



**Beschluss**

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

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

hat die Regulierungskammer Mecklenburg-Vorpommern, Schloßstraße 6-8, 19053 Schwerin, als Landesregulierungsbehörde

durch

den Vorsitzenden	Christian Engelke,
den Beisitzer	Daniel Thurn und
die Beisitzerin	Ute Elisabeth Torka

gegenüber der xxx, vertreten durch den Geschäftsführer

- Netzbetreiber –

am 18. September 2023 beschlossen:

1. Der Netzbetreiber wird 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 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. Der Netzbetreiber hat die Kosten des Verfahrens in Höhe von 500,00 € zu tragen.

## **Gründe**

### **I.**

Der Netzbetreiber betreibt ein Stromverteilernetz in Mecklenburg-Vorpommern. An das Stromverteilernetz des Netzbetreibers sind weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen und das Stromverteilernetz reicht nicht über die Grenzen von Mecklenburg-Vorpommern hinaus.

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, physikalisch bedingte Netzverluste (Verlustenergie) auszugleichen. Die hierfür benötigte Energie haben sie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren zu beschaffen.

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.

Mit der vorliegenden Festlegung trifft die Regulierungskammer M-V eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten als volatile Kosten für die vierte Regulierungsperiode.

Mit Schreiben vom 17.07.2023 hat die Regulierungskammer alle Elektrizitätsverteilernetzbetreiber innerhalb ihres Zuständigkeitsbereichs sowie die betroffenen Verbände über die Verfahrenseinkunft informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 20.08.2023 gegeben.

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

#### Veränderte Marktbedingungen / Referenzband:

Im Vergleich zur letzten Regulierungsperiode hätten sich die Marktbedingungen in Bezug auf Preise, Volatilität und Angebotsverfügbarkeit erheblich verändert. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen seien hierdurch aktuell und zukünftig sehr hohen Preisrisiken ausgesetzt. Grundsätzlich werde die Anwendung eines Referenzband-Modells begrüßt. Im Sinne einer effektiven 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 die Kosten innerhalb des Risikobandes lägen. Für den Fall, dass die tatsächlichen durchschnittlichen Beschaffungskosten den Höchstwert des Risikobandes überschreiten, hätte der Netzbetreiber hingegen die 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. Eine solche Modifizierung des „Referenzband-Modells“ stelle ein gleichsam geeignetes, jedoch milderer Mittel dar.

#### Mengenfixierung:

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-, 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 Verlustenergiemengen führen werde. Es solle daher eine Dynamisierung der Mengenkomponekte zugelassen werden. Es sei zudem sachgerechter, wenn die Verlustenergiemengen jährlich erfasst würden.

### Grünstellung der Verlustenergiekosten

Die Beschaffung von erneuerbar erzeugtem Strom für die Verlustenergie sei unter dem derzeitigen Rechtsrahmen nicht möglich. Mit Blick auf ein Vorantreiben der Energiewende solle die Festlegung bereits jetzt die Bereitschaft der Regulierungskammer formulieren, die Festlegung bei Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens insofern anzupassen, als das etwaige Mehrkosten bei der Beschaffung von grünem Strom berücksichtigt werden.

### Widerrufsvorbehalt

Der in der Tenorziffer 6 enthaltene Widerrufsvorbehalt sei nicht ausreichend für den Fall, dass infolge der Entwicklungen in der Elektrifizierung und der Elektromobilität sowie durch den immensen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen netzbetreiberübergreifend erhebliche Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode eintreten. Es solle zudem konkretisiert werden, wie die Netzbetreiber in Bezug auf den Widerrufsvorbehalt einen solchen Nachweis erbringen können.

### Kosten für den Betriebsverbrauch

Die Marktveränderungen an den Strombörsen hätten auch erhebliche Auswirkungen auf die Kosten für den Betriebsverbrauch der Netzbetreiber. Diese seien daher auch als volatile Kosten im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV einzuordnen. In der Vergangenheit sei von den Regulierungsbehörden teilweise als Vergleichsmaßstab der Referenzpreis für Verlustenergie des Basisjahres zur Ermittlung der anerkennungsfähigen Kosten für den Betriebsverbrauch des Basisjahres herangezogen worden. Es läge zudem eine Parallele zu der VOLKER-Festlegung der Regulierungskammer vom 28.12.2022 vor. In dieser seien Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV anerkannt worden. Diese Kostenart entspreche im Strombereich dem technischen Betriebsverbrauch, welcher vorrangig der Steuerung und dem Betrieb der technischen Anlagen diene. Derart vergleichbare Kosten seien auch regulatorisch gleich zu bewerten.

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

## **1. Anwendung des nationalen Rechts**

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

## **Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18**

Die Regulierungskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Regulierungskammer enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

### **1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

### **1.2 Reichweite der Entscheidung**

Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

### **1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts**

Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

### **1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie**

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen

(sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

#### **1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt**

Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Regulierungskammer hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).



### **1.4.2 Belastung Einzelner verboten**

Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Regulierungsbehörde aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Regulierungsbehörde unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

### **1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts**

Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit

auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Regulierungsbehörde die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

### **1.5 Interessenabwägung**

Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Regulierungskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Regulierungskammer, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare

Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

## **2. Rechtmäßigkeit der Entscheidung unter Anwendung des nationalen Rechts**

Die dem Beschluss zugrunde gelegte Entscheidung ist auch nach Maßgabe des nationalen Rechts rechtmäßig.

### **2.1 Ermächtigungsgrundlage**

Die Festlegung zu volatilen Kostenanteilen erfolgt auf Grundlage des § 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.

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.

### **2.2 Formelle Rechtmäßigkeit**

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Festlegung zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs.5 ARegV fällt gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 1 RegKG M-V in die Zuständigkeit der Regulierungskammer als zuständige Landesregulierungsbehörde, da an das Stromverteilernetz des Netzbetreibers weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Netz nicht über das Gebiet des Landes Mecklenburg-Vorpommern hinausreicht.

Die Regulierungskammer hat zudem den betroffenen Netzbetreibern und den Verbänden gemäß § 67 Abs. 1, 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

## **2.3 Materielle Rechtmäßigkeit**

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, 11 Abs. 5 ARegV liegen vor. Die Festlegung zu den volatilen Kostenanteilen für Verlustenergiekosten erfüllt die tatbestandlichen Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Sie ist zudem ermessensfehlerfrei ergangen. Insbesondere ist die Entscheidung verhältnismäßig.

### **2.3.1 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.

Dies ist vorliegend der Fall. Die Festlegung zu volatilen Kostenanteilen dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a 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 volatile Kosten den Zweck gem. § 1 Abs.1 EnWG auf eine preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung hinzuwirken, indem Anreize gesetzt werden, die eigenen Verlustenergiekosten des Netzbetriebs zu reduzieren und die Energieeffizienz des Netzbetriebs zu erhöhen.

Mit dem Tenor zu 1. bis 4. wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als volatile Kostenanteile festgelegt. Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Gemäß § 10 Abs. 1 S. 1 StromNZV sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien (Ausschreibungs-)Verfahren zu beschaffen. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung von Elektrizität, die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigt werden.

Gemäß § 11 Abs. 5 S.1 Nr. 1 ARegV gelten grundsätzlich 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 vorhergehen-

den Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten nach § 11 Abs. 5 S.2 ARegV als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nr. 4a festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17). Die Regulierungskammer 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.

Da die tatbestandlichen Voraussetzungen zu volatile Kostenanteile und das Verfahren zur Ermittlung der Höhe der Kosten durch Gesetz und Verordnung nur rudimentär geregelt sind, gibt die Festlegung die nachfolgend dargestellte Methode zur Bestimmung der ansatzfähigen Kosten vor. Dies ist auch im Sinne des Ordnungsgebers, der der Regulierungsbehörde die Befugnis einräumt, einen Mechanismus festzulegen, der Anreize zur effizienten Beschaffung dieser Energiemengen setzt und nicht verkennt, dass die tatsächliche Höhe der Kosten überwiegend nicht dem Einflussbereich des Netzbetreibers unterliegt. Der Regulierungsbehörde wird insoweit im Rahmen des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV ein Beurteilungsspielraum hinsichtlich der (operativen) Methodik durch den Ordnungsgeber eingeräumt.

Unter Zugrundelegung dieser Maßstäbe hat die Regulierungskammer auch berücksichtigt, dass der Verteilernetzbetreiber 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 anpasst. 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

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 Base-Preis (53 %) und dem Peak-Preis (47 %). Die Grundlage dieser Gewichtung ist – wie bereits im Rahmen der Festlegung volatiler Kosten für Verlustenergiebeschaffung der zweiten und dritten Regulierungsperiode – eine von der Bundesnetzagentur durchgeführte Auswertung der 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. Die Auswertung umfasst insgesamt 96 Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

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. Die Regulierungskammer legt diese Auswertung der Bundesnetzagentur ihrer Festlegung zu Grunde.<sup>1</sup>

Die im Rahmen der Kostenprüfung genannten tatsächlichen 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 durch die Bundesnetzagentur auf die von den Verteilernetzbetreibern angegebenen, tatsächlichen Preise für die Beschaffung von Verlustenergie abgestellt wurde, sind auch aus Sicht der Regulierungskammer M-V sämtliche Kosten, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie stehen, abgedeckt.

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

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 Regulierungskammer führt daher einen Mindestabstand zwischen Base- und Peakpreis in die Berechnungssystematik des Referenzpreises ein. Dieser Mindestbestand wird für die vierte Regulierungsperiode auf 22,5% festgelegt. Dieser Wert ergibt

---

<sup>1</sup> 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)*

sich aus dem unten 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

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

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  $t$ .

Der Referenzpreis aus tatsächlichen Kosten für Verlustenergie der Vergangenheit macht keine Vorgaben für eine bestimmte Beschaffungsstrategie. Vielmehr ist der Netzbetreiber frei die Verlustenergie effizient zu beschaffen. Es ist weder geboten noch notwendig, dass jeder Netzbetreiber auf genau dieser Basis die tatsächliche Beschaffung vornimmt. Die Unternehmen sind gehalten, die Verlustenergie möglichst gut und effizient zu bewirtschaften.

### Referenzband

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 Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen eine erschwerte Beschaffungssituation ergeben.

Dieser Situation begegnet die Regulierungskammer – in Anlehnung an den Beschluss 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 %.

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.

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 Mengenkomponeute findet nicht statt. Um den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, die Verlustenergie weiter zu optimieren, hält die Regulierungskammer es demnach weiterhin für geboten, die Verlustenergiemenge – entsprechend der Festlegung volatile Kosten Verlustenergie für die zweite und 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 zweiten und dritten Regulierungsperioden und zeigt, dass eine Anreizwirkung durchaus gegeben ist. Im Hinblick auf eine sich derzeit weder abzeichnende noch belegte potentielle Umkehr dieser Tendenz verweist die Regulierungskammer auf den Widerrufsvorbehalt nach Tenorziffer 6.



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 Regulierungskammer 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 zweiten und 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 Regulierungskammer hält daher an dem Ansatz der Fixierung der im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Menge des Basisjahres fest.

Von einer Änderung des Vorgehens sieht die Regulierungskammer auch im Lichte der Stellungnahmen ab, die den Ansatz mehrheitlich thematisiert und kritisiert haben. Sie hält die Mengenfizierung weiterhin für angemessen.

Im Rahmen der Mengenauswertung aller Netzbetreiber im Regelverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur 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 Regulierungskammer einen Widerrufsvorbehalt aufgenommen. Dieses Vorgehen hat sich aus Sicht der Kammer bewährt. Eine Anpassung der Festlegung kommt nur bei netzbetreiberübergreifenden, erheblichen Änderungen der Verlustenergiemengen innerhalb der vierten Regulierungsperiode in Betracht. Die Regulierungskammer verweist diesbezüglich auf den Widerrufsvorbehalt nach Tenorziffer 6.

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

#### Anpassung der Erlösobergrenze

Die Erlösobergrenze wird durch den Verteilernetzbetreiber jährlich um die Differenz  $D$  aus den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Verlustenergiekosten  $KVE_{gen.}$  und den für das jeweilige Jahr ansatzfähigen Kosten angepasst:

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

Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Verlustenergiekosten darf der Verteilernetzbetreiber unter 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 – VI-3 Kart 62/13 (V)).

## **2.4 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.

## **2.5 Widerrufsvorbehalt (Tenor zu 6)**

Die Regulierungskammer M-V behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 3 Landesverwaltungsverfahrensgesetz Mecklenburg-Vorpommern (LVwVfG M-V) den Widerruf dieser Festlegung vor. Der Widerrufsvorbehalt tritt neben die Änderungsmöglichkeiten nach § 29 Abs. 2 EnWG und den Vorschriften des LVwVfG M-V. Er schafft einen konstitutiven Widerrufsgrund. Die Regulierungskammer 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 erforderlich machen. Die Regulierungskammer trägt damit den bereits im Rahmen der dritten Regulierungsperiode berücksichtigten Sorgen der Unternehmen weiterhin Rechnung, in denen eine steigende Entwicklung der Verlustenergiemengen vorhergesagt wird.

## **2.6 Befristung der Festlegung (Tenor zu 7)**

Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 LVwVfG M-V bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet.

## **3. Ermessen**

Bei der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungskammer gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV ein Entscheidungsspielraum zu. Sie hat das ihr eingeräumte Ermessen pflichtgemäß ausgeübt.

Insbesondere hat die Regulierungskammer von ihrem Aufgreifermessen rechtmäßig Gebrauch gemacht, indem Sie sich zum Erlass der Festlegung entschlossen hat.

Die Festlegung verfolgt ein legitimes Ziel. Sie dient im Sinne der Anreizregulierung der Effizienzkontrolle, mithin der Umsetzung des in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecks, eine möglichst sichere, preisgünstige verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten.

Hintergrund der Notwendigkeit einer Effizienzkontrolle für volatile Energieeinkaufspreise sind die auftretenden Kostenschwankungen. Bei der Beschaffung von Verlustenergie kann es zu deutlichen Kostenüberdeckungen oder Kostenunterdeckungen kommen. Die Netzbetreiber haben zudem im Rahmen ihres Ausschreibungsverfahrens Einfluss auf die Höhe der Beschaffungskosten.

Aus den soeben dargelegten Gründen ist es zwingend erforderlich, die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie einer Effizienzkontrolle durch die Regulierungskammer zu unterziehen.

Die Regulierungskammer hat zur Ausgestaltung ihres Ermessens ein geeignetes Mittel gewählt. Eine Maßnahme ist geeignet, wenn es dem Ziel zumindest förderlich ist. Dies ist vorliegend der Fall. Durch die Vorgabe der Berechnung des Preises und der Fixierung der Menge der zu beschaffenden Verlustenergie wird gewährleistet, dass die Kosten hierfür nur in effizientem Umfang in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden. Die Regulierungskammer 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 Aufgabewahrnehmung wirken, sind nicht ersichtlich. Die Ergebnisse sind daher ebenso repräsentativ für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die sich in der Zuständigkeit der Regulierungskammer befinden. Die Beschaffung von Verlustenergie durch kleine Netzbetreiber kann dabei durchaus gebündelt durchgeführt werden, so dass auch in diesem Zusammenhang keine Größennachteile entstehen. Die Unternehmen haben die gesetzlich verankerte Pflicht zur effizienten Beschaffung (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG).

Letztendlich steht einer differenzierten Betrachtungsweise zwischen „kleinen“ und „großen“ Netzbetreibern der – aus § 21 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EnWG fließende – Grundsatz der Wettbewerbsanalogie entgegen. Hiernach könnte sich ein Unternehmen in einem funktionierenden Markt nicht durchsetzen, wenn es infolge seiner geringeren Größe teurer als größere Wettbewerber wäre. Dieser Maßstäbe gelten – wie die Regelung des § 21a Abs. 4 S. 2 und S. 5 EnWG zeigt – auch für die Anreizregulierung.

Auch der ARegV selbst ist ein solches System – welches eine differenzierte Betrachtung und unterschiedliche bzw. abgestufte Effizienzmaßstäbe für „große“ und „kleine“ Netzbetreiber ansetzt – fremd. Vielmehr müssen sich aller Netzbetreiber grundsätzlich an denselben Effizienzmaßstäben messen lassen. Ausnahmsweise sieht die ARegV für „kleine“ Netzbetreiber Erleichterungen in Form der Teilnahme am vereinfachten Verfahren (§ 24 ARegV) oder der fehlenden Ausschreibungspflicht bei der Beschaffung von Verlustenergie (§ 10 Abs. 1 S. 4 ARegV). Hierbei handelt es sich jedoch um verfahrenstechnische Vergünstigungen, welche die „kleinen“ Netzbetreiber vor regulatorischem Aufwand – beispielsweise zusätzlichen Datenabfragen – schützen wollen. Aus diesem Grunde ist die Auswahl der Unternehmen ebenso repräsentativ für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

Die Festlegung zu volatilen Kosten ist zudem erforderlich, d.h. ein gleich geeignetes, milderes Mittel ist nicht verfügbar. Insbesondere hat sich die Einführung einer saisonalen bzw. Quartalsgewichtung in die Berechnungssystematik des Referenzpreises als weder erforderlich noch sachgerecht gezeigt. Eine von der Bundesnetzagentur in Bezug auf die quartalsgewichtete Referenzpreissystematik durchgeführte Auswertung von Verlustgängen des Jahres 2021 bei ausgewählten Netzbetreibern und eine sich hieran anschließende beispielhafte Ermittlung quartalsgewichteter Referenzpreise hat zu keinen signifikanten Unterschieden im Vergleich zur soeben dargestellten Referenzpreissystematik geführt. Die quartalsgewichtete Berechnungssystematik führte nicht in jedem Jahr und nicht ausschließlich zu vorteilhaften Ergebnissen für die Netzbetreiber. Es ist ferner zu berücksichtigen, dass die Ermittlung der Base/Peak-Gewichtung auf Basis der individuellen Beschaffungspreise der Netzbetreiber die Quartalsgewichtung bereits implizit abbildet. Zudem lag die zur Berechnung notwendigen Daten in Form von Settlement-Preisen in der Vergangenheit nicht immer für alle Quartale im Referenzzeitraum vor.

Dem Vorschlag, die derzeitige Referenzpreissystematik berücksichtige nicht in hinreichendem Maße die Kosten für die Beschaffung und Strukturierung, tritt die Regulierungskammer entgegen. Zum einen sollten grundsätzlich sämtliche Kostenbestandteile des Beschaffungsvorgangs durch die Verwendung der tatsächlich gezahlten Beschaffungspreise der Netzbetreiber bei der Ermittlung des Gewichtungsverhältnisses im Rahmen der Referenzpreissystematik Berücksichtigung finden. Die Regulierungskammer führt zum anderen eine Durchschnittsbetrachtung durch; eine Berücksichtigung von individuellen Preisen ist nicht intendiert. Zudem sind pauschale Aufschläge 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.

Die Regulierungskammer hat sich – in Übereinstimmung mit der BNetzA – dazu entschieden, der von Seiten der Netzbetreiber vorgetragene 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 Regulierungskammer hat diese Variante 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.

Die BNetzA hat zur Bestimmung des oben genannten Verhältnisses den Median der ausgewerteten Daten verwendet. Dies dient einerseits der besseren Abbildung des Einflusses kleinerer Netz-

betreiber. 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.

Die Festlegung ist angemessen, da der beabsichtigte Zweck – Effizienzkontrolle im Rahmen der Beschaffung von Verlustenergie – die Schwere des Eingriffs rechtfertigt.

Die Vorgaben des Referenzpreises verstoßen insbesondere nicht gegen den **Grundsatz struktureller Vergleichbarkeit**. Mit dem Referenzpreis, der sich aus einem Durchschnittspreis aller innerhalb eines Jahres gehandelten Phelix-Year Futures bestimmt, wird die tatsächliche Preisentwicklung bei der Beschaffung von Verlustenergie abgebildet. Die Methodik zur Ermittlung des Referenzpreises basiert auf der Auswertung der tatsächlichen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie. Die hierfür erforderlichen Daten stammen von 96 am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreibern, die in originärer Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen. Nach einer Bereinigung von Ausreißern wurden diese auf ein rein fiktives Gewichtungsverhältnis anhand der Börsenstrompreise zurück gerechnet. Dies ergibt eine Gewichtung des Baseload-Preises zu 53 % und des Peakload-Preises zu 47%.

Die Regulierungskammer hat im Rahmen des Erlasses der vorliegenden Festlegung den in § 1 Abs. 1 EnWG verankerten Grundsatz der Umweltverträglichkeit einbezogen. Mögliche Mehrkosten bei der Beschaffung von erneuerbar erzeugtem Strom bzw. „Grünstrom“ für die Verlustenergie konnten dennoch regulatorisch aufgrund gesetzlicher Hürden nicht berücksichtigt werden. Dabei ist die Beschaffung von „Grünstrom“ durch die verfahrensmäßigen Regelungen einer Ausschreibung grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Die Anerkennung von Mehrkosten für Grünstrom widerspricht jedoch dem ebenfalls in § 1 Abs. 1 EnWG verankerten Gedanken des Preisgünstigkeitsgebots. Dieser Widerstreit – der in § 1 Abs. 1 EnWG verankerten und nach der geltenden Gesetzessystematik gleichrangigen Ziele – ist insoweit hinsichtlich des Effizienzgedankens zum Wohle des Preisgünstigkeitsgebots aufzulösen.

Im Rahmen der Stellungnahmen wird eine Anerkennung der Kosten des Betriebsverbrauchs als volatile Kosten i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV gefordert. Die Regulierungskammer 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.

Für bisher nicht vorhersehbare Entwicklungen des Strommarktes behält die Regulierungskammer 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.

Nach alledem beinhaltet die Festlegung zu volatilen Kosten eine sach- und interessengerechte, mithin eine dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz entsprechende Regelung.

### III.

Die Festlegung volatiler Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV stellt eine gebührenpflichtige Amtshandlung dar (§ 91 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 und Abs. 8a EnWG).

Die Regulierungskammer setzt die Gebührenhöhe nach Maßgabe des Gebührenverzeichnisses fest, welches für die Festlegung der volatilen Kostenteile einen Gebührenrahmen von 1.000 bis 100.000 Euro vorsieht, §§ 1, 2 und § 10 VwKostG M-V i.V.m. § 1 Abs. 1 und der Nr. 3.28 der Anlage zu § 1 EnWKostVO M-V.

Sie sind nach § 91 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG Kostenschuldnerin.

Bei der Festlegung der Höhe der konkreten Gebühr sind die Umstände des Einzelfalls entscheidend, wobei der Regulierungsbehörde ein Beurteilungs- und Ermessensspielraum

zukommt (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.02.2011 – VI-3 Kart 274/09 (V), N&R 2011, S. 143 ff.).

Die Regulierungskammer M-V berücksichtigt bei der Festsetzung sowohl den personellen und sachlichen Aufwand (Verwaltungsaufwand im Sinne von § 91 Abs. 3 S. 1 EnWG) als auch die wirtschaftliche Bedeutung der Entscheidung (§ 91 Abs. 3 S. 2 EnWG). Sie prüft ferner, ob die Gebühr aus Billigkeitsgründen zu ermäßigen ist (§ 91 Abs. 3 S. 3 EnWG).

Ein Anlass zur Ermäßigung der Gebühr aus Billigkeitsgründen gemäß § 91 Abs. 3 S. 3 EnWG und § 6 VwKostG M-V ist ersichtlich. Denn die Gebühr im unteren Bereich des vorgesehenen Rahmens in Höhe von 1.000 € ist außergewöhnlich hoch. Die Regulierungskammer M-V hat sich daher entschlossen, die Gebühr zu ermäßigen.

Für den Verwaltungsaufwand wird ein Betrag von 500,00 € erhoben.

Die Gebühr wird mit Bekanntgabe des Bescheides fällig. Der Netzbetreiber wird gebeten, die Gebühr in Höhe von 500,00 € unter Angabe des Kassenzweckens bis zum 13.10.2023 auf das folgende Konto zu überweisen:

Empfänger: LZK Schwerin IBAN: DE261300000000xxxx

Verwendungszweck/ Kassenzweck: **XXXX**



## **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann gemäß §§ 75 Abs. 1, 78 EnWG binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Regulierungskammer Mecklenburg-Vorpommern, Schloßstraße 6-8, 19053 Schwerin einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Rostock (Hausanschrift: Wallstraße 3, 18055 Rostock) 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).

Schwerin, 18.09.2023

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin

Christian Engelke

Daniel Thurn

Ute Elisabeth Torka