



Regulierungskammer im Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung
und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 40190 Düsseldorf

25. Oktober 2018

Seite 1 von 16

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970), das zuletzt durch Gesetz vom 20.07.2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist, in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Gesetz vom 20.06.2018 (BGBl. I S. 865) geändert worden ist, wegen

Aktenzeichen

(bei Antwort bitte angeben)

VI B 5 – 38-20/2.1

MR Dr. Kremm

Telefon 0211 61772-275

Fax 0211 61772-762

berthold.kremm@mwide.nrw

**Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung
von Verlustenergie durch Elektrizitätsverteilternetzbetreiber
als volatile Kostenanteile nach § 11 Absatz 5 Satz 2 ARegV**

legt die Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen als Landesregulierungsbehörde folgendes fest:

1. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilternetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG im Zuständigkeitsbereich der Regulierungskammer NRW werden ab der dritten Regulierungsperiode (beginnend am 01.01.2019) verpflichtet, die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV derart vorzunehmen, dass die Differenz zwischen den Kosten der Verlustenergiebeschaffung des Basisjahres für die dritte Regulierungsperiode (VK_0) und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik kalenderjährlich ergeben (VK_t), als volatile Kosten berücksichtigt wird.

Dienstgebäude und Lieferanschrift:
Berger Allee 25
40213 Düsseldorf

Nebengebäude:
Haroldstraße 4
40213 Düsseldorf

Telefon 0211 61772-0
Telefax 0211 61772-777
poststelle@mwide.nrw.de

www.wirtschaft.nrw
www.regulierungskammer.nrw

Öffentliche Verkehrsmittel:

2. Der ansatzfähige Planwert der Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus dem Produkt des Referenzpreises und der ansatzfähigen Menge. Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Baseload-Preis zu 69% und dem Peakload-Preis zu 31%. Der Baseload-Preis ergibt sich dabei als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Baseload) für das Lieferjahr t. Der Peakload-Preis ergibt sich als tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Peakload) für das Lieferjahr t. Der Durchschnittspreis für das Jahr 2019 wird auf Basis des Phelix-DE/AT-Year-Future gebildet. Der Durchschnittspreis für die Jahre 2020-2023 wird auf Basis des Phelix-DE-Year-Future gebildet.
3. Die ansatzfähige Menge entspricht dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2016. Die ansatzfähige Menge wird für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt, eine jährliche Anpassung findet nicht statt.
4. Ein Ist-Abgleich über das Regulierungskonto findet nicht statt.
5. Diese Festlegung wird gegenüber dem Netzbetreiber mit dem Tag der Zustellung wirksam. Unabhängig davon wird diese Festlegung gem. § 74 EnWG auch im Ministerialblatt des Landes Nordrhein-Westfalen und auf der Internetseite der Regulierungskammer NRW veröffentlicht.
6. Diese Festlegung ist bis zum 31.12.2023 befristet.

Gründe

Seite 3 von 16

I.

Die Regulierungskammer NRW trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode. Mit Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

Gemäß § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Der Verordnungstext nennt die Beschaffung von Verlustenergie als Regelbeispiel, in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten genannt, die starken Schwankungen unterliegen können (BR-Drs. 310/10(B), S. 17).

Durch volatile Energieeinkaufspreise kann es zu Kostenschwankungen bei der Beschaffung von Verlustenergie kommen, die zu deutlichen Kostenüberdeckungen oder Kostenunterdeckungen in Bezug auf die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Kosten des Basisjahres 2016 führen können. Deshalb erscheint es erforderlich, dass die Verlustenergiekosten jährlich angepasst werden können. Da der Netzbetreiber aber einen Einfluss auf die Höhe der Beschaffungskosten hat, ist es zwingend erforderlich, die Kosten einer Effizienzkontrolle zu unterziehen.

Die Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen als Landesregulierungsbehörde hat durch Bekanntmachung im Ministerialblatt des Landes Nordrhein-Westfalen vom 17.09.2018 und gleichzeitig auf ihrer Internetseite ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV zur Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie durch Elektrizitätsverteilernetzbetreiber als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet. Zugleich hat die Regulierungskammer im Rahmen der Mitteilung auf ihrer Internetseite den Entwurf eines Festlegungstextes veröffentlicht und die Konsultation desselben eingeleitet. Die Bundesnetzagentur wurde am 14.09.2018 per E-Mail über die Einleitung des Verfahrens unterrichtet.

Den betroffenen Unternehmen und ihren Verbänden wurde mit E-Mail vom 11.09.2018 Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 18.10.2018 gegeben. Es sind insgesamt 7 weitgehend wortgleiche Stellungnahmen von Netzbetreibern eingegangen, und zwar der Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH, der Stadtwerke Borken/Westf. GmbH, der Stadtwerke Coesfeld GmbH, der Netzgesellschaft Gütersloh mbH, der Stadtwerke Lemgo GmbH, der Stadtwerke Lippe-Weser Service GmbH & Co. KG und der Stadtwerke Vlotho Stromnetz GmbH. Darin wird zunächst angesprochen, der Referenzpreis werde allein auf Basis von gewichteten Börsenpreisen der EEX ermittelt, sei also eine rein virtuelle Berechnung. Daneben fielen jedoch sog. Strukturierungs- sowie sonstige Beschaffungskosten an, die unberücksichtigt blieben. Des Weiteren sei durch den Wegfall des Erweiterungsfaktors ab der 3. Regulierungsperiode die Möglichkeit entfallen, mit einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe verbundene Verlustenergiekosten auszugleichen. Dem könne dadurch entgegengewirkt werden, dass in gewissem Umfang eine Dynamisierung der Verlustenergiemenge zugelassen

werde. Schließlich lasse die Festlegung offen, wie im Rahmen von Netzübernahmen die mit zu übernehmenden Verlustenergiemengen sachgerecht ermittelt werden könnten.

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

II.

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Regulierungskammer NRW als Landesregulierungsbehörde ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG. Die Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG fällt gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

2. Rechtsgrundlage

Die Festlegung zur Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie durch Elektrizitätsverteilernetzbetreiber als volatile Kostenanteile erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV treffen, insbesondere zum Verfahren, mit dem den Netzbetreibern oder einer Gruppe von Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sowie zu den Voraussetzungen, unter denen Kostenanteile als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV gelten.

Die Befristung der Festlegung bis zum 31.12.2023 beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 des Verwaltungsverfahrensgesetzes für das Land Nordrhein-Westfalen (VwVfG NRW).

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Regulierungskammer NRW hat den betroffenen Netzbetreibern und den Verbänden gemäß § 67 Abs. 1, 2, § 28 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG NRW Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

4. Materielle Anforderungen

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Festlegung zu den volatilen Kostenanteilen für Verlustenergiekosten erfüllt die Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV und ist geeignet, erforderlich und angemessen.

- a) Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

Die vorliegende Festlegung zu volatilen Kostenanteilen dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Netzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für Verlustenergie schafft. So wird die Gefahr massiver Über- oder Unterdeckungen bei den stark volatilen Beschaffungskosten für Verlustenergie minimiert. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet. Gleichzeitig

erfüllt die Festlegung den Zweck, gem. § 1 Abs. 1 EnWG auf eine preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung hinzuwirken, indem Anreize gesetzt werden, die eigenen Verlustenergiekosten des Netzbetriebs zu reduzieren und die Energieeffizienz des Netzbetriebs zu erhöhen.

Bei der Entscheidung, ob die Regulierungskammer NRW von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um den besonderen Umständen und Kosten der Netzbetreiber durch die Beschaffung von Verlustenergie Rechnung zu tragen. Die Regulierungskammer NRW geht davon aus, dass mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten eine sach- und interessengerechte Regelung vorliegt, die den Interessen der Netzbetreiber an Verlässlichkeit in der Kostenerstattung im Rahmen der ARegV Rechnung trägt.

Die Bundesnetzagentur hat die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zum 30.06.2017 im Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode übermittelt wurden, ausgewertet. Die Auswertung umfasst insgesamt 65 Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Auswahl der Unternehmen ist repräsentativ auch für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Strukturelle Unterschiede der Größe, die auf die Verlustenergiebeschaffung wirken, sind nicht ersichtlich. Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann durchaus gebündelt durchgeführt werden. Die Unternehmen haben eine gesetzliche Pflicht zu effizienter Beschaffung.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur einen ungewichteten Mittelwert angewendet. Dies erhöht rechnerisch die Gewichtung kleiner Netzbetreiber und stellt damit eine geeignete Datenbasis dar. Dass die Abweichung von gewichtetem zu ungewichtetem Mittelwert der Stichprobe nur ein Prozentpunkt beträgt (gewichtet 70/30), stützt nach Ansicht der Bundesnetzagentur und der Regulierungskammer NRW die Einschätzung, dass zwischen großen und kleinen Netzbetreibern keine strukturellen Unterschiede im Hinblick auf die Verlustenergiepreise bestehen und die Auswahl hinreichend repräsentativ ist. Diese Netzbetreiber müssen sich an denselben Maßstäben, insbesondere den Effizienzmaßstäben, messen lassen wie Netzbetreiber im Regelverfahren. Andernfalls wäre die durch die Anreizregulierung angestrebte Wettbewerbsanalogie nicht zu erreichen.

Der Bundesgerichtshof hat mit Beschluss vom 12.06.2018 – EnVR 29/16 – das Vorgehen der Landesregulierungsbehörde in der zweiten Regulierungsperiode, die Ermittlung der Preiskomponente in ihrer damaligen Festlegung zu volatilen Verlustenergiekosten allein auf die Datengrundlagen der Bundesnetzagentur zu stützen, als rechtmäßig bestätigt. Eine gesonderte Datenerhebung und –auswertung bei den Netzbetreibern in Landeszuständigkeit ist danach nicht erforderlich (Entscheidungsumdruck, Rdnrn. 16 – 20).

Die Verlustenergiemenge wird auf den festgestellten Wert des Basisjahres 2016 fixiert. Nach § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV kann ein Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste und damit zur Bestimmung von effizienten Verlustenergiemengen geregelt werden. Demzufolge kann hier auch erst recht eine Regelung der Mengenkompente zur Schaffung eines Anreizes getroffen werden. Dies ist auch gerade deshalb sachgerecht, weil die Verlustenergiemenge zumindest langfristig durch den Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Dadurch besteht für

die Netzbetreiber der Anreiz, die Verlustenergiemenge weiter zu senken.

Weiterhin unterliegen die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten des Basisjahres 2016 dem Effizienzvergleich nach §§ 12 - 14 ARegV. Somit werden mit dieser Festlegung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV ausreichend Anreize zu einem effizienten Verhalten geschaffen. Kostenänderungen können in effizienter Höhe in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden.

- b) Mit dem Tenor zu 1. und 2. wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt.

Gemäß § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, als volatile Kostenanteile, sofern dies die Regulierungsbehörde gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Die Regulierungskammer NRW sieht insbesondere die Preise für die Beschaffung von Verlustenergie als volatil an, da diese zum einen in Verfahren beschafft werden müssen, die an den Börsenpreis gekoppelt sind und zum anderen im Rahmen des Transports und der Verteilung von Erneuerbarer Energie auch durch das Wetter beeinflusst werden können. Beides kann zu erheblichen Schwankungen führen. Daher gibt die Festlegung die nachfolgend dargestellte Methode zur Bestimmung der ansatzfähigen Kosten vor.

Der Verteilernetzbetreiber passt seine Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV für volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres selbstständig an. Entsprechend Anlage 1 zur ARegV passt er sie um die Differenz zwischen den Kosten der Verlustenergiebeschaffung des Basisjahres (VK_0) und den Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik ergeben (VK_t), an. Die Kosten gemäß der Berechnungsmethodik ergeben sich aus der Multiplikation des jährlichen Referenzpreises mit der ansatzfähigen Verlustenergie- menge, wie sie sich aus dem Erlösobergrenzenbescheid ergibt.

- Referenzpreis: Aus einem 12-monatigen Zeitraum (01.07.t-2 bis 30.06.t-1) wird jeweils für das Folgejahr t auf Basis von Börsenpreisen ein durchschnittlicher Preis ermittelt. Der Referenzpreis RP_t für das Jahr t ergibt sich aus den durchschnittlichen Phelix-Year-Future-Settlement-Preisen des Zeitraums 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 für das Lieferjahr t. Dabei wird für das Jahr 2019 die deutsch-österreichische Preiszone und damit der Phelix-DE/AT-Year-Future in Bezug genommen, weil ein Großteil der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Beschaffung für das Jahr 2019 bereits auf dieser Grundlage vorgenommen hat. Für den verbleibenden Zeitraum (2020-2023) wird der Referenzpreis auf der Basis der deutschen Preiszone gebildet, hier wird der Phelix-DE-Future in Bezug genommen.

Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Base-Preis (69%) und dem Peak-Preis (31%). Für die Ermittlung dieses Verhältnisses hat die Bundesnetzagentur zunächst die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren zum 30.06.2017 im

Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode übermittelt wurden, ausgewertet. Die Auswertung umfasst insgesamt 65 Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Keine Berücksichtigung fanden Verfahren, für die in der zweiten Regulierungsperiode übergangsweise noch ein anderes Verfahren, nämlich eine „freiwillige Selbstverpflichtung Verlustenergie“ bestand. Weiterhin nicht berücksichtigt wurden Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen, die nicht von Beginn an in der zweiten Regulierungsperiode in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur waren und damit am vorherigen Verfahren zu den volatilen Kosten Verlustenergie der Bundesnetzagentur nicht teilgenommen haben.

Anschließend wurde der Betrachtungszeitraum auf die Jahre 2014 bis 2016 erweitert. Die im Rahmen der Kostenprüfung genannten Kosten der in die Berechnung einbezogenen Netzbetreiber in den Jahren 2014 bis 2016 bilden die Basis für die Berechnung des Base-Peak-Verhältnisses. Nach einer Bereinigung um drei Extremwerte ergab sich eine Gewichtung von 69% Base-Preis und 31% Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird deshalb für diese Festlegung zugrunde gelegt. Da im Rahmen der Analyse auf tatsächliche Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der Regulierungskammer NRW sämtliche Kosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt. So wird eine möglichst große Annäherung an die Preise der insgesamt regulierten Unternehmen erreicht. Die Grundlagen der Auswertung sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht¹.

¹ <http://www.bundesnetzagentur.de>; Menüpunkte „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Allgemeinfestlegungen“ → „Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperi-

Der Base- und der Peak-Preis errechnen sich aus dem (ungewichteten) Durchschnitt der an der European Energy Exchange AG (EEX) gehandelten und veröffentlichten Tagespreise:

$$RP_t = 0,76 \cdot Base_t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] + 0,24 \cdot Peak_t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)]$$

wobei

$$Base_t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] =$$

tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Baseload) für das Lieferjahr t

und

$$Peak_t [01.07.(t-2); 30.06.(t-1)] =$$

tagesgenauer (ungewichteter) Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year-Futures (Peakload) für das Lieferjahr t ist.

- Ansatzfähige Menge: Die Verlustenergiemenge wird mit dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2016 für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der Mengenkomponekte findet nicht statt. Damit wird den Netzbetreibern ein Anreiz gegeben, die Verlustenergie weiter zu optimieren. Eine Dynamisierung der Verlustenergiemengen wie im Rahmen der Konsultation vorgebracht hält die Regulierungskammer NRW hingegen für nicht sachgerecht. Zum einen wird die Verlus-

ode (BK8-18/0001-A bis BK8-18/0006-A)". Die dargestellten Werte stellen keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse dar. Es handelt sich um gemäß § 10 StromNEV zu veröffentlichende Werte der Netzbetreiber.

tenergiemenge in den Fünf-Jahres-Schritten der Regulierungsperioden angepasst, zum anderen kann eine an einem Parameter festgemachte Dynamisierung zu Fehlanreizen bei der Netzplanung führen, um Vorteile hinsichtlich der Verlustenergiemenge zu generieren.

Soweit im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen wurde, eine Regelung zur sachgerechten Ermittlung der bei Netzübergängen nach § 26 Abs. 2 ARegV mit zu übertragenden Verlustenergiemenge zu treffen, ist dem entgegen zu halten, dass sich die beteiligten Netzbetreiber im Einzelfall anhand der Größe der Netzgebiete über eine sachgerechte Verteilung auch der Verlustenergiemenge verständigen müssen. Es ist weder die Aufgabe der vorliegenden Festlegung noch der geeignete Ort, hierzu allgemeinverbindliche Vorgaben zu treffen.

- Anpassung der Erlösobergrenze: Die Erlösobergrenze wird durch den Verteilernetzbetreiber jährlich um die Differenz D aus den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten $KVE_{gen.}$ und den für das jeweilige Jahr ansatzfähigen Kosten angepasst:

$$D_t = RP_t \cdot M_{gen.} - KVE_{gen.}$$

Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Kosten darf der Verteilernetzbetreiber als Bonus behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber als Malus zu tragen.

Die Berücksichtigung des Referenzpreises dient dazu, zusätzliche Anreize gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV zu setzen. Die oben dargestellte Festsetzung des Referenzpreises stellt eine Beschaffungsprei-

sobergrenze dar. Dagegen beeinflussen die tatsächlichen Verlustenergiekosten als Teil der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß §§ 12 bis 14 ARegV den Effizienzwert nach § 12 ARegV. Der festgesetzte Referenzpreis stellt keine Zielvorgabe in Sinne des Effizienzvergleichs dar, sondern legt einen Beschaffungspreis für die Bewertung der Verlustenergiekosten fest, der, ähnlich wie beim Qualitätselement, zu einem Bonus (Malus) beim Unterschreiten (Überschreiten) des Referenzpreises führt. Aufgrund der in dieser Festlegung gesetzten Rahmenbedingungen ist zudem gewährleistet, dass die im Rahmen des Gesamtkosteneffizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen in den Verlustenergiekosten durch Optimierung der Beschaffung oder der Mengen abgebaut werden können. Insofern steht die Berücksichtigung der Verlustenergiekosten im Effizienzvergleich der vorliegenden Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile nicht entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.10.2014 – VI-3 Kart 62/13 (V)).

Die in der Konsultation geforderte zusätzliche Berücksichtigung anfallender Strukturierungs- und sonstiger Beschaffungskosten kommt nicht in Betracht. Strukturierungs- und Beschaffungskosten entstehen jedem Netzbetreiber. Derartige Kosten weisen grundsätzlich eine proportionale Entwicklung in Abhängigkeit von der Größe des Netzbetreibers und der Verlustenergiemenge auf. Zwangsläufig sind diese Kosten bereits innerhalb des Ausgangsniveaus berücksichtigt und unterliegen damit auch einer Effizienzkontrolle. Die Berücksichtigung gesonderter Kostenpositionen wie „Strukturierungs- und sonstige Beschaffungskosten“, z.B. über einen pauschalen Aufschlag, und damit über das bereits bestimmte Ausgangsniveau hinaus, wäre dementsprechend ineffizient.

- c) Differenzen zwischen dem im Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV und den diesbezüglich in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen könnten, sofern dies in der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV vorgesehen ist, gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht werden.

Die von der Regulierungskammer NRW gewählte Ausgestaltung der volatilen Kosten für Verlustenergiekosten sieht gemäß Tenor zu 4. eine solche Differenzbildung nicht vor. Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Kosten darf der Verteilernetzbetreiber als Bonus behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber als Malus zu tragen, wodurch ein Anreiz zu einer effizienten Verlustenergiebeschaffung entsteht.

III.

Die Zustellung (Tenor zu 5.) erfolgt gem. § 73 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 4 des Verwaltungszustellungsgesetzes für das Land Nordrhein-Westfalen (LZG NRW) vom 07.03.2006 (GV. NRW. S. 94), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22.03.2018 (GV. NRW S. 172) geändert worden ist, durch die Post mittels Einschreiben. Die Festlegung wird außerdem auf der Internet-Seite der Regulierungskammer NRW veröffentlicht und jedem Stromverteilernetzbetreiber in der Zuständigkeit der Regulierungskammer NRW per E-Mail übermittelt.

Gemäß Tenor zu 6. ist die Festlegung bis zum 31.12.2023 und damit für die Dauer der dritten Regulierungsperiode befristet. Die Befristung ergibt sich aus dem Bezug auf die geprüften Mengen der Verlustenergie des Basisjahres. Zudem wird so der Zeitraum, in dem die Berechnung der Preise festgelegt wird, durch die Regulierungskammer begrenzt.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen (Hausanschrift: Berger Allee 25, 40213 Düsseldorf) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Festlegung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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


Dr. Berthold Kremm

