Bundesnetzagentur

**Beschlusskammer 9**

**Aktenzeichen:**

| | |
|---|---|
| Bund | **BK9-26/620-1** |
| OL Berlin | **BK9-26/620-2** |
| OL Brandenburg | **BK9-26/620-3** |
| OL Bremen | **BK9-26/620-4** |
| OL Schleswig-Holstein | **BK9-26/620-5** |

# Beschluss

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

wegen **Festlegung zu volatilen Kosten für die Umsetzung verschiedener Vorgaben der Methanverordnung[1] („KOMET“)**

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Gregor Glasmacher,

den Beisitzer Stefan Tappe

und den Beisitzer Dr. Björn Heuser

[1] Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (Methanverordnung)

gegenüber den Betreibern von Gasversorgungsnetzen i. S. d. § 3 Nr. 13 EnWG im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur sowie der Länder Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein

- Gasnetzbetreiber –

am 27.10.2026 beschlossen:

1. Die nachfolgenden operativen Kosten gelten als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV:

    a) Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms[2] gem. Art 14 Methanverordnung

    b) Kosten für die Emissionsquantifizierung gem. Art. 12 Methanverordnung

    c) Kosten für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen gem. Art. 14 Methanverordnung

    d) Kosten für Nachmessungen gem. Art. 14 Abs. 12 Methanverordnung

    e) Kosten aufgrund der Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln gem. Art. 15 und 17 Methanverordnung

2. Dieser Beschluss ist rückwirkend ab dem 05.08.2024 anzuwenden. Der Beschluss wird bis zum 31.12.2027 befristet.

3. Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

[2] Leak Detection and Repair survey (Programm zur Leckerkennung und -reparatur)

# GRÜNDE

## I. Sachverhalt

1 Die Methanverordnung ist am 05.08.2024 in Kraft getreten. Sie ist ein Teil des Legislativpakets „Fit for 55“ der Europäischen Union (EU), das die Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 senken soll. In Kapitel 3 der Methanverordnung werden verschiedene Pflichten an die Betreiber fossiler Energieinfrastrukturen im Öl- und Gassektor adressiert. Die vorliegende Festlegung dient der entgeltseitigen Berücksichtigung dieser Vorgaben.

2 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 01.09.2026 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

3 Ebenfalls am 01.09.2026 hat die Beschlusskammer den Festlegungsentwurf auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und den betroffenen Unternehmen sowie Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch die Veröffentlichung ersetzt.

4 Dem Länderausschuss wurde mit Schreiben vom 24.09.2026 gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

5 Im Rahmen der Konsultation sind insgesamt 36 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen.

6 Die Einstufung der aus der EU-Methanverordnung entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile wurde begrüßt. Eine Stellungnahme betonte, dass eine zukünftige Einstufung als KAnEu geboten sei, da die Kosten durch exogene Effekte getrieben seien und keine Gleichartigkeit der Kosten vorläge.

7 In mehreren Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass der Katalog der anerkennungsfähigen Kosten um Berichts- und Dokumentationspflichten erweitert werden müsse. Es dürften nicht lediglich die Kosten der eigentlichen Messung anerkannt werden, sondern generell sämtliche unmittelbar aus der Umsetzung der Methanverordnung resultierenden operativen Kosten. In einer Stellungnahme wurde betont, dass der durch die Methanverordnung zusätzlich entstehende Verwaltungsaufwand nicht berücksichtigt würde. Der Katalog sei nach einer weiteren Stellungnahme um Schulungs- und Weiterbildungskosten, soweit sie aus der Methanverordnung veranlasst seien, zu erweitern. Zudem sei Tenorziffer 1e) dahingehend zu spezifizieren, dass Kosten von Methoden zur Methanemissionsvermeidung abgebildet würden. Tenorziffer 1a) sei dahingehend zu spezifizieren, dass auch Anlagen und

Armaturenstationen erfasst würden. In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, dass die Aufteilung der Kostenarten in Tenorziffer 1 in der Methanverordnung nicht vorgesehen sei und dementsprechende Nachweise bei den Netzbetreibern zu erheblichem bürokratischen Aufwand führen würden.

8 Die Erhebung von Basisjahrdaten des Jahres 2020 für Kosten gem. Tenorziffer 1c) und 1d) sei bei einigen Netzbetreibern unter Umständen nicht möglich, sodass sachgerechte Schätz- und Näherungsverfahren zuzulassen seien. Vor dem Hintergrund sei der Erhebungsbogen zum Regulierungskonto möglichst frühzeitig zu veröffentlichten.

9 Es wurde darüber hinaus mehrfach vorgetragen, dass der rückwirkende Geltungsbereich der Festlegung auf das Jahr 2024 auszuweiten sei, da bei vielen Netzbetreibern bereits unmittelbar mit Inkrafttreten der Verordnung relevante Kosten entstanden seien, auch wenn im Jahr 2024 überwiegend organisatorische und technische Vorbereitungen getroffen worden seien. Die tatsächlichen Umsetzungskosten der Methanverordnung würden somit nicht vollständig abgebildet. In einer Stellungnahme wurde vorgeschlagen, dass die Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung in Höhe von 50 % der im Jahr 2025 nachgewiesenen Kosten für eine Anerkennung aus 2024 zugrunde gelegt werden sollten. Auch eine Landesregulierungsbehörde regte die Abänderung von Tenorziffer 2 S. 1 auf das Datum des Inkrafttretens der Verordnung vor dem Hintergrund der Gleichbehandlung aller Netzbetreiber an.

10 Bezüglich der Befristung der vorliegenden Festlegung wurde unter anderem vorgetragen, dass eine Evaluierung zur Entwicklung der Kosten stattfinden solle, um eine abschließende Bewertung zur Weiterführung als volatile Kostenanteile vornehmen zu können. Da die Verordnung weiter überarbeitet und konkretisiert werde und erheblichen Umsetzungsaufwand begründe, könne man noch nicht von einem eingeschwungenen Zustand ausgehen. Eine Stellungnahme betonte, dass für Verteilernetzbetreiber vor allem die Phase 2024 bis 2028 relevant für die operative Umsetzung sei. Es ergäbe sich eine Aufbauphase ab 2024, eine Einführungsphase bis 2026 und eine Umsetzungs- und Verschärfungsphase bis etwa 2028. Die Befristung greife zudem noch nicht absehbaren Entwicklungen vorweg. Ein eingeschwungener Zustand werde nicht bei allen Netzbetreibern gleichermaßen erreicht sein. In mehreren Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass die Annahme, ab der fünften Regulierungsperiode sei ein eingeschwungener Zustand erreicht, nicht der tatsächlichen Kostenentwicklung entspräche. So kämen bis zum Jahr 2028 stufenweise weitere Anforderungen an Messung und Berichterstattung hinzu. Die tatsächlichen Mehrkosten ließen sich frühestens ab dem Berichtsjahr 2026 realistisch beziffern und hätten eine absehbar steigende Tendenz. Bei einem ersatzlosen Auslaufen der Regelung wären die Kosten nicht angemessen im Ausgangsniveau der 5. Regulierungsperiode berücksichtigt. Aufgrund der gestaffelten Verpflichtungen seien im Basisjahr 2025 noch nicht

sämtliche Kosten berücksichtigt. Demnach sei eine neuerliche Festlegung ab dem 01.01.2028 erforderlich. In einer Stellungnahme wurde vorgetragen, dass die Befristung bis zum Jahr 2033 verlängert werden müsse, um die Kosten adäquat abbilden zu können.

11 Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass nicht hinreichend deutlich werde, in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt die anerkannten Kosten tatsächlich erlöswirksam würden. Das Regulierungskonto diene dem nachgelagerten Ausgleich von Differenzen und sollte nicht erstmalig die Anerkennung und Erlöswirksamkeit der Kosten herstellen. Es bestünde ein erheblicher Zeitraum bis zur endgültigen Refinanzierung bei den Netzbetreibern. Die im Jahr 2025 ermittelten Kosten sollten als Referenzgröße für die Jahre 2026 und 2027 herangezogen und im Rahmen der Anpassung der EOG 2027 berücksichtigt werden. Abweichungen könnten nachgelagert über das Regulierungskonto erfasst werden.

12 Eine andere Stellungnahme betonte, dass aufgrund der Gefahr von überhöhten Kosten bei der erstmaligen Durchführung der Maßnahmen sichergestellt werden müsse, dass ineffiziente Kostenbestandteile nicht als Teil der Gasnetzentgelte anerkannt würden. Es sei begrüßenswert, wenn im weiteren Verfahren zusätzliche Transparenz über die erwarteten Kostenwirkungen geschaffen würden und die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte besser prognostizierbar wäre.

13 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## II. Rechtliche Würdigung

### 1. Adressatenkreis

14 Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen i. S. d. § 3 Nr. 13 EnWG in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden der Länder Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein, sofern und soweit diese Gasverteilernetze oder Fernleitungsnetze betreiben, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterliegen.

### 2. Zuständigkeit

15 Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-1 handelt die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Gasversorgungsnetz mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Gasversorgungsnetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

16 Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-2 handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Berlin gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Berlin vom 25.10./17.12.2005 (Bekanntmachung ABl. Berlin Nr. 12 vom 17.03.2006, in Kraft seit dem 18.03.2006) i.V.m. dem Gesetz zur Ausführung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 06.03.2006 (Gesetz- und Verordnungsblatt für Berlin Nr. 10 vom 18.03.2006).

17 Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-3 handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Brandenburg gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Brandenburg 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).

18 Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-4 handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Bremen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Freien Hansestadt Bremen vom 18.03./03.04.2014 i.V.m. dem Gesetz zu dem Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 22.07.2014 (Bekanntmachung: GBl. der Freien Hansestadt Bremen Nr. 78/2014, S. 343 ff. vom 28.07.2014; Gesetz und Verwaltungsabkommen sind seit dem 29.07.2014 in Kraft).

19 Hinsichtlich der Festlegung unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-5 handelt die Bundesnetzagentur in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Schleswig-Holstein gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein vom 11.08.2015/07.09.2015 (Bekanntmachung als Anlage zum Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Gesetz- und Verordnungsblatt für Schleswig-Holstein Nr. 14/2015 vom 29.10.2015, S. 342 f.; in Kraft seit dem 30.10.2015).

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

## 3. Materielle Rechtmäßigkeit

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

21 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.

#### 3.1.1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

22 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.

#### 3.1.2. Gesetzesreform und Übergangsregelung

23 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 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.

24 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.

25 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).

26 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).

27 Mittlerweile hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur im Rahmen des NEST-Prozesses Festlegungen zum Regulierungsrahmen ab der fünften Regulierungsperiode auf der Grundlage der aktuellen EnWG-Vorgaben erlassen. Neben der Rahmenfestlegung RAMEN Gas (GBK-25-01-2#1) gibt es eng miteinander verknüpfte Methodenfestlegungen, die das zukünftige Regulierungssystem detaillierter ausgestalten. Dies sind die Methodenfestlegungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (GasNEF, GBK-24-02-2#3), zur Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1), zum Effizienzvergleich Gas (GBK-25-02-2#1), zum Xgen (GBK-24-02-3#4). Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der genannten neuen Festlegungen ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber das Jahr 2025. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der GasNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung.

28 Für die vierte Regulierungsperiode bleiben die bisherigen Vorgaben der ARegV und der GasNEV maßgeblich, sofern nicht im Einzelfall eine Sonderregelung zum zeitlichen Anwendungsbereich im Wege der Abweichungskompetenz getroffen wurde.

### 3.1.3. Interessenabwägung

29 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 Über-

gangszeit 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.

30 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.

31 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 nimmt einige Zeit in Anspruch. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

32 Vor diesem Hintergrund wird die Bundesnetzagentur die Abbildung der durch die Methanverordnung entstehenden Kosten durch die Anwendung des etablierten Regulierungsrahmens der ARegV abbilden.

### 3.2. Ermächtigungsgrundlage

33 Die Anordnung zu Tenorziffer 1 ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 32 Abs.1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Bundesnetzagentur zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Anordnungen treffen. Die Bundesnetzagentur kann darüber hinaus Vorgaben zu Verfahren machen, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Anordnung kann sich an einen Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern richten.

### 3.3. Volatile Kostenanteile

34 Durch Tenorziffer 1 dieser Festlegung werden die dort aufgelisteten Kosten aus der Umsetzung der Anforderungen der Methanverordnung als volatile Kosten eingestuft. Die Aufteilung der verschiedenen Kosten orientiert sich an den durch die Methanverordnung vorgegebenen Maßnahmen.

35 Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV sieht der Verordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an. Demgemäß werden in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV als Netzbetriebskosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen können, Treibenergie- und Verlustenergiekosten genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).

36 Die in Tenorziffer 1 genannten Kosten sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Verordnungsgebers ebenfalls als volatil anzusehen, da in der ersten Umsetzungsphase der Methanverordnung noch kein eingeschwungener Zustand bezüglich der verschiedenen durchzuführenden Maßnahmen herrscht und auch die entsprechende Kostenhöhe starken Schwankungen unterworfen ist.

37 Tenorziffer 1a) dient der Anerkennung von Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms als volatile Kostenanteile. Welche Komponenten diese Überprüfung beinhaltet, ergibt sich aus der Methanverordnung selbst. Die Methanverordnung sieht die Pflicht zu turnusmäßigen Untersuchungen von Leitungen und Anlagen im Rahmen des LDAR-Programms auf der Grundlage eines Fristenkatalogs, abhängig von der Art des Materials bzw. der Komponenten, vor (Art. 14 Abs. 1 bis Abs. 8 Methanverordnung i. V. m. Anhang I Teil 1 Methanverordnung). Die Untersuchung soll zu der systematischen Überprüfung von Gasrohrnetzen auf Dichtheit durchgeführt werden. Gemäß Art. 14 Abs. 7 Methanverordnung legt die Kommission im Wege von Durchführungsrechtsakten die Mindestnachweisgrenze für die Leckerkennung und anzuwendende Messtechniken sowie Schwellenwerte für die LDAR-Untersuchungen fest. Gem. Art. 32 Abs. 1b) Methanverordnung sollen harmonisierte Standards für LDAR-Untersuchungen erarbeitet werden. Bis zum Erlass der Durchführungsrechtsakte sollen die Netzbetreiber die beste verfügbare Technik und die besten ver-

fügbaren Messtechniken sowie die beste auf dem Markt verfügbare Technologie für LDAR-Untersuchungen anwenden (vgl. Erwägungsgrund Rn. 78 der Methanverordnung). Je nachdem, welche Maßnahmen standardmäßig durchzuführen sind, entstehen bei den jeweiligen Netzbetreibern unterschiedlich hohe operative Betriebskosten, z.B. durch den Einkauf von Dienstleistungen in Bezug auf neue bisher nicht verwendete Messtechniken oder in Form von Leihgebühren für spezialisierte Messgeräte. Gerade in der Zeit der Umstellung auf die LDAR-Untersuchungen kann die Verfügbarkeit von Dienstleistungen am Markt begrenzt sein, sodass den einzelnen Netzbetreibern ggf. zeitweise sehr hohe Kosten entstehen. Zudem sind die zuständigen Überwachungsbehörden gem. Art. 6 Methanverordnung derzeit in Deutschland landesweit nicht abschließend benannt, sodass es im Rahmen von Inspektionen und Kontrollen ggf. andere Anforderungen geben wird, deren Umfang noch nicht abzusehen ist. Diese Unwägbarkeiten führen dazu, dass die Kosten der Überprüfung der Rohrleitungen in der Anfangsphase der Umsetzung der Methanverordnung in der Höhe noch nicht konstant anfallen und daher zunächst jährlich stark schwanken können.

38 Gleiches gilt für die Anerkennung der Kosten für die Emissionsquantifizierung, für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen und die Kosten für Nachmessungen als volatile Kostenanteile gem. Tenorziffer 1b) bis 1d). Nach Art. 12 Abs. 5 und Abs. 6 Methanverordnung müssen Netzbetreiber unter Zuhilfenahme spezialisierter direkter Messmethoden Emissionen auf Quellenebene und auf Standortebene quantifizieren. Zudem müssen die Netzbetreiber Leckstellen klassifizieren, anschließend innerhalb strikter Fristenregelungen reparieren und den Erfolg der Reparatur durch Nachmessungen kontrollieren (Art. 14 Abs. 8 bis Abs. 12). Auch hier sollen harmonisierte Standards für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen erarbeitet werden (Art. 32 Abs. 1a Methanverordnung) und Mindestgrenzwerte für die Leckerkennung festgelegt werden, sodass die Kosten bis zu dem Erreichen eines einheitlichen Standards zunächst jährlich stark schwanken können.

39 Tenorziffer 1e) dient der Anerkennung der aufgrund der Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile. Die Beschlusskammer hat sich nach der Konsultation aus Verständlichkeitsgründen dazu entschieden, die Formulierung in Tenorziffer 1e) entsprechend des Begründungsteils anzupassen. Die Methanverordnung sieht gem. Art 15 Abs. 1 vor, dass das Ausblasen grundsätzlich verboten ist und nur als Notfallmaßnahme zur Anwendung kommen darf. Im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen ist das Gas gem. Art. 15 Abs. 6 Methanverordnung umzupumpen und wiedereinzuspeisen. Lediglich bei Nichtdurchführbarkeit dieser Maßnahmen besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit des Abfackelns. Die Anforderungen bei dem Einsatz von Gasfackeln sind in Art. 17 Methanverordnung dargestellt. Artikel 15 Abs. 8 Methanverordnung verdeutlicht, dass auch in Bezug auf diese Kosten noch kein eingeschwungener Zustand erreicht ist, da für einen Übergangszeitraum bei außergewöhnlichen Verzögerungen zunächst noch eine Ausnahme von den Anforderungen an das Ablassen und Abfackeln besteht.

### 3.4. Operative Kosten

40 Die Anpassung der volatilen Kostenanteile ist beschränkt auf operative Kosten. Hinsichtlich der Kapitalkosten erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenze bereits nach § 4 Satz 1 Nr. 1 i.V.m. § 10a ARegV. Eine Berücksichtigung als volatiler Kostenanteil ist auszuschließen (§ 11 Abs. 5 S. 3 ARegV).

### 3.5. Nachweispflicht

41 Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft. Dazu werden die Kosten des Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr abzugleichen sein, welche in Abzug gebracht werden.

42 Die Kosten gem. Tenorziffer 1a), 1b), und 1e) entstehen den Netzbetreibern aufgrund der Vorgaben der Methanverordnung erstmalig und waren daher noch nicht im Basisjahr enthalten. Auch wenn es bereits Vorgaben des DVGW Regelwerks zum Umgang mit Methanemissionen gibt, sind diese grundsätzlich nicht vergleichbar, da in der Methanverordnung detailliertere und umfangreichere Regelungen aufgestellt werden.

43 Die Überprüfung des Rohrnetzes auf Dichtheit erfolgt auch gemäß den Vorgaben des DVGW Regelwerks. Jedoch sind die vorgegeben Intervalle von 1 bis 6 Jahren an einem risikoorientierten Ansatz ausgerichtet und nicht vergleichbar mit dem materialspezifischen Überprüfungszyklus der Methanverordnung, zumal genauere Detektionsmethoden sowie Geräte zur Emissionsquantifizierung eingesetzt werden müssen (Tenorziffer 1a, 1b). Das Ausblasen und Abfackeln von Gas war in der Vergangenheit im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen zulässig und branchenüblich, sodass Kosten für das Umpumpen oder Abfackeln unter Verwendung spezieller Fackeln (Tenorziffer 1e) ebenfalls noch nicht im Basisjahr enthalten waren.

44 Die Kosten für die Reparatur von Leckstellen und die entsprechende Nachkontrolle (Tenorziffer 1c, 1d) sind grundsätzlich bereits im Basisjahr angefallen und werden durch die Methanverordnung lediglich hinsichtlich der Frist zur Beseitigung modifiziert. Die Verordnung sieht vor, dass alle Leckstellen oberhalb bestimmter Grenzwerte innerhalb kurzer Fristen repariert werden, unabhängig vom Gefahrenpotential der Leckstelle. Da die Kosten in den vergangenen Kostenprüfungsverfahren noch nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten im Regulierungskontoverfahren nachträglich zu erheben sein.

45 Die angesetzten Kosten des Bezugsjahres werden im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos auf ihre Sachgerechtigkeit überprüft. Hierzu können auch die Kosten je Einheit im Zu-

sammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Prüfung und Reduzierung der Methanemissionen herangezogen werden. Zudem wurden die Netzbetreiber bereits im laufenden Kostenprüfungsverfahren zur Bestimmung des Ausgangsniveaus dazu aufgefordert, Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung und die vorgenommenen Maßnahmen genau zu bezeichnen und z.B. anhand einer geeigneten Kostenstellenrechnung nachzuweisen, um einen überhöhten Kostenansatz zu verhindern.

46 Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-Abgleich im Zuge der Regulierungskontoprüfung festgestellte Differenzen werden gem. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gem. § 5 Abs. 3 S. 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung. Der zeitliche Versatz der Verteilung ist dem System des Regulierungskontos demnach inhärent.

### 3.6. Fristenregelung

47 In zeitlicher Hinsicht hat sich die Beschlusskammer für eine Rückwirkung zum 05.08.2024 entschieden (Tenorziffer 2). Die Methanverordnung ist am 05.082024 in Kraft getreten und gilt als verbindlicher Rechtsakt unmittelbar. An die Durchführung des Konsultationsverfahrens anschließend, hat sich die Beschlusskammer, nach erfolgter Abwägung, dazu entschieden die Rückwirkung auf das Datum des Inkrafttretens der Verordnung zu erstrecken. Sollten einigen Netzbetreibern bereits ab diesem Zeitpunkt Aufwendungen gem. Tenorziffer 1 entstanden sein, sind diese, aufgrund der unmittelbaren Rechtswirkung der Verordnung, gleichermaßen zu berücksichtigen. Die Beschlusskammer betont jedoch weiterhin, dass das Jahr 2024 maßgeblich durch die organisatorische, technische und prozessuale Vorbereitung der Umsetzung geprägt gewesen sein dürfte. Die eigentlichen kostenintensiven Maßnahmen, insbesondere die flächendeckende Durchführung der LDAR-Untersuchungen, die Beauftragung externer Dienstleister, die Beschaffung und der Einsatz spezialisierter Messtechnik sowie die Umsetzung sich aus den Untersuchungen ergebender Folgemaßnahmen, dürften überwiegend erst ab dem Jahr 2025 angefallen sein.

48 Die Beschlusskammer sieht einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch die Einstufung als volatile Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von ihr rechtlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Netzbetreiber in den Jahren 2024, 2025 und 2026 durchgehend höhere Kosten zu tragen hatten als im dafür maßgeblichen Basisjahr 2020 und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit ausschließlich vorteilhaft für die Adressaten des Beschlusses wirken sollte.

49 Der Beschluss wird bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass ab der fünften Regulierungsperiode ein eingeschwungener Zustand erreicht ist, bzw. die entstehenden Kosten über das Budgetprinzip der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Mindestens ist es jedoch so, dass die Volatilität der entstehenden Kosten gegenüber der Anfangsphase deutlich abnimmt. Mit der fünften Regulierungsperiode beginnt zudem das neue Regulierungsregime auf der Grundlage des NEST-Prozesses, sodass es in jedem Falle einer Neubewertung des vorliegenden Sachverhalts anhand der Kriterien der Festlegung RAMEN Gas sowie einer Evaluierung der durch die Methanverordnung verursachten Kosten bedürfte.

### 3.7. Ermessen

50 Die Beschlusskammer hat die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer gegeneinander abgewogen.

51 Die Beschlusskammer berücksichtigt mit der vorliegenden Festlegung die Kosten aus der Methanverordnung gemäß Artikel 3 Abs. 1 Methanverordnung. Es ist vorgesehen, dass die nationalen Regulierungsbehörden „bei der Festlegung oder Genehmigung von Tarifen oder der Methoden, die von Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, Betreibern von LNG-Anlagen oder anderen regulierten Unternehmen, einschließlich gegebenenfalls Betreibern von unterirdischen Gasspeichern, anzuwenden sind, [...] die zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dieser Verordnung entstandenen Kosten und getätigten Investitionen [berücksichtigen], soweit diese denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren regulierten Unternehmens entsprechen und transparent sind."

52 Die zur Umsetzung der Vorgaben entstehenden Kapitalkosten der Gasnetzbetreiber, wie z.B. die notwendige technische Ausrüstung in der Form spezieller Gasspürgeräte, können durch das Instrument des Kapitalkostenaufschlags jährlich und ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden und unterliegen gleichsam dem Effizienzvergleich. Insofern bedarf es für die Kapitalkosten keiner regulatorischen Anpassung. Zudem gelten Kapitalkosten nicht als volatile Kosten (§ 11 Abs. 5 S. 3 ARegV). Die Anschaffung eigener neuer technischer Geräte spielt im Bereich der Verteilernetze jedoch eine untergeordnete Rolle, sodass ein Teil der Kosten für die Mehrzahl der Festlegungsadressaten nicht allein über den Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden kann. Die darüber hinaus anfallenden operativen Kosten der Gasnetzbetreiber, wie z.B. das Einkaufen von Dienstleistungen, werden im vorliegenden Fall entsprechend der Vorgabe aus der Methanverordnung ebenfalls berücksichtigt.

53 Grundsätzlich ist das Budgetprinzip geeignet und ausreichend, um Kosten abzudecken, die aus den Vorgaben des europäischen Rechts entstehen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022

– VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.). Entsprechende Vorgaben sind nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen. (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53). Die aufgrund der Umsetzung der Methanverordnung neu anfallenden operativen Kosten waren wegen des Inkrafttretens im Jahr 2024 nach Art und Umfang gar nicht oder zumindest nur teilweise im Ausgangsniveau für die vierte Regulierungsperiode enthalten und konnten noch nicht bzw. nur in geringem Umfang im Budget der Netzbetreiber berücksichtigt und aus dem Basisjahr kommend refinanziert werden. Von Seiten der Netzbetreiber wurde plausibel dargestellt, dass sich die Höhe der Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung flächendeckend ab dem Jahr 2025 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden würde bzw. diese Kosten erstmals ab dem Inkrafttreten der Verordnung anfallen. In der Folge sind – in der Tendenz ansteigende – jedenfalls volatile Kostenverläufe zu erwarten.

54 Die Beschlusskammer sieht davon ab, den Katalog der anerkennungsfähigen Kosten in Tenorziffer 1 um weitere Maßnahmen wie Kosten im Zusammenhang mit Berichts- und Dokumentationspflichten, Verwaltungsaufwand oder Schulungen zu erweitern. Derartige Positionen fallen bei den Netzbetreibern regelmäßig an. So existieren bereits jetzt verschiedene Melde- und Berichtspflichten nach dem DVGW Regelwerk oder dem EnWG. Solche gesetzlichen oder branchenspezifischen Anforderungen verändern sich naturgemäß im Laufe der Zeit. Neu hinzugekommenen Verpflichtungen oder Verwaltungsaufwand stehen andererseits entfallenden Anforderungen gegenüber. Kosten für Schulungsbedarf des Personals sowie Aus- und Weiterbildung fallen ebenfalls typischerweise in jeder Regulierungsperiode wiederkehrend an. Diese Kosten sind damit bereits im Budget der Netzbetreiber enthalten und werden durch das Budgetprinzip abgedeckt. Die kostenintensiven Maßnahmen selbst (z.B. Messung und Quantifizierung), die die Grundlage für den Bericht darstellen, werden hingegen durch diese Festlegung berücksichtigt.

55 Es ist aus Sicht der Beschlusskammer im vorliegenden Fall sachgerecht, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zur Berücksichtigung der höheren Kosten aus den europäischen Vorgaben durch die Einstufung als volatile Kosten zu ermöglichen und diese vom Inkrafttreten der Methanverordnung bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode zu beschränken.

56 Eine Einstufung der durch die Methanverordnung verursachten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten scheidet aus, da sie durch den Netzbetreiber in direkter Weise beeinflussbar sind. So kann sich der Netzbetreiber etwa dazu entscheiden, einen Dienstleister mit der Durchführung der Maßnahmen zu beauftragen, oder aber die Umsetzung der Verordnung mit eigenem Personal und Ausrüstung durchzuführen. Die Kosten fallen zudem in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei allen von der Methanverordnung adressierten Netzbetreibern an. Die geforderte Einstufung als KAnEu nach dem neuen Regulierungsrahmen ab der fünften Regulierungsperiode ist nicht Gegenstand dieser Festlegung.

## III. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

57 Da die Festlegung gegenüber einer Gruppe von Netzbetreibern erfolgt, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, anstelle der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

## IV. Kosten (§ 91 EnWG)

58 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

## RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht einzureichen. Hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-1 (Zuständigkeit Bund) ist die Beschwerde bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-2 (Organleihe Berlin) bei dem Kammergericht Berlin (Hausanschrift: Elßholzstr. 30-33, 10781 Berlin), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-3 (Organleihe Brandenburg) bei dem Brandenburgischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gertrud-Piter-Platz 11, 14770 Brandenburg an der Havel), hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-4 (Organleihe Bremen) bei dem Hanseatischen Oberlandesgericht in Bremen (Hausanschrift: Am Wall 198, 28195 Bremen) und hinsichtlich des Verfahrens unter dem Aktenzeichen BK9-26/620-5 (Organleihe Schleswig-Holstein) bei dem Schleswig-Holsteinischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gottorfstraße 2, 24837 Schleswig) 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 die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

| _____ | _____ | _____ |
|---|---|---|
| Vorsitzender | Beisitzer | Beisitzer |