



Geschäftszeichen RK-III-3-A-075 s 10-III-xxx-#001

RKH xx/2018

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

wegen **der Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode**

hat die Regulierungskammer Hessen (RegKH), Kaiser-Friedrich-Ring 75, 65185 Wiesbaden

durch den Vorsitzenden Stefan Lamberti

die Beisitzerin Claudia Falb

und den Beisitzer Dr. Andreas Schlenker-Rehage

am 04.12.2018 beschlossen:

1. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im hier genannten Zuständigkeitsbereich der RegKH im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG 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

der Verlustenergiekosten zwischen dem Basisjahr für die dritte Regulierungsperiode (VK_0) und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik kalenderjährlich (VK_t) ergeben, als volatile Kosten berücksichtigt wird.

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 (69 %) und dem Peakload-Preis (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 ergibt sich aus 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 der ansatzfähigen Menge findet nicht statt.
4. Ein Ist-Abgleich findet nicht statt.
5. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
6. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2023 befristet.
7. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die RegKH trifft mit dieser Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode.

Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 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 unterscheidet, als volatile Kostenanteile, sofern dies die Regulierungsbehörde gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Die Verordnung nennt die Beschaffung von Verlustenergie als Regelbeispiel.

Durch volatile Energieeinkaufspreise kann es grundsätzlich zu Kostenschwankungen bei der Beschaffung von Verlustenergie kommen, die zu deutlichen Kostenüberdeckungen oder Kostenunterdeckungen führen können. Deshalb ist 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 Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 09.05.2018 für die Elektrizitätsverteilnetzbetreiber in ihrer Zuständigkeit eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die dritte Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A) erlassen. Die RegKH schließt sich mit der vorliegenden Festlegung der Auffassung der BNetzA an.

Den betroffenen Netzbetreibern wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 18. Oktober 2018 gegeben.

Es sind Stellungnahmen von insgesamt vier Netzbetreibern eingegangen. Die RegKH hat alle bis zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegenden Stellungnahmen ausgewertet und abgewogen. Die Stellungnahmen enthalten insbesondere folgende wesentlichen Aspekte:

1. Strukturierungskosten / Aufschläge

Eine Berechnung der Kosten könne sich nicht allein an Börsenpreisen orientieren. Die tatsächlichen Beschaffungskosten der Netzbetreiber seien höher, da zusätzlich zum reinen Energiepreis u.a. Strukturierungskosten bzw. Kosten für die Beschaffung über einen Dienstleister anfielen.

2. Ausweitung der Versorgungsaufgabe / Fixierung der Verlustenergiemenge

Nach dem Wegfall des Antragsverfahrens nach § 10 ARegV sei keine (zumindest mittelbare) Anpassung der Verlustenergiemengen aufgrund einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe mehr möglich. Anstelle der Fixierung der Menge auf das Basisjahr solle in gewissem Umfang eine Dynamisierung der Menge ermöglicht werden.

3. Teilnetzübergänge

Die Festlegung treffe keine Aussage darüber, wie im Fall von Teilnetzübergängen die zu übertragende Verlustenergiemenge sachgerecht aufgeteilt werden solle.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und die oben erwähnte Festlegung der BNetzA Bezug genommen.

II.

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG i.V.m. Art. 2 des Gesetzes zur Errichtung der Regulierungskammer Hessen vom 27.05.2013 die RegKH soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Hessen hinausreicht.

2. Ermächtigungsgrundlage

Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 5 ARegV als volatile Kostenanteile gelten, 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 nach § 11 Abs. 5 ARegV gelten.

Der Widerrufsvorbehalt in Ziff. 5 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 Hessisches Verwaltungsverfahrensgesetz (HVwVfG). Die Befristung in Ziff. 6 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 HVwVfG.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

Die RegKH hat den betroffenen Netzbetreibern gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

4. Materielle Rechtmäßigkeit

4.1 Ausgestaltung der Festlegung zu volatilen Kostenanteilen (Tenor zu 1. und 2.)

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.

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, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nummer 4a festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR Drs. 310/10 (B), S. 17). Die RegKH sieht die Preise für die Beschaffung von Verlustenergie als volatil an, da diese a) in Verfahren beschafft werden müssen, die an den Börsenpreis gekoppelt sind und b) im Rahmen des Transports und der Verteilung von erneuerbarer Energie auch durch das Wetter beeinflusst werden können. Dies 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 Verlustenergiemenge, wie sie sich aus der Erlösbergrenzenfestlegung ergibt.

Referenzpreis

Aus einem 12-monatigen Zeitraum (01.07. bis 30.06.) wird jeweils für das Folgejahr 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 auf dieser Grundlage die Beschaffung für das Jahr 2019 vorgenommen hat. Für den verbleibenden Zeitraum (2020-2023) wird der Referenzpreis auf Basis der deutschen Preiszone gebildet, hier wird der Phelix-DE-Year-Future in Bezug genommen.

Die RegKH stellt für die Berechnung des Referenzpreises auf die Entscheidung der BNetzA über die Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der dritten Regulierungsperiode (BK8-18/0001-A) ab. Die den dortigen Berechnungen zugrundeliegenden Daten von Netzbetreibern sind ebenso repräsentativ für die Struktur der hessischen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Die Ergebnisse sind daher auf Hessen übertragbar.

Danach berechnet sich der Referenzpreis anteilig aus dem Base-Preis (69 %) und dem Peak-Preis (31 %). Die BNetzA hat - wie bereits im Rahmen der Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der zweiten Regulierungsperiode - 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 BNetzA. 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 BNetzA waren und damit am vorherigen Verfahren zu den volatilen Kosten Verlustenergie der BNetzA nicht teilgenommen haben.

Nach einer Bereinigung um drei Extremwerte ergab sich eine Gewichtung von 69% Base-Preis und 31% Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird somit für diese Festlegung zugrunde gelegt.

Die Grundlagen der Auswertung legt die BNetzA transparent auf ihrer Internetseite dar. 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 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. Da im Rahmen der Analyse auf die von den Verteilnetzbetreibern angegebenen, tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der RegKH auch sämtliche Kosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt.

So erreicht die BNetzA eine möglichst große Annäherung an die Preise der insgesamt regulierten Unternehmen. Die Feststellungen der BNetzA sind auch auf die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der RegKH übertragbar. 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

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

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.

Der Referenzpreis aus tatsächlichen Kosten für Verlustenergie der Vergangenheit macht keine Vorgaben für eine bestimmte Beschaffungsstrategie.

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. Um den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, die Verlustenergie weiter zu optimieren, hält die RegKH es demnach weiterhin für geboten, die Verlustenergiemenge - entsprechend der Festlegung volatile Kosten Verlustenergie für die zweite Regulierungsperiode - auf den 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.

Der RegKH liegen keine davon abweichenden Informationen vor, so dass sie ebenfalls nicht von einer Zunahme der Verlustenergiemengen ausgeht.

Ein möglicher Anstieg der Mengen innerhalb der dritten Periode lässt sich derzeit weder konkret zeitlich noch mengenmäßig bestimmen und kann daher keine Berücksichtigung bei der Fixierung finden. Gerade die Zunahme von Elektromobilität oder intelligenten Messsystemen wirken auf die Verlustenergiemengen nach Einschätzung der RegKH nicht zwingend erhöhend und sind in der Summe nicht vorhersehbar. Die Wirkung dezentraler Einspeisung ist empirisch gerade nicht belegt. Die RegKH verweist diesbezüglich auf den Widerrufsvorbehalt nach Tenorziffer 5.

In den Stellungnahmen haben die Netzbetreiber gefordert, bei der Fixierung nicht die im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Menge des Basisjahres heranzuziehen. Die RegKH kann dieser Ansicht nicht folgen. 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 Verlustenergiemengen bei Teilnetzübergängen ist eine Entscheidung, die nur im jeweiligen Verfahren nach § 26 ARegV vorgenommen werden kann und vorrangig der Einigung der beteiligten Netzbetreiber unterliegt.

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 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 keine Zielvorgabe im 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 dieser Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile nicht entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.10.2014 – VI-3 Kart 62/13 (V)).

4.2. Ist-Abgleich (Tenor zu 4.)

Differenzen zwischen den im Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV i.V.m. dieser Festlegung und den diesbezüglich in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen sind gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen. Aufgrund der Ausgestaltung der volatilen Kosten für Verlustenergie ist eine Differenzbildung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV nicht vorgesehen. 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 der Anreiz zu einer effizienten Verlustenergiebeschaffung entstehen soll.

4.3. Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 5.)

Die RegKH behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 3 HVwVfG den Widerruf dieser Festlegung vor. Der Widerrufsvorbehalt tritt neben die Änderungsmöglichkeiten nach § 29 EnWG und §§ 48, 49 HVwVfG. Er schafft einen konstitutiven Widerrufsgrund. Die RegKH behält sich den Widerruf ausdrücklich vor, sofern vorgetragen und nachweisbar ist, dass durch die weiteren Entwicklungen der Elektrifizierung und der Elektromobilität sowie durch den Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen netzbetreiberübergreifend erhebliche Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der dritten Regulierungsperiode eintreten und eine Anpassung der Festlegung erforderlich machen.

4.4. Befristung der Festlegung (Tenor zu 6.)

Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 HVwVfG 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 RegKH begrenzt.

5. Ermessen

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

Die RegKH 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.

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 RegKH schließt sich für die Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses inhaltlich der Entscheidung der BNetzA (BK8-18/0001-A) an. 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 Ergebnisse werden daher auch als repräsentativ für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der RegKH angesehen.

Darüber hinaus bringt die BNetzA in der genannten Entscheidung einen ungewichteten Mittelwert zur Anwendung. Dieses Vorgehen erhöht das Gewicht kleiner Netzbetreiber in der Stichprobe strukturell und stellt damit eine geeignete Datenbasis dar. Dass die Abweichung von gewichtetem zu ungewichteten Mittelwert der Stichprobe der BNetzA nur ein Prozentpunkt beträgt (gewichtet 70/30), stützt nach Ansicht der RegKH 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.

Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessengerechte Regelung vor. Ein gleich geeignetes, milderes Mittel ist nicht verfügbar. Die Festlegung stellt keinen übermäßigen Eingriff in die Rechte der Netzbetreiber dar. Dies wird insbesondere dadurch gestützt, dass die BNetzA die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren in Zuständigkeit der BNetzA 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 von der BNetzA 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 BNetzA waren. Die Auswertung wurde zusätzlich um Extremwerte bereinigt, indem Werte, die oberhalb der 2fachen 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 BNetzA wählte dieses Verfahren, um den Einfluss kleinerer Netzbetreiber besser abzubilden.

Die Verlustenergiemenge wird auf den festgestellten Wert des Basisjahres 2016 fixiert. An § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV wird deutlich, dass ein Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste und damit zur Bestimmung von effizienten Verlustenergiemengen geregelt werden kann. Demzufolge kann auch hier erst Recht eine Regelung der Mengenkomponente zur Schaffung eines Anreizes geregelt werden. Dies ist gerade auch deshalb sachgerecht, da die Verlustenergiemenge mindestens langfristig durch den Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Dadurch besteht für die Netzbetreiber der Anreiz, die Verlustenergiemenge weiter zu senken.

Die Entwicklung der Verlustenergiemengen in der Erhebung der BNetzA 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. Für die bisher nicht vorhersehbaren Entwicklungen des Strommarktes behält die RegKH sich ausdrücklich eine Änderung des

Vorgehens vor und minimiert so den Einfluss von externen Gegebenheiten im Risikobereich der Netzbetreiber.

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

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 Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

6. Kosten (Tenor zu 7.)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Regulierungskammer Hessen (Hausanschrift: Kaiser-Friedrich-Ring 75, 65185 Wiesbaden) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Frankfurt (Hausanschrift: Zeil 42, 60313 Frankfurt am Main) 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. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, sowie die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

gez.

gez.

gez.

Stefan Lamberti

Claudia Falb

Dr. Andreas Schlenker-Rehage