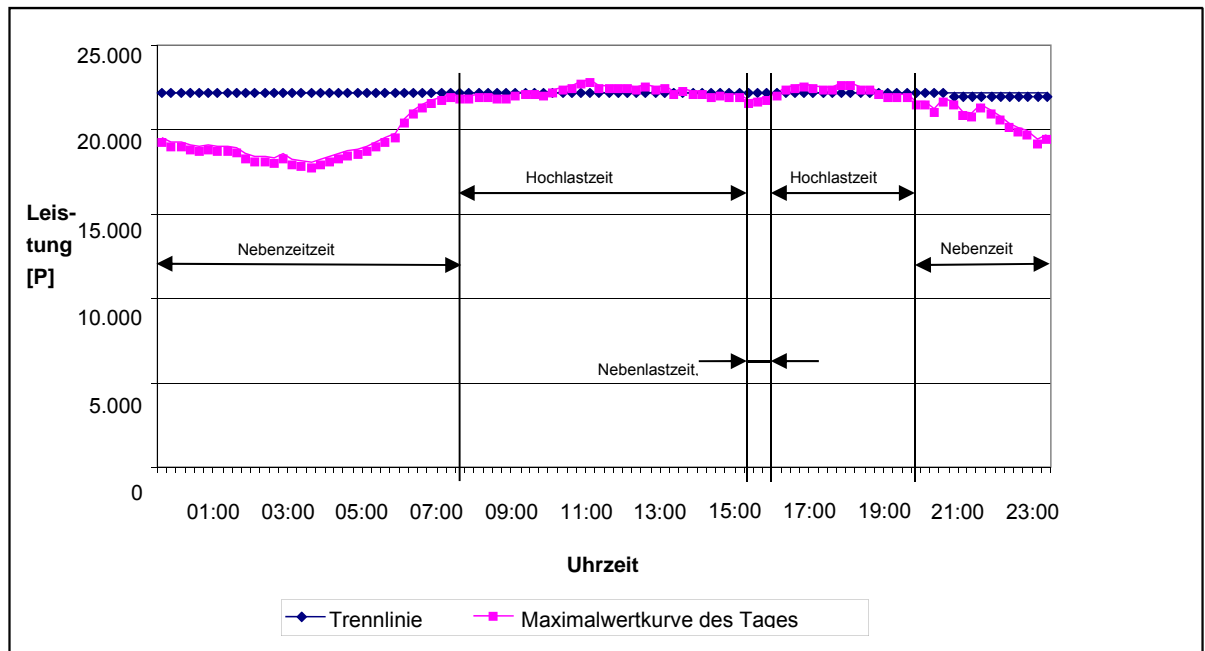
Gleiches gilt schließlich auch für die Vorschläge, jahreszeitabhängig höhere Abschläge vorzusehen oder die Bildung von Hochlastzeitfenstern für das ganze Jahr verbindlich vorzuschreiben.

Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, dass die Gefahr eines „Hin- und Herpendelns“ oder „Pulsierens“ der Hochlastzeitfenster von Jahr zu Jahr aufgrund der Verschiebung von Lasten knapp neben die Hochlastzeitfenster und durch das Entstehen neuer Lastspitzen bestünde. Dieser Hinweis könnte aus Sicht der Regulierungsbehörde in erster Linie für sehr kurze Hochlastzeitfenster relevant sein. Da bislang von Seiten der Netzbetreiber allerdings nur abstrakt auf diese Möglichkeit hingewiesen wurde, über das tatsächliche Auftreten derartiger Phänomene bislang jedoch noch nichts bekannt geworden ist, sieht die Regulierungsbehörde für gegensteuernde Regelungen aktuell keinen Anlass.

Obwohl bei sehr kurzen Hochlastzeitfenstern die Möglichkeit besteht, diese auf maximal drei Stunden zu erweitern, haben in der Praxis viele Netzbetreiber von dieser Möglichkeit bisher keinen Gebrauch gemacht. Sollte es von Jahr zu Jahr zu leicht verschobenen kurzen Hochlastzeitfenstern kommen, wäre dies ein Fall, in dem nach Auffassung der Regulierungsbehörde die sachgerechte Ausdehnung der Hochlastzeitfenster geboten wäre. Bei normal langen Hochlastzeitfenstern könnten eine Lastverlagerung und damit eine Lastglättung in Hochlastzeitphasen zu einer Ausdehnung der Hochlastzeitfenster führen. Dies wäre in dem Fall dann jedoch sachgerecht. Die Gefahr eines „Hin- und Herpendelns“ bei normal langen Hochlastzeitfenstern sieht die Regulierungsbehörde dagegen vor dem Hintergrund, dass bisher keine solchen Erfahrungen vorgetragen wurden, nicht. Es wird daher an der bisherigen Praxis zur Bestimmung der Hochlast-

zeitfenster, die von der Branche allgemein akzeptiert ist, festgehalten. Die Konsultation hat keine wesentlichen neuen Erkenntnisse hervorgebracht, die eine Abweichung von der vorgenannten Position rechtfertigen würden. Insbesondere wurden keine Fakten vorgetragen, durch die die abstrakt befürchteten, unerwünschten Lastverlagerungen und neuen Lastspitzen nachvollziehbar würden.

Grafische Musterdarstellung für Hochlastzeitfenster



Die Hochlastzeitfenster sind ausschließlich an Werktagen (Montag – Freitag) gültig. Wochenenden, Feiertage und maximal ein Brückentag pro Woche sowie die Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr (24. Dezember bis 1. Januar) gelten als Nebenzeiten.

Entgegen entsprechender Forderungen in früheren Konsultationsverfahren sind individuelle Netzentgeltvereinbarungen nicht zulässig, wenn die Hochlastzeitfenster nachgelagerter Netz- und Umspannebenen die Zeiträume der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen einschließen (sog. Top-Down-Überdeckung der Hochlastzeiten). Eine Top-Down-Überdeckung der Hochlastzeitfenster ist nicht notwendig, da bei der Ermittlung der Hochlastzeitfenster ebenfalls die Entnahme der unterlagerten Netzebene berücksichtigt wird. Dominiert die Entnahme der unterlagerten Netzebene die Höchstlast der betreffenden Netz- oder Umspannebene erheblich, wird dies dazu führen, dass die ermittelten Hochlastzeitfenster dies auch angemessen widerspiegeln.

Eine Top-Down-Überdeckung der Hochlastzeitfenster widerspricht zudem dem Wortlaut des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, wonach die Abweichung des Höchstlastbeitrags des Letztverbrauchers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus „dieser“ Netz- oder Umspannebene entscheidend ist. Die Entnahmen der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen sind somit nicht durch eine Top-Down-Überdeckung der Hochlastzeitfenster zu berücksichtigen.

vi. Berechnung des Individuellen Netzentgelts

Für die atypische Netznutzung ist ein individuelles Netzentgelt zu berechnen, welches grundsätzlich auf den veröffentlichten allgemeinen Netznutzungsentgelten beruht.

Veröffentlichtes Entgelt i.S.d. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist das für den Zeitraum jeweils jährlich geltende allgemeine Entgelt aus dem Preisblatt des Netzbetreibers, welches dem Vereinbarungszeitraum entspricht. Sowohl bei der Berechnung des allgemeinen als auch des individuellen Entgeltes sind der identische Leistungs- und Arbeitspreis

zugrunde zu legen. Hierbei ist für die Berechnung der Benutzungsdauer die tatsächliche Höchstlast heranzuziehen.

Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers, oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert wurden, sind bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen. Hintergrund ist die Erwägung, dass diese Leistungsspitzen primär auf Veranlassung des für die Netzsicherheit und Netzstabilität verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers erfolgen und sich dem Steuerungseinfluss des betroffenen Unternehmens insoweit entziehen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die betreffenden Regelenergieleistungen tendenziell eher in solchen Zeiten nachgefragt werden, in denen ein Zusammentreffen der durch die Erbringung von Regelenergieleistungen verursachten Leistungsspitzen und der Jahreshöchstlast des Netzes eher nicht zu erwarten ist. Sofern der Netznutzer nicht unmittelbar an das Netz des die Regelenergieleistungen anfordernden Übertragungsnetzbetreibers angeschlossen ist, ist er verpflichtet, Leistungsspitzen, die durch entsprechende Maßnahmen verursacht wurden, unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von drei Werktagen nach Auftreten der Leistungsspitze, bei dem unmittelbar für seine Versorgung zuständigen Netzbetreiber zu melden.

Bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes wird der Leistungspreis nicht mit der absoluten Jahreshöchstleistung multipliziert. Stattdessen wird bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes dieser Leistungspreis mit dem höchsten Leistungswert aus allen Hochlastzeitfenstern multipliziert. Unverändert bleibt die Ermittlung des Arbeitsentgeltes. Individuelles Leistungsentgelt und Arbeitsentgelt werden addiert. Das so berechnete reduzierte Entgelt ist mit dem allgemeinen Entgelt zu vergleichen und kann zu einer maximalen Reduzierung von 80 Prozent diesem gegenüber führen, vgl. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

Berechnung allgemeines Entgelt:	Berechnung individuelles Entgelt:
Leistungspreis x Jahreshöchstleistung + Arbeitspreis x Jahresarbeit = allgemeines Entgelt	Leistungspreis x höchste Leistung in den Hochlastzeitfenstern + Arbeitspreis x Jahresarbeit = individuelles Entgelt
Bedingung: Individuelles Netzentgelt \geq allg. Entgelt x 20 %	

Dabei wird für Letztverbraucher unter 2.500 Benutzungsstunden eine Wahloption eingeräumt. Für die individuelle Netzentgeltermittlung kann bei Letztverbrauchern unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden der allgemein gültige Leistungs- und Arbeitspreis (der jeweiligen Netzebene) oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden für die Bestimmung des individuellen Netzentgeltes herangezogen werden. Hierbei wird bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgeltes der allgemeine Leistungspreis oberhalb von 2.500 Stunden mit dem höchsten Leistungswert des Netznutzers aus allen Hochlastzeitfenstern multipliziert. Für die Ermittlung des Arbeitspreises wird der allgemeine Arbeitspreis oberhalb von 2.500 Stunden mit der Jahresgesamtarbeit des Netznutzers multipliziert. Aus diesen beiden Komponenten ergibt sich das individuell zu zahlende Netzentgelt.

Den in der Konsultation gemachten Vorschlag, die Wahloption wegfällen zu lassen, ist nicht sachgerecht. Die Sachgerechtigkeit einer Wahloption wurde im Rahmen von zwei Entscheidungen des BGH grundsätzlich bestätigt. Der Wegfall der Wahloption würde insoweit zu einem inkonsistenten Berechnungsmodell führen, da ein Letztverbraucher bei gleicher Leistung und einer Benutzungsstundenzahl unter 2.500 Stunden ggf. ein höheres individuelles Netzentgelt zahlen müsste, als ein Letztverbraucher mit mehr als

2.500 Stunden. Grund hierfür ist der Umstand, dass sich mit Erreichen der 2.500-Stunden-grenze die Gewichtung von Arbeits- und Leistungspreis umkehrt.

Der Vorschlag einer Landesregulierungsbehörde, die Wahloption auf einen bestimmten Bereich um 2.500 Benutzungsstunden zu begrenzen, um etwaige Mitnahmeeffekte zu vermeiden, ist nach Einschätzung der Beschlusskammer ebenfalls nicht sachgerecht. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass sich der positive Effekt der Wahloption ab einer bestimmten Benutzungsstundenzahl zwischen 0 und 2.500 für den betroffenen Letztverbraucher ohnehin wieder ins Negative umkehrt. Hierdurch ist sichergestellt, dass nur solche in den Genuss der Wahloption kommen können, auf die sich die Berechnungsmethodik zu § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV auch tatsächlich nachteilig auswirken würde.

Das individuelle Netzentgelt ist mit dem ohne die Regelung des § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV tatsächlich zu zahlenden allgemeinen Netzentgelt zu vergleichen und kann zu einer maximalen Reduzierung von 80 Prozent gegenüber diesem führen. Die Regulierungsbehörde weicht in diesem Punkt ausdrücklich von ihrer früheren Auffassung ab, nach der im Falle der Ausübung der Wahloption als Referenz für die Ermittlung des Mindestentgelts in Höhe von 20 Prozent ebenfalls auf das Entgelt abzustellen ist, welches sich bei den Preisen von mehr als 2.500 Benutzungsstunden ergeben würde. Die frühere Auffassung beruhte auf der Erwägung, dass ein Abstellen auf die tatsächlich zu zahlenden allgemeinen Netzentgelte zu einer überproportionalen Reduzierung und damit zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Bevorzugung gegenüber Letztverbrauchern mit tatsächlich mehr als 2.500 Benutzungsstunden führen würde, die sachlich nicht gerechtfertigt wäre. Anlass für die dennoch erfolgte Änderung der Spruchpraxis ist ein am 09.10.2012 unter dem Aktenzeichen EnVR 42/11 ergangener Beschluss des BGH, in dem dieser eine entsprechende Regelung der Regulierungsbehörde auf Beschwerde eines betroffenen Letztverbrauchers aufgehoben hat. Es ist daher nach Auffassung der Regulierungsbehörde notwendig, als Maßstab für das Mindestentgelt das tatsächlich zu zahlende Entgelt heranzuziehen, also für Letztverbraucher mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden auch das allgemeine Entgelt unter 2.500 Benutzungsstunden.

Ob die Wahloption in Anspruch genommen wird, muss dem Netzbetreiber spätestens zum Zeitpunkt des Abschlusses der individuellen Netzentgeltvereinbarung mitgeteilt werden. Hat der Letztverbraucher sich im Rahmen von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für die Geltungsdauer der Vereinbarung für die Wahloption entschieden, kann er während eines laufenden Kalenderjahres keine Umstellung des individuellen Netzentgeltes auf die Arbeits- und Leistungspreise unter 2.500 Benutzungsstunden geltend machen. Da das Verhalten des Letztverbrauchers vorhersehbar und prognostizierbar sein soll, kann es insoweit keine nachträgliche Bestabrechnung geben. Dies würde der Vorhersehbarkeit entgegenstehen. Der Letztverbraucher muss dann im ungünstigsten Fall die allgemein zu zahlenden Netzentgelte entrichten, wobei die bei Zugrundelegung der tatsächlichen Benutzungsstundenzahl zu zahlenden allgemeinen Netzentgelte auch im Falle der Nutzung der Wahloption die Obergrenze des vom Letztverbraucher zu zahlenden Entgelts bilden. In den Folgejahren kann der Letztverbraucher dem Netzbetreiber jeweils bis spätestens zum 15. November mitteilen, ob er für das kommende Kalenderjahr an der Wahloption festhalten möchte oder ob die Berechnung wieder auf Basis der tatsächlichen allgemeinen Arbeits- und Leistungspreise unter 2.500 Stunden erfolgen soll. Erfolgt keine Mitteilung, wird angenommen, dass die für das laufende Kalenderjahr gewählte Berechnungsmethode auch im nächsten Jahr weiter gelten soll. Durch die vorgenannte Frist wird insoweit sichergestellt, dass sich der Netzbetreiber rechtzeitig auf die im Folgejahr anzusetzenden Entgelte einstellen kann, gleichzeitig liegt der 15. November auch nach der Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster, so dass sich der Letztverbraucher zusammen mit seiner Prognose für die für ihn günstigste Variante entscheiden kann. Die Möglichkeit zur jährlichen Ausübung der Wahloption rechtfertigt sich damit, dass der Letztverbraucher in dem Fall, dass sich die Wahloption wider Erwarten für ihn nicht rechnet, gezwungen wäre, die bestehende Vereinbarung aufzukündigen und eine neue, seinem Nutzungsverhalten gerecht werdende Vereinbarung zur

Anzeige vorzulegen. Die Folge wäre ein erheblicher administrativer Mehraufwand für die Beteiligten.

vii. Erheblichkeitsschwelle

Um sicherzustellen, dass der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der prognostizierten zeitgleichen Jahreshöchstlast der übrigen Entnahmen des Netzes abweichen wird, ist ein individuelles Entgelt nur dann anzubieten, wenn die voraussichtliche Höchstlast des betroffenen Letztverbrauchers innerhalb der Hochlastzeitfenster einen ausreichenden Abstand zur voraussichtlichen Jahreshöchstlast außerhalb der Hochlastzeitfenster aufweisen wird. Insoweit sind für die betreffenden Netzebenen Mindestabstände (Erheblichkeitsschwellen) einzuhalten. Die jeweilige Erheblichkeitsschwelle ist prozentual und absolut anhand der Lastreduzierung zu bestimmen.

Bei der Ermittlung der prozentualen Lastreduzierung wird die Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers ins Verhältnis gesetzt zur höchsten Last des Letztverbrauchers im Hochlastzeitfenster. Dabei ist auf die jeweilige Netz- bzw. Umspannebene abzustellen.

Erheblichkeitsschwelle des Letztverbrauchers:

$$\frac{\text{Jahreshöchstlast des LV} - \text{Höchste Last des LV im HLZF}}{\text{Jahreshöchstlast des LV}} * 100 \geq \text{Prozentwert der Netz- / Umspannebene}$$

Es gelten die nachfolgend dargestellten Schwellenwerte:

Netz- / Umspannebene	Erheblichkeitsschwelle
HöS	5%
HöS/HS	10%
HS	10%
HS/MS	20%
MS	20%
MS/NS	30%
NS	30%

Eine Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt kann nur abgeschlossen werden, wenn beispielweise ein Letztverbraucher in der Niederspannung seine Last soweit verlagern kann, dass seine individuelle Höchstlast in den auf Basis der Methode der Regulatorbehörde ermittelten Hochlastzeitfenstern voraussichtlich 30 Prozent unterhalb seiner absoluten Jahreshöchstlast liegen wird.

Darüber hinaus ist eine Mindestverlagerung von 100 kW in allen Netz- und Umspannebenen erforderlich:

$$\text{Höchste Last des LV} - \text{Höchste Last des LV im HLZF} \geq 100 \text{ kW}$$

Durch die festgelegten Schwellenwerte wird sichergestellt, dass der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der prognostizierten zeitgleichen Jahreshöchstlast der übrigen Entnahmen des Netzes abweichen wird. Die Notwendigkeit eines über die bisherigen Regelungen hinaus geltenden zusätzlichen Schwellenwerts von 100 kW Mindestverlagerung begründet sich damit, dass allein eine relativ bemessene Schwelle nicht vollumfänglich sicherstellt, dass tatsächlich eine erhebliche

Lastverlagerung eintritt. Dies gilt insbesondere in den unteren Spannungsebenen, in denen häufig sehr kleine Letztverbraucher angesiedelt sind, die für sich betrachtet keinen maßgeblichen Einfluss auf die vom Netz bereit zu stellende Kapazität haben. Diese Letztverbraucher leisten aufgrund ihres in der Relation eher geringen Leistungsbezugs keinen nennenswerten Beitrag zur tatsächlichen Entlastung des Netzes in den Hochlastzeiten. Ein absolut bemessener Schwellenwert kann diese hingegen gewährleisten. In ihren Stellungnahmen bei der Konsultation der Eckpunkte zur Festlegung vom 05.12.2012 (Az.: BK4-12-1656) haben eine Reihe von Netzbetreibern bestätigt, dass bei einem Wert von 100 kW tatsächlich von einer erheblichen Lastverlagerung auszugehen ist. Dies zeigen auch die seinerzeit vorgenommenen Auswertungen der bisher vorliegenden Anträge durch die Bundesnetzagentur. Durch die Vorgabe einer Mindestverlagerung von 100 kW wird insoweit dem Umstand Rechnung getragen, dass das Verlagerungsvolumen gerade in den Netzebenen Niederspannung und Umspannung von der Mittelspannung zur Niederspannung in der Regel so marginal ausfällt, dass hiervon kein energiewirtschaftlich signifikanter Beitrag für eine bessere Netzauslastung zu erwarten ist. Den insoweit in den seinerzeitigen Stellungnahmen als signifikant genannten Wert einer Differenz zwischen absoluter Jahreshöchstlast und Höchstlast in den Hochlastzeitfenster von mindestens 100 kW schätzt die Regulierungsbehörde in diesem Zusammenhang weiterhin als nachvollziehbar und sachgerecht ein.

Für weitergehende Einschränkungen sieht die Regulierungsbehörde keinen Anlass.

viii. Prognosewerte

Für die oben dargestellte Berechnung sind hinreichend plausible Prognosewerte zugrunde zu legen. Diese können beispielsweise aus den Verbrauchswerten der Vorjahre abgeleitet werden und sind gegenüber der Regulierungsbehörde in nachvollziehbarer Weise zu begründen.

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist es für einen Anspruch auf Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung ausreichend, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene abweichen wird. Hierfür ist es aus Sicht der Regulierungsbehörde nicht zwingend erforderlich eine rückwärtige Betrachtung über einen mehrjährigen Beobachtungszeitraum anzustellen. Dies würde nämlich dazu führen, dass gerade solche Unternehmen, die bislang noch kein atypisches Nutzungsverhalten aufweisen, dieses jedoch in Zukunft atypisch gestalten wollen, über mehrere Jahre von der Regelung ausgeschlossen würden. Hier muss es nach Sinn und Zweck der Regelung ausreichen, die Plausibilität der prognostizierten Verbrauchswerte in geeigneter anderer Art und Weise nachvollziehbar zu begründen. Denkbar sind insoweit etwa Erläuterungen zu den technischen bzw. vertraglichen Gegebenheiten z.B. zu den Produktionsprozessen bzw. Betriebsabläufen, um zu einer Beurteilung der längerfristigen Erfüllung der Anspruchsvoraussetzungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu gelangen.

Die Regulierungsbehörde sieht die Voraussetzungen für einen Anspruch aus § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV auch dann als erfüllt an, wenn die vorliegenden Verbrauchsdaten des Letztverbrauchers im letzten Kalenderjahr vor Beginn der beabsichtigten Vertragslaufzeit die Kriterien für ein individuelles Entgelt nicht erfüllen, der Letztverbraucher aber glaubhaft darlegen kann, dass die prognostizierten Verbrauchsdaten durch Veränderungen im Produktionsprozess bzw. den Betriebsabläufen ab dem ersten Jahr der Vertragslaufzeit die Voraussetzungen für ein individuelles Entgelt erfüllen.

ix. Bagatellgrenze

Es ist eine Bagatellgrenze in Form einer Mindestentgeltreduktion in Höhe von 500 Euro zu beachten. Um zu verhindern, dass die mit der Bearbeitung der individuellen Netzentgeltvereinbarung verbundenen Transaktionskosten der beteiligten Unternehmen

die im Falle einer Anzeige zu erzielende Kostenreduktion übersteigen, muss der Netzbetreiber eine individuelle Netzentgeltvereinbarung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nur dann abschließen, wenn die anhand der Prognose zu erwartende Entgeltreduzierung mindestens 500 Euro beträgt. Das Erreichen der Bagatellgrenze in Höhe von 500 Euro ist jährlich zu überprüfen. Sofern die Bagatellgrenze unterschritten wird, ist das allgemeine Netzentgelt zu zahlen.

x. Tatsächlicher Eintritt der Voraussetzungen

Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts erfolgt gem. § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV unter dem Vorbehalt, dass die Voraussetzungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV auch tatsächlich eintreten.

Da die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts spätestens bis zum 30. September des ersten Kalenderjahres der vorgesehenen Vertragslaufzeit erfolgen soll, ist die endgültige Beurteilung des Nutzungsverhaltens und damit auch die endgültige Berechnung des individuellen Netzentgelts erst nach Abschluss eines jeden Jahres innerhalb des Geltungszeitraumes der Vereinbarung möglich. Tritt die Voraussetzung einer erheblichen Abweichung des Höchstlastbeitrags des Letztverbrauchers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene gemäß § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV tatsächlich nicht ein oder wird die Bagatellgrenze in einem Kalenderjahr nicht erreicht, ergibt sich für das betreffende Jahr keine Netzentgeltreduktion gegenüber den allgemeinen Netzentgelten.

Da es sich bei § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV um eine sich unmittelbar aus der Rechtsverordnung ergebende Regelung handelt, ist diese von den Vertragsparteien auch dann zu beachten, wenn sie nicht ausdrücklich in der Vereinbarung des individuellen Netzentgelts aufgenommen worden ist. Hieraus folgt, dass der Netzbetreiber auch im Falle einer fehlenden vertraglichen Regelung gemäß § 19 Abs. 2 S. 18 StromNEV verpflichtet ist, die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemein gültigen Netzentgelten vorzunehmen, wenn die Voraussetzungen nach Satz 1 entgegen der Prognose nicht eintreten.

Eine einmalige Nichterfüllung der Voraussetzungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV hat nicht automatisch die Unwirksamkeit der getroffenen Vereinbarung zur Folge. Werden die Voraussetzungen in mindestens zwei aufeinanderfolgenden Jahren nicht erfüllt, behält sich die Regulierungsbehörde vor, die Erforderlichkeit einer möglichen Untersagung der Vereinbarung zu prüfen. Sind Voraussetzungen für ein individuelles Netzentgelt bei einem Letztverbraucher in einer ex-post Betrachtung für ein Kalenderjahr nicht erfüllt, ist der Netzbetreiber wie oben beschrieben verpflichtet, trotz bestehender Vereinbarung die Netznutzung nach den allgemeinen Netzentgelten vorzunehmen.

c) Berechnung individueller Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV

Die im Tenor geregelte Methode stellt aus Sicht der Beschlusskammer eine geeignete, erforderliche und die Beteiligten nicht unverhältnismäßig belastende Methode dar, um individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV sachgerecht zu ermitteln.

i. Ermittlung der Benutzungsstunden und des Verbrauchs

Die Voraussetzungen für einen Anspruch stromintensiver Letztverbraucher auf individuelle Netzentgelte sind nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV grundsätzlich erfüllt, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden erreicht und zudem der Stromverbrauch 10 Gigawattstunden pro Kalenderjahr übersteigt.

Bei der Berechnung der Benutzungsstundendauer ist die Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der betreffenden Abnahmestelle zu berücksichtigen. Diese umfasst ebenfalls die Leistungsanspruchnahme aufgrund des Ausfalls von Eigenerzeugungs-

anlagen, die über Netzreservekapazität entgolten werden, soweit dies den in diesem Kapitel getroffenen Regelungen nicht entgegensteht. Für die Berechnung der Benutzungsstunden ist die physikalisch gemessene Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der Abnahmestelle zu berücksichtigen.

Beispiel:

Nach entsprechender Aufforderung durch den Letztverbraucher gibt der Netzbetreiber Anfang des Jahres 2014 ein Angebot für ein individuelles Netzentgelt ab 2014 ab. Maßgeblich für die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen von 7.000 und 10 Gigawattstunden ist in diesem Fall das Jahr 2013. Erfolgt das Angebot dagegen bereits im Jahr 2013, so ist für die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen auf das Jahr 2012 abzustellen. Unabhängig hiervon müssen in beiden Varianten die Mindestvoraussetzungen im Genehmigungszeitraum ebenfalls erfüllt werden. Ist dies nicht der Fall, muss die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemeinen Netzentgelten erfolgen.

Dies bedeutet umgekehrt, dass die Mindestvoraussetzungen nicht erfüllt werden, wenn der Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres die Mindestvoraussetzungen von 7.000 Benutzungsstunden und einer Abnahme von 10 Gigawattstunden pro Jahr nicht erfüllt.

Es bleibt jedoch den Vertragsparteien überlassen, wann die Abrechnung der individuellen Netzentgelte stattfindet. Aus § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV ergibt sich lediglich, dass das allgemeine Entgelt zu bezahlen ist, wenn sich nach Ablauf des Genehmigungszeitraums herausstellt, dass die Voraussetzungen tatsächlich nicht erfüllt sind. Ob der Netznutzer zunächst nur ein individuelles Netzentgelt und ggf. nach Ablauf des Genehmigungszeitraums die Differenz zum allgemeinen Entgelt zahlt oder der Netznutzer zunächst das allgemeine Netzentgelt zahlt und ggf. nachträglich eine Reduktion erhält, bleibt den Vertragsparteien überlassen. Die Art der Abrechnung wird weder durch § 19 Abs. 2 StromNEV noch durch die Bundesnetzagentur vorgegeben.

Zu beachten ist, dass § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sich hinsichtlich der Eingangsvoraussetzungen von 7.000 Benutzungsstunden und 10 Gigawattstunden auf ein vollständiges Kalenderjahr bezieht, da der Ordnungsgeber von der Beantragung für ein gesamtes Kalenderjahr ausgegangen ist. Auch in den Fällen, in denen die Vereinbarung ausnahmsweise für einen kürzeren Zeitraum von einigen Monaten geschlossen wird, ist hinsichtlich der Erfüllung der Eingangsvoraussetzungen auf das vollständige betroffene Kalenderjahr abzustellen.

Ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV kann grundsätzlich auch unbefristet vereinbart werden. Die Vereinbarung gilt dann bis zu deren Kündigung oder der Änderung wesentlicher Bestandteile, insbesondere der Änderung des physikalischen Pfades. Die Nichterfüllung der Mindestvoraussetzungen innerhalb des Geltungszeitraums führt, soweit nicht anders vertraglich vereinbart, nicht zum Erlöschen der Vereinbarung. Soweit in einem Kalenderjahr die Mindestvoraussetzungen nicht tatsächlich erfüllt werden, sind nach § 19 Abs. 2 S. 18 StromNEV die allgemeinen Netzentgelte abzurechnen. Dies gilt auch, wenn in einem Kalenderjahr das individuelle Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV das allgemeine Netzentgelt übersteigt.

Bei der Berechnung der Benutzungsstundendauer ist die Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der betreffenden Abnahmestelle zu berücksichtigen. Diese umfasst ebenfalls die Leistungsanspruchnahme aufgrund des Ausfalls von Eigenerzeugungsanlagen, die über Netzreservekapazität entgolten werden. Für die Berechnung der Benutzungsstunden ist die physikalisch gemessene Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der Abnahmestelle zu berücksichtigen.

Das zu fakturierende individuelle Netzentgelt errechnet sich somit jährlich, auch bei unbefristeter Laufzeit, auf Basis der aktuellen Verbrauchswerte des Letztverbrauchers und der aktuellen Kostenkalkulation des physikalischen Pfades. Die Zahl der Benutzungs-

stunden (h) ergibt sich aus der Gesamtarbeit, gemessen in einer bestimmten Zeitspanne (vorliegend innerhalb eines Kalenderjahres), dividiert durch die Höchstlast innerhalb dieser Zeitspanne. Bei der Ermittlung der Gesamtarbeit sind weder Regelenergie noch Minutenreserve zu berücksichtigen. Bei der Ermittlung der Anspruchsvoraussetzungen ist entgegen zahlreichen Stellungnahmen eine kaufmännisch-bilanzielle Verrechnung des Strombezugs nicht zulässig. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass nach der Intention der Regelung ausschließlich solche Unternehmen privilegiert werden sollen, die aufgrund ihres tatsächlichen besonders stromintensiven Nutzungsverhaltens einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Dies ist jedoch gerade nicht der Fall, wenn der Strom nicht mehr vollständig aus dem Netz, sondern zumindest teilweise aus unmittelbar angeschlossenen Eigenerzeugungsanlagen bezogen wird. Daran ändert auch die kaufmännisch-bilanzielle Verrechnung nichts, da diese sich nicht auf die tatsächlichen physikalischen Verhältnisse auswirkt.

Gleiches gilt insoweit auch sowohl in Bezug auf die Forderung der Nichtberücksichtigung von Leistungsspitzen bei der Erbringung negativer Regelenergie als auch für die Forderung nach einer fiktiven Berücksichtigung von in Folge der Erbringung positiver Regelenergieleistungen nicht bezogener Arbeitsmengen für die Berechnung des jährlichen Mindestverbrauchs. Hinsichtlich der Forderung der Nichtberücksichtigung von Leistungsspitzen bei der Erbringung negativer Regelenergie ist bereits die tatsächliche Relevanz dieser Forderung eher fraglich. Die für § 19 Abs. 2 Satz 2 bis 4 StromNEV in Betracht kommenden Letztverbraucher zeichnen sich ja gerade durch eine hohe Bandlastnutzung, das heißt einen sehr hohen und sehr gleichmäßigen Strombezug aus. Vor diesem Hintergrund ist die Erbringung von negativer Regelenergie durch zusätzliche Leistungsspitzen nicht sehr wahrscheinlich. Es kommt hinzu, dass mit der geforderten Ausnahme das als sachliche Rechtfertigung für eine Begünstigung stromintensiver Letztverbraucher angeführte Argument, wonach diese Letztverbraucher aufgrund ihrer hohen Bandlastnutzung einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten, ad absurdum geführt wird.

Ebenfalls unbegründet ist auch die Forderung nach einer fiktiven Berücksichtigung von in Folge der Erbringung positiver Regelenergieleistungen nicht bezogener Arbeitsmengen für die Berechnung des jährlichen Mindestverbrauchs. Auch hier erscheint die tatsächliche Relevanz eher fraglich. Es ist allerdings nicht ausgeschlossen, dass insbesondere bei nicht ganz so großen Letztverbrauchern die Erbringung positiver Regelenergie durch Abschaltung von Lasten dazu führen könnte, dass die Grenze von 10 Gigawattstunden pro Kalenderjahr verfehlt wird. Auch hier ist jedoch die Prämisse zu beachten, dass nach der Einschätzung des Ordnungsgebers nur solche Unternehmen einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, deren Verbrauch tatsächlich die Grenze von 10 Gigawattstunden pro Jahr übersteigt. Dies ist nicht mehr der Fall, wenn die im Kalenderjahr bezogene Energiemenge die geforderte Mindestabnahme von 10 Gigawattstunden pro Jahr nicht erreicht.

ii. Staffelung des Entgelts

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV beträgt das individuelle Netzentgelt nach Satz 2 bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als 10 Gigawattstunden pro Kalenderjahr 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr, mindestens 15 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.500 Stunden im Jahr oder mindestens 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8.000 Stunden im Jahr.

Hierbei handelt es sich um eine Neuregelung. Hinsichtlich der Berechnung der Benutzungsstunden kann insoweit an die oben dargelegten Kriterien zur Ermittlung der Mindestvoraussetzungen angeschlossen werden. Es sind insoweit keine Gesichtspunkte erkennbar, die für die Anwendung unterschiedlicher Kriterien bei der Ermittlung der so-

wohl nach Satz 2 als auch nach Satz 3 erforderlichen Verbrauchswerte sprechen könnten.

iii. Berechnung des Beitrags des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene

Gemäß § 19 Absatz 2 Satz 4 StromNEV hat die Bemessung des nach den Sätzen 2 und 3 gebildeten individuellen Netzentgelts den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, widerzuspiegeln. Die Regelung orientiert sich insoweit am Wortlaut der bis zum 03.08.11 geltenden Fassung des § 19 Absatz 2 Satz 3 StromNEV (vgl. Begründung zu Artikel 2 Nr. 1 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 - Bundesrat-Drucksache 447/13 v. 29.05.2013, welche von einer Wiedereinführung der physikalischen Komponente spricht). Mit Satz 4 wird gewährleistet, dass bei der Bemessung der Höhe des reduzierten Netzentgelts die Auswirkungen des Abnahmeverhaltens auf das Netz und damit die netzdienliche bzw. -stabilisierende Wirkung des Letztverbrauchers bei der Höhe der Reduzierung berücksichtigt wird.

Die Ermittlung des individuellen Netzentgeltes soll auf der Grundlage des sog. physikalischen Pfades zu einer geeigneten Erzeugungsanlage erfolgen. Dies bedeutet, dass als Maßstab für den individuell zurechenbaren Kostensenkungs- bzw. Kostenvermeidungsbeitrag die Differenz der Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung vom Netzanschlusspunkt zur nächsten geeigneten Erzeugungsanlage bzw. Netzknotenpunkt und den allgemeinen Netzentgelten, die vom Letztverbraucher zu zahlen wären, als Entlastungsbeitrag herangezogen wird. Die durch die Staffelung des § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV vorgegebenen prozentualen Anteile des veröffentlichten allgemeinen Netzentgelts sind bei der Ermittlung des individuellen Entgelts auf Grundlage des physikalischen Pfades dem Wortlaut nach als Untergrenzen zu verstehen. Bei der Ermittlung des Entgelts sind insbesondere folgende Kriterien zu berücksichtigen.

Berechnung eines individuellen Netzentgelts auf Basis des physikalischen Pfades

Bei der Berechnung eines individuellen Netzentgelts auf Basis eines sogenannten physikalischen Pfades wird ausgehend vom betreffenden Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers eine fiktive Leitungsnutzung auf bereits bestehenden Trassen zu einer geeigneten Erzeugungsanlage bzw. zu einem Netzknotenpunkt berechnet. Die Differenz zwischen den Kosten dieser fiktiven Leitungsnutzung und den allgemeinen Netzentgelten, die der Letztverbraucher zu zahlen hätte, stellt den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten der jeweiligen Netzebene dar. Die Erfüllung der Mindestvoraussetzungen des § 19 Abs.2 S. 2, 3 StromNEV führt somit nicht per se zu einem Anspruch auf eine Netzentgeltreduktion. Die Entgelte, die sich unter Berücksichtigung des fiktiven physikalischen Pfades ergeben, sind vielmehr nur dann genehmigungsfähig, wenn sie gegenüber dem allgemeinen Netzentgelt aller Voraussicht nach zu einer Entgeltreduzierung führen werden.

Im Rahmen der Konsultation wurde gegen die Anwendung des physikalischen Pfades zahlreiche Kritik, verbunden mit Vorschlägen zu alternativen Modellen, vorgetragen.

Da das Modell des physikalischen Pfades lediglich den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder Vermeidung einer Erhöhung der Netzkosten widerspiegeln, ohne die netzstabilisierende Wirkung des Bandlastkunden zu berücksichtigen, wurden verschiedene Modelle vorgeschlagen, welche die Stromabnahme des Letztverbrauchers zum Maßstab für die Entgeltreduzierung machen. So wurden ein Bonusmodell auf Basis einer mengenabhängigen Komponente oder ein pauschalisiertes Modell zur Bestimmung der Netzentgeltreduzierung anhand eines typischen durchschnittlichen Entlastungsgrads auf Basis der technischen Netzanschlussebene (z.B. Mittelspannung) unter Berücksichtigung der erreichten Benutzungsstunden als Berechnungsmethoden dargestellt. Ebenso wurde ein Modell empfohlen, welches zwischen den in § 19 Abs. 2

S. 3 StromNEV enthaltenen Mindestbeträgen für die individuellen Netzentgelte je nach Benutzungsstundenzahl interpoliert, indem die nächsthöhere Unter- also gleichsam zur Obergrenze gemacht wird. Innerhalb dieser Kategorien solle dann anhand eines fiktiven Direktleitungsbaus das eigentliche individuelle Netzentgelt ermittelt werden.

Zunächst verkennen alle Vorschläge, welche zur Bestimmung der physikalischen Komponente auf die abgenommene Strommenge bzw. die Zahl der Benutzungsstunden abstellen, dass die netzstabilisierende Wirkung eine Frage des "ob" eines individuellen Netzentgeltes ist, nicht des "wie". Die Voraussetzungen, dass überhaupt für stromintensive Letztverbraucher individuelle Netzentgelte vereinbart werden dürfen, sind gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV die von ihnen abgenommene Strommenge und die Zahl der jährlichen Benutzungsstunden. Grund hierfür ist, dass dieses spezifische Abnahmeverhalten als netzstabilisierend und vom Ordnungsgeber damit als förderungswürdig angesehen wird. Wie hoch dann das individuelle Netzentgelt tatsächlich ist, hängt aber nur noch in Form der ausdrücklichen Untergrenzen des § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV vom Stromverbrauch ab. Die letztliche Höhe des zu zahlenden Entgelts bestimmt sich anhand der physikalischen Komponente des § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV. Erforderlich bei der Bestimmung dieser Komponente ist zudem eine verursachungsgerechte Ermittlung des individuellen Kostensenkungsbeitrags, die bei pauschalen Ansätzen nicht gewährleistet ist. Ein Modell zur Bestimmung der physikalischen Komponente kann also von vornherein nicht zu diesem Zweck geeignet sein, wenn es an den Stromverbrauch als solchen anknüpft oder wenn es eine individuelle Berechnung durch Pauschalansätze ersetzt.

Erst recht kann nicht – wie im Rahmen der Konsultation dennoch gefordert wurde – trotz Vorgabe in § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV von der Einführung einer physikalischen Komponente von vornherein abgesehen werden. Dies gilt auch ungeachtet der Einwendung, dass die zusätzliche Aufnahme eines physikalischen Pfades eher ländlich geprägte Regionen benachteilige. Industrielle Großverbraucher in solchen Regionen würden gegenüber anderen Verbrauchern dadurch benachteiligt, dass sie sehr weit von einem Grundlastkraftwerk bzw. Netzknotenpunkt entfernt liegen. Die Berücksichtigung des physikalischen Pfades würde so die Wettbewerbssituation von Unternehmen in strukturschwachen Regionen nachteilig beeinflussen. Es ist zwar richtig, dass durch die Methode solche Unternehmen belastet werden, die weiter von einer geeigneten Erzeugungsanlage entfernt an das Netz angeschlossen sind. Dies ist insoweit aber auch sachgerecht, da sie tendenziell einen geringeren Betrag zur Netzstabilität leisten als Letztverbraucher, die sich in unmittelbarer Nähe der relevanten Erzeugungsanlage befinden. Dies gilt insbesondere dann, wenn sich der Anschlusspunkt ein oder sogar mehrere Netzebenen unterhalb der Netzebene der Erzeugungsanlage befindet, da sich hier der Bandlasteffekt des Letztverbrauches mit den volatileren Verbräuchen der übrigen in der Netzanschlussebene befindlichen Netznutzern vermischt.

Ein weiterer Vorschlag, der im Konsultationsverfahren mehrfach geäußert wurde, betrifft die für die physikalische Komponente zu berücksichtigenden Betriebsmittel. So sei ein fiktiver Direktleitungsbau auf "bestehenden" Trassen ein logischer und ökonomischer Widerspruch. Es solle beim fiktiven Direktleitungsbau auch die Möglichkeit von neuen, nach aktuellem Planungsrecht umsetzbaren Trassen berücksichtigt werden können. Beim tatsächlichen Bau von neuen Trassen würden schließlich auch die aktuell wirtschaftlich günstigsten Wege genutzt werden.

Nach der bereits bis 2011 bestehenden und vom Ordnungsgeber auch anerkannten Methode des physikalischen Pfades werden nur solche Betriebsmittel angesetzt, die bereits tatsächlich bestehen und welche die kürzeste Verbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Letztverbraucher darstellen. Ob im Falle eines tatsächlichen Direktleitungsbaus ggf. eine andere Verbindung in Betracht käme, ist im Rahmen dieses Modelles unerheblich. Nach Auffassung der Kammer muss sich das Entgelt vergleichbar wie singuläre Netzentgelte nach § 19 Abs. 3 StromNEV an den individuell zurechenbaren Kosten der zum physikalischen Pfad zählenden Betriebsmittel unter Beachtung von § 4 StromNEV orientieren. Eine alternative Betrachtung von tatsächlich nicht

vorhandenen Trassen erscheint hingegen nicht sachgerecht, da sich teilweise bereits nicht beurteilen lässt, ob ein alternativer Pfad sich überhaupt realisieren ließe. Jedenfalls könnte nicht tatsächlich ermittelt werden, ob der fiktive Pfad auch günstiger wäre als ein bestehender Pfad über bereits vorhandene Betriebsmittel. Um den Bezug zu schon vorhandenen Betriebsmitteln begrifflich besser abzubilden, wird statt des Ausdrucks „fiktiver Direktleitungsbau“ von der Beschlusskammer nunmehr der Begriff „fiktive Leitungsnutzung“ verwendet.

Letztlich wurde gegen die Unterstellung einer fiktiven Leitungsnutzung zur Ermittlung der physikalischen Komponente eingewendet, dass dieser ein hoher Verwaltungsaufwand innewohne und sie daher in dieser Form nicht glücklich umgesetzt sei. Nach Einschätzung der Beschlusskammer lässt sich die Verpflichtung zur Ermittlung des individuellen zurechenbaren Kostenvermeidungsbeitrags derzeit nicht anders darstellen, da etwaige vereinfachende pauschale Ansätze den Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV nicht gerecht werden.

Indessen schließt sich die Beschlusskammer in Abweichung zu den konsultierten Eckpunkten folgender Erwägung an:

Die durch den physikalischen Pfad vorgegebene Betrachtungsweise nur auf den Pfad zur nächsten Netzebene ist zu wenig, da auch die vorgelagerten Netzebenen durch die stetige Netznutzung profitieren. Der Vorschlag ist aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht. Wie bereits oben dargelegt, werden auch Kostenvermeidungseffekte in den vorgelagerten Netz- und Umspannebenen durch die vom Ordnungsgeber ausdrücklich als sachgerecht anerkannte Methode des fiktiven Direktleitungsbaus zur nächstgelegenen Erzeugungsanlage berücksichtigt.

Geeignete Erzeugungsanlage

Als geeignete Erzeugungsanlagen kommen neben den herkömmlichen Grundlastkraftwerken auch solche Kraftwerke in Betracht, die unabhängig von ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit grundsätzlich in der Lage sind, mit ihrer installierten Leistung den Strombedarf des betroffenen Letztverbraucher kontinuierlich abzudecken. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn zum einen die Nennleistung des Kraftwerks die maximal mögliche Leistung des Letztverbrauchers übersteigt und das Kraftwerk technisch in der Lage ist, diese Nennleistung das ganze Jahr hindurch zu erbringen. Die Beschlusskammer weicht insoweit von ihrer bisherigen Auffassung ab, dass als geeignete Erzeugungsanlagen grundsätzlich nur herkömmliche Grundlastkraftwerke in Betracht kommen. Hintergrund sind einerseits die zwischenzeitlichen und absehbaren Änderungsprozesse im Erzeugungssektor, wo festzustellen ist, dass der Einsatz konventioneller Kraftwerke immer stärker vom Angebot Erneuerbarer Energien abhängt und damit auf deren tatsächliche Ausnutzung durchschlägt. So hat sich beispielsweise die Ausnutzungsdauer von Erdgaskraftwerken aufgrund der hohen Brennstoffkosten von 2002 bis 2012 um rund 40 Prozent reduziert. Angesichts der Vorgaben der Energiewende erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass sich dieser Effekt auch auf andere konventionelle Erzeugungsanlagen ausdehnen wird. Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass auch in der Begründung der Verordnungsnovelle selbst nur von einer „geeigneten Erzeugungsanlage in unmittelbarer Nähe des Letztverbrauchers“ gesprochen wird. Dies spricht aus Sicht der Beschlusskammer dagegen, die Eignung einer Erzeugungsanlage weiterhin nur vom stark vereinfachenden Kriterium der Volllaststundenzahl abhängig zu machen. Vielmehr sind grundsätzlich auch Anlagen mit einer gegenüber herkömmlichen Grundlastkraftwerken geringeren Volllaststundenzahl technisch geeignet, stromintensive Letztverbraucher zumindest mit einem Teil ihrer installierten Leistung mit kontinuierlicher Last zu versorgen. Als geeignete Erzeugungsanlage kommen daher unabhängig vom Grad ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit alle Kraftwerke in Betracht, die technisch in der Lage wären, den Grundlastbedarf des betreffenden Letztverbrauchers abzudecken, also insbesondere alle Kraftwerke, die aufgrund ihrer Funktionsweise in der Lage sind, die für die Abdeckung des Grundlastbedarfs erforderliche Leistung kontinuierlich zur Verfügung zu stellen, z.B. also auch Gas- und Steinkohlekraftwerke und KWK-Anlagen.

Nicht geeignet erscheinen dagegen solche Erzeugungsanlagen, bei denen die dauerhafte Sicherstellung des Grundlastbedarfs aufgrund vom Betreiber nicht zu beeinflussenden Faktoren oder aufgrund ihrer besonderen Funktionsweise nicht möglich ist, z.B. Windkraftanlagen, Solarparks oder Pumpspeicherwerke. Als nicht praktikabel erachtet die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang den in der Konsultation geäußerten Vorschlag, eine abschließende Liste mit allen in Betracht kommenden Erzeugungsanlagen zu veröffentlichen. Eine Katalogisierung birgt insbesondere die Gefahr, dass geeignete Erzeugungsanlagen möglicherweise nicht identifiziert und damit auch nicht erfasst werden. Umso wichtiger ist es jedoch, den Beteiligten, wie vorliegend erfolgt, geeignete Maßstäbe und Kriterien für die Einstufung als geeignete Erzeugungsanlage zu benennen.

Der Verzicht auf die tatsächliche Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage erscheint auch deshalb folgerichtig, da der Ordnungsgeber bereits in seiner Begründung zur Kostenermittlung des physikalischen Pfades einen Vergleich zwischen tatsächlichen Netzentgelten und Kosten dieser fiktiven Leitungsnutzung abstellt. Diese Betrachtungsweise gilt allerdings nicht in Bezug auf bereits stillgelegte Erzeugungsanlagen, denn hier ist es bereits nach dem erklärten Willen des Betreibers der Erzeugungsanlage ausgeschlossen, dass diese Kapazität zur Versorgung irgendeines Letztverbrauchers zur Verfügung steht.

Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem geeigneten Netzknotenpunkt

Abweichend kann der physikalische Pfad vom Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers auch bis zu einem vom Letztverbraucher zu bestimmenden geeigneten Netzknotenpunkt gebildet werden. Geeignet ist der Netzknotenpunkt dann, wenn er so dimensioniert ist, dass dieser in der Lage ist, den vollständigen Strombedarf des Letztverbrauchers abzudecken. In diesem Fall setzt sich das individuelle Netzentgelt aus den individuell zurechenbaren Kosten des physikalischen Pfades in der Anschlussnetzebene und dem allgemeinen Netzentgelt der vorgelagerten Netz- und Umspannebene zusammen. Dies erscheint sachgerecht, da die im Modell des physikalischen Pfades vorgesehene vollständige Deckung der Last durch eine geeignete Erzeugungsanlage im Bereich der Verteilernetze in vielen Fällen ins Leere liefere, da sich die aufgrund ihrer Erzeugungsleistung in Betracht kommenden Kraftwerke in höheren Spannungsebenen am Netz angeschlossen sind. Insbesondere in den Verteilernetzen ist daher in der Regel der nächstgelegene Netzknoten als Einspeisepunkt anzusetzen. Ermittelt wird der Beitrag zur Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten in diesem Fall aus der Differenz bspw. für einen Hochspannungsanschluss zwischen dem von dem Letztverbraucher gemäß veröffentlichten Preisblatt des Netzbetreibers zu entrichtenden Netzentgelt für die Hochspannung und dem Betrag, der aus der Bewertung des dem Letztverbraucher individuell zurechenbaren Anteils an der Nutzung der Anschlussnetzebene und den allgemeinen Netzentgelten der vorgelagerten Umspannebene von Höchst- auf Hochspannung resultiert. Im Unterschied zur Beurteilung einer singulären Nutzung nach § 19 Abs. 3 StromNEV kommt es hier auf die Eigensicherheit des Netzknotenpunkts nicht an.

Entgegen dem in einigen Stellungnahmen geäußerten Wunsch hat die Beschlusskammer davon abgesehen, im Falle der Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem Netzknoten nähere Regelungen für eine sachgerechte Bestimmung vorzugeben.

Aus Sicht der Beschlusskammer bleibt es der Einschätzung des Letztverbrauchers vorbehalten, bis zu welchem konkreten Netzübergangspunkt er im Einzelfall den physikalischen Pfad ansetzen möchte.

Bildung des physikalischen Pfades über mehrere Netzebenen

Der physikalische Pfad kann sich auch über mehrere Netz- und Anschlussebenen erstrecken, falls sich die Abnahmestelle des Letztverbrauchers und die in Betracht kommende Erzeugungsanlage in unterschiedlichen Netz- bzw. Umspannebenen befinden. Nach § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV hat das individuelle Netzentgelt den Beitrag des

Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, widerzuspiegeln. Hier weicht die Regelung zwar in gewissem Maße von der früheren Formulierung der bis zum 04.11.2011 geltende Regelung ab, in der vorgesehen war, dass das nach § 19 Abs. 2 StromNEV gebildete individuelle Netzentgelt den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten dieser und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen widerzuspiegeln hatte. Trotz der unterschiedlichen Formulierung ist jedoch davon auszugehen, dass wie bislang nicht nur die Kostensenkungs- und Kostenvermeidungseffekte in der Anschlussnetzebene sondern auch diejenigen in den vorgelagerten Netzebenen zu berücksichtigen sind. Es sind insoweit keine Anhaltspunkte dafür erkennbar, die darauf hindeuten, dass nach dem Willen des Ordnungsgebers im Unterschied zu früher nur noch der Entlastungsbeitrag in der Anschlussnetzebene ermittelt werden soll. So ist in der Verordnungsbegründung explizit davon die Rede, dass mit der Regelung die sogenannte physikalische Komponente "wieder eingeführt" wird, die sich in der Vergangenheit nicht bloß auf die Anschlussebene beschränkt hat, sondern unabhängig von der Person des Netzbetreibers über mehrere Netz- und Umspannebenen erstrecken konnte. Hinzukommt, dass in der Begründung als mögliche Methode zur Ermittlung des Kostenvermeidungsbeitrags explizit auf den Vergleich zwischen den allgemeinen Netzentgelten und den Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung zwischen dem Netzanschlusspunkt und einer geeigneten Erzeugungsanlage in unmittelbarer Nähe des Letztverbrauchers hingewiesen wird. Angesichts der Tatsache, dass sich die Mehrzahl der in Betracht kommenden Erzeugungsanlagen in der Höchstspannungsebene befinden, hätte eine Begrenzung des physikalischen Pfades auf die Anschlussebene zur Folge, dass sich die volle entlastende Wirkung der Regelung auf solche Letztverbraucher beschränken würde, die selbst in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Andere im Hinblick auf den Strombezug vergleichbare Letztverbraucher würden dagegen lediglich partiell entlastet, da ihre ebenfalls positiven Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz unberücksichtigt blieben. Der Wortlaut der Regelung ist damit dahin gehend zu verstehen, dass hier lediglich eine Grenze definiert werden soll, bis zu der, ausgehend von der Höchstspannungs-Ebene, kostenvermeidende Effekte berücksichtigt werden können.

Die Bildung und Bewertung des physikalischen Pfades erfolgt in den vorgelagerten Netzen analog zum originären Netz.

Ermittlung der Kosten des physikalischen Pfades

Die Kosten des physikalischen Pfades errechnen sich aus den Annuitäten der Betriebsmittel, ggf. den Kosten für die Erbringung von Netzreserveleistungen im Fall des Ausfalls der Erzeugungsanlage, ggf. Kosten für Systemdienstleistungen, den Kosten der Verlustenergie und im Falle der Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächstgelegenen Netzknotenpunkt aus den Netzentgelten der vorgelagerten Netzebene. Die Annuitäten der Betriebsmittel enthalten dabei sowohl Kapitalkosten als auch den Betriebsmitteln direkt zuzuordnende Betriebskosten. Die Berechnung der Annuitäten für Betriebsmittel hat sich an der Berechnung der allgemeinen Netzkosten zu orientieren. Individuell geleistete Netzanschlusskostenbeiträge und Baukosten bleiben bei der Ermittlung der Annuitäten für Betriebsmittel unberücksichtigt. Bei der Kalkulation der Betriebsmittelannuitäten sind die Vorgaben des § 4 StromNEV zu beachten. Der Netzbetreiber ist insoweit verpflichtet, diese Kosten auf Verlangen des Letztverbrauchers nachzuweisen. Darüber hinaus gehende Vorgaben, die insbesondere auf deutlich kürzere Abschreibungsdauern als in der StromNEV oder gar eine analoge Anwendung der GasNEV abzielen, sind nach Einschätzung der Beschlusskammer insoweit weder sachgerecht noch erforderlich, da andere Abschreibungsdauern als bei der Kalkulation der allgemeinen Netzentgelte zwangsläufig Inkonsistenzen zu Folge haben würden. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass die Methode des physikalischen Pfades gerade nicht das Modell eines fiktiven Direktleitungsbaus ist, bei dem es im Kern um die Ermittlung von vermiedenen Kosten eines Leistungsneubaus zu einer geeigneten Erzeu-

gungsanlage geht, sondern um das Modell einer fiktiven Leitungsmitnutzung auf Basis bestehender Trassen. Für die Berechnung der Annuitäten müssen daher die gleichen Maßstäbe gelten, wie für die nach den Vorgaben von §§ 4 ff. StromNEV auf Basis der Kosten dieser Trassen ermittelten allgemeinen Netzentgelte.

Geeignetheit der Betriebsmittel

Die Betriebsmittel des physikalischen Pfades richten sich in ihrer Art und Dimensionierung nach den vorhandenen Trassen und den Verbrauchswerten des Letztverbrauchers. Die Betriebsmittel des physikalischen Pfades müssen geeignet sein, die zu erwartende maximale Leistung des Letztverbrauchers zu decken. Bei der Bildung des physikalischen Pfades in Übertragungsnetzen mit einem Netzknotenpunkt kann anstelle der anzusetzenden Kosten für die Inanspruchnahme von Netzreserveleistungen für den Ausfall von Betriebsmitteln der physikalische Pfad (n-1)-sicher gestaltet werden.

Berechnung der anteiligen Nutzung

Die Kosten der Betriebsmittel des physikalischen Pfades werden nur mit dem Anteil berücksichtigt, mit dem der betroffene Letztverbraucher die Betriebsmittel auch tatsächlich nutzt. Die anteilige Berechnung erfolgt entsprechend dem Verhältnis von vereinbarter Anschlusskapazität zur Gesamtkapazität der genutzten Betriebsmittel. Bei der Berechnung des dem Letztverbraucher zurechenbaren Anteils der Betriebsmittelkosten ist ein pauschaler Sicherheitsabschlag für etwaige Leerkapazitäten in Höhe von 20 Prozent zu berücksichtigen.

Beispiel:

Kapazität des genutzten Betriebsmittels:	1.000 MVA
Sicherheitsabschlag für Leerkapazitäten:	200 MVA
Bereinigte Kapazität:	800 MVA
Vereinbarte Anschlusskapazität:	400 MVA
Zurechenbarer Anteil:	50 Prozent

Die entsprechende Berechnung ist für jedes zum physikalischen Pfad zählende Betriebsmittel gesondert vorzunehmen.

Die Berechnung des physikalischen Pfades erfolgt anhand der tatsächlichen Netzgegebenheiten. Unter Berücksichtigung der in § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV enthaltenen Vorgabe, nach der das individuelle Netzentgelt den jeweiligen Beitrag zur Senkung oder zur Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten widerzuspiegeln hat, erscheint es sachgerecht, die Kosten der dem physikalischen Pfad zuzurechnenden technischen Anlagen und für die Beschaffung von Verlustenergie nur in dem Umfang zu berücksichtigen, in dem der betroffene Letztverbraucher die Betriebsmittel tatsächlich beansprucht.

Ebenfalls ist nicht erkennbar, dass die Ermittlung des Umfangs der anteiligen Nutzung zu einem unverhältnismäßig hohem Aufwand führen würde. Vielmehr lässt sich die anteilige Berechnung entsprechend dem Verhältnis von vereinbarter Anschlusskapazität zur Kapazität des betrachteten Betriebsmittels ermitteln. Allerdings erscheint es in diesem Zusammenhang als sachgerecht, bei der Berechnung des dem Letztverbraucher zurechenbaren Anteils der Betriebsmittelkosten einen pauschalen Sicherheitsabschlag für etwaige Leerkapazitäten in Höhe von 20 Prozent zu berücksichtigen.

Auch die im aktuellen Konsultationsverfahren gegen den 20-prozentigen Sicherheitsabschlag geäußerten Bedenken können im Ergebnis nicht überzeugen. Wie bereits dargelegt, sind für die Kalkulation nach dem vorliegenden Modell nicht die Betriebsmittel einer fiktiven Direktleitung, sondern die tatsächlichen zum physikalischen Pfad zwischen Letztverbraucher und Erzeugungsanlage bzw. dem relevanten Netzknotenpunkt gehörenden Betriebsmittel zugrunde zu legen. Da die zum physikalischen Pfad gehörenden Betriebsmittel jedenfalls im Normalfall nicht nur durch den betreffenden Letztverbraucher selbst, sondern auch durch andere Netznutzer mitgenutzt werden, ist es insoweit

erforderlich, eine am individuellen Nutzungsgrad ausgerichtete Kostenaufteilung vorzunehmen. Bei der Bemessung des 20-prozentigen Sicherheitsabschlags hat die Beschlusskammer die Tatsache berücksichtigt, dass die jeweiligen Betriebsmittel vom Netzbetreiber in der Regel nicht vollständig ausgelastet werden. Die Sachgerechtigkeit der Höhe des Abschlags wurde bei seiner erstmaligen Einführung im Rahmen des Leitfadens für die Genehmigung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 u. 2 StromNEV ab 2011 von der Mehrzahl der am Verfahren Beteiligten auch bestätigt. Gegenüber der theoretisch ebenfalls bestehenden Möglichkeit, den jeweiligen Auslastungsgrad betriebsmittelscharf zu ermitteln, stellt der Ansatz eines pauschalen Sicherheitsabschlags eine für alle Beteiligten deutlich praktikablere und im Ergebnis weniger belastende Vorgabe dar.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, der Sicherheitsabschlag von 20 Prozent ändere indirekt die in der Verordnung vorgegebene Staffelung zum Nachteil der Letztverbraucher, so ist dies nicht nachvollziehbar. Möglicherweise wurde insoweit verkannt, dass der 20-prozentige Sicherheitsabschlag und die Verordnung enthaltene 20-prozentige Untergrenze auf völlig unterschiedliche Bezugspunkte abstellen. Ebenfalls verfehlt ist die Einschätzung, dass sämtliche Betriebsmittel von den Netzbetreibern vollständig ausgelastet würden.

Berücksichtigung der Kosten für Netzreservekapazität

Bei der Bildung des physikalischen Pfades zur nächstgelegenen geeigneten Erzeugungsanlage wird hypothetisch davon ausgegangen, dass der betreffende Letztverbraucher ausschließlich durch die betreffende Erzeugungsanlage versorgt wird. In Übertragungsnetzen sind bei der Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächstgelegenen Netzknotenpunkt die Kosten für Netzreserveleistungen zu berechnen. Soweit keine Übertragungsnetzbetreiber betroffen sind, sind bei der Berechnung des individuellen Netzentgelts dagegen grundsätzlich keine Kosten für Netzreserveleistungen bei der Bildung des physikalischen Pfades mit einem Netzknotenpunkt anzusetzen.

Bei der Bildung eines physikalischen Pfades aus einem Verteilernetz hinaus zu einem Netzknotenpunkt in einem Übertragungsnetz ist für die Netzebenen, durch die der physikalische Pfad im Übertragungsnetz führt, anteilig die Netzreservekapazität zu berechnen. Die anteilige Netzreservekapazität ergibt sich aus der Differenz des Preises für Netzreservekapazität der Anschlussnetzebene und dem Preis der Netzreservekapazität der vorgelagerten Netzebene.

Insbesondere seitens der betroffenen Letztverbraucher wurde im Rahmen der Konsultation gefordert, von der Berücksichtigung der Kosten für Netzreservekapazität völlig abzusehen, bzw. die Kosten für die Bereitstellung von Netzreservekapazität auf einen Betrag von 200 h/a zu begrenzen. Begründet wurde diese Forderung im Wesentlichen damit, dass der Reduktionsfaktor für Netzreservekapazität von 0,35 auf die Verbändevereinbarung II (VV II) zurückzuführen sei. Daher sei es grundsätzlich fraglich, inwieweit ein solches Entgelt bei der Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 StromNEV überhaupt Anwendung finden dürfe, insbesondere weil es hierdurch unmöglich werden würde, eine gemäß § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV mögliche maximale Absenkung auf 10, 15 bzw. 20 Prozent des allgemeinen Netzentgelts überhaupt zu erreichen. Zwar erscheint insoweit ein völliger Verzicht nicht sachgerecht, da es bei jedem Kraftwerk zu wartungsbedingten Ausfällen kommen kann. Allerdings erachtet es die Beschlusskammer als sachlich gerechtfertigt, die Kosten für Netzreservekapazität auf maximal 10 Prozent des allgemeinen Netzentgelts zu begrenzen. Insoweit ist insbesondere zu berücksichtigen, dass das Modell des physikalischen Pfades seinerzeit noch vor dem Hintergrund einer Untergrenze von 50 Prozent der allgemeinen Netzentgelte entwickelt wurde. Auch ist zu beachten, dass es sich bei dem üblicherweise für Netzreservekapazität berechneten Betrag in Höhe von 35 Prozent des allgemeinen Netzentgelts um einen von Seiten der Netzbetreiber frei festgelegten und jedenfalls bislang noch nicht überprüften Wert handelt, der eigentlich dazu dient, Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen für den Fall des Ausfalls dieser Anlage abzusichern. Es erscheint daher sachgerecht, den für den Bezug

von Netzreservekapazität vorgesehenen Anteil auf maximal zehn Prozent der allgemeinen Netzentgelte zu begrenzen, wobei sich dieser Wert insoweit an der in der Verordnung angelegten maximalen Preisuntergrenze für Unternehmen mit mehr als 8.000 Benutzungsstunden im Jahr orientiert.

Darüber hinaus erscheint der Ansatz von Netzreservekapazität verzichtbar, wenn die Herstellung der (n-1)-Sicherheit in anderer Weise sichergestellt werden kann, was beispielsweise im Falle der Versorgung durch ein mit mehreren Blöcken betriebenes Kraftwerk der Fall sein kann.

Nicht anschließen kann sich die Beschlusskammer der Forderung, bei der Ermittlung des physikalischen Pfades durch Verteilernetzbetreiber nunmehr wieder Kosten für Netzreservekapazität anzusetzen. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass ein Verteilernetzbetreiber im Unterschied zum Übertragungsnetzbetreiber nicht verpflichtet ist, sein Netz in vollem Umfang (n-1)-sicher zu planen und zu betreiben. Dementsprechend handelt es sich bei den Kosten für Netzreservekapazität nicht um notwendige Kosten, die insoweit zwingend anfallen.

Berücksichtigung von Systemdienstleistungen

Bei der Berechnung der Annuitäten für Betriebsmittel in der Höchstspannungsebene sind Kosten für Systemdienstleistungen nicht hinzuzurechnen. Das Modell des physikalischen Pfades berechnet fiktiv die individuellen Kosten einer direkten Versorgung aus einer geeigneten Erzeugungsanlage. In diesem Modell deckt die geeignete Erzeugungsanlage die Last des Letztverbrauchers zu jedem Zeitpunkt vollständig ab. Mögliche Zeiten der Nichtverfügbarkeit dieser geeigneten Erzeugungsanlage sind daher durch Berechnung von Netzreserveleistungen zu berücksichtigen. Bei der Bildung des physikalischen Pfades bis zu einem Netzknotenpunkt sind hingegen die Kosten der Systemdienstleistungen in den allgemeinen Netzentgelten, die an diesem Netzknotenpunkt zu zahlen sind, enthalten.

Entgegen entsprechenden Forderungen im Konsultationsverfahren sieht die Bundesnetzagentur keine Möglichkeit, vermiedene Kosten für Systemdienstleistungen und Regenergie beim physikalischen Pfad unterhalb der Höchstspannungsebene zu ermitteln. Die Kosten für Systemdienstleistungen fließen in die Netzentgelte der Höchstspannungsebene ein und werden durch die Netzentgeltwälzung weitergegeben. Bei der Bildung des physikalischen Pfades mit einem nächstgelegenen Netzknotenpunkt sind damit die Kosten für Systemdienstleistungen folgerichtig in den allgemeinen Netzentgelten, die an diesem Netzknotenpunkt zu berechnen sind, enthalten. Bei der Bildung des physikalischen Pfades mit einer geeigneten Erzeugungsanlage sind die Kosten für vermiedene Systemdienstleistungen nicht in den Betriebsmittelannuitäten enthalten. Soweit der physikalische Pfad Betriebsmittel der Höchstspannungsebene umfasst, sind die Annuitäten der Betriebsmittel in der Höchstspannungsebene um die Kostenanteile für Systemdienstleistungen zu reduzieren.

Berücksichtigung von Verlustenergiekosten

In die Kosten des physikalischen Pfades sind die Kosten der Verlustenergie mit einzu beziehen. Die Berechnung der Verlustenergiemenge muss individuell für die Abnahme des betreffenden Letztverbrauchers und entsprechend dem gewählten physikalischen Pfad, der der Berechnung des individuellen Netzentgelts zugrunde liegt, erfolgen. Ob die Berechnung der Verlustenergiemenge nach der Benutzungsstundendauer bezüglich der benutzten Betriebsmittel oder entsprechend dem tatsächlichen Lastgang des Letztverbrauchers erfolgt, bleibt den am Abschluss der Vereinbarung beteiligten Vertragsparteien überlassen. Die Kosten der Verlustenergie sind aufzuschlüsseln in die Verlustenergiemenge und den (prognostizierten) Beschaffungspreis dieser Verlustenergiemenge im jeweiligen Kalenderjahr. Eine weitere Aufschlüsselung der Verlustenergiekosten oder weitere Kostenpositionen wie beispielsweise die Kosten des Bezugs der Verlustenergie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene sind nicht mit einzu-

beziehen oder im Preis für die Verlustenergie zu berücksichtigen. Die Verlustenergie wird nur in der Höhe berücksichtigt, die dem betroffenen Letztverbraucher in den Betriebsmitteln des physikalischen Pfades zuzurechnen sind. Für die Berechnung der tatsächlich genutzten Verlustenergie ist insoweit der ermittelte prozentuale Nutzungsanteil der zum physikalischen Pfad gehörenden Betriebsmittel zu Grunde zulegen. Soweit in den Stellungnahmen zur beabsichtigten Festlegung gefordert wurde, eine bestimmte Methode vorzugeben, ist dies nach Einschätzung der Beschlusskammer nicht erforderlich. Die Beschlusskammer hält es insoweit für ausreichend, wenn die Wahl der Berechnungsmethode in beiderseitigem Einvernehmen erfolgt. Dies stellt insoweit auch keine unangemessene Benachteiligung des Letztverbrauchers gegenüber dem Netzbetreiber dar, da dieser entsprechend dem auch in § 19 Abs. 3 S. 4 StromNEV zum Ausdruck kommenden Rechtsgedanken die Möglichkeit hat, vom Netzbetreiber einen ausreichenden Kostennachweis zu verlangen. Dies ergibt sich insoweit auch aus der in § 19 Abs. 2 S. 12 StromNEV geregelten Mitwirkungspflicht, nach der der Netzbetreiber dem Letztverbraucher unverzüglich alle zur Beurteilung der Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV erforderlichen Unterlagen zur Verfügung zu stellen hat, die dieser benötigt, um die getroffene Vereinbarung zur Anzeige bei der Regulierungsbehörde vorzulegen.

Tatsächlicher Eintritt der Voraussetzungen

Bedingung für die Gewährung von den individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV ist, dass die Anspruchsvoraussetzungen auch tatsächlich eintreten, vgl. § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV. Dabei ist zu beachten, dass sich nach der eindeutigen Intention des Ordnungsgebers hinsichtlich der Anspruchsvoraussetzungen, trotz des im Vergleich zur bis zum 04.08.2011 geltenden Fassung der StromNEV fehlenden ausdrücklichen Bezugs, auch weiterhin die Erfüllung der Anspruchsvoraussetzungen jeweils auf ein vollständiges Kalenderjahr beziehen muss. Auch in den Fällen, in denen die Vereinbarung ausnahmsweise für einen kürzeren Zeitraum von einigen Monaten abgeschlossen wird, ist hinsichtlich der Erfüllung der Voraussetzungen auf das vollständige betroffene Kalenderjahr abzustellen.

Da die Anzeige der geschlossenen Netzentgeltvereinbarung im Jahr vor dem vereinbarten Wirksamwerden der Vereinbarung oder spätestens bis zum 30. September des ersten Kalenderjahres des vorgesehenen Geltungszeitraums zu erfolgen hat, ist die endgültige Beurteilung des Nutzungsverhaltens i.d.R. erst nach Abschluss eines jeden Jahres innerhalb des Genehmigungszeitraums möglich. Tritt die Voraussetzung der jährlichen Mindestbenutzungsstundenzahl von 7.000 h und/oder ein jährlicher Verbrauch von mindestens 10 Gigawattstunden gemäß § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV nicht „tatsächlich“ ein, ergibt sich für das betreffende Jahr keine Netzentgeltreduktion. Da es sich bei § 19 Abs. 2 S. 17 StromNEV um eine sich unmittelbar aus der Rechtsverordnung ergebende Regelung handelt, ist der Netzbetreiber in diesen Fällen gemäß § 19 Abs. 2 S. 18 StromNEV dazu verpflichtet, die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemein gültigen Netzentgelten rückwirkend vorzunehmen.

Eine einmalige Nichterfüllung der Voraussetzungen nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV hat nicht automatisch die Unwirksamkeit der getroffenen Vereinbarung zur Folge. Werden die Voraussetzungen in mindestens zwei aufeinanderfolgenden Jahren nicht erfüllt, behält sich die Regulierungsbehörde vor, die Erforderlichkeit einer möglichen Untersagung der Vereinbarung zu prüfen. Sind Voraussetzungen für ein individuelles Netzentgelt bei einem Letztverbraucher in einer ex-post Betrachtung für ein Kalenderjahr nicht erfüllt, ist der Netzbetreiber, wie oben beschrieben verpflichtet, trotz bestehender Vereinbarung die Netznutzung nach den allgemeinen Netzentgelten vorzunehmen. Dies gilt ebenso bei Vorliegen eines absehbaren und dauerhaften Verfehlens der tatsächlichen Voraussetzungen (z.B. auf Grund von technischen Veränderungen der Anschlusssituation oder der Umstellung von Produktions- / Betriebsprozessen).

5. Ausgestaltung des Anzeigeverfahrens

a) Einführung eines Anzeigeverfahrens

Sowohl die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV als auch die Befreiung der Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (a.F.) bedurften bislang zum Wirksamwerden der vorherigen Genehmigung durch die jeweilige Regulierungsbehörde. Gemäß der Neuregelung in § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV genügt ab 01.01.2014 eine schriftliche Anzeige der getroffenen Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts gegenüber der nach § 54 EnWG bislang für die Genehmigung zuständigen Regulierungsbehörde, sofern die gemäß § 54 Abs. 3 EnWG zuständige Regulierungsbehörde zuvor durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG die Kriterien zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV konkretisiert hat. Die Kompetenzen für die Festlegung einerseits und die Überprüfung der individuellen Netzentgeltvereinbarungen andererseits können insoweit nach den in § 54 Abs. 2 und Abs. 3 StromNEV enthaltenen Zuständigkeitsregelungen gegebenenfalls auch auseinanderfallen.

Die bereits vorliegende Festlegung BK4-12-1656 zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sowie der Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV begründen keine Anzeigenpflicht, da diese noch auf Basis der Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV a.F. erlassen wurden. Durch die neue Fassung des § 19 Abs. 2 StromNEV genügt künftig eine schriftliche Anzeige der getroffenen Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts gegenüber der Regulierungsbehörde, sofern die Regulierungsbehörde die Kriterien der sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 3 (bzw. § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 ab 01.01.2014) StromNEV festlegt. Da grundsätzlich die ex-post-Kontrolle aller angezeigten individuellen Vereinbarungen eine Überprüfung der Einhaltung der Kriterien ermöglicht, spricht der erhebliche administrative Aufwand aller beteiligten Parteien bei einem Genehmigungsverfahren für die Umstellung auf ein Anzeigeverfahren.

b) Berechtigung zur Anzeige

Bislang konnten sowohl Letztverbraucher als auch Netzbetreiber die Genehmigung einer Vereinbarung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV a.F. bzw. die Befreiung der Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV a.F. beantragen. Nach der durch Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) erfolgten Neuregelung ist nunmehr nur noch der betroffene Letztverbraucher antrags- bzw. anzeigeberechtigt, vgl. § 19 Abs. 2 S. 11 StromNEV. Allerdings können sich Letztverbraucher bei der Anzeige auch durch eine andere Person, beispielsweise den Netzbetreiber, den Netznutzer oder einen anderen Verfahrensbevollmächtigten vertreten lassen. In diesem Fall ist mit den Anzeigeunterlagen auch ein Nachweis über die entsprechende Bevollmächtigung vorzulegen. Die bereits vorliegende Festlegung BK4-12-1656 zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sowie der Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV gehen bisher von einer Antragstellung durch den Netzbetreiber oder den Letztverbraucher aus, da diese noch auf Basis der Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV a.F. erlassen wurden. Da die Anzeige nunmehr allein dem Letztverbraucher obliegt, ist die Festlegung dementsprechend zu fassen.

c) Nachweis- und Begründungspflicht

Gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV a.F. hatte der Netzbetreiber unverzüglich alle erforderlichen Daten zur Beurteilung der Genehmigungsvoraussetzungen eines individuellen Netzentgelts bzw. der Befreiungsvoraussetzungen vorzulegen. Nunmehr hat der Letztverbraucher der Regulierungsbehörde mit der Anzeige alle zur Beurteilung der Voraussetzungen erforderlichen Unterlagen vorzulegen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, dem Letztverbraucher alle dafür notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen. Die Anzeige ist vollständig bei der Regulierungsbehörde bis zur Anzeigefrist vorzulegen. Nach der Anzeigefrist eingereichte, ergänzende Unterlagen werden nicht berücksichtigt, sodass die angezeigte Vereinbarung für

das Anzeigjahr untersagt wird und frühestens im Folgejahr wieder angezeigt werden kann. Auf der Internetseite der Bundesnetzagentur wird ab dem 1. Quartal 2014 ein entsprechender Erhebungsbogen jeweils für die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV zur Verfügung gestellt.

d) Berichtspflichten

Nach erteilter Genehmigung hatte der betroffene Netzbetreiber der Regulierungsbehörde einen Nachweis über die Einhaltung der Genehmigungskriterien zu erbringen. Dies sollte in Form eines Erhebungsbogens, der auf der Internetseite der Regulierungsbehörde veröffentlicht war, erfolgen. Nunmehr hat der Letztverbraucher jährlich bis zum 30. Juni des Folgejahres einen Nachweis über die Einhaltung der festgelegten Kriterien bei der Regulierungsbehörde vorzulegen, nachdem die Vereinbarung bei der Bundesnetzagentur angezeigt worden ist. Auf der Internetseite der Regulierungsbehörde wird ab dem 1. Quartal 2014 ein entsprechender Erhebungsbogen jeweils für die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV zur Verfügung gestellt.

Die Verpflichtung zur Vorlage der Nachweise dient insoweit dem Zweck, der Bundesnetzagentur die Kontrolle der Einhaltung zu ermöglichen. Insbesondere soll geprüft werden, ob die ursprünglich prognostizierten Verbrauchs- und Leistungsdaten tatsächlich aufgetreten sind und somit die Kriterien erfüllt wurden. Diese Nachweispflicht hat durch den Letztverbraucher zu erfolgen, da dieser als Begünstigter dafür Sorge zu tragen hat, dass die Voraussetzungen tatsächlich eintreten. Es spricht allerdings nichts dagegen, wenn der Letztverbraucher seinen Netzbetreiber als „Erfüllungsgehilfen“ mit der Übersendung der betreffenden Erhebungsbögen betraut.

e) Anzeigefrist

Im Rahmen des Anzeigeverfahrens sollen alle Vereinbarungen individueller Netzentgelte i.S.v. § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV n.F. bis zum 30. September des Kalenderjahres angezeigt werden, in welchem sie erstmalig gelten. Die Frist orientiert sich insoweit an den bisherigen Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Entgeltbefreiungen gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV in der bis zum 14.08.2013 geltenden Fassung. Durch die vorliegende Festlegung soll nunmehr ein einheitliches Anzeigeverfahren eingeführt werden. Die bisherigen Antragsfristen sollen beibehalten und auf das Anzeigeverfahren übertragen werden.

Die vorgetragenen Bedenken gegen die Festlegung einer Anzeigefrist können insoweit nicht überzeugen. Zwar enthält die Verordnung insoweit selbst keine explizite Antragsfrist. Allerdings bestünde ohne Vorgabe einer Anzeigefrist die Gefahr, dass ggf. noch nach Jahren individuelle Netzentgeltvereinbarungen mit Wirkung für die Vergangenheit abgeschlossen werden könnten. Dies würde zum einen zu gravierenden Problemen im Zusammenhang mit der Ermittlung der § 19 StromNEV-Umlage führen. Darüber hinaus müsste der Netzbetreiber nachträglich mit gravierenden Erlösausfällen für die Vergangenheit rechnen. Davon abgesehen stellt die Möglichkeit, die Anzeige noch bis zum 30. Septembers des Jahres zu stellen, in dem die Vereinbarung wirksam werden soll, eine für die Vertragsbeteiligten begünstigende Regelung dar. Vor dem Hintergrund der gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bestehender Genehmigungs- bzw. Anzeigepflicht, ließe sich aus der Intention der Regelung selbstverständlich auch ableiten, die Wirksamkeit der geschlossenen Vereinbarung von einer vor der geplanten Geltungszeit erfolgten Anzeige bei der Regulierungsbehörde abhängig zu machen.

Durch die Bestimmung des 30. Septembers als letztmöglicher Anzeigezeitpunkt wird sowohl dem Letztverbraucher als auch dem Netzbetreiber ausreichend Zeit für eine Vorbereitung der Anzeige eingeräumt. Angesichts des Umstandes, dass sich viele Letztverbraucher erst auf Basis der Auswertung der letzten Jahresrechnung für eine individuelle Netzentgeltvereinbarung entscheiden, sollte die Frist für die Vorlage nicht zu weit nach vorne verlegt werden. Andererseits darf der Anzeigetermin auch nicht so weit in der Zukunft liegen, dass ent-

gegen der Intention der Regelung dem Letztverbraucher die faktische Möglichkeit zu einer Bestabrechnung eingeräumt wird.

f) Wirkung der Anzeige

Mit Eingang der Anzeige bei der Regulierungsbehörde erlangt die abgeschlossene individuelle Netzentgeltvereinbarung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4, 7 StromNEV ihre Wirksamkeit. Dies bedeutet konkret, dass der betroffene Netzbetreiber ab dem Zeitpunkt der Wirksamkeit der Vereinbarung seine Leistungserbringung nicht mehr von vorherigen Abschlagszahlungen oder sonstigen liquiditätswirksamen Sicherheitsleistungen abhängig machen darf und bereits erhaltene Abschlagszahlungen unverzüglich an den Letztverbraucher zurückzahlen muss. Dies stellt entgegen einer in einigen Stellungnahmen geäußerten Auffassung auch keine ungerechtfertigte Benachteiligung des Netzbetreibers im Hinblick auf ein mögliches Insolvenzrisiko dar. Ob vorliegend tatsächlich übermäßige Ausfallrisiken zu Lasten der Netzbetreiber bestehen, ist aus Sicht der Beschlusskammer äußerst fraglich, da den Netzbetreibern bereits bei der Kalkulation der allgemeinen Netzentgelte ein entsprechender Zuschlag für etwaige Zahlungsausfälle zugestanden wurde. Darüber hinaus würde eine Berücksichtigung zu Lasten der Letztverbraucher die beabsichtigte Entlastungswirkung der Regelung in Frage stellen.

6. Sonstiges

Bei der Anzeige individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV sind die nachfolgenden sonstigen Vorgaben zu beachten.

a) Gegenstand der Vereinbarung

Die Vereinbarung nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV betrifft das vom betroffenen Letztverbraucher zu zahlende Netzentgelt, welches sich gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV aus dem Jahresleistungsentgelt und dem Arbeitsentgelt zusammensetzt. Das vereinbarte individuelle Netzentgelt umfasst dagegen nicht:

- die gemäß § 17 Abs. 7 StromNEV ferner zu zahlenden Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung,
- etwaige Entgelte für vom betroffenen Letztverbraucher in Anspruch genommene Netzreservekapazitätsleistungen,
- den Anteil des Netzentgelts, der im Falle des Betriebs einer Kundenanlage i.S.v. § 3 Nr. 24a/b EnWG den an die Kundenanlage angeschlossenen Nutzern (Dritten) zuzurechnen ist, es sei denn, bei den Nutzern handelt es sich um mit dem Letztverbraucher verbundene Unternehmen im Sinne des § 15 AktG, und
- weitere Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe oder die Konzessionsabgabe, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handelt, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts sind, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gilt auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage,
- etwaig zu zahlende Entgelte für vom Letztverbraucher singular genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV an der betroffenen Abnahmestelle.

b) Abnahmestelle

Der Begriff der Abnahmestelle wurde in § 2 Nr. 1 StromNEV neu definiert und entspricht nunmehr der Legaldefinition der Abnahmestelle, wie sie sich in § 41 Abs. 4 EEG findet.

Zur Vereinheitlichung der Rechtsanwendung ist es aus Sicht der Beschlusskammer deshalb erforderlich, abweichend von der bisherigen Genehmigungspraxis zukünftig die bereits zu § 41 Abs. 4 EEG entwickelten Auslegungsgrundsätze heranzuziehen. Diese stehen jedoch

nicht im Zusammenhang mit der Regelung des § 17 Abs. 2a StromNEV, da dieser nur die Zusammenführung von Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle zum Gegenstand hat, nicht die Zusammenfassung von Entnahmestellen zu einer Abnahmestelle.

In Abweichung zu ihrer bisherigen Praxis wird von der Beschlusskammer keine galvanische Verbindbarkeit der Entnahmestellen mehr gefordert. In Anlehnung an die Verwaltungspraxis des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle hat indessen bei der Frage, ob eine Abnahmestelle vorliegt, eine wertende Zusammenfassung aller auf einem Betriebsgrundstück vorhandenen Verbindungsstellen zu erfolgen. Dabei müssen die elektrischen Einrichtungen in der Dispositionsbefugnis des anzeigenden Letztverbrauchers stehen sowie sich räumlich zusammenhängend auf einem abgegrenzten und in sich geschlossenen Betriebsgelände befinden. Eine bestehende galvanische Verbindung kann dabei als Merkmal zur Bestimmung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs herangezogen werden.

c) Zuruf- oder Abschaltregelung

Zusätzlich zu einer reinen Hochlastzeitfensterregelung kann der Netzbetreiber auch weiterhin den Abschluss einer um „Zuruf - oder Abschaltregelungen“ ergänzten Hochlastzeitfensterregelung anbieten. Danach kann sich der Letztverbraucher etwa dazu verpflichten, seine Leistung während eines bestimmten Zeitraums innerhalb der Hochlastzeitfenster zu reduzieren und dem Netzbetreiber das Recht einräumen, den Leistungsbezug des Letztverbrauchers im Falle von außerhalb dieses vereinbarten „Kernzeitraums“ auftretenden Höchstlasten per Fernabschaltung zu reduzieren oder auf Zuruf drosseln zu lassen. Im Ergebnis führt eine solche Regelung zur Flexibilisierung der Hochlastzeitfenster in den Randbereichen, ohne von dem Grundprinzip der Ermittlung von Hochlastzeitfenstern abzuweichen. Maßgeblich für die Berechnung des individuellen Netzentgelts ist dann die höchste Jahresleistung des Letztverbrauchers innerhalb des Kernzeitraums.

Denkbar ist auch, dass sich der Letztverbraucher zu einer dauerhaften Leistungsreduzierung innerhalb der Hochlastzeitfenster verpflichtet, er aber mit Zustimmung des Netzbetreibers berechtigt ist, in bestimmten Ausnahmefällen seine Leistung auch innerhalb eines Hochlastzeitfensters nicht zu drosseln. Die Zustimmung durch den Netzbetreiber darf nur dann erteilt werden, wenn nicht zu erwarten ist, dass es während dieser zusätzlichen Hochlastzeiten des Letztverbrauchers zu einer zeitgleichen Höchstlast des Netzes kommen wird („umgekehrte Zurufregelung“). In diesem Falle ist für die Berechnung des individuellen Entgelts der Leistungsbezug im Hochlastzeitfenster irrelevant. Die für die Ermittlung der Lastverschiebung maßgeblichen Hochlastzeitfenster reduzieren sich entsprechend.

Dagegen ist es nicht möglich, für die gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu treffende Prognoseentscheidung ausschließlich auf bestehende vertragliche oder technische Gegebenheiten abzustellen, da in diesen Fällen die Entscheidung, unter welchen Voraussetzungen eine atypische Netznutzung anzunehmen ist, nicht mehr anhand einheitlicher und für alle Letztverbraucher verbindlicher Kriterien durch die Regulierungsbehörde erfolgt, sondern letztlich anhand eigener Kriterien vom Netzbetreiber selbst getroffen würde.

Insofern können reine Abschalt- oder Zurufregelungen, d.h. ein völliges Absehen von Hochlastzeitfenstern, nach Einschätzung der Regulierungsbehörde nicht in den Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV fallen, da in diesen Fällen kein atypisches Nutzungsverhalten im Sinne der Regelung mehr vorliegt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass derartige Regelungen per se als unzulässig zu betrachten sind. Vielmehr könnte es sich nach Auffassung der Regulierungsbehörde möglicherweise um Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 i.V.m. § 14 EnWG handeln. Entsprechende Vertragsgestaltungen unterliegen nach Auffassung der Regulierungsbehörde allerdings keiner Genehmigungspflicht, da in diesen Fällen die Abrechnung der Netzleistung nach allgemeinem Netzentgelt erfolgt, auf das insoweit eine individuell vereinbarte Vergütung für die auf Veranlassung des Netzbetreibers erfolgte Leistungsreduzierung anzurechnen ist.

d) Lieferanten- / integrierte Stromlieferverträge

Der Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung ist auch im Falle des Bestehens eines integrierten Stromliefervertrages (All-inclusive-Vertrag) möglich.

Einer Vereinbarung nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV steht nicht entgegen, dass der Letztverbraucher im Falle eines integrierten Stromliefervertrages (All-inclusive-Vertrag) nicht selbst Netznutzer ist. Bei entsprechender Vertragsgestaltung werden die Netznutzungsverträge nicht zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher abgeschlossen, sondern sind Bestandteil des Lieferantenrahmenvertrags zwischen Netzbetreiber und Lieferant (Netznutzer). Netznutzer und damit auch Netzentgeltverpflichteter ist in diesen Fällen nicht der Letztverbraucher, sondern der Lieferant. Würde man ein unmittelbares Netznutzungsverhältnis zwischen Letztverbraucher und Netzbetreiber zur Tatbestandsvoraussetzung des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV machen, hätte dies zur Folge, dass während der Laufzeit eines Lieferantenrahmenvertrages weder der Letztverbraucher noch der Lieferant in den Genuss eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV kommen könnte, weil es einerseits dem Letztverbraucher am Merkmal der eigenen Netznutzung und andererseits dem Lieferanten am Merkmal des Letztverbrauchers fehlt.

Es widerspricht jedoch der Intention des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV, nur jenen Letztverbrauchern einen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt zuzugestehen, die in einem direkten Vertragsverhältnis mit dem Netzbetreiber stehen, während Letztverbraucher ohne eigenen Netznutzungsvertrag vom Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV ausgeschlossen würden. Denn auch diese werden, jedenfalls mittelbar, über den Netznutzer voll zur Deckung der Netzkosten des Netzbetreibers herangezogen.

Hinsichtlich der konkreten Vertragsausgestaltung kommen folgende Varianten in Betracht:

Variante 1:

Der Netzbetreiber und der Letztverbraucher schließen eine Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV. Dies gilt auch, wenn - bei Vorliegen eines integrierten Lieferantenverhältnisses - der Lieferant der eigentliche Netznutzer ist. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass der Lieferant dem Abschluss der Vereinbarung zugestimmt hat, da die Vereinbarung unmittelbare Auswirkungen auf die Abwicklung des zwischen ihm und dem Netzbetreiber bestehenden Nutzungsvertrages hat.

Variante 2:

Der Letztverbraucher erteilt seinem Lieferanten eine Vollmacht zur Ausübung seines Rechts aus § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV. Dieser vereinbart in Ergänzung zum bestehenden Lieferantenrahmenvertrag ein individuelles Netzentgelt zugunsten des über die betreffende Abnahmestelle versorgten Letztverbrauchers.

Variante 3:

In einem dreiseitigen Vertrag zwischen Netzbetreiber, Netznutzer und Letztverbraucher wird ein individuelles Netzentgelt zugunsten des über die betreffende Abnahmestelle versorgten Letztverbrauchers vereinbart.

Alle drei Varianten sind aus Sicht der Bundesnetzagentur geeignet, das oben skizzierte Problem des Auseinanderfallens von Netznutzung und Letztverbraucher in einer praktikablen und sachgerechten Weise zu lösen, in dem sowohl die Vereinbarung des Letztverbrauchers mit dem Netzbetreiber als auch die Vereinbarung des Lieferanten mit dem Netzbetreiber vom Einverständnis der jeweils anderen Partei abhängig gemacht wird. Den Beteiligten wird insoweit die Möglichkeit eingeräumt, ihre ggf. gegenläufigen Interessen im Vorfeld der Einwilligung einvernehmlich zu klären und so zu einem allen betroffenen Parteien gerecht werdenden Interessenausgleich zu kommen.

e) Geschlossene Verteilernetze

Aufgrund der Neuregelung des § 110 EnWG, wonach geschlossene Verteilernetze mit Ausnahmen grundsätzlich der Regulierung unterliegen, sind diese mit Blick auf § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV nicht mehr als Letztverbraucher im Sinne des § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV einzustufen.

Letztverbraucher im Sinne der Regelungen des Energiewirtschaftsrechts sind gemäß § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Bei einem Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes erfolgt der von ihm erfolgte Kauf von Energie nicht für den eigenen Verbrauch, sondern zum Zwecke der Belieferung der an das geschlossene Verteilernetz angeschlossenen Netznutzer. Nur diese können, sofern sie die in § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV genannten Voraussetzungen erfüllen, einen Anspruch auf Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung gem. § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV gegenüber dem Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes geltend machen. Der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes ist damit selbst nicht berechtigt, gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV Ansprüche auf Abschluss individueller Netzentgeltvereinbarungen gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber geltend zu machen, da er gemäß § 110 EnWG mit Ausnahme bestimmter dort explizit genannter regulatorischer Privilegierungen grundsätzlich wie ein ganz normaler Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes zu behandeln ist und damit gerade kein Letztverbraucher i.S.v. § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV sein kann.

Im Übrigen können Betreiber geschlossener Verteilernetze unter bestimmten Voraussetzungen durchaus auch unter den Anwendungsbereich des von der Beschlusskammer 8 festgelegten Umlagesystems fallen. Diese können ihre mit dem Abschluss individueller Netzentgeltvereinbarungen verbundenen Mindererlöse grundsätzlich ebenfalls im Rahmen des in § 19 Abs. 2 S. 13 und 14 StromNEV geregelten Wälzungsmechanismus an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen.

f) Kundenanlagen

Betreiber von Kundenanlagen i.S.v. § 3 Nummer 24a/b EnWG sind grundsätzlich berechtigt, individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV mit dem Netzbetreiber abzuschließen. Voraussetzung hierfür ist, dass sie im Hinblick auf den selbst verbrauchten Strom die in Satz 1 und Satz 2 bis 4 genannten Voraussetzungen erfüllen. Dagegen ist eine Einbeziehung der von den übrigen Nutzern der Kundenanlage bezogenen Verbrauchsmengen nicht möglich. Die übrigen Nutzer der Kundenanlage hätten dann einen entsprechenden Anspruch gegen den vorgelagerten Netzbetreiber, wenn sie über einen abrechnungsrelevanten Zählpunkt i.S.v. § 20 1d EnWG zum unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber verfügen.

Für eine ordnungsgemäße Bestimmung des an der betroffenen Abnahmestelle eigenverbrauchten Stroms ist es grundsätzlich ausreichend, wenn der Betreiber der Kundenanlage im Einvernehmen mit dem betroffenen Netzbetreiber eine sachgerechte Schätzung über die Verbrauchs- und Leistungswerte des eigenverbrauchten Stroms durchführt, die gegenüber der Regulierungsbehörde schriftlich bestätigt wird. Im Rahmen dessen ist auch die Testierung der Daten durch einen Wirtschaftsprüfer denkbar. Nur sofern der in einer Kundenanlage angeschlossene Dritte einen Lieferantenwechsel anstrebt, ist es aus Sicht der Regulierungsbehörde zwingend erforderlich, messtechnische Voraussetzungen nach § 8 MessZV zu schaffen.

Für die Ermittlung der von der Vereinbarung nicht umfassten Netzentgelte ist der im Rahmen der Anzeige benannte Wert entscheidend. Dieser gilt für die Dauer der Vereinbarung. Ausschließlich der verbleibende Anteil kann über den Belastungsausgleich nach § 19 Abs. 2 S. 13 und 14 StromNEV gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber geltend gemacht werden. Eine über den in der Anzeige benannten Anteil der begünstigten Netznutzung über den Belastungsausgleich hinausgehende Berücksichtigung ist dagegen nicht möglich. Der Anteil des Netzentgelts, der nicht von der Netzentgeltreduktion umfasst ist, sondern den an die Kundenanlage angeschlossenen Dritten zuzurechnen ist, ist gegenüber der Betreiberin

der Kundenanlage in gewohnter Weise abzurechnen. Etwaig zu zahlende Netzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel sind entsprechend anteilig abzurechnen.

g) Nachtspeicherheizungen / Wärmepumpen

Eine Anzeige nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist nicht erforderlich, da die Preisbestandteile für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen bereits nach § 4 ARegV Bestandteil der Erlösobergrenzen sind. In der Festlegung der Bundesnetzagentur zur § 19-Umlage vom 14.12.2011 wurde diesbezüglich festgestellt, dass eine bundesweite Umlage entgangener Erlöse aus unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen nicht sachgerecht ist. § 14a EnWG macht deutlich, dass für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ein eigenes Preissegment zu schaffen ist. Daher sind unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne des § 14a EnWG dem unmittelbaren Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 StromNEV entzogen. Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (z. B. Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) sind somit zukünftig in einem separat zu bestimmenden Netzentgelt in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV zu erfassen.

h) Nachweis- und Mitwirkungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 12 StromNEV hat der Letztverbraucher mit Anzeige der Vereinbarung alle erforderlichen Unterlagen zur Beurteilung der Voraussetzungen eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV vorzulegen. Hierzu zählen insbesondere die Verpflichtung zur Vorlage folgender Angaben und Nachweise:

Anzeige individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV:

- die zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher bzw. zwischen Netzbetreiber und Lieferanten (Netznutzer) abgeschlossene individuelle Netzentgeltvereinbarung,
- einen Erhebungsbogen mit Angaben zum Netznutzungsvertrag (Netzbetreiber, Letztverbraucher, sonstige Netznutzer etc.), zur betroffenen Abnahmestelle (Adresse, Zählpunkt, Spannungsebene, Pooling etc.), zum tatsächlichen und prognostizierten Nutzungsverhalten (maximalen Höchstlastbeträgen, Höchstlastbeträgen innerhalb der Hochlastzeitfenster, Jahresarbeit, Benutzungsstundenzahl etc.) sowie zur Berechnung des vereinbarten Netzentgelts.
- Hierfür soll ab 2014 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur ein Erhebungsbogen zur Verfügung gestellt werden. In diesem sind die tatsächlichen Verbrauchs- und Leistungsdaten sowie die Mindererlöse je genehmigter Vereinbarung ersichtlich darzustellen.
- Angaben zur Höhe der jeweils für die betreffende Entnahmeebene veröffentlichten allgemeinen Leistungs- und Arbeitspreise (Preisblätter),
- Angaben zu den im ersten Jahr der Vereinbarung geltenden Hochlastzeitfenstern,

Anzeige individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV:

- die zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher bzw. zwischen Netzbetreiber und Lieferanten (Netznutzer) abgeschlossene individuelle Netzentgeltvereinbarung,
- einen Erhebungsbogen, der insbesondere Angaben zum Netznutzungsvertrag (Netzbetreiber, Letztverbraucher, sonstige Netznutzer etc.), zur betroffenen Abnahmestelle (Adresse, Zählpunkt, Spannungsebene, Pooling etc.), zum tatsächlichen und prognostizierten Nutzungsverhalten (Jahresarbeit, Benutzungsstundenzahl etc.) zur Bildung des physikalischen Pfades sowie zur Berechnung des vereinbarten individuellen Netzentgelts enthält.
- Hierfür soll ebenfalls ab 2014 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur ein Erhebungsbogen zur Verfügung gestellt werden. In diesem sind die tatsächlichen Ver-

brauchs- und Leistungsdaten sowie die Mindererlöse je genehmigter Vereinbarung ersichtlich darzustellen.

- Angaben zur Höhe der jeweils für die betreffende Entnahmeebene veröffentlichten allgemeinen Leistungs- und Arbeitspreise (Preisblätter),

Die Nachweis- und Begründungspflichten sind gem. § 19 Abs. 2 S. 12 StromNEV durch den Letztverbraucher zu erfüllen; der Netzbetreiber hat dem Letztverbraucher alle zur Beurteilung der Voraussetzungen der Sätze 1 bis 4 erforderlichen Unterlagen dem Letztverbraucher unverzüglich zur Verfügung zu stellen.

7. Widerrufsvorbehalt

Die Regulierungsbehörde behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll insbesondere sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Nur so kann die Zukunftsoffenheit aufgrund eines derzeit nicht konkret absehbaren Anpassungsbedarfs gewährleistet werden. Hiervon wird das berechnete Bedürfnis der Unternehmen nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt, da solche Erwägungen in einem etwaigen Änderungsverfahren unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen sind.

III. Kosten

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid vorbehalten.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist schriftlich binnen einer mit der Bekanntgabe der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn (Postanschrift: Postfach 80 01, 53105 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Begründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag vom Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

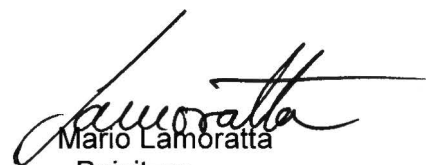
Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).



Matthias Otte
- Vorsitzender -



Rainer Busch
- Beisitzer -



Mario Lamoratta
- Beisitzer -