

Regulierungskammer des Freistaates Bayern

Bayerische Landesregulierungsbehörde



Regulierungskammer des Freistaates Bayern
80525 München

Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in der Zuständigkeit der Regulierungskammer des Freistaates Bayern, die in der dritten Regulierungsperiode Strom ab 01.01.2019 an der Anreizregulierung teilnehmen

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht vom

Bitte bei Antwort angeben
Unser Zeichen, Unsere Nachricht vom
GR-5932a/54/97

München,
03.07.2018

In dem energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungsverfahren gemäß § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) i. V. m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a und 11 Abs. 5 Satz 2 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

betreffend die

Festlegung volatiler Kostenanteile nach §§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3, 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode im Strombereich (vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2023)

für die Elektrizitätsverteilernetze

aller Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in der Zuständigkeit der Regulierungskammer des Freistaates Bayern, die in der dritten Regulierungsperiode im Strombereich an der Anreizregulierung teilnehmen

– nachfolgend die „**Netzbetreiber**“ –

fasst die Regulierungskammer des Freistaates Bayern als Landesregulierungsbehörde am 03.07.2018 durch

Hausadresse
Prinzregentenstr. 28
80538 München
Postanschrift
80525 München

Telefon Vermittlung
089 2162-0
Telefax
089 2162-2884

E-Mail
geschaeftsstelle@regk.bayern.de
Internet
www.regulierungskammer-
bayern.de

Öffentliche Verkehrsmittel
U4, U5 (Lehel)
17, 100
(Nationalmuseum/
Haus der Kunst)

die Vorsitzende	Karin Dichtl-Rebling
den Beisitzer	Michael Englmann
den Beisitzer	Florian Vogl

– nachfolgend die „Regulierungskammer“ –

folgenden

Festlegungsbeschluss:

1. Die Kosten des jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreibers für die Beschaffung von Verlustenergie (nachfolgend die „**Verlustenergiekosten**“) werden für den Zeitraum ab der dritten Regulierungsperiode der Anreizregulierung, beginnend ab dem 01.01.2019, als volatile Kostenanteile im Sinne des § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV festgelegt.
2. Der jeweils von der Festlegung adressierte Netzbetreiber wird ab der dritten Regulierungsperiode – beginnend am 01.01.2019 – dazu verpflichtet, seine kalenderjährlichen Erlösobergrenzen jährlich zum 01.01. des jeweiligen Kalenderjahres gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV dergestalt anzupassen, dass die Differenz der Verlustenergiekosten zwischen dem Basisjahr für die dritte Regulierungsperiode (VK_0) und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten, die sich infolge der nachfolgend vorgegebenen Berechnungsmethodik kalenderjährlich ergeben (VK_t) als volatiler Kostenanteil berücksichtigt wird.
3. Die Berechnungsmethodik für den im Rahmen der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV ansatzfähigen Planwert der Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres (VK_t) wird wie folgt festgelegt: Der ansatzfähige Planwert der Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus dem Produkt des Referenzpreises und der ansatzfähigen Menge.
 - a. Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Baseload-Preis (zu einem Anteil von 69 %) und dem Peakload-Preis (zu einem Anteil von 31 %).

- (1) 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.
 - (2) 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.
 - (3) 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.
 - b. Die ansatzfähige Menge ergibt sich aus dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV für den jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreiber anerkannten Wert des Basisjahres 2016. Die ansatzfähige Menge wird für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der ansatzfähigen Menge findet nicht statt.
 - c. Ein Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV) findet nicht statt.
4. Nebenbestimmung:
- Die Festlegungen in den Nrn. 1. bis 3. des Tenors dieses Beschlusses sind bis zum 31.12.2023 befristet.
5. Für die Festlegungen in den Nrn. 1. bis 4. des Tenors dieses Beschlusses werden keine Kosten erhoben.

Begründung:

I.

Die in der Zuständigkeit der Regulierungskammer liegenden Netzbetreiber betreiben jeweils ein Elektrizitätsverteilernetz auf dem Gebiet des Freistaates Bayern. An das Elektrizitätsverteilernetz des jeweiligen Netzbetreibers sind weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen und das jeweilige Netzgebiet reicht nicht über das Gebiet des Freistaates Bayern hinaus.

Die von der Festlegung adressierten Netzbetreiber werden mit ihrem jeweiligen Elektrizitätsverteilernetz an der dritten Regulierungsperiode der Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2023 im Sinne des § 21a Abs. 1 EnWG i. V. m. §§ 3 Abs. 1 und 2 ARegV teilnehmen.

Gegen die von der Festlegung adressierten Netzbetreiber wurde durch die Regulierungskammer von Amts wegen ein energiewirtschaftsrechtliches Verwaltungsverfahren zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung eingeleitet gemäß §§ 21a Abs. 2 Satz 1, 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 07.07.2005 (zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 6 des Gesetzes vom 20.7.2017 (BGBl. I S. 2808)) i. V. m. §§ 2, 4 Abs. 1 und 2, 32 Abs. 1 Nr. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29.10.2007 (zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 17.7.2017 (BGBl. I S. 2503)). Die Regulierungskammer beabsichtigt, im Laufe des Jahres 2019 die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der von der Festlegung adressierten Netzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung im Strombereich (01.01.2019 bis 31.12.2023) festzulegen.

Mit der vorliegenden Festlegung trifft die Regulierungskammer eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile für den Zeitraum der dritten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV.

Zum Ausschreibungsverfahren für Verlustenergie nach § 10 der Stromnetz-zugangsverordnung (StromNZV) vom 25.07.2005 (zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung vom 19.12.2017 (BGBl. I S. 3988)) und zum Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste durch Betreiber von Stromversorgungs-netzen mit mehr als 100.000 mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden hat die diesbezüglich gemäß § 54 Abs. 1, Abs. 2 Satz 1 EnWG zu-ständige Bundesnetzagentur durch ihre Beschlusskammer 8 am 21.10.2008 bereits eine Entscheidung mit den Gz. **BK8-08.006** erlassen (nachfolgend die „**BNetzA-Festlegung**“; abrufbar auf der Internetseite der Bundesnetza-gentur unter www.bundesnetzagentur.de > Beschlusskammer > BK 6 > Ab-geschlossene Verfahren).

Mit dem Begriff der Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch be-dingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter den Begriff der Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung von Verlustener-gie im Sinne des § 10 Abs. 1 StromNZV bzw. der BNetzA-Festlegung.

Den Betreibern der Elektrizitätsverteilernetze in bayerischer Landeszustän-digkeit wurde im Juni 2018 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit ge-geben, sich bis zum 22. Juni 2018 zu der beabsichtigten Entscheidung be-treffend die Festlegung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile für den Zeitraum der dritten Regulierungsperiode zu äußern. Bis zum Ablauf der vorgenannten Frist sind bei der Regulierungskammer 13 Stellungnah-men von Netzbetreibern sowie eine Stellungnahme des Verbandes der Bay-erischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. eingegangen, die sich weitge-hend der gegenüber der Bundesnetzagentur abgegebenen Stellungnahme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. anschließen. Die Stellungnahmen sind in dem vorliegenden Beschluss berücksichtigt wor-den.

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

II.

1. Rechtsgrundlage

Die Entscheidungen in den Nrn. 1 bis 3 des Tenors dieses Beschlusses beruhen auf der Rechtsgrundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Demnach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen treffen im Hinblick auf volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV, insbesondere

- zu den Voraussetzungen, unter denen bestimmte Kostenanteile als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV gelten; sowie
- zu dem Verfahren, mit dem für die oder eine Gruppe von Betreibern von Energieversorgungsnetzen Anreize gesetzt werden, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen berücksichtigt werden.

Gemäß § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV gelten beeinflussbare und vorübergehend beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden, als volatile Kostenanteile, sofern dies die Regulierungsbehörde gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a RegV festgelegt hat. In der amtlichen Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden beispielhaft die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten genannt, die starken Schwankungen unterliegen und somit als volatile Kostenanteile festgelegt werden können (BR-Drs. 312/10 (Beschluss), Seite 16 f.).

2. Formelle Rechtmäßigkeit

Die Entscheidungen in den Nrn. 1 bis 3 des Tenors dieses Beschlusses sind als formell rechtmäßig anzusehen. Insbesondere ist die Regulierungskammer sachlich und örtlich zuständig für Festlegungen im Rahmen der Bestimmung der Entgelte des jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreibers für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG und somit auch für die Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV.

Die sachliche Zuständigkeit fällt gemäß § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG und Art. 1a Abs. 1 Satz 1 des Gesetzes über die Zuständigkeiten zum Vollzug wirtschaftsrechtlicher Vorschriften (ZustWiG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 24.01.2005 (GVBl. S. 17, zuletzt geändert durch § 1 Nr. 351 der Verordnung vom 22.07.2014 (GVBl. S. 286)) in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungskammer, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetze – wie im Falle des jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreibers – jeweils weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Netz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht. In örtlicher Hinsicht folgt die Zuständigkeit der Regulierungskammer aus Art. 3 Abs. 1 Nr. 1, 1. Var. BayVwVfG, da es sich bei dem durch den jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreiber betriebenen Stromverteilernetz um ein unbewegliches Vermögen handelt, das auf dem Gebiet des Freistaates Bayern gelegen ist.

Die Regulierungskammer entscheidet grundsätzlich in der Besetzung mit einem Vorsitzenden und zwei Beisitzern (Art. 1c Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 1 ZustWiG). Eine Übertragung des Verfahrens auf einen Beisitzer zur alleinigen Entscheidung gemäß Art. 1c Abs. 2 ZustWiG ist nicht erfolgt.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

Die Voraussetzungen für die Entscheidungen in den Nrn. 1 bis 3 des Tenors dieses Beschlusses liegen auch in materiell-rechtlicher Hinsicht vor. Insbesondere ist die Festlegung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile als verhältnismäßig anzusehen. Im Einzelnen:

a. Festlegungszweck

Nach § 32 Abs. 1 ARegV können die Regulierungsbehörden Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen. Beides ist vorliegend der Fall.

Die Festlegung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile dient zum einen der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs im Sinne des

§ 32 Abs. 1 ARegV sowie der §§ 20 bis 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für den betroffenen Betreiber der Stromversorgungsnetze hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen schafft. So wird die Gefahr massiver Über- oder Unterdeckungen bei den stark volatilen Verlustenergiekosten minimiert. Damit wird zugleich dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Abs. 2 EnWG) Rechnung getragen. Ferner wird die gesetzliche Vorgabe des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet. Gleichzeitig erfüllt die Festlegung volatile Kosten 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.

b. Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile

In Übereinstimmung mit der amtlichen Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV (BR-Drs. 312/10 (Beschluss), Seite 17) sieht die Regulierungskammer in Nr. 1 des Tenors dieses Beschlusses die Verlustenergiekosten als volatil an, da diese einerseits in Verfahren beschafft werden müssen, die an den Börsenpreis gekoppelt sind und andererseits im Rahmen des Transports und der Verteilung von erneuerbarer Energie auch durch das Wetter beeinflusst werden können. Dies kann zu erheblichen Schwankungen führen. Daher legt die Regulierungskammer diese gemäß der nachstehenden Methodik als volatile Kostenanteile fest.

c. Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen

In Nr. 2 des Tenors dieses Beschlusses legt die Regulierungskammer das grundsätzliche Verfahren zur Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen des jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreibers an die Veränderung der volatilen Kostenanteile zusätzlich zur gesetzlichen Regelung fest. Der jeweils von der Festlegung adressierte Netzbetreiber ist schon auf Grund der gesetzlichen Regelung verpflichtet, jeweils zum 01.01. eines

Kalenderjahres – in der dritten Regulierungsperiode erstmalig schon zum 01.01.2019 –, die kalenderjährliche Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV ändern (§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV).

Entsprechend der Vorgaben in Anlage 1 zu § 7 ARegV erfolgt die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen anhand der Differenz zwischen den Verlustenergiekosten des Basisjahres (VK_0) und den Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik ergeben (VK_t).

d. Berechnungsmethodik der Verlustenergiekosten

In Nr. 3 des Tenors dieses Beschlusses wird die Berechnungsmethodik für den im Rahmen der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV ansatzfähigen Planwert der Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres (VK_t) festgelegt: Der Planwert im Sinne der vorgegebenen Berechnungsmethodik ergibt sich aus der Multiplikation des jährlichen Referenzpreises mit der ansatzfähigen Menge der Verlustenergie. Die ansatzfähige Menge der Verlustenergie ergibt sich aus dem noch zu erlassenden Festlegungsbeschluss der Regulierungskammer betreffend die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreibers für die dritte Regulierungsperiode.

(1) Referenzpreis

Der hierbei anzuwendende Referenzpreis (RP_t) berechnet sich wie folgt: Aus einem zwölfmonatigen Zeitraum (01.07. bis 30.06.) wird jeweils für das Folgejahr auf Basis von Börsenpreisen ein durchschnittlicher Preis ermittelt. Der Referenzpreis 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. Die Regulierungskammer geht aufgrund entsprechender Informationen der Bundesnetzagentur davon aus, dass bereits ein Großteil der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen auf dieser Grundlage die Beschaffung für das Jahr 2019 vorgenommen hat. Für den verbleibenden Zeitraum der dritten

Regulierungsperiode (2020-2023) wird der Referenzpreis auf Basis der deutschen Preiszone gebildet, hier wird der Phelix-DE-Year-Future in Bezug genommen. Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Base-Preis (69 %) und dem Peak-Preis (31 %).

Grundlage dieser Gewichtung ist – wie schon im Rahmen der Festlegung volatiler Kostenanteile für die Verlustenergiebeschaffung in der zweiten Regulierungsperiode – eine von der Bundesnetzagentur durchgeführte Auswertung der tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den am Regelverfahren teilnehmenden Betreibern der Stromverteilernetze zum 30.06.2017 im Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode übermittelt wurden. Die Auswertung umfasste dabei 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 Elektrizitätsverteilernetzen, 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.

Dabei hat die Bundesnetzagentur, aufgrund von Stellungnahmen betroffener Netzbetreiber in deren Festlegungsverfahren, den Betrachtungszeitraum auf die Jahre 2014 bis 2016 erweitert. Nach einer Bereinigung um drei Extremwerte ergab diese Auswertung eine Gewichtung von 69 % Base-Preis und 31 % Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird somit für diese Festlegung zugrunde gelegt.

Die Grundlagen der Auswertung hat die Bundesnetzagentur transparent auf der Internetseite der Bundesnetzagentur dargestellt. Die zur Berechnung verwendeten Daten finden sich unter:

<http://www.bundesnetzagentur.de>; Menüpunkte: „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Allgemeinfestlegungen“ → „Festlegung volatiler

Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode (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.

Die im Rahmen der Kostenprüfung der Bundesnetzagentur angegebenen Kosten der in die Berechnung einbezogenen Netzbetreiber in den Jahren 2014 bis 2016 bilden die Basis für die Berechnung des Base-Peak-Verhältnisses. Da im Rahmen der Auswertung auf tatsächliche gezahlte Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der Regulierungskammer auch sämtliche sogenannte Strukturierungskosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt. Im Übrigen geht die Regulierungskammer davon aus, dass sonstige Strukturierungskosten in anderen Kostenpositionen im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus enthalten sind.

So erreicht die Bundesnetzagentur und ihr folgend die Regulierungskammer eine möglichst große Annäherung an die Preise der insgesamt regulierten Unternehmen. Eine vollständige Abbildung aller zusätzlichen und ersparten Aufwendungen des Einzelfalls sowie möglicher Lieferausfälle kann bei der Bildung eines Referenzpreises keine Berücksichtigung finden. Die Bildung der Referenz auf Basis von Preisen für tägliche Ausschreibungen dient der Vereinfachung und einer möglichst realen Abbildung der Preisentwicklung

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

Berechnungsformel:

$$RP_t = 0,69 \cdot Base_t [01.07.(t-2);30.06.(t-1)] + 0,31 \cdot Peak_t [01.07.(t-2);30.06.(t-1)]$$

wobei

$Base_t$ = 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

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

sind.

Der Referenzpreis aus tatsächlichen Kosten für Verlustenergie der Vergangenheit gibt keine bestimmte Beschaffungsstrategie vor. Vielmehr ist der Netzbetreiber frei, im Rahmen der Vorgaben der Festlegung BK6-08-006 die Verlustenergie effizient zu beschaffen. Es ist weder geboten noch notwendig, dass jeder Netzbetreiber auf genau dieser Basis die tatsächliche Beschaffung vornimmt.

(2) Ansatzfähige Menge der Verlustenergie

Die ansatzfähige Verlustenergiemenge ($M_{gen.}$) 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 fix festgelegt. Eine jährliche Anpassung der Mengenkomponeute findet nicht statt, da die Mengenkomponeute regelmäßig deutlich geringeren Schwankungen unterliegt als die Preiskomponeute. Die Mengenkomponeute kann daher nicht als ‚volatil‘ angesehen werden.

Um den Betreibern der Stromverteilernetze einen Anreiz zu geben, die Beschaffung der Verlustenergie weiter zu optimieren, hält die Regulierungskammer es demnach – entsprechend der Festlegung volatiler Kostenanteile für die Verlustenergiebeschaffung in der zweiten Regulierungsperiode – weiterhin für sachgerecht, die ansatzfähige Menge der Verlustenergiemenge auf den regulierungsbehördlich anerkannten Wert des Basisjahres 2016 zu fixieren.

Die Betrachtung der vergangenen Jahre aller Netzbetreiber im Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass die benötigten Mengen dieser Netzbetreiber tendenziell abnehmen. Die Zahlen belegen keine Steigerung der Verlustenergiemenge mit dem erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in den Jahren 2011-2016, die eine jährliche Anpassung der Menge ausgehend vom Basisjahr erforderlich machen. Im Gegenteil: Die rückläufige Tendenz bestätigt die Vorgehensweise in der zweiten Regulierungsperiode und zeigt, dass eine Anreizwirkung durchaus gegeben ist.

Gegenüber der Bundesnetzagentur wurde auf einen möglichen Anstieg der Mengen innerhalb der dritten Periode hingewiesen. Dieser wurde jedoch weder konkret zeitlich noch mengenmäßig bestimmt und kann daher keine Berücksichtigung bei der Fixierung finden. Gerade die Zunahme von Elektromobilität oder intelligenten Messsystemen wirken auf die Verlustenergiemengen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur – der sich die Regulierungskammer anschließt – nicht zwingend erhöhend und sind in der Summe nicht vorhersehbar. Die allgemein vorgetragene Wirkung dezentraler Einspeisung ist empirisch gerade nicht belegt.

Gegenüber der Bundesnetzagentur wurde gefordert, bei der Fixierung nicht die im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Menge des Basisjahres heranzuziehen. Die Bundesnetzagentur kann dieser Ansicht nicht folgen. Die Regulierungskammer schließt sich dieser Bewertung an. Durch die Prüfung soll - wie durch die Fixierung der Menge – ein Anreiz zur Erhöhung der Energieeffizienz der Netzbetreiber in Wahrnehmung ihrer Versorgungsaufgabe erreicht werden. Dieser ist auch im Verlauf der zweiten Regulierungsperiode sichtbar geworden, so dass das Argument einer fehlenden Beeinflussbarkeit der Menge nicht nachvollzogen werden kann. Sofern sich die Kritik auf die Feststellung der Menge als solche richtet, ist dies eine Frage der Kostenprüfung, nicht eine der Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV.

Eine Aufteilung der Verlustenergiemenge bei Teilnetzübergängen ist eine Entscheidung, die nur im jeweiligen Verfahren nach § 26 Abs. 2 ARegV vorgenommen werden kann und vorrangig der Einigung der beteiligten Netzbetreiber unterliegt.

Der Wegfall des Instrumentes des Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV ab der 3. Regulierungsperiode für Verteilernetzbetreiber führt nicht dazu, dass auf die Fixierung der Verlustenergiemenge verzichtet werden kann. Der Erweiterungsfaktor diene grundsätzlich dazu, mit einem zeitlichen Versatz, Erweiterungsinvestitionen nach dem Basisjahr abzudecken. Seine Funktion ist im geltenden Rechtsrahmen für die 3. Regulierungsperiode überflüssig, da diese Investitionen zukünftig ohne Zeitverzug durch das Instrument des Kapitalkostenaufschlages gemäß § 10a ARegV berücksichtigt werden. Demgegenüber hatte der Erweiterungsfaktor in den vorangegangenen Regulierungsperioden nicht den Zweck, im Laufe der Regulierungsperiode steigende Kosten für Verlustenergiebeschaffung auszugleichen oder auch nur abzubilden.

(3) Anpassung anhand der errechneten Differenz

Die kalenderjährliche Erlösobergrenze ist durch den jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreiber 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 anzupassen.

Berechnungsformel:

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

Differenzen zwischen den tatsächlich entstandenen Verlustenergiekosten und den ansatzfähigen Kosten darf der jeweils von der Festlegung adressierte Netzbetreiber als *Bonus* behalten bzw. sind durch den jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreiber als *Malus* zu tragen.

Es handelt sich insbesondere um keine Art „Doppelbenchmarking“, wenn die tatsächlichen Verlustenergiekosten in dem bundesweiten Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV Berücksichtigung finden und zusätzlich eine Begrenzung des Referenzpreises während der Regulierungsperiode erfolgt. Diese rechtlichen Vorgaben sind getrennt voneinander zu betrachten. Die Berücksichtigung des Referenzpreises dient dazu, zusätzliche Anreize ge-

mäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV zu geben. Die soeben dargestellte Festsetzung des Referenzpreises stellt eine Beschaffungspreisobergrenze 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 somit keine Zielvorgabe im Sinne des Effizienzvergleichs dar, sondern legt vielmehr 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 dieser Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile nicht entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.10.2014, Az. VI-3 Kart 62/13 (V)).

e. Kein Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV sind Differenzen zwischen den im Kalenderjahr entstandenen volatilen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV und den diesbezüglich in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen grundsätzlich jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen (sog. *Plan-Ist-Abgleich*), soweit dies in der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a so vorgesehen ist. Der Regulierungskammer wird somit durch die Regelung des § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV die Möglichkeit eröffnet, nach pflichtgemäßem Ermessen über die Möglichkeit eines Plan-Ist-Abgleichs zu entscheiden und einen Mechanismus zu schaffen, der Anreize zur effizienten Beschaffung von Verlustenergie setzt.

Die Regulierungskammer hat sich dazu entschlossen, einen solchen Plan-Ist-Abgleich in Nr. 3 Buchstabe c. des Tenors dieses Beschlusses nicht vorzusehen. Differenzen zwischen den tatsächlichen Verlustenergiekosten und den ansatzfähigen Kosten darf der jeweils von der Festlegung adressierte

Netzbetreiber als *Bonus* behalten oder er hat sie als *Malus* zu tragen. Hierdurch entsteht in Übereinstimmung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV der Anreiz zu einer effizienten Beschaffung von Verlustenergie. Der dem Planwert zugrunde liegende Referenzpreis wird somit bei der soeben beschriebenen Vorgehensweise nicht nur als Planwert, sondern auch als Istwert herangezogen. Ein Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto ist daher nicht mehr erforderlich.

f. Ermessen

Bei der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungskammer ein Entscheidungsspielraum zu.

Die Regulierungskammer hat von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch gemacht. Sie hat sich zum Erlass der Festlegung entschlossen, um mithilfe der Festlegung die Beschaffung der Verlustenergie einer Effizienzkontrolle zu unterziehen und diese in einem einheitlichen Verfahren zu verwirklichen.

Die Regulierungskammer hat zur Ausgestaltung ihres Ermessens ein geeignetes Mittel gewählt. Durch die Vorgabe der Berechnung des Preises und der Fixierung der Menge der zu beschaffenden Verlustenergie wird gewährleistet, dass die Kosten dafür nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Regulierungskammer hat sich –der Bundesnetzagentur folgend – insbesondere dazu entschieden, für die Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses alle vergleichbaren Regelverfahren heranzuziehen. Die Auswahl der Unternehmen ist repräsentativ auch für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Strukturelle Unterschiede der Größe, die auf die Verlustenergie bei der Aufgabenwahrnehmung wirken, sind nicht ersichtlich. Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann durchaus gebündelt durchgeführt werden, was nach Kenntnis der Regulierungskammer auch praktiziert wird, so dass auch hier keine Größennachteile entstehen. Die Unternehmen haben die gesetzliche Pflicht zur effizienten Beschaffung.

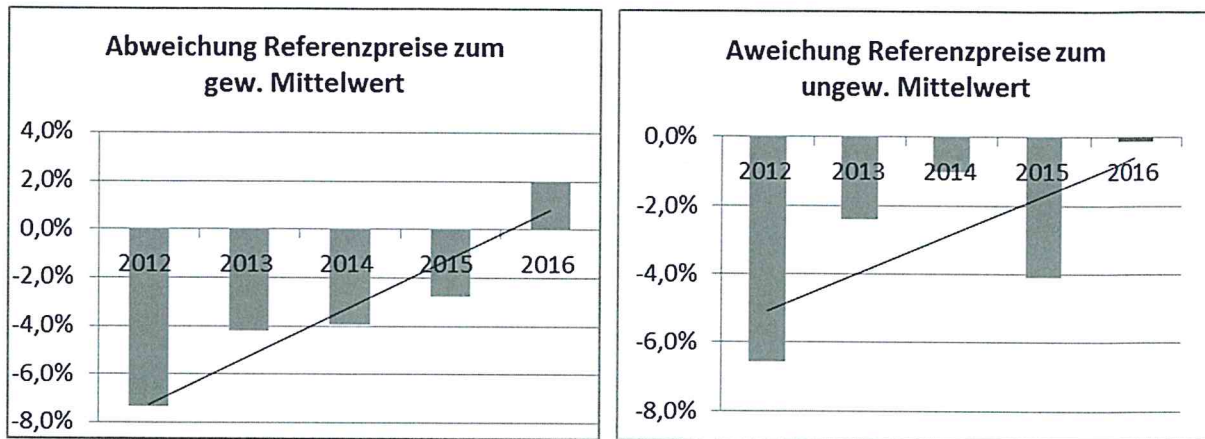
Darüber hinaus bringt die Regulierungskammer einen ungewichteten Mittelwert zur Anwendung. Dieses Vorgehen erhöht das Gewicht kleiner Netzbe-

treiber in der Stichprobe strukturell 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 Regulierungskammer 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.

Die Festlegung ist zudem erforderlich und angemessen.

Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessengerechte Regelung vor. Ein gleich geeignetes, milderer Mittel ist nicht verfügbar. Die Festlegung stellt keinen übermäßigen Eingriff in die Rechte der Netzbetreiber dar. Dies wird insbesondere dadurch gestützt, dass die Bundesnetzagentur 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 hat. Insgesamt wurden für die Auswertung 65 Einzelwerte herangezogen. Die Auswahl der Berechnungsbasis „Jahre 2014 bis 2016“ erhöht die Stetigkeit der Ergebnisse bzw. verbessert die Repräsentativität der gefundenen Ergebnisse. Die Jahre 2012 und 2013 waren aufgrund der Übergangsphase mit der Einführung der entsprechenden Festlegung in der zweiten Regulierungsperiode im Jahr 2012 nicht heranzuziehen. Bei der Auswahl der in Bezug genommenen Jahre wurde berücksichtigt, dass die Abweichung der Referenzpreise zum jeweiligen Durchschnittswert stetig abgenommen hat. Keine Berücksichtigung fanden Verfahren, für die eine freiwillige Selbstverpflichtung bestand. Weiterhin nicht berücksichtigt wurden Netzbetreiber, die nicht von Beginn an in der zweiten Regulierungsperiode in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur waren. Die Auswertung wurde zusätzlich um Extremwerte bereinigt, indem Werte, die oberhalb der zweifachen Standardabweichung lagen, aus

der Berechnung entfernt wurden. Auf dieser Datengrundlage ergab sich ein ungewichteter Durchschnitt für den Anteil des Baseload-Preises von 69% und 31% für den Anteil des Peakload-Preises.



Das Abstellen auf den ungewichteten Mittelwert führt nur zu leicht anderen Werten als ein Abstellen auf den gewichteten Mittelwert. Die Regulierungskammer wählt dieses Verfahren, um den Einfluss kleinerer Netzbetreiber besser abzubilden.

Die Menge der Verlustenergie wird auf den festgestellten Wert des Basisjahres 2016 fixiert. Aus § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV geht hervor, dass ein Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste und damit zur Bestimmung von effizienten Verlustenergiemengen geregelt werden kann. Demzufolge kann auch eine Regelung der Mengenkomponente zur Schaffung eines Anreizes festgelegt werden. Dies ist gerade auch deshalb sachgerecht, da die Verlustenergiemenge mindestens langfristig durch den jeweils von der Festlegung adressierten Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Durch die Mengenfixierung besteht für die Netzbetreiber der Anreiz, die Verlustenergiemenge weiter zu senken.

Die Entwicklung der Verlustenergiemengen von 2011 bis 2016 zeigt bei den betrachteten Unternehmen, dass bei etwa 66 % die Verlustenergiemenge in diesem Zeitraum gesenkt werden konnte. Bei den übrigen Netzbetreibern ist ein Anstieg zu verzeichnen, der zum Teil auf Netzübergänge zurückgeführt werden kann.

Weiterhin unterliegen die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten des Basisjahres 2016 dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV.

Positive Kostenbeeinflussungsmöglichkeiten im Sinne einer Senkung der Verlustenergiekosten verbleiben für die Betreiber der Stromverteilernetze insbesondere im Hinblick auf folgende Punkte:

- Ausschreibungszeitpunkte und -zeiträume;
- Losgröße der Langfristkomponente;
- Freistellung der Bildung von Ausschreibungsgemeinschaften;
- Band- oder Profilbeschaffung.

Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV werden mit dieser Festlegung somit ausreichende Anreize zu einem effizienten Verhalten geschaffen. Kostenänderungen können in effizienter Höhe in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden

III.

Die Regulierungskammer weist deklaratorisch auf Folgendes hin:

1. **Verhältnis zur BNetzA-Festlegung**

Die BNetzA-Festlegung findet auf den jeweils von der Festlegung der Regulierungskammer adressierten Netzbetreiber keinerlei Anwendung, da diese durch die Bundesnetzagentur nur für Betreiber von Stromversorgungsnetzen mit mehr als 100.000 mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden erlassen wurde. Für den jeweils von der Festlegung der Regulierungskammer adressierten Netzbetreiber gilt daher bis zum Ablauf der in Nr. 4 des Tenors dieses Beschlusses vorgesehenen Befristung oder bis zu einer abweichenden Entscheidung der zuständigen Regulierungsbehörden im Hinblick auf die Festlegung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile alleine die vorliegende Festlegung.

2. Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die Anpassungen der durch die Regulierungskammer festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 ARegV haben *selbsttätig* – also ohne gesonderten Anpassungs- oder Änderungsbeschluss durch die Regulierungskammer – durch den jeweils adressierten Netzbetreiber zu erfolgen (§ 4 Abs. 3 Satz 2 ARegV). In der dritten Regulierungsperiode besteht die geschilderte Verpflichtung zur Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen an die Veränderung volatiler Kostenanteile nach aktueller Rechtslage bereits im *ersten* Jahr der Regulierungsperiode, also schon im Jahr 2019.

Im Hinblick auf die Veränderung volatiler Kostenanteile ist gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 Halbsatz 2 ARegV bei der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bezüglich des Kostenansatzes auf dasjenige Kalenderjahr abzustellen, auf das die jeweilige kalenderjährliche Erlösobergrenze Anwendung finden soll – es hat also ein Plankostenansatz für das jeweilige Kalenderjahr zu erfolgen.

Bei einer künftigen Änderung der Regelung des § 4 Abs. 3 ARegV hat sich der Netzbetreiber im Hinblick auf die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen an der gesetzlichen Neuregelung zu orientieren.

IV.

Die in Nr. 4 des Tenors dieses Beschlusses vorgesehene Befristung beruht auf Art. 36 Abs. 2 Nr. 2 BayVwVfG. Diese Regelung ist auf Verwaltungsakte anzuwenden, deren Erlass im pflichtgemäßen Ermessen der jeweils zuständigen Behörde liegt. Bei der Festlegung von volatilen Kostenanteilen im Sinne des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV handelt es sich um einen solchen Ermessensverwaltungsakt (Wortlaut: „kann“). Die Befristung bis zum 31.12.2023 dient dazu, die vorliegende Festlegung von volatilen Kostenanteilen auf die Dauer der dritten Regulierungsperiode im Strombereich zu beschränken. Hierdurch wird auf der einen Seite gewährleistet, dass die Be-

treiber der Stromverteilernetze über die gesamte Dauer der dritten Regulierungsperiode über Planungssicherheit im Hinblick auf die Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile verfügen. Auf der anderen Seite wird sichergestellt, dass die Regulierungskammer im Falle eines etwaigen Erkenntnisfortschrittes für den Zeitraum ab der vierten Regulierungsperiode eine neue Festlegung im Hinblick auf volatile Kostenanteile nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV erlassen kann, ohne zuerst die vorliegende Festlegung aufheben oder abändern zu müssen.

V.

Da die in diesem Beschluss getroffenen Entscheidungen gegenüber einer Vielzahl von Netzbetreibern ergehen, hat sich die Regulierungskammer – in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a Satz 1 eingeräumten Ermessens – entschlossen, die Zustellung der Entscheidungen durch eine öffentliche Bekanntmachung zu ersetzen. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungskammer und im Amtsblatt der Regulierungskammer, dem Allgemeinen Ministerialblatt, bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a Satz 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a Satz 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungskammer zwei Wochen verstrichen sind.

VI.

Die in diesem Beschluss getroffenen Entscheidungen ergehen nach § 91 Abs. 1 Satz 3 EnWG kostenfrei, da die Zustellung dieses Beschlusses nach § 73 Abs. 1a EnWG durch öffentliche Bekanntmachung ersetzt wird. Die Regulierungskammer hat sich aus Gründen der Verfahrensökonomie entschlossen, von der Möglichkeit einer Gebührenerhebung nach § 91 Abs. 1 Satz 4 EnWG keinen Gebrauch zu machen. Eine Gebührenerhebung nach

dieser Vorschrift würde es erfordern, allen betroffenen Netzbetreibern entweder den Beschluss selbst oder einen schriftlichen Hinweis darauf förmlich zuzustellen. Ein entsprechendes Vorgehen würde die von der Regulierungskammer durch eine öffentliche Bekanntmachung bezweckte Reduzierung des Verwaltungsaufwandes nicht erfüllen.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist nach § 75 Abs. 1 EnWG die Beschwerde zulässig. Sie ist **schriftlich** binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden **Frist von einem Monat** bei der Regulierungskammer des Freistaates Bayern, Prinzregentenstraße 28, 80538 München (Postanschrift: 80525 München) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem zuständigen Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht München, eingeht (§§ 75 Abs. 4, 78 Abs. 1 EnWG).

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 (§ 78 Abs. 3 EnWG). Die Beschwerdebegründung muss enthalten (§ 78 Abs. 4 EnWG):

1. die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, sowie
2. die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein (§ 78 Abs. 5 EnWG).

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG). Auf Antrag kann das Beschwerdegericht die aufschiebende Wirkung anordnen (§ 77 Abs. 3 Satz 4 EnWG).

Vorsitzende



Dichtl-Rebling

Beisitzer



Vogl

Beisitzer



Englmann