



# Baden-Württemberg

LANDESREGULIERUNGSBEHÖRDE  
BEIM MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Az.: UM49-4455-18/4

Stuttgart, den 07.07.2023

## 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 07.07.2023, 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 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 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 (Az.: 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 22.05.2023 auf der Internetseite der LRegB ([www.versorger-bw.de](http://www.versorger-bw.de)) bekannt gemacht. Gleichzeitig wurde dort ein Entwurf der Festlegung veröffentlicht und Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 09.06.2023 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 31.05.2023.
- 7 Mit E-Mail vom 22.05.2023 wurden zudem alle Elektrizitätsverteilernetzbetreiber innerhalb des Zuständigkeitsbereichs der LRegB sowie die betroffenen Verbände über die Verfahrenseinleitung und die Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 09.06.2023 gegeben.
- 8 Die BNetzA ist am Verfahren beteiligt und erhielt mit E-Mail vom 22.05.2023 ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme.
- 9 Es sind Stellungnahmen von insgesamt sechs Netzbetreibern und einem Verband eingegangen. Die LRegB hat alle bis zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegenden Stellungnahmen ausgewertet und abgewogen. Die Stellungnahmen enthalten insbesondere folgende wesentliche Aspekte:

### Veränderte Marktbedingungen / Referenzband

- 10 Im Vergleich zur letzten Regulierungsperiode hätten sich die Marktbedingungen in Bezug auf Preise, Volatilität und Angebotsverfügbarkeit erheblich verändert, so dass die Netzbetreiber aktuell und zukünftig sehr hohen Preisrisiken ausgesetzt seien. Grundsätzlich werde die Anwendung eines „Referenzband-Modells“ begrüßt. Im Sinne einer effektiveren Reduktion des Beschaffungsrisikos solle jedoch das beabsichtigte Modell dahingehend modifiziert werden, dass die Kosten für die Verlustenergiebeschaffung kostendeckend berücksichtigt werden, wenn diese Kosten innerhalb des Referenzbandes liegen. Somit könnten die tatsächlichen durchschnittlichen Beschaffungskosten in voller Höhe in Ansatz gebracht werden, wenn diese Kosten innerhalb des Risikobandes lägen. Für den Fall, dass die tatsächlichen durchschnittlichen Beschaffungskosten den Höchstwert des Risikobandes überschreiten, hätte der Netzbetreiber hingegen diese Kostenunterdeckung in Höhe der über den Höchstwert hinausgehenden Kosten zu tragen. Sollten die tatsächlichen durchschnittlichen Beschaffungskosten unter dem Tiefstwert des Risikobandes liegen, dürfte der Netzbetreiber lediglich die Differenz zwischen den Kosten, die unter Zugrundelegung des Tiefstwerts anerkennungsfähig sind und den tatsächlichen Beschaffungskosten in Ansatz bringen.

### Strukturierungskosten / Aufschläge

- 11 Des Weiteren wird vorgetragen, dass aufgrund der veränderten Marktbedingungen und der damit verbundenen drastisch gestiegenen Risikoaufschläge das Referenzband die aktuellen Preisrisiken nicht adäquat abbilde. Die Referenzpreisformel sei deshalb um einen pauschalen Term (Euro/MWh) oder durch einen prozentualen Aufschlag zu erweitern.

### Verhältnis Baseload / Peakload

- 12 Die Senkung des Baseload-Anteils von 69 % in der dritten Regulierungsperiode auf nun 53 % sei nicht ausreichend. Das Base-/Peak-Verhältnis sei so anzupassen, dass der Median in allen Jahren unter dem Referenzpreis liege.

### Datengrundlage

- 13 Die Ergebnisse, welche die BNetzA aus ihren Datenauswertungen ableite, seien nicht nachvollziehbar. Es fehle eine Veröffentlichung der zugrundeliegenden Daten im Zuge der Konsultation.

### Mengenfixierung

- 14 Die Fixierung der Verlustenergiemenge auf die geprüften Werte des Basisjahres für den gesamten Zeitraum der Regulierungsperiode sei nicht sachgerecht. Diese Vorgehensweise verkenne die in den nächsten Jahren stark steigende Stromnachfrage aufgrund der Energie-, Wärme- und Verkehrswende. Der daraus resultierende Anstieg der Netzlast (bspw. durch die Zunahme von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sowie deren Ladestationen) finde weitestgehend in der Niederspannung statt, welche physikalisch bedingt die höchste Verlustenergiequote aufweise und absehbar zu einem überproportionalen Anstieg der Verlustenergiemenge führen werde. Es solle daher eine Dynamisierung der Mengenkomponente zugelassen werden. Des Weiteren wird erklärt, dass es sachgerechter sei, wenn die Verlustenergiemengen jährlich erfasst würden, da die Netzbetreiber die Daten ohnehin jährlich veröffentlichen.

### Widerrufsvorbehalt

- 15 Es solle konkretisiert werden, wie die Netzbetreiber in Bezug auf den Widerrufsvorbehalt einen solchen Nachweis erbringen können. Zudem wird vorgetragen, dass der Widerrufsvorbehalt für den Fall erheblicher Verlustmengensteigerungen nicht ausreichend sei.

### Kosten für den Betriebsverbrauch

- 16 Die Marktveränderungen an den Strombörsen hätten auch erhebliche Auswirkungen auf die Kosten für den Betriebsverbrauch der Netzbetreiber, so dass diese Kosten auch als volatile Kosten i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV einzuordnen seien. In der Vergangenheit sei von den Regulierungsbehörden teilweise als Vergleichsmaßstab der Referenzpreis für Verlustenergie des Basisjahres zur Ermittlung der anererkennungsfähigen Kosten für den Betriebsverbrauch des Basisjahres herangezogen worden. Es wird zudem auf die VOLKER-Festlegung der LRegB vom 01.02.2023 (Az.: UM49-4455-18/5) verwiesen, in welcher die Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV anerkannt werden. Diese Kostenart entspreche im Strombereich dem technischen Betriebsverbrauch, welcher vorrangig der Steuerung und dem Betrieb der technischen Anlagen diene, so dass derart vergleichbare Kosten regulatorisch gleich zu bewerten seien.

## **2. Rechtliche Würdigung**

### **2.1 Zuständigkeit**

17 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**

18 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.

19 Der Widerrufsvorbehalt in Tenorziffer 6 beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 Landesverwaltungsverfahrensgesetz Baden-Württemberg (LVwVfG).

20 Die Befristung in Tenorziffer 7 beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG.

21 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 steht bis zu einer Neuregelung durch den Gesetz- bzw. Ordnungsgeber 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**

22 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**

23 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.

24 Folgende Erläuterungen hierzu im Einzelnen:

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

25 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.

26 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.

27 Mit Tenorziffer 1 bis 4 wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt.

- 28 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 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). 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.
- 29 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 selbständig 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

- 30 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.
- 31 Die LRegB stellt für die Berechnung des Referenzpreises auf die Entscheidung der BNetzA über die Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der vier-

ten Regulierungsperiode (Az.: 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.

- 32 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.
- 33 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.
- 34 Die Grundlagen der Auswertung werden auf Wunsch der Netzbetreiber auf der Internetseite der BNetzA dargelegt. Die zur Berechnung verwendeten Daten finden sich unter:
- 35 *<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 (Az.: BK8-22/003-A)*
- 36 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.

- 37 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.
- 38 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. 30f. ermittelten durchschnittlichen Base-/Peak-Verhältnis für die Lieferjahre 2019-2023.
- 39 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.
- 40 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.

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

#### Referenzband

- 42 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.
- 43 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 %.
- 44 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.
- 45 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

- 46 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.
- 47 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. Dieser ist auch im Verlauf der dritten 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. Die LRegB hält daher an dem Ansatz der Fixierung der im Rahmen der Kostenprüfung festgestellten Menge des Basisjahres fest.
- 48 Von einer Änderung des Vorgehens sieht die LRegB auch im Lichte der Stellungnahmen ab, die den Ansatz einhellig thematisiert und kritisiert haben. Die LRegB hält die

Mengenfixierung weiterhin für angemessen. 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. Die LRegB verweist daher auf den Widerrufsvorbehalt nach Tenorziffer 6.

- 49 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

- 50 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:

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

- 51 Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten darf der Verteilernetzbetreiber unter Berücksichtigung des Referenzbandes behalten bzw. sind durch den Verteilernetzbetreiber zu tragen.
- 52 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)**

- 53 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 mit der folgenden Maßgabe jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen.
- 54 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 verbleiben maximal 20 % der ansatzfähigen  $VK(t)$ .
- 55 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)**

- 56 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)**

57 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**

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

59 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.

60 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 Gewichtungverhältnisses auf die Entscheidung der BNetzA (Az.: 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.

- 61 Dem Vortrag, die derzeitige Referenzpreissystematik berücksichtige nicht in hinreichendem Maße die Kosten für die Beschaffung und Strukturierung, tritt die LRegB 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 LRegB führt zum anderen eine Durchschnittsbetrachtung durch; eine Berücksichtigung von individuellen Preisen ist nicht intendiert. Zudem sind pauschale Aufschläge nach Auffassung der LRegB 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.
- 62 Die LRegB hat sich – in Übereinstimmung mit der BNetzA – dazu entschieden, der von Seiten der Netzbetreiber vorgetragenen erheblich erschwerten Beschaffungssituation durch veränderten Marktbedingungen mit der Einführung eines Referenzbandes zu begegnen. Im Rahmen der Stellungnahmen wird hierzu eine Modifizierung des Referenzbandes hinsichtlich einer Anerkennung der Kosten, wenn die Kosten für die Verlustenergiebeschaffung innerhalb des Referenzbandes liegen, angeregt. Die LRegB hat diese Variante auch in ihre Überlegungen miteinbezogen, sich jedoch dafür entschieden die Methodik des Referenzbandes, wie es auch von der BNetzA angewandt wird, einzuführen. Das angewandte Referenzband stellt eine effektive Risikobegrenzung bei der Verlustenergiebeschaffung dar und sichert gleichzeitig die gewünschte Anreizwirkung.
- 63 Darüber hinaus kam in der Entscheidung der BNetzA (Az.: 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.
- 64 Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessengerechte Regelung vor. Ein gleich geeignetes, milderer Mittel ist nicht verfügbar. Die Festlegung stellt keinen übermäßigen Eingriff in die Rechte der Netzbetreiber dar. Dies wird insbesondere dadurch gestützt, dass die 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. Die LRegB sieht von der im Rahmen der Stellungnahmen vorgetragene weiteren Anpassung des Base-/Peak-Verhältnisses ab, da die Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses auf Basis der Auswertungen der BNetzA als sachgerecht bewertet wird.

- 65 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, so dass 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.
- 66 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 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.
- 67 Für bisher nicht vorhersehbare Entwicklungen des Strommarktes behält die LRegB sich ausdrücklich eine Änderung des Vorgehens vor.
- 68 Im Rahmen der Stellungnahmen wird eine Anerkennung der Kosten des Betriebsverbrauchs als volatile Kosten i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV gefordert. Die LRegB hält diese

nicht für erforderlich. Regulierungsbehörden sind nicht gehalten, sämtliche Kostenpositionen, die Merkmale der Volatilität aufweisen, im Wege einer Festlegung regulatorisch als volatile Kosten zu behandeln. Volatile Kosten stellen in dem grundsätzlich auf einem Budgetprinzip beruhenden System der Anreizregulierung eine Ausnahme dar, so dass die Regulierungsbehörde im Rahmen ihres Ermessens entsprechende Festlegungen ganz unterlassen oder z.B. zur Abfederung wesentlicher Risiken auf besonders bedeutsame Kosten beschränken kann. Einen Anlass zur Einbeziehung des Betriebsverbrauchs ergibt sich auch nicht aus der Einbeziehung von Vorwärmkosten in ihre Festlegung volatiler Kosten für Gasnetzbetreiber. Die genannte Festlegung ist hinsichtlich Voraussetzungen, Anwendungsbereich und Rechtsfolgen auf die spezifische aktuelle Situation der Gasnetzbetreiber zugeschnitten. Der Energieverbrauch zur Vorwärmung im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung ist zudem kein mit dem Betriebsverbrauch von Stromnetzbetreibern kongruenter Sachverhalt.

- 69 Eine in den Stellungnahmen geforderte weitergehende Konkretisierung des Widerrufsvorbehalts erachtet die LRegB nicht als notwendig.
- 70 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.
- 71 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)**

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

### **4. Öffentliche Bekanntmachung**

- 73 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.**

gez. Böckler