

**HESSEN**



# **Regulierungskammer Hessen**

**Beschluss zur Festlegung der  
kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die  
vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027)  
(Reguläres Verfahren)**

Beschluss .....	4
Nebenbestimmungen .....	6
Hinweise .....	6
Begründung .....	8
I. Sachverhalt .....	8
1. Ermittlung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV.....	8
2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV.....	8
3. Durchführung des Effizienzvergleichs nach § 12 Abs. 1 ARegV.....	9
4. Individueller Effizienzwert des Netzbetreibers.....	9
5. Zu- und Abschläge nach § 5 Abs. 3 ARegV.....	9
6. Anhörung .....	9
II. Rechtliche Würdigung .....	10
1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 .....	10
1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes.....	10
1.2 Gesetzesreform und Übergangsregelung.....	10
1.3 Interessenabwägung .....	11
2. Zuständigkeit.....	12
3. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV.....	12
3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV.....	14
3.2 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnbK) nach § 11 Abs. 2 ARegV.....	14
3.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV ...	14
3.4 Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV.....	15
3.5 Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV.....	15
3.5.1 Methodik des Effizienzvergleichs .....	16
3.5.2 Methodische Grundlagen – DEA und SFA.....	17
3.5.2.1. Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) .....	18
3.5.2.2. Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) .....	18
3.5.3 Datengrundlage des Effizienzvergleichs .....	19
3.5.3.1 Aufwandsparameter nach § 14 ARegV.....	19
3.5.3.2 Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV.....	19
3.5.3.3 Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV .....	20

3.5.3.4	Vergleichsparameter nach § 13 ARegV.....	20
3.5.3.5	Ausreißeranalyse.....	24
3.5.3.6	Gutachten des Beraterkonsortiums .....	28
3.5.4	Feststellung des Effizienzwertes.....	29
3.5.4.1.	Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet.....	29
3.5.4.2.	Effizienzwert des Netzbetreibers .....	30
<b>3.6</b>	<b>Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV .....</b>	<b>31</b>
3.6.1	Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV.....	31
3.6.2	Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV .....	32
3.7	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV.....	33
3.8	Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV.....	34
3.9	Qualitätselement nach § 19 ARegV .....	34
3.10	Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV.....	34
3.11	Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV.....	36
4.	Rückwirkende Festlegung der Erlösbergrenzen.....	37
5.	Meldepflichten des Netzbetreibers .....	40
6.	Netzübergänge.....	40
7.	Zusicherung hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors .....	41
III.	Gebühren .....	42
IV.	Anlagen und Anhänge .....	42
	Rechtsbehelfsbelehrung .....	43

# Regulierungskammer Hessen

Geschäftszeichen: 0458-RegKH-023-a-20-07-00001#002

Beschluss-Nr: 143/2025

## Beschluss

Auf Grund des § 4 Abs. 2 Satz 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Gesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237), in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 1,2 ARegV, in Verbindung mit § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 23. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 448),

wegen

### **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027)**

hat die

Regulierungskammer Hessen,  
Kaiser-Friedrich-Ring 75,  
65185 Wiesbaden  
- RegKH -

durch den Vorsitzenden	Stefan Lamberti,
den Beisitzer	Christoph Milan Petschuch
und die Beisitzerin	Eva-Maria Schramm

gegenüber der  
ESWE Versorgungs AG  
Konradinerallee 25  
65189 Wiesbaden  
gesetzlich vertreten durch die Vorstände Herrn Dr. Ralf Schodlok und Herrn Jörg Höhler  
- Netzbetreiber-

am 27. Mai 2025 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2027 wie folgt festgelegt:

a) für das Jahr 2023: 34.336.752 €,

b) für das Jahr 2024: 35.098.204 €,

c) für das Jahr 2025: 35.626.372 €,

d) für das Jahr 2026: 35.325.385 €,

e) für das Jahr 2027: 35.140.058 €.

2. Die Entscheidung über die Kosten ergeht durch einen gesonderten Beschluss.

## Nebenbestimmungen

1. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 bis 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
2. Der Netzbetreiber ist nach § 28 Nr. 8 ARegV verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach Maßgabe der Bestimmungen des § 26 ARegV unverzüglich schriftlich oder elektronisch bei der RegKH anzuzeigen.

## Hinweise

1. Die vom Netzbetreiber für die Jahre 2023 und 2024 im Sinne der Nebenbestimmung 1 vorgenommenen Anpassungen sind in der für die Jahre 2023 und 2024 festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Tenorziffer 1 a) und 1 b) nicht berücksichtigt. Die Berücksichtigung erfolgt im Rahmen der Genehmigungsverfahren der Regulierungskontensalden und ist Gegenstand von separaten Beschlussfassungen der RegKH.
2. Für die Jahre 2023 und 2024 wurden die aus bereits genehmigten Regulierungskontensalden resultierenden Zu- oder Abschläge (Annuitäten) zum Abbau der Salden in der für die Jahre 2023 und 2024 festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Tenorziffer 1 a) und 1 b) nicht berücksichtigt. Die Berücksichtigung erfolgt im Rahmen der Genehmigungsverfahren der Regulierungskontensalden und ist Gegenstand von separaten Beschlussfassungen der RegKH.
3. Soweit eine Beschlussfassung zu einem ermäßigten Kapitalkostenabzug nach § 34a ARegV erfolgte, wurde diese bei den festgestellten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen berücksichtigt.
4. Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat unter dem Aktenzeichen BK4-22-085 einen Beschluss zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Gas gefasst.

Die RegKH legt bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen diesen von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde. Die RegKH wird diesen Beschluss ungeachtet einer zwischenzeitlich eingetretenen Bestandskraft hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn

- a) der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Gas (BK4-22-085) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
- b) der Beschluss BK4-22-085 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass ein anderer genereller sektoraler Produktivitätsfaktor festgelegt wird, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-22-085 vorgesehen war.

## **Begründung**

Die rechnerische Ermittlung der unter Nr. 1 festgesetzten Werte ist Anlage 1 zu entnehmen; diese ist Bestandteil dieses Bescheides.

### **I. Sachverhalt**

Die RegKH hat nach § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet.

Eine Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode vor ihrem Beginn erfolgte nicht.

#### **1. Ermittlung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV**

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die RegKH nach § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die Ergebnisse der Kostenprüfung und das ermittelte Ausgangsniveau wurden in einem Prüfbericht dokumentiert. Der Netzbetreiber hat nach § 67 Abs. 1 EnWG zu dem Prüfbericht Stellung genommen. Näheres ist der Verfahrensakte zu entnehmen.

#### **2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV**

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten nach § 6 Abs. 1 ARegV hat die RegKH Informationen beim Netzbetreiber abgefragt. Der Netzbetreiber hat insoweit eine Überleitungsrechnung bereitgestellt. Die vom Netzbetreiber in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst. Näheres ist der Verfahrensakte zu entnehmen.

### **3. Durchführung des Effizienzvergleichs nach § 12 Abs. 1 ARegV**

Die RegKH verwendet nach § 12 Abs. 6 die Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleichs. Aufgrund von Entscheidungen des Bundesgerichtshofes (BGH) vom 26.09.2023 (EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22) und vom 30.01.2024 (EnVR 39/22) musste die Bundesnetzagentur den Effizienzvergleich unter geänderten methodischen Vorgaben neu durchführen. Anhang B) zu diesem Beschluss ist der chronologische Verfahrensablauf zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte zu entnehmen. Ferner sind die der Branchenkonsultation zugrundeliegenden Gutachten und Stellungnahmen der Internetseite der Bundesnetzagentur zu entnehmen<sup>1</sup>.

### **4. Individueller Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die Bundesnetzagentur hat die von ihr abschließend ermittelten individuellen Effizienzwerte am 12.12.2024 auf ihrer Internetseite veröffentlicht und den betroffenen Unternehmen eine Stellungnahmefrist bis zum 16.01.2025 eingeräumt.

Der für den Netzbetreiber ermittelte Effizienzwert (best-of-four) beträgt 95,140 %.

### **5. Zu- und Abschläge nach § 5 Abs. 3 ARegV**

Die Zu- und Abschläge aus festgestellten Regulierungskontensalden nach § 5 Abs. 3 ARegV werden in einem gesonderten Verfahren ermittelt.

### **6. Anhörung**

Die RegKH hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom **06.03.2025** Gelegenheit gegeben, sich nach § 67 Abs. 1 EnWG zu der beabsichtigten Entscheidung der RegKH zu äußern.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom **14.03.2025** Stellung genommen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

---

<sup>1</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html> (Stand: 28.02.2025)

## **II. Rechtliche Würdigung**

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

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. Ordnungsgeber 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.

#### **1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes**

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 (heute Art. 76 Richtlinie (EU) 2024/1788) 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.

#### **1.2 Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021 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).

### **1.3 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. Auch die Regulierungskammer Hessen vermag einen derartigen Widerspruch nicht zu erkennen.

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 bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

## **2. Zuständigkeit**

Die RegKH ist nach § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 1 des Gesetzes zur Errichtung der Regulierungskammer Hessen (RegKHG) vom 27.05.2013 (GVBl. S. 200) zuständig, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Gasverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Gasverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Hessen hinausreicht.

## **3. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV**

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1, Abs. 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) nach § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 17 und 24 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Nach § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen seit dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die vierte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die RegKH bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der vierten Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027) ergeben sich aus Tenorziffer 1; im Übrigen wird auf Anlage 1 verwiesen.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der vierten Regulierungsperiode nach § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left[ KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right] \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{vnb,t}$ ) und die beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,t}$ ) zuzüglich eines etwaigen Effizienzbonus ( $B_0$ ) zu ermitteln.

Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile ist sodann der Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) nach § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln:

- der Wert für die um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ( $PF_t$ ) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung ( $VPI_t/VPI_0$ ) nach §§ 8 und 9 ARegV,
- der Kapitalkostenaufschlag ( $KKA_t$ ) nach § 10a ARegV,
- das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV,
- der volatile Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV ( $VK_t - VK_0$ ) sowie
- die Summe der Zu- und Abschläge ( $S_t$ ) nach § 5 Abs. 3 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die vierte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in Anlage 1.

### **3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach § 6 ARegV**

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösbergrenzen erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die vierte Regulierungsperiode wurde nach § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 GasNEV durchgeführt.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres und wurde mit der Erstellung des Prüfberichtes zur Kostenprüfung am **11.11.2022** abschließend dokumentiert. Dabei gilt nach § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2020.

Das von der RegKH ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2020 ergibt sich aus dem Prüfbericht zur Kostenprüfung. Näheres ist der Verfahrensakte zu entnehmen.

### **3.2 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnbK) nach § 11 Abs. 2 ARegV**

Von dem nach § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ( $KA_{dnb,0}$ ) zu bestimmen. Die Ermittlung des in den ermittelten Gesamtkosten enthaltenen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV ist aus Anlage 1 zu entnehmen.

### **3.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV**

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode ( $KA_{vnb,t}$ ) gelten nach § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ) und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs ( $KKAb_t$ ). Somit gilt:

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) \cdot EW$$

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist Anlage 1 zu entnehmen.

### **3.4 Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV**

Der Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können zukünftig ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV Berücksichtigung finden. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV entfiel ab der dritten Regulierungsperiode (§ 34 Abs. 7 S. 1 ARegV). Näheres zur Methodik des Kapitalkostenabzugs ist dem Anhang A) zu entnehmen.

### **3.5 Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV**

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i. V. m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs.1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der ARegV ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

### **3.5.1 Methodik des Effizienzvergleichs**

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 i. V. m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen, nämlich einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und einer stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Nach Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV waren bei der Durchführung der DEA konstante Skalenerträge zu unterstellen. Durch diese Annahme wird die Effizienz aller Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, am effizienten Verhältnis von Input zu Output gemessen. Dieses Verhältnis ist für alle Netzbetreiber gleich, d.h. konstant. Somit gilt der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben, für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, gleichermaßen (BR-Drs. 296/16, S. 50).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV), wobei diese Regelung nicht zur Anwendung kam.

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

### **3.5.2 Methodische Grundlagen – DEA und SFA**

Die Bundesnetzagentur hat mit der DEA und der SFA zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV sowie der durchgeführten Ausreißeranalysen wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 S. 5 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i. H. v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu be-

rücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S. 54).

### **3.5.2.1. Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)**

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

### **3.5.2.2. Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)**

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet.

Die Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 bezüglich der Nichterreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100% in der SFA erfolgte durch die Bundesnetzagentur wie folgt:

- Die Anwendung der Methode SFA impliziert, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht 100% betragen kann. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Die ARegV verlangt jedoch nach der Auslegung durch den

Bundesgerichtshof auch in der SFA einen Wert von 100 % für den effizientesten Netzbetreiber. Um die relativen Verhältnisse im Effizienzvergleich beizubehalten, wird eine Skalierung anhand des höchsten SFA-Wertes (ohne Berücksichtigung der Werte von Ausreißern) vorgenommen und somit die Entscheidung des Bundesgerichtshofes, dass auch in der SFA ein Effizienzwert von 100% erreichbar sein muss, umgesetzt.

### **3.5.3 Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 187 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **3.5.3.1 Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV**

Als Aufwandsparemeter sind gemäß § 13 Abs. 2 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1, 2 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können.

#### **3.5.3.2 Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV.

### **3.5.3.3 Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV. Weiterhin ist die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV als Kapitalkostenbestandteil hier zu berücksichtigen.

### **3.5.3.4 Vergleichsparameter nach § 13 ARegV**

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden. Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein:

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte oder der Messstellen in Gasversorgungsnetzen,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge oder das Rohrvolumen,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Durch die Erweiterung der möglichen Vergleichsparameter um die Parameter, die sich in den Effizienzvergleichen der ersten Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben, wird sichergestellt, dass die Erkenntnisse der vorherigen Effizienzvergleiche auch in künftige Vergleiche einfließen können, wodurch grundsätzlich die Konstanz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs erhöht werden kann. Dies beschneidet die Bundesnetzagentur nicht bei der Auswahl der Vergleichsparameter aufgrund qualitativer, analytischer oder statistischer Methoden und vermindert gleichzeitig die Unsicherheit über künftige Vergleichsmaßstäbe auf Seiten der Netzbetreiber (vgl. BR Drs. 296/16, S. 39).

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können nach § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen und Druckstufen addiert.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sind zwingend für die SFA sowie für die DEA die identischen Vergleichsparameter gemäß der durchgeführten Kostentreiberanalyse anzusetzen. Die Anforderungen von § 13 Abs. 3 ARegV an die Auswahl von Vergleichsparametern können nur einheitlich erfüllt werden, das heißt eine Kostentreiberanalyse gemäß dem Stand der Wissenschaft in Verbindung mit den in § 13 Abs. 3 ARegV genannten Anforderungen führt zu einem Satz von Vergleichsparametern. Hierbei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV explizit

die Unterschiede zwischen den Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen. Eine entsprechende Berücksichtigung methodischer Aspekte der DEA und SFA müsste vom Verordnungsgeber angeordnet werden. Andernfalls müssten entgegen des Wortlauts von § 13 Abs. 3 ARegV zwei unterschiedliche Kostentreiberanalysen mit zwei unterschiedlichen Ergebnissen durchgeführt werden. Es kann sich jedoch nicht dem Stand der Wissenschaft und § 13 Abs. 3 ARegV entsprechend ein in sich widersprüchliches Ergebnis bei der Kostentreiberauswahl einstellen. Vielmehr wurde eine einheitliche Kostentreiberanalyse mit einer Auswahl von Vergleichsparametern durchgeführt, die gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs stützen, wobei hier unter dem Effizienzvergleich der gesamte Prozess einschließlich der Bestabrechnung zwischen den Methoden DEA und SFA zu verstehen ist (BGH, Beschluss vom 26. September 2023 – EnVR 44/22).

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. In fünf Fällen hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten von Amts wegen angepasst. Alsdann wurden aus den plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, zu denen die Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme erhielten. Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zugrunde legen wird. Bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter wurden nach § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen aus der umfangreichen Liste möglicher Parameter ein Modell bestimmt, das alle relevanten Kostentreiber beinhaltet. Im Rahmen der statistischen Analysen war zusätzlich eine funktionale Form für die Regressionsanalysen zu bestimmen. Die Kostentreiberanalyse ist im Einzelnen in dem im Internet abrufbaren Gutachten des Beraterkonsortiums beschrieben. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrvolumen (in m<sup>3</sup>) am letzten Tag des Bezugsjahres; Summe für alle Durchmesserklassen und Netzebenen (inkl. Hausanschlussleitungen, abzüglich Fremdnutzungsanteil und Biogas),
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast (in mn<sup>3</sup>/h) aller Ausspeisungen im Bezugsjahr,
3. Summe der Messlokationen bei Letztverbrauchern und Messstellen an Netzkopplungspunkten (Anzahl) am letzten Tag des Bezugsjahres (ohne Anzahl Messlokationen aufgrund von Biogaseinspeisung),
4. Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-2m) mit der Netzlänge (in km, inklusive Hausanschlussleitungen),
5. Ausspeisepunkte > 5 bar (Anzahl); Summe nicht stillgelegter Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3, HD4 (nach Betriebsdruck) an Letztverbraucher, fremde nachgelagerte Netze, fremde Speicher, fremde Misch- und Konvertierungsanlagen sowie fremde Sonstige am letzten Tag des Bezugsjahres.

Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich im Gutachten des Beraterkonsortiums vom 17.10.2023.

Das ursprüngliche Modell für die vierte Regulierungsperiode mit einer Tiefenstufe von null bis zwei Meter wird weiterhin angewendet. Aufgrund des aktualisierten Datensatzes mit Stichtag 19.09.2024 musste auch das Modell der dritten Regulierungsperiode, welches bei Verwendung des Datensatzes mit Stichtag 21.02.2023 als Modell für die vierte Regulierungsperiode ausgeschlossen werden musste, nun in die nähere Modellauswahl einbezogen werden konnte (auch unter Berücksichtigung der weiter oben erläuterten Korrektur des Vergleichsparameters des Benchmarkführers). Das Modell der dritten Regulierungsperiode unterscheidet sich zu dem gemäß Hauptgutachten ermittelten Modell hinsichtlich der Vergleichsparameter lediglich durch die betrachtete Tiefenstufe beim leitungslängengewichteten Bodenklasseparameter.

Beide Modelle erscheinen in der Gesamtbetrachtung sehr gut geeignet und sind nahezu als gleichwertig zu betrachten. Jedoch räumt die Bundesnetzagentur der ingenieurwissenschaftlich als plausibler bewerteten Tiefenstufe von null bis zwei Metern des gemäß Hauptgutachten ermittelten Modells für die vierte Regulierungsperiode ein höheres Gewicht bei der Abwägungsentscheidung zur Wahl des letztlich heranzuziehenden Modells ein als der lediglich minimalen Überlegenheit des Modells der dritten Regulierungsperiode bei der Informationsgüte.

Dabei spricht für das Modell der vierten Regulierungsperiode, dass bei diesem die 10%-Grenze bezüglich des statistischen Signifikanzniveaus des SFA-Ineffizienzterms nicht nur knapp unterschritten wird. Beim Modell der vierten Regulierungsperiode gemäß Hauptgutachten liegt im Gegensatz zum Modell der dritten Regulierungsperiode das statistische Signifikanzniveau des SFA-Ineffizienzterms bei beiden Kostenarten deutlich unterhalb der 10%-Schwelle (Totex: 1,3%, sTotex: 5,2%).

### **3.5.3.5 Ausreißeranalyse**

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

#### **a) DEA**

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Durch die Identifikation der Ausreißer wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Im Rahmen der Dominanzanalyse wurde bei nicht-standardisierten und bei standardisierten Kosten ein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer (nach Gruppendifinanzanalyse [GD]: zwei) und zwei Unternehmen als dominante Ausreißer (nach GD: zehn) bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden

zwei Unternehmen als supereffiziente Ausreißer (nach GD: zwei) und ein Unternehmen als dominanter Ausreißer (nach GD: zehn) bewertet.

aa) Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 bezüglich der Verzerrung in der DEA durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet

Hinsichtlich der Zulässigkeit und Geeignetheit der Gruppendominanzanalyse zur Beseitigung der Verzerrung durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der DEA ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, dass aufgrund der Formulierungen in Anlage 3 zu § 12 ARegV Nr. 5 Abs. 2 eine Gruppendominanzanalyse im bestehenden Rechtsrahmen zumindest vertretbar ist.

Alle neun Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet werden im Rahmen der Gruppendominanzanalyse in der DEA als Ausreißer identifiziert und haben damit auf die Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet keine Auswirkung mehr. Die vom Bundesgerichtshof festgestellte Verzerrung wird damit vollständig beseitigt.

Hinsichtlich der Beseitigung der Verzerrung durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet die nur für DEA relevant sind ist die Auffassung der Bundesnetzagentur, betrifft die vom Bundesgerichtshof festgestellte verzerrende Wirkung, die durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber ausgeht, ausschließlich die DEA.

Zwar wird in den Entscheidungen (vorliegend Zitation nach EnVR 44/22) im Hinblick auf die von den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet ausgehende verzerrende Wirkung auf die übrigen Netzbetreiber sowie deren ungerechtfertigte Bevorzugung an einigen Stellen das gesamte Modell bzw. die gesamte Parameterauswahl ohne Differenzierung zwischen DEA und SFA in Bezug genommen.

In den jeweils folgenden, diese Feststellungen begründenden Randnummern wird dann jedoch ausnahmslos direkt oder zumindest indirekt allein auf die Schwächen der DEA verwiesen, die zu der Verzerrung durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sowie deren ungerechtfertigten Bevorzugung führen.

Dies betrifft Rn. 45 („Die Methodik der DEA ... birgt das Risiko ...“), Rn. 46 (indirekt wird erklärt, dass die SFA die Schwächen der DEA nicht aufweist („Demgegenüber...“)), Rn. 48 („Folge des DEA-Modells ...“), Rn. 50 (Verstoß gegen § 21 Abs. 5 S. 1 und § 13 Abs. 3 S. 8 aufgrund DEA-Besonderheit), Rn. 53 („drei ... Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet [erhalten; Erg. d.

Verf.] ihren Status als Peer-Unternehmen in der DEA über jeweils nur einen einzigen Vergleichsparameter...“), Rn. 54 (Ausreißeranalyse wird nur bezüglich DEA problematisiert), Rn 55 (kein Nachweis erbracht, dass Ergebnisse der DEA von 100 % auf tatsächlicher Effizienz beruhen), Rn. 56 (Systemische Bevorzugung in der DEA), Rn. 57-60 (Keine Berücksichtigung der Wirkungsweise der DEA bei der Auswahl der Vergleichsparameter), Rn. 65 (Ausreißeranalyse in der DEA hat nicht alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet identifiziert, dadurch haben die weiterhin im Datensatz verbleibenden Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet einen erheblichen Einfluss in der DEA).

Im Ergebnis ist damit festzuhalten, dass die verzerrende Wirkung, die durch die im Datensatz verbleibenden Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber ausgeht und die von der Bundesnetzagentur zur Erfüllung der normativen Vorgaben zu beseitigen ist, ausschließlich die DEA betrifft. Eine Anpassung der SFA wird durch den Bundesgerichtshof nicht gefordert. Demzufolge erfolgten methodische Anpassungen ausschließlich in der DEA.

b) SFA

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kam die Cook's Distance zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden auf Basis der nicht-standardisierten Kosten 17 Unternehmen und auf Basis der standardisierten Kosten 13 Unternehmen als auffällige Ausreißer identifiziert.

c) Nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellter Datenfehler eines Benchmarkführers

Hinsichtlich der bei einem Benchmarkführer (DEA-Peerunternehmen) nach dem verwaltungsintern gesetzten Stichtag (19.09.2024) festgestellten Fehlangabe eines Vergleichsparameterwertes, sah sich die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Ermessensentscheidung nach Würdigung der Gesamtumstände und Abwägung der Handlungsoptionen veranlasst, eine Korrek-

tur dieses Datenfehlers durchzuführen, in deren Folge der Großteil der in der ersten Oktoberhälfte 2024 mitgeteilten best-of-four-Effizienzwerte für die Festlegung der Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode für die Gasverteilernetze abgeändert werden musste.

Für die Entscheidungsfindung war die Tatsache ausschlaggebend, dass bisher keine schriftlichen Anhörungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die Verteilernetzbetreiber Gas im Regelverfahren für die vierte Regulierungsperiode Gas versendet worden waren, in denen die Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 sowie der Datenstand zum Stichtag 19.09.2024, bei dem gegenüber dem Datenstand zum 21.02.2023 insbesondere die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 ihren Niederschlag gefunden hatte, berücksichtigt worden waren.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag, der 19.09.2024 wurde für Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Durch die Korrektur des Vergleichsparameterwertes ergeben sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur sehr geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten. Es gibt daher für die Bundesnetzagentur keine Anhaltspunkte, eine Änderung des Modells zu veranlassen.

d) Weitere nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellte Datenfehler (keine Benchmarkführer)

Für die Ermittlung des Effizienzwertes der Netzbetreiber wurde die in Anhang B) beschriebene Korrektur weniger Aufwandparameter nach dem Stichtag am 19.09.2024 nicht berücksichtigt.

Zum Stichtag lag ein einheitlicher Datensatz der Aufwands- und Vergleichsparameter aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Gasverteilernetzbetreiber vor, mit dem die Modellwahl und Berechnung der Effizienzwerte unter gutachterlicher Begleitung vorgenommen wurde.

Diese Einschätzung der Bundesnetzagentur ist maßgeblich davon getrieben, dass sich Netzbetreiber im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen müssen, da es mit dem methodischen Ansatz des Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschluss vom 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 17 unter Verweis auf BGH, Beschluss vom 21.01.2014, - EnVR 12/12, RdE 2014, 276 Rn. 122 f. - Stadtwerke Konstanz GmbH).

Die Festlegung der Erlösbergrenzen erfolgt in einem hochkomplexen Verwaltungsverfahren mit – jedenfalls phasenweise – zahlreichen Beteiligten. Die Bestimmung der individuellen Erlösbergrenzen der einzelnen Netzbetreiber ist erst der letzte Schritt in einem gestuften Regulierungsverfahren mit zahlreichen Zwischenschritten, die nicht nur die Verhältnisse des jeweiligen Netzbetreibers zum Gegenstand haben, sondern in verschiedenen Bereichen – insbesondere dem des Effizienzvergleichs – einen Abgleich der Daten aller Netzbetreiber erfordern. Das ist aber nur möglich, wenn sichergestellt ist, dass zu bestimmten Stichtagen alle erforderlichen Daten vorliegen (BGH, a.a.O., Rn. 17).

Die Datenänderungen sind marginal und haben keine Auswirkungen auf die Wahl der Vergleichsparameter oder die Ausgestaltung des Modells. Die Auswirkungen auf die Effizienzwerte der betroffenen Netzbetreiber und dritter Netzbetreiber sind ebenso marginal.

Bei den Korrekturen handelt es sich nur um punktuelle, nicht gravierende Datenänderungen. Es liegen aufgrund der geringfügigen Auswirkungen keine Anhaltspunkte vor, die eine erneute Durchführung des gesamten Effizienzvergleichs (samt neuem Stichtag für den Datensatz) erforderlich machen. Fehlerhafte Einzeldaten könnten sich im Prozess des Effizienzvergleichs immer einstellen und wirken sich angesichts der Breite der Datengrundlage in der Regel nicht in nennenswertem Umfang auf das Ergebnis aus.

Vorliegend ist auch keine Fallkonstellation gegeben, in der sich die falschen Datenangaben erheblich auf die Effizienzwerte zu Gunsten des betroffenen Netzbetreibers selbst oder zu Lasten anderer Netzbetreiber auswirken. Es bestehen keine Anhaltspunkte dafür, dass sich die Datengrundlage insgesamt als untauglich für die Durchführung des Effizienzvergleichs erwiesen habe. Im Gegenteil sprechen die nur minimalen Korrekturen vor dem Hintergrund der Größe des übrigen Datensatzes für eine hinreichend genaue Datengrundlage.

#### **3.5.3.6 Gutachten des Beraterkonsortiums**

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 wird auf die Gutachten des Beraterkonsortiums, die darauf basierenden Aktualisierungen der Bundesnetzagentur sowie die von der Bundesnetzagentur angefertigte Übersichtsdarstellung zum endgültigen Modell und der Effizienzwerte, die sich auf Basis des verwaltungsinternen Stichtages vom 19.9.2024 sowie der Berücksichtigung der Korrektur eines Datenfehlers bei einem Benchmarkführer ergeben, verwiesen.

### **3.5.4 Feststellung des Effizienzwertes**

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV. Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV).

#### **3.5.4.1. Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet**

Hinsichtlich des Aspektes von „zu hohen“ nicht gerechtfertigten Effizienzwerten der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet und der Adjustierung, d.h. der Anpassung dieser Werte nach unten, werden im Kurzgutachten verschiedene Optionen aufgezeigt. Die Umsetzung erfordert bei jeder Option – unabhängig von ihrem jeweiligen Eignungsgrad – nach Einschätzung der Bundesnetzagentur eine Änderung der derzeit noch geltenden Anreizregulierungsverordnung. Denn eine dem eigentlichen Effizienzvergleich inklusive Ausreißeranalyse nachgelagerte Adjustierung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet durch eine separate DEA, die Anwendung einer DEA mit Weight Restrictions, ein ausschließliches Abstellen auf die Effizienzwerte aus der SFA oder der Ansatz von skalierten Effizienzwerten aus der Supereffizienzwertanalyse sind darin nicht vorgesehen bzw. würden im Fall der Heranziehung lediglich der SFA-Werte unmittelbar der in der ARegV vorgeschriebenen best-of-four-Abrechnung widersprechen.

Die in der ARegV vorgesehenen Adjustierungsmöglichkeiten von Effizienzwerten und –vorgaben sowie der Erlösobergrenze – die nachträgliche Anpassung des Effizienzwertes aufgrund von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (§ 15 Abs. 1 ARegV), die Anpassung der Effizienzvorgaben bei Unerreichbarkeit und Unübertreffbarkeit (§ 16 Abs. 2 ARegV) sowie die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Härtefalles (§ 4 Abs. 4 Ziff. 2 ARegV) – sind vorliegend offenkundig allein schon deshalb nicht einschlägig, da mit ihnen – für streng umrissene Ausnahmefälle – eine Entlastung des Netzbetreibers bewirkt werden soll. Eine gleichlautende Anwendung ist abwegig. Dies ergibt sich allein schon daraus, als dass die damit verbundene vollständige Umkehr der Rechtsfolge dieser Vorschriften (nachträgliche Belastung statt nachträglicher Entlastung) vom Ordnungsgeber mit hinreichender Sicherheit nicht intendiert gewesen sein dürfte. Andernfalls hätte er die Regelungen entsprechend anders formuliert oder eigenständige Regelungen geschaffen, durch die Effizienzwerte, Effizienzvorgaben oder die Erlösobergrenze nachträglich nach unten angepasst werden können.

Zwar hat die Bundesnetzagentur u. a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n. F. für die Übergangszeit bis zum Zeitpunkt des Außerkrafttretens der nach § 21a und § 24 EnWG a. F. erlassenen Rechtsverordnungen im Gassektor (31.12.2027) eine Abweichungskompetenz. Insofern wäre eine entsprechende Änderung der ARegV, die die nachträgliche Anpassung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nach dem durch die Gruppendominanzanalyse vorgenommenen Ausschluss dieser Netzbetreiber vorsieht, möglich und mit Blick auf die Ausführungen des Bundesgerichtshofes auch grundsätzlich geboten. Dagegen spricht jedoch der fortgeschrittene Verfahrensstand in Verbindung mit der Tatsache, dass bereits fast das Ende des zweiten Jahres der laufenden Regulierungsperiode erreicht ist, denn ein solches Vorgehen würde einen mehrmonatigen Anhörungsprozess erforderlich machen. Dem gegenüber steht die Notwendigkeit, die endgültige Bescheidung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen voranzutreiben, um das Verwaltungsverfahren abschließen zu können und für alle Beteiligten Rechtssicherheit insbesondere bezüglich der Effizienzvorgaben herzustellen.

Die Bundesnetzagentur ist deshalb zu dem Ergebnis gekommen, auf eine Anpassung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet für die vierte Regulierungsperiode zu verzichten. Dass die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet den Effizienzwert von 100% damit durchgängig behalten, entspricht im Übrigen den Ergebnissen des Effizienzvergleichs der zweiten Regulierungsperiode, bei dem ebenfalls alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet als Ausreißer – hier aber im Rahmen bereits der Einzelanalyse – identifiziert wurden und einen Effizienzwert von 100% zugewiesen bekommen haben. Dies wurde vom BGH in seinen Entscheidungen zum Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode nicht beanstandet.

#### **3.5.4.2. Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die RegKH schließt sich der in den vorhergehenden Abschnitten 3.5 ff. dargelegten Auffassung der Bundesnetzagentur an und berücksichtigt den von der Bundesnetzagentur für den Netzbetreiber ermittelten Effizienzwert entsprechend der am 12.12.2024 veröffentlichten Daten wie folgt:

DEA nicht standardisiert:	64,202 %
DEA standardisiert:	67,844 %
SFA nicht standardisiert:	92,685 %
<u>SFA standardisiert:</u>	<u>95,140 %</u>
<b>Best of Four-Wert:</b>	<b>95,140 %</b>

### 3.6 Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Als beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode gelten gem. § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus, nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode. Daraus folgt:

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist Anlage 1 zu entnehmen.

#### 3.6.1 Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat nach § 16 Abs. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil,  $KA_{b,0}$ ) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors ( $V_t$ ) rechnerisch innerhalb der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Eine Regulierungsperiode dauert nach § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der dritten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor ( $V_t$ ) von  $0,2 \cdot t$ .

Jahr	t	$V_t$
2023	1	0,2
2024	2	0,4
2025	3	0,6
2026	4	0,8
2027	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus Anlage 1.

### 3.6.2 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Nach § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2020. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI

- für das Jahr 2020 100,0,
- für das Jahr 2021 103,1,
- für das Jahr 2022 110,2 und
- für das Jahr 2023 116,7

(jeweils bei einer Normierung auf das Jahr 2020; abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001).

Entsprechend des Terms  $VPI_t/VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2021 zum VPI für das Jahr 2020 für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode (2023) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0310. Für das zweite Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1020 und für das dritte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2025) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1670.

Für die Folgejahre der vierten Regulierungsperiode (2025 bis 2027) hat die RegKH jeweils den VPI der Jahre 2024 und 2025 geschätzt, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine abschließenden Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2024 und 2025 vorliegen konnten, diese indes bei der Ermittlung des VPI der verschiedenen Jahre der Regulierungsperiode zugrunde zu legen sind. In der Vergangenheit wurde diese Schätzung vorgenommen, indem die relative prozentuale Veränderung des letzten bekannten VPI in Bezug auf das Vorjahr fortgeschrieben wurde. Der RegKH erschien es jedoch nicht zweckmäßig die außergewöhnliche Entwicklung des VPI im Jahr 2023 für den Rest der Regulierungsperiode zu prolongieren. Der Rat der Europäischen Zentralbank (EZB) gibt ein mittelfristiges Inflationsziel in Höhe von 2% an. Die RegKH hält es für zweckmäßig das mittelfristige Inflationsziel der EZB als Schätzung für die relative prozentuale Veränderung des VPI für die Jahre 2024 und 2025 heranzuziehen, zumal der Netzbetreiber nach § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist.

Es wurden somit folgende auf eine Nachkommastelle gerundete VPI-Werte angesetzt:

<b>Jahr</b>	<b>VPI</b>
2020	<b>100,0</b>
2021	<b>103,1</b>
2022	<b>110,2</b>
2023	<b>116,7</b>
2024	<b>116,7 * 1,02 = 119,0</b>
2025	<b>116,7 * 1,02<sup>2</sup> = 121,4</b>

Für das vierte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2026) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1900 und für das fünfte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2027) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,2140 zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2020 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

<b>Jahr</b>	<b>VPI<sub>t</sub>/VPI<sub>0</sub></b>
2023	<b>3,10%</b>
2024	<b>10,20%</b>
2025	<b>16,70%</b>
2026	<b>19,00%</b>
2027	<b>21,40%</b>

Die RegKH hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2023 bis 2027 berücksichtigt. Hierzu wird auf Anlage 1 verwiesen.

### **3.7 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV**

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF<sub>t</sub>).

Nach § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

Nach § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln.

Unter dem Aktenzeichen BK4-22-085 hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor festgelegt, welcher Bestandteil der Regulierungsformel ist. Die RegKH legt den von der Bundesnetzagentur festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor diesem Beschluss nach § 9 Abs. 4 ARegV zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zugrunde.

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable  $PF_t$  als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt.

Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr  $t$  der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ( $PF_t$ ) ergeben sich demgemäß mittels der folgenden Formel:  $PF_t = (1 + 0,87^{t-1})$ .

### **3.8 Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV**

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV ( $KKA_t$ ) beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

### **3.9 Qualitätselement nach § 19 ARegV**

Auf die Erlösobergrenzen können nach § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen ( $Q_t$ ). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements bei Gasversorgungsnetzen entscheidet die Regulierungsbehörde. Das Qualitätselement kann nach § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV im Laufe der zweiten oder einer späteren Regulierungsperiode angewendet werden, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. In der vierten Regulierungsperiode wird indes weiterhin kein Qualitätselement angewendet.

### **3.10 Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV**

Als volatile Kostenanteile gelten nach § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem

Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV nur dann als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat.

Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten gelten nicht als volatile Kostenanteile. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur vom 15.05.2014 (BK9-14/606) gelten Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV. Für Verteilernetzbetreiber hat dies jedoch keine Relevanz.

Nach Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 18.09.2020 (BK9-20/606-1 bis BK9-20/606-5) gelten Energiekosten für die Stickstoffgewinnung zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV.

Die RegKH macht sich diese Beschlussfassungen der BNetzA zu eigen und legt sie ihrem Beschluss zu Grunde. Da die letztgenannten Kostenarten in den maßgeblichen Basisjahren 2015 (für 2021 und 2022) und 2020 (für die Jahre ab 2023) noch nicht als volatile Kostenanteile galten und daher in den jeweiligen Kostenprüfungen nicht gesondert abgegrenzt wurden, wird die Feststellung der heranzuziehenden Vergleichswerte im Rahmen der jeweiligen Verfahren zur Genehmigung der Salden des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 3 ARegV erfolgen.

Nach Festlegung der RegKH vom 28.12.2022 (Az. III-075-s-20-01-02#001) gelten ab dem 01.01.2021

- Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung,
- Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas,
- Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen beruhen,
- Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme von Gas aus dem Ausland ins deutsche Fernleitungsnetz entstehen, welches nicht den Bestimmungen des Arbeitsblatts G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (Stand 2021) entspricht, soweit die Übernahme derartigen Gases zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt wird und die Netzbetreiber

nach Übernahme des Gases alle angemessenen Maßnahmen zur Schadensminimierung treffen und insbesondere die ihnen zur Verfügung stehenden, relevanten Informationen wie Messwerte und sonstige Daten über die Beschaffenheit des transportierten Gases den Anschlusskunden einschließlich Speicherbetreibern, bei welchen eine Schädigung nicht fernliegend erscheint, zur Verfügung stellen,

als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV. Da die letztgenannten Kostenarten in den maßgeblichen Basisjahren 2015 (für 2021 und 2022) und 2020 (für die Jahre ab 2023) noch nicht als volatile Kostenanteile galten und daher in den jeweiligen Kostenprüfungen nicht gesondert abgegrenzt wurden, wird die Feststellung der heranzuziehenden Vergleichswerte im Rahmen der jeweiligen Verfahren zur Genehmigung der Salden des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 3 ARegV erfolgen.

### **3.11 Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV**

Der Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und von der RegKH gemeinsam mit dessen Verteilung in einem gesonderten Verfahren genehmigt. Der Netzbetreiber ist nach § 4 Abs. 4 S. 3 ARegV verpflichtet, einmal jährlich einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 5 ARegV zu stellen. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV bestimmt, dass der ermittelte und verzinste Saldo des Regulierungskontos durch Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen verteilt werden muss. Der Saldo des Regulierungskontos wird im Rahmen des gesonderten Verfahrens ausgeglichen; bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen durch diesen Beschluss werden insoweit keine Beträge berücksichtigt.

#### **4. Rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen**

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 01.01.2023 ist zulässig. Sie steht in Einklang mit dem in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG statuierten Gebot der Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe. Die Effizienzvorgaben für das Jahr 2023 können auch rückwirkend festgelegt werden. Zwar gilt im Grundsatz, dass die Systematik der ARegV einen erlösobergrenzenfreien Zeitraum nicht vorsieht und die Festlegung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode grundsätzlich im Jahr 2022 hätte erfolgen sollen, um den Netzbetreiber zu Beginn der Regulierungsperiode in Kenntnis der für ihn maßgeblichen Effizienzvorgaben zu setzen. Gleichwohl kommt eine rückwirkende Festlegung in Betracht. So sieht Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG vor, dass die Regulierungsbehörden befugt sind, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Entsprechend ist in § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG geregelt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, zum 15. Oktober eines jeden Jahres für das Folgejahr vorläufige Entgelte zu veröffentlichen, wenn die Entgelte für den Netzzugang bis zum 15. Oktober nicht ermittelt worden sind. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegung von Erlösobergrenzen zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris).

Dem Netzbetreiber waren die für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente bekannt bzw. diese waren aufgrund entsprechender Mitteilung der RegKH abschätzbar. Die RegKH hat dem Netzbetreiber insbesondere das festgestellte Ausgangsniveau mitgeteilt.

Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2022 in der Lage, die beeinflussbaren Kosten des Jahres 2023 anzupassen. Auf einen etwaigen Antrag nach § 15 ARegV kommt es hierbei nicht an. Hinzu kommt, dass die Effizienzvorgaben rein rechnerisch und losgelöst von der betriebswirtschaftlichen Realität erfolgen, mithin der Abbau von Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen kann (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 121 f., juris).

Im Hinblick auf die Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV waren für die RegKH folgende Erwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen im Rahmen der Ermessensausübung leitend: Der RegKH ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösobergrenzen die Ausnahme zu sein haben (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die

RegKH entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösbergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösbergrenzen rückwirkend zum 01.01.2023 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die RegKH neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Neubescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe von Erlösbergrenzen einschließlich Effizienzvorgaben für die gesamte Regulierungsperiode auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit und an einer nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung von Erlösbergrenzen nach § 72 EnWG wäre aus Sicht der RegKH für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen sowie die Vereinbarung von Netzentgelten nicht zweckdienlich gewesen. Zum Jahresende 2022 und im Rahmen der ersten Anhörung zur geplanten EOG-Beschlussfassung Mitte des Jahres 2023 waren dem Netzbetreiber mit Ausnahme des finalen Effizienzwertes alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösbergrenze des Jahres 2023 nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. waren diese aufgrund entsprechender Mitteilung der RegKH abschätzbar. Eine vorläufige Festlegung hätte also keinen wesentlichen inhaltlichen Mehrwert gehabt, sondern lediglich die dem Netzbetreiber bekannten Tatsachen in Form eines vorläufigen Bescheides förmlich festgehalten. Im Gegenzug hätte eine vorläufige Festlegung einen Mehraufwand sowohl auf Seiten der Behörde als auch der Netzbetreiber in Form von Erstellung und Zustellung der Bescheide sowie kritischer Durchsicht durch die Netzbetreiber bedeutet.

Ebenfalls zu berücksichtigen war, dass zur Jahresmitte 2023 bereits die erste Anhörung zur Beschlussfassung für die Festlegung der Erlösbergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Gas durch die RegKH vorgenommen wurde. Die für September 2023 geplante Beschlussfassung wurde jedoch nicht umgesetzt, da die möglichen Auswirkungen der höchstrichterlichen Rechtsprechung zum Effizienzwertermittlungsverfahren für die dritte Regulierungsperiode noch einmal zu prüfen waren.

In der Folge hat die RegKH die Beschlussfassung zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen Strom für die vierte Regulierungsperiode vorgenommen und die Beschlussfassung für die Erlösbergrenzen Gas zurückgestellt. Aus Sicht der RegKH überwiegt hier das

Interesse an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der vierten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die RegKH demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

In besonderem Maße für die rückwirkende Festlegung sprechen hier die einen großen Teil der Öffentlichkeit betreffenden und nur mit einer materiell richtigen Erlösobergrenzenfestlegung nach den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV zu erreichenden Ziele. Rechtmäßig bestimmte Erlösobergrenzen dienen – den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecken entsprechend – einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Die Netzregulierung dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG daneben den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen zuverlässigen Netzbetriebs. Schließlich sind gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung u.a. von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung zu bilden. Diese Ziele erachtet die RegKH als besonders wichtig, die Verwirklichung dieser Ziele ist überhaupt Sinn der Netz- und der Entgeltregulierung. Sie dienen der Allgemeinheit und sind für diese von überragender Bedeutung. Nur mit rechtmäßigen Erlösobergrenzen für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode können die genannten Ziele optimal erreicht werden.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenze für das Jahr 2023 und 2024 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem legitimen öffentlichen Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV, für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben ermöglicht. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht mehr zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen und insbesondere keine Ineffizienzen abbauen zu müssen, muss aus Sicht der RegKH hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen. Für den Netzbetreiber war die Größenordnung des für ihn schließlich auch förmlich festgelegte Effizienzwertes abschätzbar, so dass er ohnehin stets gehalten war, vorhandene Ineffizienzen abzubauen. Etwaige Abweichungen zu bislang tatsächlich vereinnahmten Entgelten können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden.

## **5. Meldepflichten des Netzbetreibers**

Die Anordnung in Nebenbestimmung 1 ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis 3 ARegV und volatilen Kostenanteilen nach § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-Drs. 417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher nach § 32 Abs.1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der besseren Durchsetzung der rechtlichen Verpflichtung, weil hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung ggf. durch ein Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchzusetzen.

## **6. Netzübergänge**

Die Anordnung in Nebenbestimmung 2 ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 und § 28 S. 1 Nr. 8 ARegV.

Nach § 28 S. 1 Nr. 8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen; die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs anzuzeigen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Regulierungsbehörde zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Die Anordnung dient der besseren Durchsetzung der rechtlichen Verpflichtung, weil hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung ggf. durch ein Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchzusetzen.

## **7. Zusicherung hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**

Die RegKH sichert hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die unter Hinweisziffer 4 beschriebenen Regelungen zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode mit dem Ziel zu, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind.

Ein Netzbetreiber soll sich nicht veranlasst sehen, gegen den vorliegenden Beschluss rechtswahrend Beschwerde einzulegen, nur um sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode Gas auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu profitieren. Die RegKH möchte mit der in Rede stehenden Regelung somit vermeiden, dass dieser Beschluss von Netzbetreibern allein deshalb mit einer Beschwerde angegriffen und so einem gerichtlichen Verfahren zugeführt wird, um gegebenenfalls einen niedrigeren als im ursprünglichen Beschluss BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen.

Gleichzeitig wird für den Fall, dass der Netzbetreiber diesen Beschluss nicht nur wegen des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, sondern auch wegen anderer Beschwerdepunkte angreift, sichergestellt, dass über die insoweit eingelegte Beschwerde entschieden werden kann und das Abwarten einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung und einer eventuellen Neufestlegung des mit Beschluss BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Hinweisziffer 4 getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung dieses Faktors kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgangs des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-22-085 auch von einem niedrigeren generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in dieser Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen profitieren soll. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass die RegKH – schon im Interesse der Netznutzer – sicherstellt, dass im Falle eines für den Netzbetreiber ungünstigen Ausgangs seines Beschwerdeverfahrens gegen die

Festlegung BK4-22-085 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzen erhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelungen der Hinweisziffer 4 in den Beschluss aufzunehmen, hat die RegKH insbesondere berücksichtigt, dass diese Aufnahme der Regelung mit dem Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser wurde im Anhörungsverfahren ausdrücklich auf die Aufnahme der Regelung hingewiesen. Dabei wurde er auch darauf hingewiesen, dass er aufgrund der Ausgestaltung von Hinweisziffer 4 lit. a) („eingelegt und nicht zurückgenommen hat“) jederzeit die Möglichkeit hat, durch die Rücknahme der Beschwerde gegen die Festlegung BK4-22-085 eine Bedingung des Hinweises nicht zu erfüllen und so den Zustand herzustellen, in dem er sich ohne diese Regelung befinden würde.

### **III. Gebühren**

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

### **IV. Anlagen und Anhänge**

Anlage 1 Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Anhang A) Erläuterungen zur Methodik des Kapitalkostenabzugs

Anhang B) Erläuterungen zum und Chronologie des von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleichs nach § 12 Abs. 1 ARegV für die vierte Regulierungsperiode Gas

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden.

Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Frankfurt am Main, 60313 Frankfurt am Main, 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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. § 87b Absatz 3 Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) ist entsprechend anzuwenden.

Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Wiesbaden, 27. Mai 2025

Dokument unterschrieben  
von: Lamberti, Stefan Helmut  
am: 27.05.2025 09:42



Stefan Lamberti

Vorsitzender

Dokument unterschrieben  
von: Petschuch, Christoph Milan  
am: 27.05.2025 07:52  
Ort: Wiesbaden



Christoph Milan Petschuch

Beisitzer

Dokument unterschrieben  
von: Schramm, Eva-Maria Brigitte Jutta  
am: 27.05.2025 09:21  
Ort: Wiesbaden



Eva-Maria Schramm

Beisitzerin