



Baden-Württemberg
LANDESREGULIERUNGSBEHÖRDE
BEIM MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Az.: UM49-4455-18/4

Stuttgart, den **xx.xx.2023**

**Festlegung der
Landesregulierungsbehörde
Baden-Württemberg**

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

Gemäß § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) hat die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg am **xx.xx.2023**, soweit sie für Betreiber von Stromverteilernetzen in Baden-Württemberg nach § 54 Abs. 2 EnWG zuständig ist, verfügt:

I. Tenor

1. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG im Zuständigkeitsbereich der LRegB 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 (VK_t) ergeben, als volatile Kosten berücksichtigt werden.
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 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 2024-2028 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 Aufschlags in Höhe von 22,5 % zugrunde gelegt. Liegt der Abstand zwischen Baseload-Preis und Peakload-Preis oberhalb des Mindestabstands, 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 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 Verlustenergie-mengen 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 Gebührenentscheidung wird gesondert getroffen.

II. Gründe

1. Sachverhalt und Verfahrensverlauf

- 1 Die LRegB trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die vierte Regulierungsperiode.
- 2 Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung i.S.v. § 10 Abs. 1 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).
- 3 Gemäß § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV gelten beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, als volatile Kostenanteile, sofern dies die Regulierungsbehörde gemäß § 32

Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Die Verordnung nennt die Beschaffung von Verlustenergie als Regelbeispiel.

- 4 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.
- 5 Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 02.05.2023 für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in ihrer Zuständigkeit eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die vierte Regulierungsperiode (BK8- 22/003-A) erlassen.
- 6 Die Einleitung des Festlegungsverfahrens für die vorliegende Entscheidung nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 ARegV wurde am xx.xx.2023 auf der Internetseite der LRegB (www.versorger-bw.de) bekannt gemacht. Gleichzeitig wurde dort ein Entwurf der Festlegung veröffentlicht und Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum xx.xx.2023 gegeben. Die Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung im Amtsblatt der LRegB mit Hinweis auf die Veröffentlichung im Internet (Gemeinsames Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg, GABl.) erfolgte am xx.xx.2023.
- 7 Mit E-Mail vom xx.xx.2023 wurden zudem alle Elektrizitätsverteilernetzbetreibern innerhalb des Zuständigkeitsbereichs der LRegB sowie die betroffenen Verbände über die Verfahrenseinleitung und die Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum xx.xx.2023 gegeben.
- 8 Die BNetzA ist am Verfahren beteiligt und erhielt mit E-Mail vom xx.xx.2023 ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme.

[Darstellung der Stellungnahmen]

2. Rechtliche Würdigung

2.1 Zuständigkeit

- 9 Die Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG

i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV fällt gemäß § 54 Abs. 1 und 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der LRegB. Die Festlegung betrifft Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitätsversorgungsnetz nicht über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg hinausreicht. Dabei sind allerdings nur Gebietsüberschreitungen innerhalb des Geltungsbereichs des EnWG gemeint, d.h. sofern ein Stromversorgungsnetz über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg ins benachbarte Ausland, beispielsweise in die Schweiz, hinausreicht und weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bleibt die LRegB zuständige Regulierungsbehörde. Netzbetreiber, auf die die ARegV für eine Übergangszeit noch nicht anwendbar ist (§ 1 Abs. 2 ARegV), sind insoweit von der Festlegung nicht betroffen.

2.2 Rechtliche Grundlagen

- 10 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 eine 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.
- 11 Der Widerrufsvorbehalt in Ziffer 6 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 Landesverwaltungsverfahrensgesetz Baden-Württemberg (LVwVfG).
- 12 Die Befristung in Ziffer 7 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG.
- 13 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 steht bis zu einer Neuregelung durch den Gesetz- bzw. Verordnungsgeber der Anwendung des nationalen Rechts nicht entgegen (vgl. BGH, Beschl. v. 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff.; bestätigt im Beschl. v. 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 14). Daher kann auch dahinstehen, welche Vorschriften im Einzelnen von der genannten europäischen Rechtsprechung betroffen sind.

2.3 Formelle Rechtmäßigkeit

14 Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die LRegB hat insbesondere den betroffenen Unternehmen und den Verbänden Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2.4 Materielle Rechtmäßigkeit und Begründung im Einzelnen

15 Auch in materiell-rechtlicher Hinsicht sind die Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung, die sich inhaltlich weitestgehend an dem entsprechenden Beschluss der BNetzA vom 02.05.2023 (Az.: BK8-22/003-A) orientiert, erfüllt.

16 Folgende Erläuterungen hierzu im Einzelnen:

2.4.1 Ausgestaltung der Festlegung zu volatilen Kostenanteilen (Tenorziffer 1 bis 4)

17 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.

18 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 volatiler 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.

19 Mit den Tenorziffern 1 bis 5 wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt.

20 Gemäß § 11 Abs. 5 ARegV gelten Kosten für die Beschaffung von Treibenergie als volatile Kostenanteile. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinfluss-

bare 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 Abs. 1 Nr. 4a 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 LRegB 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.

- 21 Der Verteilernetzbetreiber passt seine Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Satz 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 Erlösobergrenzenfestlegung ergibt.

Referenzpreis

- 22 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.
- 23 Die LRegB stellt für die Berechnung des Referenzpreises auf die Entscheidung der BNetzA über die Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der vierten Regulierungsperiode (BK8-22/003-A) ab. Die den dortigen Berechnungen zugrundeliegenden Daten von Netzbetreibern sind ebenso repräsentativ für die Struktur der baden-württembergischen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Die Ergebnisse sind daher auf Baden-Württemberg übertragbar.

- 24 Danach berechnet sich der Referenzpreis anteilig aus dem Base-Preis (53 %) und dem Peak-Preis (47 %). Die BNetzA 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 BNetzA.
- 25 Der Betrachtungszeitraum betrug fünf Jahre und umfasste somit die Jahre 2017 bis 2021. Der Betrachtungszeitraum ergab eine Gewichtung von 53 % Base-Preis und 47 % Peak-Preis. Dieses Gewichtungsverhältnis wird somit für diese Festlegung zugrunde gelegt.
- 26 Die Grundlagen der Auswertung werden auf Wunsch der Netzbetreiber auf der Internetseite der BNetzA dargelegt. Die zur Berechnung verwendeten Daten finden sich unter:
- 27 *<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)*
- 28 Die der BNetzA im Rahmen der Kostenprüfung genannten Kosten der in die Berechnung einbezogenen Netzbetreiber in den Jahren 2017 bis 2021 bilden die Basis für die Berechnung des Base-Peak-Verhältnisses. Bei der Berechnung wurde auf den Median abgestellt, da dieser robuster gegenüber Ausreißern ist. Eine weitere Bereinigung um Ausreißer wurde dementsprechend nicht mehr vorgenommen. Da im Rahmen der Analyse auf die von den Verteilernetzbetreibern angegebenen, tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind aus Sicht der LRegB auch sämtliche Kosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt.
- 29 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 ei-

nes 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.

30 Zudem war in den vergangenen Jahren eine Annäherung des Base- und Peak-Preises zu beobachten, was wiederum einen Einfluss auf die Base-/Peak-Gewichtung hat, da diese für die Dauer der Regulierungsperiode gleichbleibt. Es wird daher ein Mindestabstand zwischen Base- und Peak-Preis in die Berechnungssystematik des Referenzpreises eingeführt. Dieser Mindestbestand wird für die vierte Regulierungsperiode auf 22,5 % festgelegt. Dieser Wert ergibt sich aus dem nach Rn. 22f. ermittelten durchschnittlichen Base-/Peak-Verhältnis für die Lieferjahre 2019-2023.

31 Wird dieser Mindestabstand in einem bestimmten Jahr unterschritten, wird im Rahmen der Berechnung des Referenzpreises nicht der tatsächliche Peak-Preis, sondern stattdessen der Base-Preis zuzüglich des Aufschlags in Höhe von 22,5 % zugrunde gelegt. Liegt der Abstand zwischen Base- und Peak-Preis oberhalb des Mindestabstands, wird der tatsächliche Peak-Preis zugrunde gelegt. Ein Nachteil zu Lasten der Netzbetreiber ist durch diese Vorgehensweise ausgeschlossen.

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

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

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.

- 33 Der Referenzpreis aus tatsächlichen Kosten für Verlustenergie der Vergangenheit macht keine Vorgaben für eine bestimmten Beschaffungsstrategie. Die Unternehmen sind jedoch gehalten, die Verlustenergie möglichst gut und effizient zu bewirtschaften.

Referenzband

- 34 Aufgrund der veränderten Marktbedingungen (sehr hohes Preisniveau, hohe Volatilität, geringe Liquidität) und das dadurch erhöhte Risiko von Kostenunterdeckungen bei der Beschaffung kann sich für die Verteilernetzbetreiber eine erschwerte Beschaffungssituation ergeben.
- 35 Dieser Situation begegnet die LRegB – in Übereinstimmung mit der BNetzA – 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 %.
- 36 Bewegen sich die tatsächlichen Beschaffungspreise eines Netzbetreibers innerhalb des Referenzbandes, werden diese – wie auch in der dritten Regulierungsperiode – 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 für alle Netzbetreiber bei der Verlustenergiebeschaffung dar und sichert gleichzeitig die gewünschte Anreizwirkung.
- 37 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

- 38 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 LRegB es demnach weiterhin für geboten, die Verlustenergiemenge – entsprechend der Festlegung volatiler Kosten Verlustenergie für die dritte Regulierungsperiode – auf den anerkannten Wert des Basisjahres 2021 zu fixieren. Die Betrachtung der vergangenen Jahre aller Netzbetreiber im Regelverfahren in der Zuständigkeit der BNetzA hat gezeigt, dass die benötigten Mengen dieser Netzbetreiber tendenziell konstant bleiben. Jedenfalls belegen die Zahlen keine Steigerung der Verlustenergiemenge. Dies trifft – mit wenigen Ausnahmen – auch auf Netzbetreiber zu, in deren Netzgebiet in den letzten Jahren ein erheblicher Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen stattgefunden hat. Diese Tendenz bestätigt die Vorgehensweise der dritten Regulierungsperiode und zeigt, dass eine Anreizwirkung durchaus gegeben ist. Die LRegB hat keine hiervon abweichenden Erkenntnisse und geht ebenfalls von keiner tendenziellen Zunahme der Verlustenergiemengen aus. Im Hinblick auf eine sich derzeit weder abzeichnende noch belegte potentielle Umkehr dieser Tendenz verweist die LRegB auf den Widerrufsvorbehalt nach Tenorziffer 6.
- 39 Der Ansatz, – wie von Unternehmen vielfach im Rahmen der letzten Regulierungsperioden gefordert – bei der Fixierung nicht die im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Menge des Basisjahres heranzuziehen, ist aus Sicht der LRegB nicht sachgerecht. Durch die Prüfung soll – wie durch die Fixierung der Menge – ein Anreiz zur Erhöhung der Energieeffizienz der Netzbetreiber in Wahrnehmung ihrer Versorgungsaufgabe erreicht werden.
- 40 Im Rahmen einer Mengenauswertung aller Netzbetreiber im Regelverfahren in der Zuständigkeit der BNetzA war ein netzbetreiberübergreifender Anstieg der Verlustenergiemengen in dem Zeitraum 2017 - 2021 nur in sehr geringem Umfang festzustellen. Die Mengen blieben tendenziell konstant. Für das mögliche Eintreten gegenteiliger, marktweiter Szenarien hat die LRegB einen Widerrufsvorbehalt aufgenommen. Eine Anpassung der Festlegung kommt nur bei netzbetreiberübergreifenden, erheblichen Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode in Betracht.

- 41 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

- 42 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:

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

- 43 Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten darf der Verteilernetzbetreiber unter Berücksichtigung des Referenzbandes behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber zu tragen.
- 44 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 – VI-3 Kart 62/13 (V)).

2.4.2 Ist-Abgleich (Tenorziffer 5)

- 45 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.
- 46 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 nunmehr 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 $VK(t)$.
- 47 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.

2.4.3 Widerrufsvorbehalt (Tenorziffer 6)

- 48 Die LRegB behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 3 LVwVfG den Widerruf dieser Festlegung vor. Der Widerrufsvorbehalt tritt neben die Änderungsmöglichkeiten nach § 29 Abs. 2 EnWG und den Vorschriften des LVwVfG. Er schafft einen konstitutiven Widerrufsgrund. Die LRegB behält sich den Widerruf ausdrücklich vor, sofern vorgetragen und nachweisbar ist, dass durch die Entwicklungen der Elektrifizierung und der Elektromobilität sowie durch den erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen netzbetreiberübergreifend erhebliche Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode eintreten und eine Anpassung der Festlegung erforderlich machen. Die LRegB trägt damit den bereits im Rahmen der dritten Regulierungsperiode berücksichtigten Sorgen der Unternehmen weiterhin Rechnung, in denen eine weitgehende Entwicklung der Verlustenergiemengen vorhergesagt wird.

2.4.4 Befristung der Festlegung (Tenorziffer 7)

49 Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG 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 so der Zeitraum, in dem die Berechnung der Preise festgelegt wird, durch die LRegB begrenzt.

2.4.5 Ermessen

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

51 Die LRegB hat von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch gemacht. Sie hat sich zum Erlass der Festlegung entschlossen, um mithilfe der Festlegung die Beschaffung der Verlustenergie einerseits der Volatilität der betreffenden Kosten Rechnung zu tragen, andererseits um die Beschaffung einer Effizienzkontrolle zu unterziehen und diese in einem einheitlichen Verfahren zu verwirklichen.

52 Die LRegB 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 LRegB stellt für die Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses auf die Entscheidung der BNetzA (BK8-22/003-A) ab. Die Auswahl der Unternehmen ist auch für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, repräsentativ. Strukturelle Unterschiede der Größe, die auf die Verlustenergie bei der Aufgabenwahrnehmung wirken, sind nicht ersichtlich. Die Ergebnisse sind daher auch repräsentativ für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der LRegB. Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann durchaus gebündelt durchgeführt werden, so dass auch hier keine Größennachteile entstehen. Die Unternehmen haben die gesetzliche Pflicht zur effizienten Beschaffung.

53 Darüber hinaus kam in der Entscheidung der BNetzA (BK8-22/003-A) der 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.

- 54 Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessen-gerechte 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 für ihre Entscheidung die tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie ausgewertet hat, 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. Insgesamt wurden von der BNetzA 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.
- 55 Die BNetzA hat zur Bestimmung des oben genannten Verhältnisses den Median der ausgewerteten Daten verwendet. 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, wurde der Median verwendet, da er in dieser Hinsicht robuster gegenüber Ausreißern ist.
- 56 Die Verlustenergiemenge wird auf den individuell festgestellten Wert des Basisjahres 2021 fixiert. An § 27 Abs. 1 Nr. 6 Stromnetzzugangsverordnung (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 Mengenkompente 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.

- 57 Für bisher nicht vorhersehbare Entwicklungen des Strommarktes behält die LRegB sich ausdrücklich eine Änderung des Vorgehens vor.
- 58 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.
- 59 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.

3. Gebühren (Tenorziffer 8)

- 60 Hinsichtlich der Kosten ergeht eine gesonderte Entscheidung nach § 91 EnWG.

4. Öffentliche Bekanntmachung

- 61 Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen i.S.d. § 3 Nr. 3 EnWG im Zuständigkeitsbereich der LRegB erfolgt, ersetzt die LRegB die Zustellung nach § 73 Abs. 1 Satz 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a Satz 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der LRegB und im Amtsblatt der LRegB bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a Satz 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der LRegB zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg mit Sitz in Stuttgart einzureichen. Es genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Stuttgart mit Sitz in Stuttgart eingeht.

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

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Dies gilt nicht für Beschwerden der verfahrensbeteiligten Bundesnetzagentur.

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

Über die Beschwerde entscheidet das Oberlandesgericht Stuttgart.