



Beschlusskammer 8

- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK8-22/03729-51

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV

**wegen Antrag auf Genehmigung eines Härtefalls wegen gesteigener
Verlustenergiekosten**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, in Wahrnehmung der Aufgaben für das Land
Brandenburg

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
die Beisitzerin Dr. Ursula Heimann
und den Beisitzer Wolfgang Wetzl

auf Antrag der Energieversorgung Guben GmbH, Gasstraße 11, 03172 Guben, vertreten durch
die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

am 31.10.2025 beschlossen:

1. Der Antrag auf Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Jahres 2023 wird abgelehnt.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 14.10.2022 einen Antrag auf Anpassung der festzulegenden kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Jahres 2023 nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV gestellt.

Die Antragstellerin hat keinen konkreten Aufschlag auf die Erlösobergrenze des Jahres 2023 beziffert. Es handelt sich um Mehrkosten bei der Beschaffung von Verlustenergie, die nicht durch die für das Jahr 2023 anerkennungsfähigen volatilen Kosten für Verlustenergie gedeckt sind.

Die Beschlusskammer hat in ihrem Beschluss zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin vom 19.03.2019 (AZ: BK8-17/3729-11) eine Verlustenergiemenge von 1.825 MWh berücksichtigt. Der Referenzpreis gemäß des Beschlusses BK8-18/0001-A vom 09.05.2018 der Beschlusskammer (Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode) betrug 143,73 €/MWh für das Jahr 2023. Daraus ergeben sich bei der Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze zu berücksichtigende volatile Kosten für die Verlustenergie in Höhe von [REDACTED] für das Jahr 2023. Die Antragstellerin gibt an, für das Jahr 2023 Verlustenergie im Umfang von zunächst 1.650 MWh bei einem durchschnittlichen Preis in Höhe von [REDACTED] € je MWh beim konzernverbundenen Vertrieb beschafft zu haben. Daraus ergaben sich für das Jahr 2023 Beschaffungskosten der Verlustenergie i. H. v. [REDACTED] €. Mit E-Mail vom 15.11.2024 hat die Antragstellerin diesen Wert auf [REDACTED] €

korrigiert, da letztlich im Jahr 2023 Verlustenergie lediglich im Umfang von 1.500 MWh angefallen sei (Ist-Abrechnung). Nach Auffassung der Antragstellerin seien diese erhöhten Aufwendungen auf ein unvorhersehbares Ereignis zurückzuführen und würden eine unzumutbare Härte darstellen.

Am 09.11.2022 fand ein Informationsgespräch zwischen Vertretern der Antragstellerin sowie der Beschlusskammer statt. Die Beschlusskammer hat nach erster Prüfung mit Schreiben vom 09.11.2022 angeregt, den Antrag bis zum Vorliegen des testierten Jahres- und Tätigkeitsabschlusses für das Antragsjahr ruhen zu lassen. Es lag keine Situation vor, die die wirtschaftliche Fortführung des Unternehmens bedroht und die ein sofortiges Handeln mit einer unterjährigen Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich gemacht hätte. Dies hat die Antragstellerin bestätigt und hierzu mit Schreiben vom 11.11.2022 ihr Einverständnis erklärt. Mit E-Mail vom 15.07.2024 übermittelte die Antragstellerin den Jahres- und Tätigkeitsabschluss, einschließlich des Berichts nach § 6b Abs. 6 EnWG und bat um Wiederaufnahme und Prüfung des Antrags. Dabei lagen nicht alle erforderlichen Informationen vor. Auf Nachfragen der Beschlusskammer übermittelte die Antragstellerin mit E-Mail vom 15.11.2024 sowie vom 05.05.2025 weitere Informationen, insbesondere zur Verlustenergiebeschaffung der Jahre 2023, 2024 und 2025 sowie einen Erhebungsbogen mit den Kostendaten des Jahres 2023.

Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 09.09.2025 Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 15.09.2025 erklärt, dass sie auf eine weitere Stellungnahme verzichtet.

II.

Eine Anpassung der Erlösobergrenze der Antragstellerin auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 4 Abs. 4 Nr. 2 erfolgt nicht. Der Antrag war abzulehnen.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat 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 nationalen Regulierungsbehörde 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.

1.1 **Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der

Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben

des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, 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. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde. Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Brandenburg gemäß dem Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 27.11./09.12.2013 (Bekanntmachung ABl.

Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014, in Kraft seit dem 18.03.2014) i.V.m. dem Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 14.03.2014 (Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg Nr. 16/25 vom 17.03.2014).

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

3. Ermächtigungsgrundlage

Die beantragte Anpassung bedarf nach § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV der Festlegung durch die Regulierungsbehörde. Nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV kann eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn auf Grund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde.

Die Ermächtigungsgrundlage macht keine zwingenden Vorgaben zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösobergrenze. Die Beschlusskammer erachtet eine unverzügliche – ggf. unterjährige – Entscheidung über die Anpassung der Erlösobergrenze noch im Antragsjahr lediglich dann als erforderlich, wenn das antragstellende Unternehmen aufgrund der gegenständlichen, gestiegenen Kostenposition etwa vor Liquiditätsproblemen steht und ggf. sogar die wirtschaftliche Fortführung des Unternehmens bedroht ist. Eine solche Entscheidung wird im Regelfall mangels gesicherter Erkenntnisse zur Kosten- und Vermögenslage im Wege einer vorläufigen Anordnung nach § 72 EnWG zu treffen sein. Im Übrigen kann die Entscheidung über die Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV aus Sicht der Beschlusskammer auch erst nach dem Antragsjahr erfolgen. Eine insoweit spätere Entscheidung erlaubt den Rückgriff auf gesicherte Erkenntnisse in Bezug auf die Kosten- und Vermögenslage und ist daher aus prozessökonomischen Gründen zu bevorzugen, da auf eine vorläufige Anordnung verzichtet werden kann. Dies gilt insbesondere für die Fragestellung der Kosten für Verlustenergie, in der hohe Großhandelspreise bei der Beschaffung sich über den Referenzpreis erst in den Folgejahren in den anerkennungsfähigen Kosten des Netzbetreibers niederschlagen.

Vorliegend hat die Beschlusskammer im Gespräch am 09.11.2022 zunächst sichergestellt, dass keine Umstände vorlagen, die eine kurzfristige Entscheidung über den Antrag erforderten. Von einer Entscheidung noch im Antragsjahr konnte daher abgesehen werden.

4. Entscheidungsgründe zum Antrag (Tenorziffer 1)

Der Antrag war abzulehnen. Die Beschaffungsmehrkosten der Antragstellerin für Verlustenergie im Jahr 2023 stellen keine unzumutbare Härte im Sinne des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV dar.

4.1 Vorliegen eines unvorhersehbaren Ereignisses in 2023

Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass das Auftreten stark erhöhter Strombeschaffungskosten im Jahr 2023 und damit mittelbar die stark erhöhten Verlustenergiebeschaffungskosten für die Antragstellerin ein unvorhersehbares Ereignis darstellen.

§ 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV setzt auf Tatbestandsebene zunächst den Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses voraus. Ausweislich der Verordnungsbegründung ist hierunter ein außergewöhnlicher, der Planung und Vorhersage entzogener Umstand wie etwa eine Naturkatastrophe oder ein Terroranschlag zu verstehen (vgl. vgl. BR-Drucks. 417/07, S. 45). Darauf ist der Begriff nach ständiger Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) jedoch bei einer an Sinn und Zweck der Härtefallregelung orientierten Auslegung nicht beschränkt. Im Einklang mit der Rechtsprechung des BGH kommt als unvorhersehbares Ereignis des Weiteren auch ein Umstand in Betracht, der im Genehmigungsverfahren, ohne dass es auf die subjektiven Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde oder des betroffenen Netzbetreibers im Zeitpunkt der Behördenentscheidung ankäme, wegen des Zeitversatzes zu dem maßgeblichen Basisjahr nach den hierfür maßgeblichen Vorschriften nicht berücksichtigungsfähig war (BGH, Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10 – EnBW Regional, Rn. 74).

Kein unvorhersehbares Ereignis liegt hingegen vor, wenn der betreffende Umstand durch spezielle Anpassungs- und Korrekturregelungen der ARegV abschließend geregelt oder nach den einschlägigen Regelungen dem Risikobereich des Netzbetreibers zugewiesen ist (BGH, Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10 – EnBW Regional, Rn.76).

Im Zusammenhang mit Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hat der BGH ferner festgehalten, dass „Preisteuerungen von 50 % bzw. 100 % [...] nicht mehr einer nach dem Lauf der Dinge vorhersehbaren Teuerung zuzurechnen [seien]“ (BGH, Beschl. v. 28.6.2011 – EnVR 48/10 – EnBW Regional, Rn. 82). In dieser Hinsicht ist indes zu bedenken, dass zum Zeitpunkt der Entscheidung des BGH die Verlustenergie noch nicht als volatiler Kostenanteil galt und somit jede nach dem Basisjahr auftretende Kostensteigerung der Verlustenergie nicht berücksichtigungsfähig war.

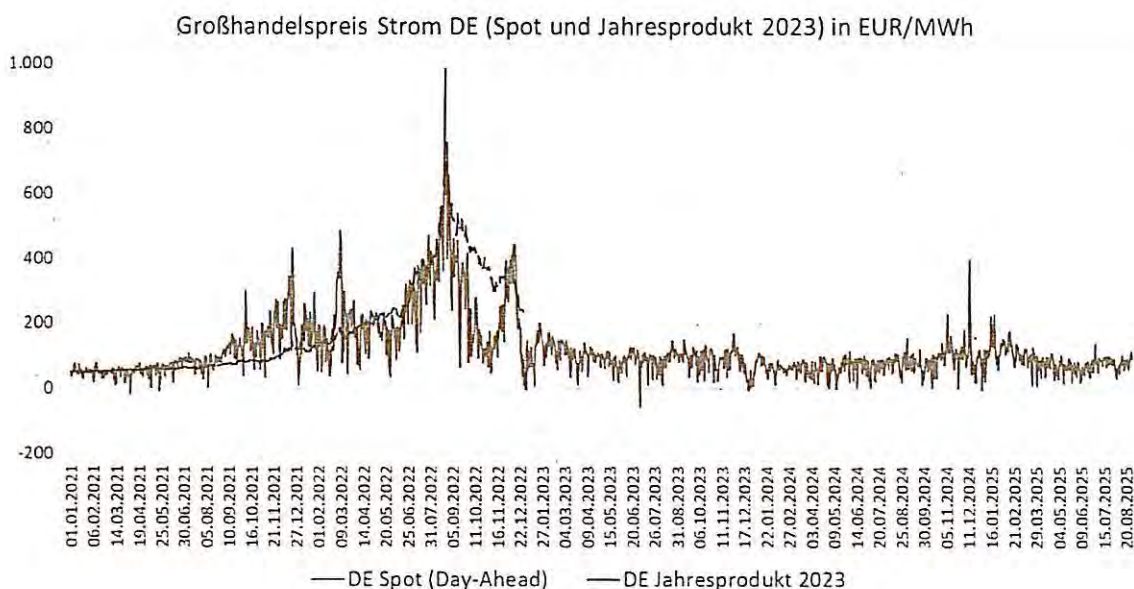
Gegen den Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses spricht ferner, dass die Antragstellerin das erhöhte Kostenrisiko ihres Beschaffungsverhaltens für die Verlustenergie des Jahres 2023 im Jahr 2022 hätte erkennen können. So hat die Antragstellerin die gesamte Jahresmenge an Verlustenergie im Rahmen einer Inhouse-Vergabe beim eigenen Vertrieb in Auftrag gegeben. Im Juli 2022 hat die Antragstellerin bei ihrem eigenen Vertrieb eine Angebotsanfrage gestellt. Auf diese Angebotsanfrage wurde am 04.10.2022 eine ausgeschriebene Menge in Höhe von 1.650.000 kWh zu einem Beschaffungspreis von [REDACTED] €/MWh vergeben. Eine Diversifizierung der Beschaffungsmenge, eine gemeinsame Beschaffung mit anderen oder wenigstens eine offene Ausschreibung hätten zumindest die Möglichkeit geboten, dass ein günstigeres Angebot erfolgt. Zwar ist die Antragstellerin aufgrund einer zu geringen Anzahl an Endkunden von § 10 StromNZV ausgenommen und damit nicht an die Beschaffungsvorgaben der Festlegung BK6-08-006 (Beschluss vom 21.10.2008) gebunden, dennoch hätte sie ein solches Ausschreibungsverfahren wählen können. Auch die einmalige Beschaffung der gesamten Jahresmenge – im Gegensatz zur Beschaffung mehrerer kleiner Mengen über das Jahr bzw. den Referenzzeitraum (01.07.t-2 bis 30.06.t-1) verteilt – hat das Kostenrisiko erhöht. Die Antragstellerin musste jedenfalls in ihrem Risikomanagement für die Verlustenergiebeschaffung 2023 bereits davon ausgehen, dass eine reine Fortführung des bisherigen Beschaffungsverfahrens wegen des Ausbleibens externer Anbieter in Zusammenspiel mit einer volatilen Preisentwicklung zu einem zusätzlichen Kostenrisiko geführt hat.

Auf der anderen Seite ist jedoch auch die außergewöhnliche Situation auf den Energiemärkten im Jahr 2022 in den Blick zu nehmen. Die Stromgroßhandelspreise in Deutschland waren im Jahr 2022 stark gestiegen, maßgeblich bedingt durch die geopolitische Krise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine. Zu Beginn des Krieges im Februar 2022 stiegen die Großhandelspreise für Strom dramatisch an, da die Unsicherheit auf den Energiemärkten die

Gaspreise in die Höhe trieb – Erdgas war zu dieser Zeit der entscheidende Preistreiber für Strom. In den Monaten nach Beginn des Überfalls kletterten die Preise auf Rekordhöhen und überschritten teils 500 €/MWh.

Im Laufe des Jahres 2023 beruhigte sich der Markt, da die Versorgung mit Erdgas diversifiziert und die Gaspreise gesenkt wurden. Die Großhandelspreise blieben jedoch über dem Vorkriegsniveau und pendelten sich bei etwa 100 €/MWh für den kurzfristigen Stromgroßhandelspreis ein.

Seit 2024 stabilisierten sich die Preise weiter. Zwar sind die Stromgroßhandelspreise immer noch höher als vor dem Krieg, aber die Preise liegen im Vergleich zu den Spitzenwerten von 2022 deutlich niedriger.



Letztlich geht die Beschlusskammer daher davon aus, dass die durch den Überfall Russlands auf die Ukraine ausgelösten Verwerfungen auf den Energiemärkten auch bei einem optimalen Risikomanagement der Beschaffung in dieser Höhe nicht zu erwarten waren und die außergewöhnlichen Preissteigerungen mithin nicht dem alleinigen Risikobereich der Antragstellerin zugewiesen waren. Die Ausschreibung kurz nach Beginn des Krieges in der Ukraine war insoweit durch ein extrem schwieriges Marktumfeld geprägt. Das Vorliegen eines unvorhersehbaren Ereignisses im Sinne des § 4 Abs. 4 S.1 Nr. 2 ARegV ist mithin anzunehmen.

4.2 Vorliegen einer unzumutbaren Härte

Eine unzumutbare Härte liegt jedoch nicht vor.

Nach ständiger Rechtsprechung des BGH ist für die Frage der Unzumutbarkeit nicht nur die gestiegene einzelne Kostenposition in den Blick zu nehmen, sondern vielmehr eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers anzustellen. Eine Unzumutbarkeit setzt voraus, dass die Entgeltbildung nach den Maßgaben der Anreizregulierungsverordnung zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führt. Im Rahmen der Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV ist dabei insbesondere zu berücksichtigen, dass dem Netzbetreiber nach der gesetzlichen Wertung des § 21 Abs. 1 EnWG a. F. (nunmehr § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung seines Eigenkapitals verbleiben muss. Eine "gesetzlich garantierte" Eigenkapitalverzinsung in einer bestimmten Höhe wird damit indes nicht gefordert. Treten die Kostensteigerungen von vornherein nur für einen begrenzten Zeitraum auf, ist dem Netzbetreiber zudem eher zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung seines Eigenkapitals hinzunehmen, als dies bei dauerhaften, für einen erheblichen Teil der Regulierungsperiode zu erwartenden Kostensteigerungen der Fall ist (BGH, Beschl. v. 18.10.2011, EnVR 13/10, Rn. 33).

Dabei ist § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV als Ausnahmeregelung eng auszulegen. Hierfür sprechen die beiden Tatbestandsvoraussetzungen des unvorhersehbaren Ereignisses und der nicht zumutbaren Härte. Die Bestimmung der Erlösobergrenzen hat grundsätzlich nach den einzelnen Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung zu erfolgen. Die Anwendung der Härtefallregelung darf nicht zu einer allgemeinen Billigkeitskontrolle der danach sich ergebenden Erlösobergrenzen führen (BGH, Beschl. v. 28.06.2011, EnVR 34/10, Rn. 67).

4.2.1 Gestiegene Kostenposition und gebotene Mehrjahresbetrachtung

Die Antragstellerin beantragt die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2023, da ihre Beschaffungskosten für Verlustenergie für das Jahr 2023 die anerkennungsfähigen Kosten nach dem behördlich festgelegten Berechnungsverfahren (vgl. Festlegung BK8-18-0001-A) erheblich überschreiten. Die Antragstellerin macht Beschaffungsmehrkosten in Höhe von

██████ € geltend.¹ Dies entspricht einer Kostensteigerung gegenüber den anerkennungsfähigen volatilen Kosten des Jahres 2023 um 75 %.

Die Beschaffungsmehrkosten des Jahres 2023 sind nach Auffassung der Beschlusskammer jedoch nicht isoliert zu betrachten. Für das Vorliegen eines Härtefalls müssen – auch nach der Rechtsprechung des BGH – grundsätzlich die Gesamtkosten des Netzbetreibers betrachtet werden. Der Gewinn oder Verlust des Unternehmens ergibt sich aus den Gesamterlösen im Verhältnis zu den Gesamtkosten des Kalenderjahres und nie aus einer einzelnen Kostenposition. Vor Vorliegen eines Härtefalls hat der Netzbetreiber – wie jedes Unternehmen im Wettbewerb – Kosteneinsparungsmaßnahmen zu prüfen und zu ergreifen, die sich auf das Gesamtergebnis auswirken. Bei der Einzelposition der Kosten der Verlustenergie kommt noch die Besonderheit der Festlegung volatiler Kosten (BK8-18-0001-A) hinzu.

Die Kosten der Verlustenergie werden von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung BK8-18-0001-A ermittelt, indem sie einen Referenzpreis für Verlustenergie festlegt, der für alle Netzbetreiber gilt und auch – losgelöst von dem tatsächlichen Beschaffungspreis eines Netzbetreibers – in die Erlösobergrenze einfließt. Der Verlustenergiereferenzpreis ergibt sich aus Future-Preisnotierungen der Vergangenheit. Bei starken Preistrends führt dies zu einem zeitlichen Nachlauf. Die tatsächlichen Kosten der Verlustenergie für einen Netzbetreiber ergeben sich dann aus dem Produkt dieses Referenzpreises und der dem Netzbetreiber im Basisjahr genehmigten Verlustenergiemenge.

Die Referenzpreise entwickelten sich wie folgt:

Jahr	Referenzpreis (€ / MWh)
2022	54,30
2023	143,73
2024	233,54
2025	112,04
2026	95,68 €

¹ Im Antrag vom 14.10.2022 hat die Antragstellerin zunächst Beschaffungsmehrkosten in Höhe von ████████ € angegeben. Diese Angabe hat die Antragstellerin mit E-Mail vom 15.11.2024, nach erfolgter Ist-Abrechnung der Verlustenergiemengen des Jahres 2023 auf ████████ € korrigiert.

Die hohen Großhandelspreise der Jahre 2022 und 2023 schlagen sich daher in den Referenzpreisen der Jahre 2023, 2024 und 2025 nieder. Daher sind Kostenüber- oder -unterdeckungen der Verlustenergiebeschaffung der Jahre 2024 und 2025 ebenfalls in den Blick zu nehmen. Der Referenzpreis für 2024 ist, wie gezeigt, weiter angestiegen auf 233,54 €/MWh, wohingegen das allgemeine Strompreisniveau bereits wieder abgesunken ist. Vor der Betrachtung, ob die wirtschaftlichen Nachteile aus den erhöhten Beschaffungskosten der Verlustenergie einen Härtefall darstellen, werden damit die wirtschaftlichen Vorteile oder Nachteile der beiden Folgejahre in die Betrachtung mit einbezogen.

Für das Antragsjahr ergeben sich Beschaffungsmehrkosten in Höhe von [REDACTED] €. Im nachfolgenden Jahr 2024 lagen Minderkosten, also faktisch ein Gewinn, in Höhe von [REDACTED] € vor und im Jahr 2025 liegen voraussichtlich Mehrkosten in Höhe von [REDACTED] € vor. Saldiert ergeben sich damit im Dreijahreszeitraum 2023 bis 2025 Mehrkosten in Höhe von [REDACTED] € bzw. durchschnittlich [REDACTED] € pro Jahr.

Die Mehrjahresbetrachtung stellt insbesondere im Hinblick auf die mit der Festlegung BK8-18-0001-A (Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der dritten Regulierungsperiode) geregelte Referenzpreissystematik ein konsistentes Vorgehen dar. Dabei ist Tenorziffer 2 des Beschlusses relevant:

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 (76 %) und dem Peakload-Preis (24 %). Der Baseload-Preis ergibt sich dabei als tagesgenauer (untergewichteter) 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 (untergewichteter) Durchschnittspreis, aller im Zeitraum 01.07.t-2 bis 30.06.t-1 gehandelten Phelix-Year Futures (Peakload) für das Lieferjahr t. Die ansatzfähige Menge ergibt sich aus dem im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV anerkannten Wert des Basisjahres 2016. Die ansatzfähige Menge wird für die Dauer der dritten Regulierungsperiode festgesetzt. Eine jährliche Anpassung der ansatzfähigen Menge findet nicht statt.

Aufgrund der Heranziehung der gehandelten Phelix-Year-Futures t-2 bzw. t-1 für Baseload- und Peakloadpreise des Lieferjahres, sind in der Mehrjahresbetrachtung die Folgejahre bis 2025 in den Blick zu nehmen. Denn sowohl der Referenzpreis des Jahres 2024 als auch der des Jahres 2025 nimmt das Jahr 2023 (t-1 bzw. t-2) in die Berechnung auf, sodass Preisschwankungen des Jahres 2023 insoweit im Referenzpreis 2024 und 2025 berücksichtigt werden.

Dieser Mehrjahresbetrachtung steht nach Auffassung der Beschlusskammer nicht entgegen, dass zwei unterschiedliche Regulierungsperioden betroffen sind. Entscheidend ist einerseits, dass die gestiegenen Energiepreise des Jahres 2023 erst im Referenzpreis 2024 und 2025 abgebildet werden (s.o.). Zudem ist entscheidend, dass das regulatorische System in Bezug auf die Verlustenergiekosten im Wesentlichen gleichgeblieben ist. Die Festlegung BK8-22-003-A (Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode) führt das System der Referenzpreisbildung im Wesentlichen unverändert fort.

Der für das Jahr 2023 festgelegte Referenzpreis beträgt 143,73 €/MWh. Der Zeitraum, der für die Ermittlung des Referenzpreises nach dem oben dargestellten System herangezogen wird, reicht vom 01.07.2021 bis zum 30.06.2022. Um die Entwicklung des Baseload- bzw. des Peakloadpreises des Phelix-Year-Futures sowie den zeitlichen Verzug in der Berechnungsmethodik sachgerecht würdigen zu können, erweitert die Beschlusskammer zur Beurteilung des vorliegenden Härtefalls daher die Betrachtung im Hinblick auf die Verlustenergiekosten auf das Folgejahr 2024 sowie das darauffolgende Jahr 2025. Die sich hiernach ergebenden Zeiträume für die Referenzpreisbildung reichen vom 01.07.2022 bis 30.06.2023 für das Jahr 2024 und vom 01.07.2023 bis 30.06.2024 für das Jahr 2025. Denn im nachfolgenden System der Referenzpreisbildung wird die Preisentwicklung – Preissteigerungen wie Preissenkungen – berücksichtigt (s.o.). Diesem Umstand wird durch die vorgenommene Mehrjahresbetrachtung der angefallenen Verlustenergiekosten Rechnung getragen.

Tabelle 1 – Verlustenergiekosten der Jahre 2023 bis 2025:

	2023 (Ist)	2024 (Ist)	2025 (Plan)
Beschaffungskosten Verlustenergie	[REDACTED]		
Anerkennungsfähige volatile Kostenanteile des Jahres			
Kostenunterdeckung (-) / Kostenüberdeckung (+)			

Wenn man die anererkennungsfähigen Kosten nur isoliert für die Kostenposition der Beschaffung von Verlustenergie (Grundlage ist der Referenzpreis) mit den tatsächlichen angefallenen Kosten der Antragstellerin für die Jahre 2023 bis 2025 zusammen betrachtet, errechnen sich Mehrkosten bzw. eine Kostenunterdeckung in Höhe von [REDACTED] € pro Jahr bzw. eine durchschnittliche Überschreitung der anererkennungsfähigen Verlustenergiekosten in Höhe von 16,9 %.

Die Mehrjahresbetrachtung erfolgt im Übrigen nicht nur im Hinblick auf das dargelegte System der Referenzpreisbildung, sondern auch unter Würdigung der Frage, ob der Mehraufwand nur zeitlich beschränkt auftritt (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.2.2).

4.2.2 Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung

Nach den in Abschnitt 4.3 aufgestellten Maßstäben liegt keine Unzumutbarkeit im Sinne des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV vor. Durch die Kostensteigerungen im Jahr 2023 kommt es zwar isoliert betrachtet, wie im Folgenden näher dargestellt wird, zu einer Aufzehrung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung von 94 %. Unter Berücksichtigung der Folgejahre handelt es sich indes nur um eine vorübergehende Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung, die der Antragstellerin unter Würdigung der Gesamtumstände zuzumuten ist. Eine Aufzehrung der Verzinsung auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen im Bereich der Verlustenergie ist nicht feststellbar. Im Einzelnen:

4.2.2.1 Höhe der Eigenkapitalverzinsung

Zunächst ist die Höhe der zu berücksichtigenden, jährlichen Eigenkapitalverzinsung zu beziffern, die sich aus den regulatorischen Vorgaben ergibt. Diese setzt sich zusammen aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Ausgangsniveaus unter Berücksichtigung des

Kapitalkostenabzugs sowie aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Kapitalkostenaufschlags.

Die zulässige Eigenkapitalverzinsung des Antragsjahres sowie für die aus Sicht der Beschlusskammer ebenfalls in den Blick zu nehmenden Folgejahre ermittelt sich daher wie folgt:

Tabelle 2 – Eigenkapitalverzinsung der Jahre 2023 bis 2025:

	2023	2024	2025
Kalk. Eigenkapitalverzinsung (einschl. Kapitalkostenabzug) aus Ausgangsniveau ²			
Kalk. Eigenkapitalverzinsung aus Kapitalkostenaufschlag ³			
Summe			

4.2.2.2 Aufzehrung durch gestiegene Kostenposition.

In einem zweiten Schritt hat die Beschlusskammer – ceteris paribus - bestimmt, inwieweit die Eigenkapitalverzinsung durch die gestiegene Einzelposition der Verlustenergie aufgezehrt wird. Hierzu hat die Beschlusskammer die gestiegene Kostenposition im Antragsjahr sowie in den beiden Folgejahren ins Verhältnis zur ermittelten Eigenkapitalverzinsung gesetzt.

Tabelle 3 – Aufzehrung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung:

	2023	2024	2025
Summe Eigenkapitalverzinsung			
Beschaffungsmehr-/minderkosten Verlustenergie			
Aufzehrung Eigenkapitalverzinsung	-93,6%	41,0%	-8,2%

Für das Antragsjahr ergibt sich demnach eine Aufzehrung in Höhe von 94 %. In den Folgejahren ist eine vergleichbare Aufzehrung durch Beschaffungsmehrkosten der

² Für das Jahr 2023 ist das Ausgangsniveau der dritten Regulierungsperiode maßgeblich, für die Jahre 2024 und 2025 das Ausgangsniveau der vierten Regulierungsperiode.

³ Für das Jahr 2023 handelt es sich um geprüfte Ist-Werte, für die Jahre 2024 und 2025 handelt es sich um Plan-Werte.

Verlustenergie nicht feststellbar. Im Jahr 2024 konnte die Antragstellerin sogar in Folge von Beschaffungsminderkosten einen Gewinn bei der Verlustenergiebeschaffung erwirtschaften.

Zusätzlich hat die Beschlusskammer den Saldo der Beschaffungsmehr- und minderkosten der Verlustenergie der Jahre 2023 bis 2025 ins Verhältnis zur aufsummierten Eigenkapitalverzinsung der Jahre 2023 bis 2025 gesetzt, um die durchschnittliche Aufzehrung über einen dreijährigen Zeitraum zu ermitteln.

Tabelle 4 – Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung im dreijährigen Durchschnitt:

Summe Eigenkapitalverzinsung 2023 bis 2025		
Saldo Beschaffungsmehr-/minderkosten Verlustenergie 2023 bis 2025		
Durchschnittliche Aufzehrung Eigenkapitalverzinsung		25,0%

Hierbei ergibt sich für diesen Bewertungsschritt eine durchschnittliche Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 25,0%.

Auch an dieser Stelle steht der Betrachtung nicht entgegen, dass zwei Regulierungsperioden betroffen sind (vgl. auch bereits Abschnitt 4.2.1). Die Eigenkapitalverzinsung der Jahre 2023 bis 2025 fußt auf derselben gesetzlichen Wertung (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bzw. § 21 Abs. 1 EnWG a. F.) und die Ermittlung der Verzinsung erfolgte trotz unterschiedlicher Regulierungsperioden unter vergleichbaren Maßstäben. Die mehrjährige Betrachtung ist vor dem Hintergrund der hier betroffenen Verlustenergiekosten und deren regulatorischer Anerkennung sowie zur Feststellung, ob eine nicht nur vorübergehende Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung vorliegt, zwingend geboten.

4.2.3 Sonstige Kosten- und Vermögenslage – Gesamtkostenbetrachtung

Ferner ist im Rahmen der Prüfung einer unzumutbaren Härte eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers anzustellen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, ob der Netzbetreiber die durch eine einzelne Kostensteigerung verursachte Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation durch wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen zumindest teilweise auffangen konnte (vgl. BGH, aaO). Als Ausgangspunkt für diese Betrachtung kann der testierte Jahresabschluss nach § 6b EnWG herangezogen werden. Dieser Abschluss dient der Transparenz und der Publizität der

wirtschaftlichen Verhältnisse der Energieversorgungsunternehmen (vgl. zur Vorgängervorschrift des § 10 aF Begr. BT-Drs. 15/3917, 55). Sie gehen über die ansonsten nach Handelsrecht bestehenden Publizitätserfordernisse teilweise hinaus (Hölscher, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 6b Rn. 1, beck-online).

Der testierte Jahresabschluss der Antragstellerin für das Jahr 2023 vom 12.07.2024 weist für die Sparte Elektrizitätsverteilung einen Jahresüberschuss i. H. v. 45.172,18 € aus.

In die Betrachtung wurde außerdem der Lagebericht der Energieversorgung Guben GmbH für das Jahr 2023 mit einbezogen. Darin erläutert die Antragstellerin unter anderem auch den Geschäftsverlauf für den Bereich Stromnetz. Es wird dargelegt, dass bei der Berechnung der Erlösobergrenze 2023 der Antrag auf eine nicht zumutbare Härte gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV für die tatsächliche Beschaffung von Verlustenergie unberücksichtigt geblieben ist. Im Geschäftsjahr 2022 wurde eine Drohverlustrückstellung in Höhe von [REDACTED] € gebildet, welche im Geschäftsjahr 2023, also dem Antragsjahr, ertragswirksam aufgelöst wurde.

Für die Beschlusskammer bedeutet das im Rahmen der Prüfung des Vorliegens einer unzumutbaren Härte, dass eine Verbesserung des handelsrechtlichen Ergebnisses 2023 durch den ertragswirksamen Auflösungseffekt besteht. Der Gewinn im Antragsjahr ist also auch auf diesen Umstand zurückzuführen. Erweitert man den Blick folgerichtig auch auf das Jahr 2022, so lässt sich für die Sparte Elektrizitätsverteilung ein Jahresfehlbetrag von 43.745 € konstatieren. Im Ergebnis des Jahres 2022 ist der Aufwand für die Bildung der Drohverlustrückstellung anlässlich der Beschaffung von Verlustenergie enthalten. In der Gesamtbetrachtung war es der Antragstellerin daher möglich, den durch die Beschaffungsmehrkosten erlittenen Verlust in Höhe von [REDACTED] € abzumildern.

Neben den handelsrechtlichen Ergebnissen der Jahre 2022 und 2023 wird auch der Prognose-, Risiko- und Chancenbericht im Lagebericht des Jahres 2023 in die Würdigung miteinbezogen. Im Jahr 2024 wird von einem Planergebnis in Höhe von [REDACTED] € ausgegangen. Zu Risiken und Chancen werden für die Netzbereiche keine Ausführungen zur Beschaffung von Verlustenergie gemacht.

Nachhaltige negative Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage durch die Mehrkosten aus der Verlustenergiebeschaffung sind demnach nicht feststellbar.

4.2.4 (Un-)Zumutbarkeit der gestiegenen Kostenposition

Vor diesem Hintergrund führen die Beschaffungsmehrkosten für Verlustenergie des Jahres 2023 nicht zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis. Eine unzumutbare Härte liegt nicht vor. Die vom BGH insofern als Kriterium genannte „nicht nur vorübergehende Aufzehrung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung“ hat sich im vorliegenden Fall gerade nicht eingestellt.

Wie der BGH bereits mehrfach ausgeführt hat, geht auch die Beschlusskammer davon aus, dass eine Kostensteigerung und eine damit einhergehende teilweise Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung eher zuzumuten sind, wenn sie lediglich vorübergehend sind. Wie unter Abschnitt 4.2.2.2 aufgezeigt, hat sich eine über das Antragsjahr hinausgehende Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung nicht eingestellt. Auch die Durchschnittsbetrachtung (vgl. Tabelle 4) lässt aus Sicht der Beschlusskammer keine unzumutbare Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung erkennen.

Dies gilt insbesondere im Bereich der Verlustenergiekosten, deren anererkennungsfähige Höhe sich seit der zweiten Regulierungsperiode nach einem jährlich bestimmten Referenzpreis richtet (zur Systematik vgl. auch Abschnitt 4.2.1). Dieses System ist geprägt von Chancen und Risiken bei der Beschaffung, die zu Über- oder Unterdeckungen bei den volatilen Kosten führen können und die durch die Netzbetreiber in gewissem Umfang hinzunehmen sind bzw. sich im Laufe der Jahre auch wieder ausgleichen. Da der Referenzpreis auf der Basis von Börsenpreisen ermittelt wird, finden gestiegene Energiepreise stets Berücksichtigung in der Erlösbergrenze, wenn auch – aufgrund des nachfahrenden Charakters des Referenzpreises – mit einem gewissen Zeitverzug.

Die Kostensteigerungen traten hier lediglich für einen begrenzten Zeitraum auf – nur im Antragsjahr – und zudem noch in einem Bereich, der grundsätzlich von Chancen und Risiken geprägt ist (s.o.). Es ist der Antragstellerin demnach zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung ihres Eigenkapitals hinzunehmen. Ferner steht nicht zu erwarten, dass Beschaffungsmehrkosten für Verlustenergie dauerhaft oder für einen erheblichen Teil einer Regulierungsperiode auftreten. Dies ist durch die geltende Referenzpreissystematik weitgehend ausgeschlossen und wird durch die tatsächlichen Beschaffungskosten der Antragstellerin der Jahre 2024 und 2025 unterstrichen. Weitere durch den Netzbetreiber

ergriffene wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen zur Abmilderung der durch die Kostensteigerung verursachten Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation mussten daher nicht weiter aufgeklärt werden.

Gegen ein wirtschaftlich untragbares Ergebnis spricht schließlich auch die Gesamtvermögenslage der Antragstellerin. Auch unter Berücksichtigung des Geschäftsjahres 2022, in dem die Antragstellerin eine Drohverlustrückstellung für die Beschaffungsmehrkosten gebildet hat, haben die gestiegenen Verlustenergiekosten des Jahres 2023 die Vermögenslage der Antragstellerin nicht nachhaltig beeinträchtigt (s.o.). Eine Gefährdung des Geschäftsbetriebs etwa aufgrund massiver Liquiditätsprobleme, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Verlustenergie standen, war erst recht nicht festzustellen.

Dieses Ergebnis steht im Einklang mit dem Sinn und Zweck der Vorschrift des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV als eng auszulegende Ausnahmeregelung.

5. Gebühren

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

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Brandenburgischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gertrud-Piter-Platz 11, 14770 Brandenburg an der Havel) einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender



Bourwieg

Beisitzerin



Dr. Heimann

Beisitzer



Wetzel