



SACHSEN-ANHALT

Landesregulierungsbehörde

Festlegung der Landesregulierungsbehörde Sachsen-Anhalt vom 28.11.2023

Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV in der vierten Regulierungsperiode Strom

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV in der vierten Regulierungsperiode Strom hat die Landesregulierungsbehörde des Landes Sachsen-Anhalt (LRB) am 28.11.2023 beschlossen:

1. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Zuständigkeitsbereich der LRB im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG werden ab der vierten Regulierungsperiode, beginnend am 01.01.2024, 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 vierte Regulierungsperiode (VK_0) und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik kalenderjährlich ergeben (VK_t), 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 (53 %) und dem Peakload-Preis (47 %). 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 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 die Jahre 2024 bis 2028 wird auf Basis des Phelix-DE-Year-

Future gebildet.

3. Liegt der Abstand zwischen Baseload-Preis und Peakload-Preis für das Lieferjahr t unterhalb von 22,5 % (Mindestabstand), wird für die Berechnung des Referenzpreises statt des tatsächlichen Peakload-Preises der Baseload-Preis zuzüglich eines Aufschlages in Höhe von 22,5 % zugrunde gelegt. Liegt der Abstand zwischen Baseload-Preis und Peakload-Preis oberhalb des Mindestabstandes wird der tatsächliche Peakload-Preis zugrunde gelegt.
4. Die ansatzfähige Menge ergibt sich aus dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2021. Die ansatzfähige Menge wird für die Dauer der vierten Regulierungsperiode durch die LRB festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der ansatzfähigen Menge findet nicht statt.
5. Bei der Kostenabrechnung des Jahres (t) im Jahr $(t+1)$ werden die ansatzfähigen Verlustenergiekosten $VK(t)$ aus der Multiplikation des Referenzpreises des Jahres (t) gemäß Tenorziffer 2 und 3 mit den ansatzfähigen Verlustenergiemengen gemäß Tenorziffer 4 ermittelt. Für die ansatzfähigen Verlustenergiekosten wird dann ein Referenzband bestimmt, das die Maximalwerte (Ober- bzw. Untergrenze) festlegt, die der Verteilernetzbetreiber behalten darf bzw. zu tragen hat. Die Ober- bzw. Untergrenze des Referenzbandes betragen für die Dauer der vierten Regulierungsperiode jeweils 20 % der im Lieferjahr (t) ansatzfähigen Verlustenergiekosten $VK(t)$. Somit tragen die Verteilernetzbetreiber maximal 20 % der ansatzfähigen $VK(t)$ bzw. ihnen verbleiben maximal 20 % der ansatzfähigen $VK(t)$. Die Differenz aus den ansatzfähigen $VK(t)$ und den Ist-Kosten in dem Jahr (t) verbleibt bis zur Untergrenze des Referenzbandes beim Verteilernetzbetreiber bzw. ist durch den Verteilernetzbetreiber bis zur Obergrenze des Referenzbandes zu tragen. Im Übrigen wird die Differenz zwischen Ist-Kosten und ansatzfähigen Kosten über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.
6. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
7. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.
8. Die Kosten dieser Entscheidung haben die Adressaten zu gleichen Teilen zu tragen. Für jeden Adressaten wird eine Gebühr in Höhe von 192,30 Euro festgesetzt.

Gründe

I.

Die LRB trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die vierte Regulierungsperiode.

Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit die Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 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, 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 LRB hat den betroffenen Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Bis zum Ablauf der Frist zur Stellungnahme am 29.9.2023 ist bei der LRB lediglich eine Stellungnahme der Stadtwerke Burg Energienetze GmbH eingegangen:

Dabei wurden insbesondere folgende Aspekte thematisiert:

1. Der Referenzpreis sei insbesondere bei kleinen Netzbetreibern nicht kostendeckend.
2. Statt der Fixierung der Verlustenergiemenge des Basisjahres sollte eine Berücksichtigung der tatsächlichen Mengen mit Abgleich über das Regulierungskonto erfolgen, insbesondere da die Mengen starken Strukturschwankungen etwa durch Einspeisungen ausgesetzt seien.
3. Die Kostenanerkennung nur innerhalb des Referenzbandes würde keine Anreize für effiziente Beschaffungsstrategien setzen, sondern nur zu einer Risikominimierung führen.
4. Bei der Handhabung der Abstandsregelung zwischen Baseload- und Peakload-Preis unterhalb 22,5 % würde die BNetzA zu Unrecht einen gemittelten Wert über Jahresfrist

ansetzen.

Die LRB hat diese Anmerkungen ausgewertet und gewürdigt. Teilweise sind Sie auch schon im Anhörungsverfahren zur inhaltsgleichen Festlegung der BNetzA geltend gemacht worden und im Rahmen der Begründung bereits eingeflossen (siehe insbesondere Ziffer 6 der Begründung). Im Ergebnis hält die LRB keine Änderungen am Tenor der Festlegung für geboten.

II.

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG die 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 beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die LRB 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.

Gemäß § 11 Abs. 5 S. 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 ARegV festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).

Der Widerrufsvorbehalt in Ziff. 6 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG.

Die Befristung in Ziff. 7 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die LRB hat den betroffenen Netzbetreibern nach § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

4. Materielle Anforderungen

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

4.1 Ausgestaltung der Festlegung zu volatilen Kostenanteilen (Tenor zu 1. bis 4.)

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 zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten den Zweck gemäß § 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. bis 4. wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt.

Gemäß § 11 Abs. 5 ARegV gelten Kosten für die Beschaffung von Treibenergie als volatile Kostenanteile. Andere beeinflussbare oder 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, gelten als volatile Kostenanteile, soweit

die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nummer 4a ARegV festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17). Die LRB 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 Festlegung der Erlösobergrenzen ergibt.

Referenzpreis

Aus einem 12-monatigen Zeitraum (01.07. bis 30.06.) wird jeweils für das Folgejahr auf Basis von Börsenpreisen der Durchschnitt sämtlicher Tagespreise dieses Zeitraums 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 den gesamten Zeitraum der vierten Regulierungsperiode (2024- 2028) die deutsche Preiszone und damit der Phelix-DE-Year-Future in Bezug genommen.

Die Berechnung des Referenzpreises erfolgt anteilig aus dem Baseload-Preis (53 %) und dem Peakload-Preis (47 %). Die LRB übernimmt dabei die durch die BNetzA in den Festlegungen der Beschlusskammer 8 (BK8-22/003-A bis BK8-22/007-A) festgelegten Werte. Die Beschlusskammer hat – wie bereits im Rahmen der Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der zweiten und dritten Regulierungsperiode – die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie, die von den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren zum 30.06.2022 im Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode übermittelt wurden, ausgewertet. Die Auswertung umfasst insgesamt 96 Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Der Betrachtungszeitraum betrug fünf Jahre und

umfasste somit die Jahre 2017-2021. Der Betrachtungszeitraum ergab eine Gewichtung von 53 % Base-Preis und 47 % Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird somit für die Festlegung der BNetzA zugrunde gelegt.

Die Grundlagen der Auswertung legt die Beschlusskammer auf Wunsch der Netzbetreiber auf der Internetseite der Bundesnetzagentur dar. Die zur Berechnung verwendeten Daten finden sich unter: <http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Aktuelles → Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten bei Verteilernetzbetreibern in der vierten Regulierungsperiode (BK8-22/003-A bis BK8-22/007-A)

Zu den näheren Einzelheiten der Auswertung und den zu Grunde liegenden Auswertungsgrundlagen wird auf die Festlegung der BNetzA sowie die veröffentlichten Daten auf der Internetseite der BNetzA verwiesen. Die LRB hält diese auch für die Unternehmen in Ihrer Zuständigkeit für aussagekräftig. Auf die Ausführungen zum Ermessen in Ziffer 5 dieses Bescheides wird verwiesen.

Da im Rahmen der Analyse der BNetzA auf die von den Verteilernetzbetreibern angegebenen, tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der LRB auch 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. 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.

Zudem war in den vergangenen Jahren eine Annäherung des Base- und Peakpreises zu beobachten, was wiederum einen Einfluss auf die Base/Peak-Gewichtung hat, da diese für die Dauer der Regulierungsperiode gleichbleibt. Die LRB führt daher einen Mindestabstand zwischen Base- und Peakpreis in die Berechnungssystematik des Referenzpreises ein. Dieser Mindestabstand wird für die vierte Regulierungsperiode auf 22,5 % festgelegt. Dieser Wert ergibt sich aus dem oben ermittelten durchschnittlichen Base/Peak-Verhältnis für die Lieferjahre 2019-2023. Wird dieser Mindestabstand in einem bestimmten Jahr unterschritten, wird im Rahmen der Berechnung des Referenzpreises nicht der tatsächliche Peakpreis sondern stattdessen der Basepreis zuzüglich des Aufschlags in Höhe von 22,5 % zugrunde gelegt. Liegt der Abstand zwischen Base- und Peakpreis oberhalb des Mindestabstands wird

der tatsächliche Peakpreis zugrunde gelegt. Ein Nachteil zu Lasten der Netzbetreiber ist durch diese Vorgehensweise ausgeschlossen.

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

$$RP_t = 0,53 * Baset [01.07. (t - 2); 30.06. (t - 1)] + 0,47$$
$$* \max\{Peak_t [01.07. (t - 2); 30.06. (t - 1)]; 1,225$$
$$* Baset [01.07. (t - 2); 30.06. (t - 1)]\}$$

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 .

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

Referenzband

Ein wesentlicher Vortrag im Rahmen der durchgeführten Konsultation der BNetzA war die erheblich erschwerte Beschaffungssituation durch die veränderten Marktbedingungen (sehr hohes Preisniveau, hohe Volatilität, geringe Liquidität) und das dadurch erhöhte Risiko von Kostenunterdeckungen bei der Beschaffung.

Dieser Situation begegnet die LRB mit der Einführung eines sogenannten Referenzbandes. Das Referenzband ermittelt sich aus der Multiplikation der ansatzfähigen Verlustenergiekosten nach Tenorziffer 5 mit der mittleren relativen Standardabweichung der individuellen Beschaffungspreise des jeweiligen Jahres im Zeitraum 2017 – 2021. Diese beträgt 20 %.

Bewegen sich die tatsächlichen Beschaffungspreise eines Netzbetreibers innerhalb des Referenzbandes, werden, wie auch in der dritten Regulierungsperiode, diese in Höhe des Referenzpreises anerkannt. Liegen die individuellen Beschaffungspreise oberhalb des Referenzbandes, hat der Netzbetreiber lediglich die Differenz zwischen Obergrenze des Referenzbandes und Referenzpreis zu tragen. Umgekehrt verbleibt beim Netzbetreiber bei besonders günstiger Beschaffung maximal die Differenz von Referenzpreis und Untergrenze des Referenzbandes. Diese Vorgehensweise stellt eine effektive Risikobegrenzung bei der Verlustenergiebeschaffung für alle Netzbetreiber bei symmetrischer Risiko- und Chancenverteilung mit den Netznutzern dar und sichert gleichzeitig die gewünschte Anreizwirkung.

Bei Netzbetreibern, deren Beschaffungspreise in einem bestimmten Jahr der Regulierungsperiode außerhalb des Referenzbandes liegen, ist ein jährlicher Soll-Ist-Abgleich zur Ermittlung der anerkennungsfähigen Kosten erforderlich. Dieser wird im Rahmen der Prüfung des Regulierungskontosaldos erfolgen. Hinsichtlich der konkreten Kostenanerkennung und Kostenabrechnung wird auf Tenorziffer 5 verwiesen.

Ansatzfähige Menge

Die Verlustenergiemenge wird mit dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2021 für die Dauer der vierten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der Mengenkomponekte findet nicht statt. Um den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, die Verlustenergie weiter zu optimieren, hält die LRB es für geboten, die Verlustenergiemenge auf den anerkannten Wert des Basisjahres 2021 zu fixieren. Zudem wird dadurch eine unterschiedliche Herangehensweise zwischen LRB und BNetzA vermieden, durch die das Verfahren etwa bei Netzübergängen erschwert werden könnte. In dem Festlegungsverfahren der BNetzA wurde zudem untersucht, ob insbesondere aufgrund gestiegener dezentraler Einspeisung eine Mengenanpassung geboten erscheint. Dabei hat sich nach dem Ergebnis der Prüfung der BNetzA kein Hinweis darauf ergeben, dass ein Anstieg der Einspeisung aus dezentraler Erzeugung zu einem bedeutsamen Anstieg der Verlustenergiemengen führt. Festgestellt wurde vielmehr eine tendenzielle Konstanz der Verlustenergiemengen in den vergangenen Jahren. Eine Festlegung der Verlustenergiemenge lediglich als prozentualer Wert erscheint auch im Hinblick auf die gewünschte Anreizwirkung nicht geboten. Auch der weitere Vortrag einiger Netzbetreiber im Anhörungsverfahren der BNetzA und auch der Vortrag eines Netzbetreibers im Anhörungsverfahren der LRB zur Mengenfixierung führt zu keiner anderen Bewertung. Auf die Ausführungen zum Widerrufsvorbehalt in Ziffer 6 wird ergänzend hingewiesen.

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 Berücksichtigung des Referenzbandes behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber 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 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 dieser Festlegung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile nicht entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.10.2014 – VI3 Kart 62/13 (V)).

4.2 Ist-Abgleich (Tenor zu 5.)

Differenzen zwischen dem im Kalenderjahr entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV i. V. m. dieser Festlegung und den diesbezüglich in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen sind mit der folgenden Maßgabe jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen.

Bei der Kostenabrechnung des Jahres (t) im Jahr (t+1) werden die ansatzfähigen Verlustenergiekosten $VK(t)$ aus der Multiplikation des Referenzpreises des Jahres (t) gemäß Tenorziffer 2 und 3 mit den ansatzfähigen Verlustenergiemengen gemäß Tenorziffer 4 ermittelt. Für die ansatzfähigen Verlustenergiekosten wird erstmals ein Referenzband bestimmt, das die Maximalwerte (Ober- bzw. Untergrenze) festlegt, die beim

Verteilernetzbetreiber verbleiben bzw. von ihm zu tragen sind. Die Ober- bzw. Untergrenze des Referenzbandes betragen für die Dauer der vierten Regulierungsperiode jeweils 20 % der im Lieferjahr (t) ansatzfähigen Verlustenergiekosten $VK(t)$. Somit tragen die Verteilernetzbetreiber maximal 20 % der ansatzfähigen $VK(t)$ bzw. ihnen verbleibt maximal 20 % der ansatzfähigen $VK(t)$.

Die Differenz aus den ansatzfähigen $VK(t)$ und den Ist-Kosten in dem Jahr (t) verbleibt bis zur Untergrenze des Referenzbandes beim Verteilernetzbetreiber bzw. ist durch den Verteilernetzbetreiber bis zur Obergrenze des Referenzbandes zu tragen. Im Übrigen wird die Differenz zwischen Ist-Kosten und ansatzfähigen Kosten über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.

4.3 Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 6.)

Die LRB behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Der Widerrufsvorbehalt tritt neben die Änderungsmöglichkeiten nach § 29 EnWG und §§ 48, 49 VwVfG. Er schafft einen konstitutiven Widerrufsgrund. Die LRB behält sich den Widerruf ausdrücklich vor, sofern vorgetragen und nachweisbar ist, dass etwa durch die Entwicklungen der Elektrifizierung und der Elektromobilität sowie durch den Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen netzbetreiberübergreifend erhebliche Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode eintreten und eine Anpassung der Festlegung erforderlich machen. Durch diesen Widerrufsvorbehalt wird auch ein Teil der im Anhörungsverfahren vorgetragenen Bedenken gegen die Fixierung der Verlustenergiemenge aufgegriffen.

4.4 Befristung der Festlegung (Tenor zu 7.)

Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet. Die Befristung ergibt sich aus dem Bezug auf die geprüften Mengen der Verlustenergie des Basisjahres. Zudem wird der Zeitraum, in dem die Berechnung der Preise festgelegt wird, durch die LRB begrenzt.

5. Ermessen, Verhältnismäßigkeit der Festlegung

Bei der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungsbehörde ein Entscheidungsspielraum zu. Zwar übernimmt die LRB die Analysen, Überlegungen und auch Formulierungen der BNetzA, dem liegt aber eine eigenständige Ermessenentscheidung zu Grunde.

Die LRB 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 LRB 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. Sie hat sich insbesondere dazu entschieden, für die Ermittlung des Gewichtungungsverhältnisses die Analyse der BNetzA ebenfalls heranzuziehen. Die Auswahl der Unternehmen durch die BNetzA ist repräsentativ auch für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Strukturelle Unterschiede der Größe, die auf die Verlustenergie bei der Aufgabenwahrnehmung wirken, sind nach der nachvollziehbaren Analyse der BNetzA nicht ersichtlich. Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann durchaus auch gebündelt durchgeführt werden, so dass auch hier keine Größennachteile entstehen. Die Unternehmen haben die gesetzliche Pflicht zur effizienten Beschaffung.

Dem Vortrag, die derzeitige Referenzpreissystematik berücksichtige nicht in hinreichendem Maße die Kosten für die Beschaffung und Strukturierung, tritt die BNetzA zutreffend entgegen. Zum einen sollten grundsätzlich sämtliche Kostenbestandteile des Beschaffungsvorgangs durch die Verwendung der tatsächlich gezahlten Beschaffungspreise der Netzbetreiber bei der Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses (s.o.) im Rahmen der Referenzpreissystematik Berücksichtigung finden. Die BNetzA führt im Übrigen eine Durchschnittsbetrachtung durch, eine Berücksichtigung von individuellen Preisen ist nicht intendiert. Zudem sind pauschale Aufschläge nach Auffassung der LRB nur bedingt geeignet, gestiegene Kostenbestandteile nachhaltig abzubilden. Denn pauschalen Aufschlägen ist die Gefahr einer deckungsgleichen Weitergabe des Aufschlags nach kurzer Zeit seitens der Händler immanent.

Darüber hinaus hat sich die Einführung einer saisonalen bzw. Quartalsgewichtung in die Berechnungssystematik des Referenzpreises als weder erforderlich noch sachgerecht gezeigt. Die BNetzA hat eine Auswertung von Verlustlastgängen des Jahres 2021 ausgewählter Netzbetreiber durchgeführt und anhand dieser Auswertung beispielhafte, quartalsgewichtete Referenzpreise ermittelt. Dabei waren zum einen wesentliche Unterschiede gegenüber der gültigen Referenzpreissystematik nicht festzustellen und zum anderen führte diese Berechnungsweise nicht in jedem Jahr zu einem vorteilhaften Ergebnis

für die Netzbetreiber. Außerdem bildet die Ermittlung der Base/Peak-Gewichtung auf Basis der individuellen Beschaffungspreise der Netzbetreiber die Quartalsgewichtung bereits implizit ab. Auch die zur Berechnung notwendigen Daten in Form von Settlement-Preisen lag in der Vergangenheit nicht immer für alle Quartale im Referenzzeitraum vor.

Von einer Adressierung von möglichen Mehrkosten bei der Beschaffung von erneuerbar erzeugtem Strom bzw. „Grünstrom“ für die Verlustenergie hat die BNetzA zu Recht abgesehen. Wie die Netzbetreiber selber ausführen, bestehen derzeit gesetzliche Hürden bei der Beschaffung von Herkunftsnachweisen für Verlustenergie. Darüber hinaus ist die Beschaffung von „Grünstrom“ durch die verfahrensmäßigen Regelungen einer Ausschreibung nicht ausgeschlossen, die Anerkennung von Mehrkosten für Grünstrom widerspräche jedoch möglicherweise dem Preisgünstigkeitsgebot des § 1 Abs. 1 EnWG.

Darüber hinaus bringt die BNetzA den Median der betrachteten Werte zur Anwendung. Dieses Vorgehen misst Ausreißern nach oben oder unten weniger Gewicht bei und stellt damit eine geeignete Datenbasis dar. Außerdem müssen sich sämtliche Netzbetreiber, auch solche im vereinfachten Verfahren, 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, 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 01.07.2022 im Rahmen der Datenabfrage für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode übermittelt wurden, ausgewertet hat. Insgesamt wurden für die Auswertung 96 Einzelwerte herangezogen. Die Auswahl der Berechnungsbasis „Jahre 2017 bis 2021“ erhöht die Stetigkeit der Ergebnisse bzw. verbessert die Repräsentativität der gefundenen Ergebnisse. Auf dieser Datengrundlage ergab sich ein Median für den Anteil des Baseload-Preises von 53 % und 47 % für den Anteil des Peakload-Preises.

Die BNetzA verwendet zur Bestimmung des oben genannten Verhältnisses den Median der ausgewerteten Daten. Dies dient einerseits der besseren Abbildung des Einflusses kleinerer Netzbetreiber. Zudem gewährleistet dieses Vorgehen, dass Ausreißern nach oben als auch

nach unten weniger Gewicht beigemessen wird. Die Berücksichtigung von Ausreißern kann ein Ergebnis schnell verfälschen, sodass eine Bereinigung um Ausreißer erforderlich ist. Die Identifizierung von Ausreißern ist wiederum bis zu einem gewissen Grad individuell und von den betrachteten Daten abhängig. Um eine aufwendige Ausreißeranalyse der betrachteten Zeiträume zu vermeiden, wird der Median verwendet, da er in dieser Hinsicht robuster gegenüber Ausreißern ist.

Die LRB macht sich die dargestellten Analysen und Bewertungen der BNetzA zu eigen.

Die Verlustenergiemenge wird auf den individuell festgestellten Wert des Basisjahres 2021 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.

Für bisher nicht vorhersehbare Entwicklungen des Strommarktes behält die LRB sich ausdrücklich eine Änderung des Vorgehens vor.

Die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten des Basisjahres 2021 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.

III. Kostenentscheidung

Amtshandlungen der Regulierungsbehörde auf Grund des § 29 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr. 4a ARegV sind gemäß § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG gebührenpflichtig.

Der Gebührentatbestand ergibt sich auf Grund des § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG und des Verwaltungskostengesetzes des Landes Sachsen-Anhalt (VwKostG LSA) in Verbindung mit der Allgemeinen Gebührenordnung des Landes Sachsen-Anhalt (AllGO LSA) lfd. Nr. 45 Tarifstelle

4.20. Der Gebührenrahmen liegt dabei zwischen 1.000 und 100.000 Euro. Die LRB erhebt hier eine Gebühr im unteren Bereich des Gebührenrahmens (5.000 Euro). Diese ist anteilig auf die betroffenen Verteilernetzbetreiber, die sich in der Zuständigkeit der LRB im Verfahren der Anreizregulierung befinden, zu verteilen. Je Verteilernetzbetreiber ergibt sich daraus eine Gebühr von 192,30 Euro, die durch die LRB noch gesondert unter Mitteilung des Verwendungszwecks (Kassenzeichen) abgefordert wird.

IV. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Festlegung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Bekanntgabe Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Landesregulierungsbehörde des Landes Sachsen-Anhalt, Leipziger Straße 58, 39112 Magdeburg einzureichen. Zur Fristwahrung genügt es jedoch auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem

Oberlandesgericht Naumburg
Domplatz 10
06618 Naumburg (Saale)

eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Magdeburg, den 28. November 2023

Köster