



## Beschlusskammer 9

Aktenzeichen: BK9-25/616

### Beschluss

Im Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. Art. 18 Abs. 5 Verordnung (EU) 2024/1789 (GasVO)

hinsichtlich der **Nichtanwendung von Preisnachlässen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas**

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

durch

den Vorsitzenden Dr. Christian Schütte,

den Beisitzer Stefan Tappe,

und den Beisitzer Roland Naas

am 10.10.2025 beschlossen:

**1. Adressaten**

Diese Festlegung richtet sich an alle Fernleitungsnetzbetreiber.

**2. Nichtanwendung von Preisnachlässen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas**

Die für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas in Art. 18 Abs. 1 lit. b) der VERORDNUNG (EU) 2024/1789 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juni 2024 (GasVO) an Einspeise- und Ausspeisepunkten von und zu Erdgasspeicheranlagen vorgesehenen Preisnachlässe und die in Art. 18 Abs. 4 GasVO an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten vorgesehenen Preisnachlässe sind nicht anzuwenden. Die Nichtanwendung von Preisnachlässen an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten gilt ab dem 05.08.2025.

**3. Kostenentscheidung**

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Gründe</b> .....	<b>4</b>
<b>I. Sachverhalt</b> .....	<b>4</b>
1. Verfahrenseinleitung.....	4
2. Konsultation eines Diskussionspapiers im Vorverfahren.....	4
2.1. Nichtanwendung von Preisnachlässen, um Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels zu vermeiden (Art. 18 Abs. 5 lit. a), 2. Alt. GasVO).....	5
2.2. Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b), 1. Alt. GasVO).....	5
2.3. Bestehen alternativer Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b), 2. Alt. GasVO) .....	6
2.4. Einklang mit allgemeinen Netzentgeltgrundsätzen gemäß Art. 17 GasVO und insbesondere mit dem Grundsatz der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 2. Hs. GasVO) .....	8
2.5. Ermessensausübung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 1. Hs. GasVO) .....	8
2.6. Sonstige Aspekte .....	9
3. Konsultation des Festlegungsentwurfs.....	10
4. Weiterer Verfahrensablauf.....	11
<b>II. Rechtliche Würdigung</b> .....	<b>11</b>
1. Formelle Rechtmäßigkeit.....	11
2. Zuständigkeit.....	11
3. Adressaten der Festlegung (Tenorziffer 1).....	11
4. Ermächtigungsgrundlage .....	11
5. Entscheidungsgründe.....	12
5.1. Ausnahme von Preisnachlässen gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. a) GasVO nicht einschlägig.....	12
5.2. Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b) 1. Alt. GasVO) .....	12
5.3. Bestehen alternativer Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b) 2. Alt. GasVO) .....	14
5.4. Einklang mit sonstigen Normen .....	16
5.5. Ermessensausübung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 1. Hs. GasVO) .....	16
5.6. Rückwirkung.....	20
<b>III. Kosten (§ 91 EnWG)</b> .....	<b>21</b>
<b>IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)</b> .....	<b>21</b>
<b>Rechtsbehelfsbelehrung</b> .....	<b>22</b>

# Gründe

## I. Sachverhalt

### 1. Verfahrenseinleitung

- 1 Die Beschlusskammer hat am 21.07.2025 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zur Nichtanwendung von Preisnachlässen für erneuerbares<sup>1</sup> und kohlenstoffarmes<sup>2</sup> Gas unter dem Aktenzeichen BK9-25/616 eingeleitet. Die Einleitung des Verfahrens wurde im Amtsblatt 15/2025 vom 06.08.2025 sowie am 21.07.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Landesregulierungsbehörden wurden am 22.07.2025 gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Die Große Beschlusskammer Energie hat ihre Zuständigkeit für diese Festlegung gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am 17.06.2025 auf die Beschlusskammer übertragen.
- 2 Vor dem Hintergrund der Neufassung der GasVO und von Stimmen einiger Marktteilnehmer hat die Beschlusskammer bis Anfang April 2025 ein Diskussionspapier konsultiert. Die Konsultation zeigte, dass Fernleitungsnetzbetreiber und Händler die Nichtanwendung von Preisnachlässen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas sehr deutlich begrüßen bzw. als notwendig erachten. Die beiden Biogas-Verbände (Fachverband Biogas, Biogasrat+) äußerten sich dem gegenüber kritisch.
- 3 Die Beschlusskammer hat im Lichte der zum Diskussionspapier eingegangenen Stellungnahmen entschieden, ein Verfahren einzuleiten, das festlegt, dass Preisnachlässe für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas an Einspeise- und Ausspeisepunkten von und zu Erdgasspeicheranlagen (Speicherpunkten) und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten (GÜPs) nicht anzuwenden sind. Die gesetzlichen Regelungen für Preisnachlässe an Einspeisepunkten aus Erzeugungsanlagen bleiben hingegen von dieser Festlegung unberührt. Es wird somit der bisherige rechtliche Zustand bei Preisnachlässen im Bereich Biogas für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas fortgeschrieben.

### 2. Konsultation eines Diskussionspapiers im Vorverfahren

- 4 Zu dem von der Beschlusskammer bis Anfang April 2025 konsultierten Diskussionspapier sind acht Stellungnahmen eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:

---

<sup>1</sup> Gem. Art. 2 Abs. 1 Nr. 41 GasVO bedeutet „erneuerbares Gas“ erneuerbares Gas im Sinne des Artikels 2 Nummer 2 der Richtlinie (EU) 2024/1788.

<sup>2</sup> Gem. Art. 2 Abs. 1 Nr. 50 GasVO bedeutet „kohlenstoffarmes Gas“ kohlenstoffarmes Gas im Sinne des Artikels 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2024/1788.

## **2.1. Nichtanwendung von Preisnachlässen, um Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels zu vermeiden (Art. 18 Abs. 5 lit. a), 2. Alt. GasVO)**

5 Nach Vortrag des FNB Gas ist die Nichtanwendung schon deshalb notwendig und sachgerecht, da sonst gerade dann eine Verzerrung entsteht, wenn Preisnachlässe nur an GÜPs von und zu EU-Mitgliedstaaten angewendet werden, jedoch nicht an GÜPs von und zu Nicht-EU-Ländern.

## **2.2. Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b), 1. Alt. GasVO)**

6 Der biogasrat+ widerspricht den Ausführungen aus dem Diskussionspapier zur Steigerung des Einspeisevolumens von Biogas. Die Erhöhung des Einspeisevolumens sei kein Fortschritt, weil die ursprünglichen politischen Ziele aus der GasNZV 2013 zur Biomethaneinspeisung deutlich (um ca. 87%) unterschritten wären. Der Vergleich zum Fortschritt beim Wind- und PV-Einspeisevolumen mache deutlich, dass der Fortschritt bei Biogas und Biomethan nicht fundiert als solcher betrachtet werden könne. Laut EnBW seien die Fortschritte verzerrt dargestellt, da die Einspeisung von Biomethan von 2016 - 2023 nur um 10% zugenommen habe. Signifikantes Wachstum hätte nur von 2010 - 2015 in Erwartung einer ansteigenden Nachfrage aufgrund des EEG stattgefunden. Das Einspeisevolumen liege bei 10,6 TWh, obwohl das Einspeisepotenzial bei über 100 TWh liege. EnBW hält die Ausführungen der Beschlusskammer demnach für nicht gerechtfertigt, um die Nichtanwendung von Preisnachlässen zu begründen. Zudem stagniere laut biogasrat+ und Fachverband Biogas das Einspeisevolumen seit 2017. Auch würden laut Fachverband Biogas und EnBW das GEG<sup>3</sup> und das WPG<sup>4</sup> die Biomethan-Nachfrage zwar anreizen, aber nicht zwingend jene aus Inlandsproduktion. Der Fachverband Biogas und EnBW erwarten, dass eher die Biomethan-Einspeisung aus dem Ausland zum Zuge kommt bzw. derzeit bereits stark zunähme.

7 Ferner sei laut biogasrat+ die Steigerung der Anzahl von Biomethan-Einspeiseanlagen seit 2017 gering bzw. seit 2021 stagnierend. Der Fachverband Biogas erwartet Stilllegungen von Biogasanlagen, wenn die bisherigen Vergütungszusagen von Biomethan-BHKW nach EEG<sup>5</sup> verstärkt ab 2026 auslaufen werden. Die Biomethannachfrage würde (von rund 10 TWh) auf 8 TWh sinken.

8 Dem gegenüber bestätigen BDEW und FNB Gas die von der Beschlusskammer im Diskussionspapier dargestellten Entwicklungen von Einspeisevolumen und von der Anzahl der Biomethan-Einspeiseanlagen. Diese Fortschritte seien eingetreten, ohne dass bisher Rabatte an Speichern und GÜPs gewährt wurden. Es sei zu erwarten, dass dieser positive Trend erhalten bleibe, wenn der Status quo beibehalten und nur der gesetzlich vorgesehene Einspeiserabatt aus Produktion gewährt würde.

---

<sup>3</sup> Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden

<sup>4</sup> Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze

<sup>5</sup> Erneuerbare-Energie-Gesetz

### **2.3. Bestehen alternativer Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b), 2. Alt. GasVO)**

- 9 Der biogasrat+ verweist auf die Unsicherheit, ob GEG und WPG unverändert bestehen bleiben, und selbst für diesen Fall äußert der biogasrat+ Zweifel am Umfang der Wirksamkeit der Gesetze, um Biogas, Biomethan bzw. Biomasse zu fördern. Die §§ 71 und 71f GEG wiesen verschiedene Einschränkungen auf, die die Nutzung von Biomethan bzw. Biomasse unattraktiver machen würden. Die von der Beschlusskammer herangezogene dena-Studie<sup>6</sup> zur Nutzung von Biomethan bzw. Biomasse aufgrund von GEG und WPG sei dabei nur eine annahmenbasierte Zukunftsprojektion.
- 10 Der Fachverband Biogas beurteilt die Anreizwirkung aus den §§ 71 GEG und 29 WPG als nicht ausreichend, um die Nichtanwendung von Preisnachlässen zu begründen. Zum einen sei Biomethan nur eine von mehreren Erfüllungsoptionen nach GEG und WPG und manches spräche dafür, dass Biomethan nur im Ausnahmefall zum Einsatz käme. Zum anderen vernachlässige die von der Beschlusskammer herangezogene dena-Studie, dass statt auf Biomethan umzusteigen (nach § 71 Abs. 9 GEG) auch auf andere Heiztechnologien gewechselt werden könnte.
- 11 Laut Fachverband Biogas stellten weder die GasNZV noch die GasNEV alternative Fördermechanismen dar, zumal Unsicherheit über entsprechende Nachfolgeregelungen herrsche. Dies wiederum führe zu Investitionszurückhaltung.
- 12 Auch EnBW sieht weder im GEG noch im WPG einen einschlägigen Fördermechanismus, um die Nichtanwendung von Preisnachlässen zu begründen. Biomethan für den Wärmemarkt würde weit überwiegend aus dem EU-Ausland importiert werden. Laut dena wurden 2023 ca. 3,5 TWh aus dem EU-Ausland importiert und überwiegend im Wärmemarkt eingesetzt.
- 13 Der BDEW sieht im GEG und im WPG zwar keinen Fördermechanismus für die inländische Erzeugung von Biomethan im engeren Sinne. Er geht jedoch davon aus, dass sich dadurch die Nachfrage erhöhen werde. Darüber hinaus verweist der BDEW auf die zum Zeitpunkt der voraussichtlichen Beschlusskammerentscheidung geltenden Biomethan-Privilegien aus der GasNZV und GasNEV hinsichtlich des Gasnetzanschlusses nach § 33 GasNZV, des Einspeisevorrangs nach § 34 Abs. 1. S. 1 GasNZV, des erweiterten Bilanzausgleichs nach § 35 GasNZV und der Einspeisevergütung in Form vermiedener Netzentgelte nach § 20a GasNEV. Der Unsicherheit, dass diese Förderungen Ende 2025 bzw. Ende 2027 ohne Nachfolgeregelung voraussichtlich auslaufen werden, könne die Beschlusskammer mit einer Befristung ihrer Entscheidung begegnen.

---

<sup>6</sup>[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse\\_biogaspartner\\_Biomethanbedarf\\_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf), S. 7

- 14 Der FNB Gas stimmt den Ausführungen der Beschlusskammer zum GEG und WPG zu. Entgegen der Einschätzung der Beschlusskammer im Diskussionspapier sieht der FNB Gas aber auch die zum Zeitpunkt der voraussichtlichen Beschlusskammerentscheidung geltenden Biomethan-Privilegien aus der GasNZV und GasNEV als hinreichend an, um zumindest eine befristete Nichtanwendung von Preisnachlässen zu beschließen. Damit schließt er sich der Einschätzung des BDEW an und ergänzt, dass Art. 18 Abs. 5 lit. b GasVO auf das „Bestehen“ abstelle und nicht auf das Fortbestehen alternativer Fördermechanismen.
- 15 Des Weiteren weist der FNB Gas auf den Fördermechanismus durch Einspeise- und Transportvorrang und Unterbrechungsnachrang nach § 34 Abs. 1. S. 1 GasNZV hin, der im Diskussionspapier der Beschlusskammer unberücksichtigt geblieben sei. Zudem sähe der zweite Konsultationsentwurf der Festlegung "ZuBio" eine Fortschreibung dieses Privilegs vor.
- 16 Selbiges gelte laut FNB Gas hinsichtlich des erweiterten Bilanzausgleichs nach § 35 GasNZV. Auch dieses Privileg soll entsprechend der zweite Konsultationsentwurf der Festlegung „GaBi Gas 2.1“ fortgeschrieben werden. Auch EFET<sup>7</sup> und EnBW sehen im Bilanzierungsprivileg nach § 35 GasNZV eine dauerhafte Förderung, die laut EnBW besser als die in Art. 18 Abs. 1 und Abs. 4 GasVO vorgesehenen Preisnachlässe sei, da sie im Ergebnis ein kostenfreies virtuelles Speicherprodukt darstelle. Laut EFET würde darüberhinausgehender Speicherbedarf bereits mit 75% rabattiert, so dass ein 100%-ger Preisnachlass nicht erforderlich sei.
- 17 Der FNB Gas hält die Prämisse aus dem Diskussionspapier der Beschlusskammer, dass der Fördermechanismus eine positive Wirkung auf das Gasnetz haben müsse, für nachvollziehbar. Diese Wirkung hätten aber auch Förderungen, die bei Produktionsstufe ansetzten wie z.B. die Erfüllungsoption nach dem BImSchG<sup>8</sup> und Maßnahmen zur (ggf. mehrfachen) Anrechnung des ins Gasnetz eingespeisten Biomethans.
- 18 Ablehnend äußert sich der FNB Gas gegenüber der von der Beschlusskammer im Diskussionspapier vorgebrachten Prämisse, wonach Fördermechanismen "strukturell und auf Dauer angelegt" sein müssten, denn dies sei weder vom Verordnungswortlaut noch durch die Erwägungsgründe gedeckt.
- 19 Der FNB Gas trägt in diesem Zusammenhang auch vor, dass die von der Beschlusskammer im Diskussionspapier vorgebrachten Prämissen nicht unverhältnismäßig einschränkend gesetzt werden dürften angesichts der Komplexität, des Aufwandes und der Kosten, die bei der Umsetzung der Preisnachlässe des Art. 18 GasVO entstehen würden.
- 20 Zustimmung erhalten hingegen vom FNB Gas die von der Beschlusskammer im Diskussionspapier vorgebrachten Prämissen, die Fördermechanismen mit EU-weitem Geltungsbereich oder mit auf

---

<sup>7</sup> EFET Deutschland

<sup>8</sup> Bundesimmissionsschutzgesetz

einzelne Bundesländer eingeschränktem Geltungsbereich ausschließen, weil sie systematisch ungeeignet erscheinen. Auch dem Ausschluss von zu unspezifischen oder nicht die Einspeisung fördernden Maßnahmen sowie dem Ausschluss der Förderung des Wasserstoffkernnetzes stimmt der FNB Gas zu.

#### **2.4. Einklang mit allgemeinen Netzentgeltgrundsätzen gemäß Art. 17 GasVO und insbesondere mit dem Grundsatz der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 2. Hs. GasVO)**

21 BDEW und FNB Gas führen dazu aus, dass die in Deutschland geltenden Regelungen zur Entgeltsystematik den Netzentgeltgrundsätzen des Artikel 17 GasVO und ebenso dem Grundsatz der Kostenorientierung entsprechen und dies auch bei einer Nichtanwendung von Preisnachlässen unverändert bliebe. Dies gelte auch, weil die Frage der Kostentragung losgelöst sei von der Frage, welche Kosten in die Netzentgelte eingehen.

#### **2.5. Ermessensausübung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 1. Hs. GasVO)**

22 BDEW und FNB Gas sehen die Komplexität der Umsetzung des Art. 18 GasVO und die daraus entstehenden Kosten insbesondere an GÜPs als unverhältnismäßig hoch an im Vergleich zu den Chancen, die die grundsätzlich vorgesehenen Preisnachlässe für die Entwicklung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen böten. Die Komplexität der Umsetzung zeige sich in der Prüfung des Gas-Zertifikates, der Prüfung der kürzesten Strecke, der Frage der Nachverfolgbarkeit physischer Gasflüsse an GÜPs und der Nutzbarkeit der Union Database for Biofuels. Die zur Umsetzung erforderlichen Kosten würden zumindest mittelfristig die Netzentgelte erhöhen und müssten von den Netznutzern getragen werden.

23 Für Uniper sei die Gewährung von Preisnachlässen derzeit aus tatsächlichen Gründen nicht umsetzbar, da die hierzu zwingend erforderliche Union Database for Biofuels für Gas derzeit nicht verfügbar sei. Auch bei späterer Nutzbarkeit der Union Database for Biofuels erscheine die Gewährung von Preisnachlässen fraglich, weil sie den physischen Transport voraussetzen, üblicherweise aber nur Kapazitäten gebucht werden und ein physischer Transport nicht erforderlich ist.

24 Laut EnBW und Equinor<sup>9</sup> solle ein Nebeneinander von bestehenden ex-ante (aus dem NC TAR) und neuen ex-post Preisnachlässen nach Art. 18 GasVO vermieden werden, um, wie Uniper schlussfolgert, die Komplexität nicht weiter zu erhöhen und Einheitlichkeit sowie Transparenz der Netzentgeltsystematik sicherzustellen.

25 EFET sieht auch in dem für die Gewährung von Preisnachlässen erforderlichen physischen Gastransports an GÜPs die Gefahr, dass diese Transporte entgegen der übrigen gasmarktpreis-

---

<sup>9</sup> Equinor Deutschland

signalisierten Versorgungslage erfolgen könnten. Dies könne Markteingriffe zur Systemstabilität erforderlich machen. Auch laut EnBW sollte physischer Gastransports an GÜPs nur aufgrund der Marktpreises erfolgen.

- 26 Angesichts der Komplexität, des Aufwandes und der Kosten, die bei der Umsetzung der Preisnachlässe des Art. 18 GasVO entstünden, müsse die Beschlusskammer laut FNB Gas bei jeder ihrer Ermessensentscheidungen das Verhältnismäßigkeitsprinzip berücksichtigen.
- 27 BDEW und FNB Gas bezweifeln, dass selbst Preisnachlässe von 100% den grenzüberschreitenden Handel von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen anregen würden und begründen dies anhand des folgenden Vergleichs: Der Commodity-Preis von Erdgas inklusive Netzentgelt (Year-Ahead THE 36,7 € + FNB-Netzentgelt 6,71 €) läge bei 43,41 €/MWh, während der Commodity-Preis von Biomethan bereits bei 83 €/MWh (Year-Ahead Agriportance) läge. Das bedeute, dass ein grenzüberschreitender Import von Biomethan selbst bei einem Preisnachlass von 100% unwahrscheinlich sein dürfte.
- 28 Der FNB Gas weist auch darauf hin, dass sowohl in angrenzenden (Dänemark, Frankreich, Belgien, Niederlande, Tschechien, Polen) als auch in nicht angrenzenden EU-Staaten bereits beschlossen oder vorgesehen sei, die in der GasVO vorgesehenen Preisnachlässe nicht anzuwenden. EFET, Uniper und ähnlich auch EnBW sowie Equinor sehen dies als Grund für die Nichtanwendung von Preisnachlässen auch in Deutschland, um so möglichst EU-weit ein harmonisiertes, transparentes und einfach umzusetzendes Netzentgeltsystem sicherzustellen.

## **2.6. Sonstige Aspekte**

- 29 Der BDEW begrüßt die Ausweitung des Diskussionspapiers auf kohlenstoffarme Gase, weist aber darauf hin, dass "kohlenstoffarme Gase" i.S.d. Art. 2 Abs. 1 Nr. 50 GasVO i.V.m. Art. 2 Nr. 2 GasRL im nationalen Recht noch nicht definiert seien. Die wäre aber laut BDEW notwendig.
- 30 Zugleich sei laut BDEW unklar, ob Zugang und Netzentgelte für kohlenstoffarme Gase überhaupt von der Bundesnetzagentur geregelt werden könnten, solange rechtlich unklar sei, aufgrund welcher nationalen Rechtsgrundlage der Anschluss von Anlagen, die kohlenstoffarme Gase erzeugen, erfolgen solle. Ein Anspruch auf Anschluss dieser Anlagen könne frühestens nach Implementierung der GasRL durch entsprechende Regelungen im EnWG bestehen. Folglich dürften Verpflichtungen für Netzbetreiber aus Art. 18 GasVO ins Leere laufen, solange die zwingend damit verbundene Anschlussverpflichtung nicht durch den nationalen Gesetzgeber umgesetzt worden sei. Eine Regelungslücke ergäbe sich bereits aus der Systematik der europäischen Rechtsakte.
- 31 Der FNB Gas weist darauf hin, dass bei der Umsetzung der Preisnachlässe des Art. 18 GasVO die daraus entstehenden Kosten in Gestalt dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten refinanziert werden müssten.

32 Laut EFET, Uniper und Equinor sollten Preisnachlässe für sämtliche Gasarten einheitlich in einem überarbeiteten NC TAR geregelt werden. Equinor sieht Preisnachlässe zudem erst bei einer entsprechend hohen Nachfrage der Marktteilnehmer als erforderlich an.

### 3. Konsultation des Festlegungsentwurfs

33 Der Festlegungsentwurf wurde am 21.07.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlicht und bot den Fernleitungsnetzbetreibern und den betroffenen Wirtschaftskreisen die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 04.08.2025. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

34 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG durch diese Veröffentlichung sowie die Konsultationen ersetzt.

35 Den Ländern wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 24.07.2025 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

36 Es sind sechs Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:

37 Der FNB Gas, BDEW, EFET, EnBW und Uniper verweisen auf die zum Diskussionspapier eingebrachten Stellungnahmen und begrüßen den Festlegungsentwurf.

38 Der BDEW weist erneut darauf hin, dass "kohlenstoffarme Gase" i.S.d. Art. 2 Abs. 1 Nr. 50 GasVO i.V.m. Art. 2 Nr. 2 GasRL im nationalen Recht noch nicht definiert seien (s. Rn. 29) und Verpflichtungen für Netzbetreiber aus Art. 18 GasVO ins Leere laufen dürften, solange die zwingend damit verbundene Anschlussverpflichtung nicht durch den nationalen Gesetzgeber umgesetzt worden sei (s. Rn. 30).

39 EnBW weist darauf hin, dass mit Wegfall der GasNZV ab dem 01.01.2026 für die Einspeisung von Biogas eine Regelungslücke entstehe, da § 33 GasNZV (Netzanschlusspflicht) und § 20b GasNEV bisher nicht in eine Nachfolgeregelung überführt wurden. Damit würden Anschlussbegehren, die die neue Übergangsregelung nicht erfüllen (weil ihre Netzanschlussbegehren z. B. erst nach dem 31.12.2025 gestellt werden), nicht länger privilegiert.

40 ENGIE schließt sich im Grunde der BDEW-Stellungnahme vom 3. April 2025 zum BNetzA-Diskussionspapier an. Gleichwohl beurteilt ENGIE die Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas ebenso skeptisch wie der Biogasrat+ und der Fachverband Biogas, da die Einspeisung von Biomethan noch weit unter ihrem Potenzial läge. ENGIE spricht sich

daher für eine befristete Nichtanwendung aus, die erst nach dem Inkrafttreten von angemessenen Nachfolgeregelungen entfristet werden sollte.

#### **4. Weiterer Verfahrensablauf**

41 Der Länderausschuss wurde mit Schreiben vom 24.07.2025 gemäß § 60a Abs. 2 EnWG ebenfalls förmlich befasst.

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

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Formelle Rechtmäßigkeit**

43 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

### **2. Zuständigkeit**

44 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 18 Abs. 5 GasVO in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

45 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der erhobenen Entgelte ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG in Verbindung mit §§ 29 Abs. 1 sowie § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 2 a) und d) EnWG. Sie hat diese Festlegung gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am 18.06.2025 auf die Beschlusskammer übertragen.

### **3. Adressaten der Festlegung (Tenorziffer 1)**

46 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 an alle im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG.

### **4. Ermächtigungsgrundlage**

47 Die Festlegung ergeht auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 18 Abs. 5 GasVO.

48 Art. 18 Abs. 1 und Abs. 4 GasVO sehen unter den dort genannten Voraussetzungen grundsätzlich Preisnachlässe auf Netzentgelte für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas vor. Gemäß Art. 18 Abs. 5 GasVO können Regulierungsbehörden jedoch abweichend von diesem Grundsatz beschließen, Nachlässe nicht anzuwenden oder niedrigere Nachlässe als die in den Absätzen 1 und 4 festgelegten Nachlässe festzulegen, sofern eine solche Abweichung mit den allgemeinen Netzentgeltgrundsätzen gemäß Artikel 17 und insbesondere mit dem Grundsatz der Kostenorientierung im Einklang steht und wenn eines der Kriterien des Art. 18 Abs. 5 lit. a) oder lit. b) GasVO erfüllt ist.

## **5. Entscheidungsgründe**

49 Die für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas in Art. 18 Abs. 1 lit. b) GasVO an Speicherpunkten vorgesehenen Preisnachlässe und die in Art. 18 Abs. 4 GasVO an GÜPs vorgesehenen Preisnachlässe sind nicht anzuwenden. Die Nichtanwendung von Preisnachlässen an GÜPs gilt ab dem 05.08.2025.

50 Die Regelungen der Festlegung REGENT (BK9-23/610, Tenorziffer 2) bleiben unberührt.

### **5.1. Ausnahme von Preisnachlässen gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. a) GasVO nicht einschlägig**

51 Die Voraussetzungen des Art. 18 Abs. 5 lit. a) GasVO liegen nicht vor, da die Abweichung vom Grundsatz des Art. 18 Abs. 1 und 4 GasVO nicht für den effizienten Betrieb des Fernleitungsnetzes erforderlich ist, um einen stabilen Finanzrahmen für bestehende Investitionen sicherzustellen oder unangemessene Quersubventionen, Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels oder einen unwirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu vermeiden.

52 Die in Art. 18 Abs. 5 lit. a) GasVO genannten Voraussetzungen müssten sich bereits ereignet haben oder ihr Eintritt deutlich absehbar sein, um eine Ausnahme begründen zu können. Es ist zum gegenwärtigen Stand jedoch nicht absehbar, dass die dort genannten Erwägungen erfüllt sein werden, um eine rechtssichere Ausnahme zu begründen. Insbesondere stellen die von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer Marktteilnehmer genannten praktischen Umsetzungsschwierigkeiten keine Gefährdung des stabilen Finanzrahmens und keine Quersubventionierung, Handelsverzerrung oder einen unwirksamen Ausgleichsmechanismus (allenfalls einen sehr komplexen Ausgleichsmechanismus) dar. Der Vortrag des FNB Gas, wonach die Nichtanwendung schon deshalb notwendig und sachgerecht sei, da sonst gerade dann eine Verzerrung entstehe, wenn Preisnachlässe nur an GÜPs von und zu EU-Mitgliedstaaten angewendet werden, jedoch nicht an GÜPs von und zu Nicht-EU-Ländern, überzeugt nicht. Die EU-rechtlichen Vorgaben der GasVO dürften in dem vom FNB Gas angenommen Fall gerade eine Andersbehandlung von Nicht-EU-Ländern legitimieren. Zudem fehlen Anhaltspunkte dafür, dass sich hinreichend gravierende Verzerrungen einstellen würden, um eine Ausnahme zu begründen.

### **5.2. Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b) 1. Alt. GasVO)**

53 Die Ausnahme gem. Art. 18 Abs. 5 lit. b) 1. Alt GasVO ist einschlägig, da Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas vorliegen.

54 Die Beschlusskammer sieht derartige Fortschritte insbesondere durch Steigerung des Einspeisevolumens von Biogas und durch die Steigerung der Anzahl von Biogas-Einspeiseanlagen.

- 55 Statistiken<sup>10</sup> zeigen, dass sich das Einspeisevolumen von Biogas in das Gasnetz in Deutschland in den letzten zehn Jahren von ca. 5,4 TWh in 2013 auf ca. 10,2 TWh in 2023 verdoppelt hat.
- 56 Laut Branchenverband „European Biogas Association“ sei Deutschland führend in der EU bei der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Gasnetz. Demnach wurden im Jahr 2020 fast 11,5 TWh Biogas in das Gasnetz eingespeist, was mehr als der Hälfte des gesamten Biogases der EU entspricht. Der Anteil von Biogas am Gasverbrauch liegt in Deutschland aktuell bei ca. 1,2 %<sup>11</sup>.
- 57 Eine Studie<sup>12</sup> der Deutschen Energieagentur zu den Auswirkungen des GEG auf die Biomethannachfrage im Gebäudesektor kommt zum Ergebnis, dass sich der Biomethanbedarf in Bestandsgebäuden bis 2029 auf 2,1 bis 7,3 TWh, 2035 auf 7,9 bis 26,2 TWh, 2040 auf 13,1 bis 43,6 TWh erhöhen wird, weil Biomethan als Erfüllungsoption nach GEG vorgesehen ist. Dies verspricht auch in Zukunft weitere Fortschritte bei der Einführung von Biogas.
- 58 Auch die Anzahl von Biogas-Anlagen erfuhr mehr als eine Verdoppelung mit 108 Anlagen im Jahr 2012 auf 242 im Jahr 2023, wie anhand des Monitoringberichts<sup>13</sup> der Bundesnetzagentur nachverfolgt werden kann.
- 59 Auch unter Berücksichtigung des Vortrags des biogasrat+, von EnBW und vom Fachverband Biogas, wonach die politischen Ziele erheblich unterschritten worden seien, andere erneuerbare Energiequellen sich besser entwickelt hätten und der Fortschritt seit 2017 stagniere bzw. lediglich um 10% zunahm, handelt es sich gleichwohl um einen Fortschritt. BDEW und FNB Gas bestätigten die von der Beschlusskammer im Diskussionspapier dargestellten Entwicklungen von Einspeisevolumen und von der Anzahl der Biomethan-Einspeiseanlagen. Dieser Fortschritt reicht aus, um die Tatbestandvoraussetzung des Art. 18 Abs. 5 lit. b) 1. Alt. GasVO zu erfüllen. Die Vorschrift definiert keine bestimmten Zielvorgaben für die Einführung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen und knüpft insbesondere nicht an nationale politische Zielvorgaben an. Vorausgesetzt wird lediglich, dass es einen entsprechenden Fortschritt gibt. Dies ist wie gerade aufgezeigt in nicht nur unerheblichem Maße der Fall.

---

<sup>10</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>

<sup>11</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>, Monitoringbericht 2024 S. 41, 218, 243f.

<sup>12</sup>

[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse\\_biogaspartner\\_Biomethanbedarf\\_Ge\\_baeudeenergiegesetzes.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Ge_baeudeenergiegesetzes.pdf), S. 7

<sup>13</sup> <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>

### **5.3. Bestehen alternativer Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland (Art. 18 Abs. 5 lit. b) 2. Alt. GasVO)**

60 Auch die Ausnahme gem. Art. 18 Abs. 5 lit. b) 2. Alt GasVO ist einschlägig, da alternative Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas bestehen.

61 Das GEG schreibt vor, dass Heizungsanlagen zum Zweck der Inbetriebnahme in einem Gebäude nur eingebaut oder aufgestellt werden dürfen, wenn sie mindestens 65 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme sowie der in den § 71b bis 71h genannten Technologien erzeugt. Zu diesen Techniken zählt auch die Nutzung von Biomethan sowie grünem oder blauem Wasserstoff (§ 71f Abs. 3). Das GEG legt zudem fest, dass Neubauten einen abhängig von der Geometrie, Nettogrundfläche, Ausrichtung und Nutzung definierten Höchstwert für den Jahres-Primärenergiebedarf nicht überschreiten dürfen. Bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs gelten für flüssige oder gasförmige Biomasse reduzierte Primärenergiefaktoren (§ 22 GEG). Für Biomethan liegt dieser Faktor bei 0,7, wenn es in einem Brennwertkessel genutzt wird, und 0,5, wenn es in einer hocheffizienten KWK-Anlage genutzt wird (§ 22 Abs. 1 Nr. 2 GEG). Folglich hat das GEG das Potenzial, die Biomethannutzung und damit Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase zur Wärmeengewinnung zu fördern.

62 Das WPG legt fest, bis zum Jahr 2030 im Mittel die Hälfte und bis 2045 100 % der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen. Zudem gibt es den Betreibern von bestehenden Wärmenetzen vor, die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 % und bis 2040 zu 80 % mit Wärme, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination aus beiden hergestellt wurde, zu speisen. Für neue Wärmenetze wird im WPG ab dem 1. März 2025 ein Anteil von 65 % aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gesetzlich verlangt. Zur Erfüllung dieser Ziele können Biogas, Biomethan und grüner Wasserstoff genutzt werden (§ 3 Abs. 15 GEG). Folglich weist auch das WPG das Potenzial auf, den Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase zur Wärmeengewinnung zu fördern.

63 Auch unter Berücksichtigung der vorgebrachten Argumente des biogasrat+, von EnBW und vom Fachverband Biogas, wonach Umfang der Wirksamkeit der Gesetze zum gegenwärtigen Zeitpunkt annahmenbasiert und daher zweifelhaft sei, bieten beide Gesetze das grundsätzliche Potenzial, um die Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland zu fördern.

64 Zum Zeitpunkt dieses Beschlusses wird die Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas auch durch mehrere Biomethan-Privilegien aus der GasNZV und GasNEV hinsichtlich des Gasnetzanschlusses nach § 33 GasNZV, des Einspeise- und Transportvorrangs und Unterbrechungsnachrangs nach § 34 Abs. 1. S. 1 GasNZV, des erweiterten Bilanzausgleichs nach § 35

GasNZV und der Einspeisevergütung in Form vermiedener Netzentgelte nach § 20a GasNEV gefördert. Selbst wenn diese Fördermechanismen Ende 2025 bzw. Ende 2027 ohne Nachfolgeregelung auslaufen sollten, so stellt Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO auf das „Bestehen“ zum Zeitpunkt der Beschlusskammerentscheidung ab. Insofern bedeutet eine Befristung nicht grundsätzlich, dass Fördermechanismen nicht berücksichtigt werden müssten.

65 Zudem sehen die gegenwärtigen Konsultationsentwürfe der Festlegungen "ZuBio" und „GaBi Gas 2.1“ die Fortschreibung des Einspeise- und Transportvorrangs sowie Unterbrechungsnachrangs<sup>14</sup> bzw. die Fortschreibung des erweiterten Bilanzausgleichs über die im voranstehenden Absatz genannten Zeiträume vor und stellen daher bei ihrem Inkrafttreten eine dauerhafte Förderung dar.

66 Im Übrigen hat die Beschlusskammer bei der Beurteilung der alternativen Fördermechanismen folgende Prämissen berücksichtigt. Der Fördermechanismus muss eine positive Wirkung auf die Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas im deutschen Gasnetz haben. Insofern könnten auch Förderungen, die zwar bei Produktionsstufe ansetzen wie z.B. die Erfüllungsoption nach dem BImSchG und Maßnahmen zur (ggf. mehrfachen) Anrechnung des ins Gasnetz eingespeisten Biomethans, eine mittelbare Wirkung aufweisen. Als systematisch ungeeignet bewertet die Beschlusskammer hingegen Fördermechanismen mit auf einzelne Bundesländer eingeschränktem Geltungsbereich oder mit EU-weitem Geltungsbereich (inkl. Privilegierung nach Art. 17 Abs. 3, Art. 20 und Art. 36 GasVO bzw. Art. 9 NC TAR), da für eine Nichtanwendung von Preisnachlässen vielmehr nur in Deutschland angewendete Mechanismen ausschlaggebend sein können. Würden unionsweit geltende Bestimmungen eine Ausnahme von den Rabattierungsvorgaben rechtfertigen, wären letztere gerade nicht vom Unionsgesetzgeber als Grundfall vorgesehen worden. Ebenfalls bewertet die Beschlusskammer unspezifische Fördermaßnahmen (z.B. generell der Versorgungssicherheit dienende Fördermaßnahmen) oder nicht die Einspeisung ins deutsche Gasnetz fördernde Maßnahmen sowie die Förderung des Wasserstoffkernnetzes als ungeeignet.

67 Aus Sicht der Beschlusskammer existieren unter Berücksichtigung sachgerechter Prämissen gegenwärtig alternative Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas in Deutschland. Zwar haben einige dieser Mechanismen keine unbegrenzte zeitliche Gültigkeit, doch andere sollen fortgeschrieben werden. Zusätzlich werden sie durch Maßnahmen (insb. GEG und WPG) ergänzt, die das Potenzial aufweisen, den Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase zur Wärmeabgewinnung zu fördern. Damit ist auch die Tatbestandsvoraussetzung des Art. 18 Abs. 5 lit. b) 2. Alt. GasVO erfüllt.

---

<sup>14</sup> Der Unterbrechungsnachrang ergibt sich aus Tenorziffer 1 lit. c) der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052).

#### **5.4. Einklang mit sonstigen Normen**

68 Die in Deutschland geltenden Regelungen zur Entgeltsystematik entsprechen den Netzentgeltgrundsätzen des Artikel 17 und ebenso dem Grundsatz der Kostenorientierung. Es gibt keine Anhaltspunkte dafür, dass sich dies bei einer Nichtanwendung von Preisnachlässen ändern könnte.

69 Ferner ist es für die Rechtmäßigkeit der vorliegenden Entscheidung unerheblich, dass – wie in der Konsultation des Diskussionspapiers vorgetragen wurde – abseits der schon bisher bestehenden Regelungen für Biogasanlagen derzeit noch keine Anschlussregelungen für Erzeugungsanlagen für erneuerbare Gase im deutschen Recht geschaffen wurden. Entgeltregelungen können unabhängig von Anschlussregelungen gelten. Insbesondere gilt Art. 18 GasVO (mit oder ohne Ausnahmeregelung) als unmittelbar wirksame Regelung in Deutschland, ohne dass es eines nationalen Umsetzungsaktes bedürfte. Die Norm hat – ebenso wie die in diesem Beschluss enthaltene Ausnahmeentscheidung – auch schon vor Einführung spezieller Anschlussbestimmungen in Deutschland einen Anwendungsbereich, da erstens erneuerbare Gase auch aus anderen Mitgliedstaaten der EU in das deutsche Marktgebiet transportiert werden können und zweitens innerdeutsche Produktionsstätten solcher Gase auch nach den bisherigen Regeln an hiesige Netzbetreiber angeschlossen werden können, ohne sich dabei auf besondere noch zu schaffende Anschlussprivilegien berufen zu müssen.

#### **5.5. Ermessensausübung (Art. 18 Abs. 5 Satz 1, 1. Hs. GasVO)**

70 Bei der Entscheidung über die Nichtanwendung von Preisnachlässen an Speicherpunkten und an GÜPs hat die Beschlusskammer pflichtgemäß ihr Ermessen auszuüben. Sie übt ihr Ermessen dahingehend aus, Preisnachlässe für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas nicht anzuwenden.

71 Gegenstand der Abwägung ist einerseits das Interesse, die Nutzung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas im Energiesystem zu erleichtern, die Abkehr von fossilem Gas zu fördern und die Klimaziele der Union umzusetzen sowie andererseits die Komplexität der Umsetzung und die daraus entstehenden Kosten.

72 Die Beschlusskammer erkennt zwar grundsätzlich an, dass durch die Anwendung von Preisnachlässen wirtschaftliche Anreize für die Einspeisung von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Gas in die Gasinfrastruktur gesetzt werden. Dies kann nicht nur die Dekarbonisierung beschleunigen, sondern auch einen sicheren und ökologisch nachhaltigen Binnenmarkt fördern. Durch die Anreizwirkung der Rabatte kann sich nicht nur die Anzahl der Einspeisepunkte, sondern auch die Diversität der Gaslieferanten erhöhen. Dies wiederum fördert den Wettbewerb im Energiesektor.

73 Des Weiteren werden durch Preisnachlässe bestehende Wettbewerbsverzerrungen zwischen fossilem Gas und nachhaltig erzeugten Alternativen abgebaut, indem hierdurch Hindernisse zum Markt und der Infrastruktur reduziert werden. Hierdurch wird auch die Nutzung von erneuerbarem Gas und

kohlenstoffarmen Gas im Energiesystem erleichtert und die Abkehr von fossilem Gas gefördert. Nicht nur dies ist Ziel der GasVO, sondern auch, allen Marktteilnehmern die Möglichkeit sowie Anreize zu bieten, eine Abkehr von fossilem Gas zu vollziehen und ihre Tätigkeiten entsprechend zu planen, um Lock-in-Effekte zu vermeiden. Schließlich verfolgt die GasVO ebenso eine schrittweise und rechtzeitige Abkehr von der Nutzung fossiler Gase, insbesondere in allen relevanten Industriesektoren und bei der Wärmeversorgung.

- 74 Die Anwendung von Preisnachlässen an Speicherpunkten und an GÜPs ist grundsätzlich ein möglicher Hebel, um erneuerbare Gase ins Netz einzubringen und deren Wirtschaftlichkeit anzuregen. Sie kann die Energieziele der EU fördern, insbesondere im Hinblick auf wettbewerbsbestimmte, flexible, sichere und ökologisch nachhaltige Binnenmärkte für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas.
- 75 Dem gegenüber steht jedoch die Komplexität der Umsetzung der Netzentgeltzuschüsse für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas gem. Art. 18 Abs. 1 und 4 GasVO und die daraus entstehenden Kosten insbesondere an GÜPs, die als unverhältnismäßig hoch zu erwarten sind, im Vergleich zu den Chancen, die die grundsätzlich vorgesehenen Preisnachlässe für die Entwicklung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen böten. Der Commodity-Preis von Erdgas inklusive Netzentgelt wird deutlich geringer erwartet als der Commodity-Preis von Biomethan (mit 100%-igem Netzentgelt-Preisnachlass), sodass die Auswirkungen der Preisnachlässe auf den Wettbewerb zwischen den Gaskategorien vernachlässigbar gering wären. Im Ergebnis würden in diesen Extremfällen lediglich Kosten für die Umsetzung von Preisnachlässen an Speicherpunkten und an GÜPs entstehen und diese an alle Netznutzer weitergereicht, ohne dass der eigentliche Zweck der Preisnachlässe, also die Förderung und Entwicklung des Handels von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, angeregt würde.
- 76 Des Weiteren wäre - um Daten aus der UDB abrufen zu können - die Konzeption und Einrichtung einer Schnittstelle erforderlich sowie die Konzeption und Umsetzung von Änderungen im Backendsystem der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber, in das auch die Buchungen auf den Buchungsplattformen hineinlaufen. Zu einer möglichen Ausgestaltung der Schnittstelle mit der UDB liegen bislang keine Informationen vor, sodass auch keine Kostenschätzung vorgenommen werden kann. Es werden jedoch erhebliche Kosten erwartet, welche in das Briefmarkenentgelt einfließen würden. Neben dem Antizipieren der Rabatte würde dies entgelterhöhend wirken und von den Gaskunden - zusätzlich zur Biogasumlage - getragen werden müssen. Die daraus entstehende Belastung für den Gesamtmarkt widerspricht den Energiezielen der EU. Statt den Zugang zum Markt und der Infrastruktur zu erleichtern, würden zusätzliche Hürden entstehen und der Wettbewerb im Energiesektor geschmälert werden.
- 77 Erschwerend kommt hinzu, dass der essenzielle Schritt, nämlich die zweifelsfreie Prüfung eines Nachweises bzw. Zertifikats für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase, unter den aktuellen

Voraussetzungen für den grenzüberschreitenden Transport nicht möglich ist. Die eigens hierfür von der EU-Kommission einzurichtende Union Database (UDB) ist derzeit nicht funktionsfähig. Es kann den Fernleitungsnetzbetreibern auch nicht zugemutet werden, ein eigenes europaweites Lieferkettenregister aufzubauen. Angesichts der Kurzfristigkeit wäre dies auch nicht realisierbar.

78 Darüber hinaus bestehen Zweifel an der Umsetzbarkeit der Prüfung der kürzesten Strecke über die UDB. Es müssten zahlreiche Buchungen innerhalb mehrerer Auktionen pro Tag vollautomatisiert erfasst werden können. Eine manuelle Prüfung kann dem nicht gerecht werden und würde einen hohen Aufwand für den Handel darstellen sowie zusätzliche Personalkosten verursachen.

79 Nicht nur die Netzbetreiber zweifeln an der Umsetzbarkeit der Gewährung von Rabatten. Auch die Energiehändler unterstreichen dies und betonen zudem, dass für die Netznutzer unklar sei, wie ein missbrauchsgeschützter Prozess einer eindeutigen Nachweisführung zum Zwecke der Rabattierung über die UDB erfolgen solle.

80 Außerdem ist es auch im Interesse des Energiehandels, Komplexität der Netzentgelte im europäischen Binnenmarkt zu vermeiden und stattdessen an einheitlichen, transparenten und einfach umzusetzenden Netzentgelten festzuhalten. Eine erhöhte Komplexität würde bei der Anwendung von Rabatten auch dadurch entstehen, dass der NC TAR bereits zum jetzigen Zeitpunkt ex-ante Rabatte für bestimmte buchbare Punkte regelt, wohingegen die Rabatte gem. Art. 18 Abs. 1 und 4 GasVO auf eine ex-post Gewährung abzielen.

81 Zwar bestehen die genannten Umsetzungsschwierigkeiten in gleicher oder ähnlicher Form auch in allen anderen Mitgliedstaaten der EU und der Unionsgesetzgeber hat sich gleichwohl dafür entschieden, im Grundsatz die Anwendung von Rabatten an GÜPs und Speicherpunkten vorzugeben. Zumindest im Hinblick auf die bereits verbreitete und weiter zunehmende Nutzung von Biogas im deutschen Marktgebiet erscheint es nach Überzeugung der Beschlusskammer aber nicht verhältnismäßig, für die eher zweifelhafte Chance auf eine noch geringfügig bessere Marktfähigkeit erneuerbarer Gase praktische Probleme in derartigem Ausmaß in Kauf zu nehmen.

82 Sowohl in angrenzenden (Dänemark, Frankreich, Belgien, Niederlande, Tschechien, Polen) als auch in nicht angrenzenden EU-Staaten wurde bereits beschlossen oder ist vorgesehen, die in der GasVO vorgesehenen Preisnachlässe an Speicherpunkten und an GÜPs nicht anzuwenden. Die Entscheidung der Beschlusskammer, Preisnachlässe an Speicherpunkten und an GÜPs auch in Deutschland nicht anzuwenden, vereinheitlicht insoweit das EU-weite Netzentgeltsystem. Damit trägt diese Ermessensentscheidung dem Harmonisierungsgedanken des europäischen Energierechts bei. Die Vereinheitlichung bietet Netznutzern mehr Übersichtlichkeit, Transparenz und Einfachheit für das Netzentgeltsystem, beim Vergleich der Gesamtpreise und bei der Entscheidung, welchem

Gaslieferanten der Vorzug gewährt werden soll. Damit wird auch Marktliquidität gefördert und Potenzial zur Effizienzanhebung geschaffen.

83 Gegen eine Nichtanwendung der Rabatte haben sich im Konsultationsverfahren im Wesentlichen Vertreter der deutschen Biogasproduzenten ausgesprochen. Allerdings haben diese selbst vorgetragen, dass die Bedienung der innerdeutschen Nachfrage nach erneuerbaren Gasen bisher überproportional durch Produzenten aus dem europäischen Ausland erfolgt (wogegen regulatorisch und im Hinblick auf das Unionsziel eines integrierten europäischen Gasbinnenmarkts im Grundsatz auch nichts einzuwenden ist). Sollte diese Behauptung tatsächlich zutreffen, belegt sie gerade, dass der Import erneuerbarer Gase aus anderen Mitgliedstaaten in Deutschland bereits gut funktioniert und Markthemmnisse offenbar nicht bestehen. Zur Beseitigung solcher Markthemmnisse sollen die von dieser Entscheidung abbedungenen Preisnachlässe aber gerade dienen. Sie werden also offenkundig nicht benötigt. Die von den Biogasverbänden behauptete schwierige Situation für die Einspeisung inländischen Biogases wird durch die vorliegende Ausnahmeentscheidung hingegen überhaupt nicht tangiert, da die insoweit bereits bestehende Entgeltbefreiung gerade nicht suspendiert wird.

84 Die Nichtanwendung von Preisnachlässen an Speicherpunkten und an GÜPs bedeutet im Ergebnis die Fortschreibung des Status quo. Die in Abschnitt 5.2 dargestellten Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in Deutschland sind eingetreten, ohne dass bisher Preisnachlässe an Speichern und GÜPs gewährt wurden. Insofern kann erwartet werden, dass die Beibehaltung des Status quo für die Entwicklung und Förderung von Biogas und Biomethan hinreichend ist.

85 Aus Sicht der Beschlusskammer beeinflusst die Nichtanwendung von Preisnachlässen an GÜPs zudem weder das Einspeisevolumen aus Inlandsproduktion noch den inländischen Zubau von Biomethan- bzw. Biogasanlagen negativ.

86 Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ist gewahrt.

87 Die Entscheidung gem. Art. 18 Abs. 5 GasVO, Preisnachlässen nicht anzuwenden, verfolgt das legitime Ziel, den grenzüberschreitenden Handel zu wettbewerbsfähigen Preisen zu sichern. Sie ist dazu geeignet und ebenso erforderlich.

88 Die Festlegung nach Art. 18 Abs. 5 GasVO bedeutet für die betroffenen Marktteilnehmer keine unangemessene Härte. Insbesondere steht sie dem Energieziel der EU, nämlich die Förderung von erneuerbaren Gasen und kohlenstoffarmen, nicht entgegen. Insbesondere aufgrund bestehender alternativer Fördermechanismen wird dieses EU-Ziel nicht gefährdet. Die Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas wird z.B. durch mehrere Biomethan-Privilegien aus der GasNZV und GasNEV gefördert. Im GEG wird die Biomethannutzung zur Wärmegewinnung begünstigt, indem Heizungsanlagen zum Zweck der Inbetriebnahme in einem Gebäude nur eingebaut oder aufgestellt

werden dürfen, wenn sie mindestens 65 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme sowie der in den § 71b bis 71h GEG genannten Technologien erzeugt. Zu diesen Techniken zählt auch die Nutzung von Biomethan. Das GEG legt zudem fest, dass Neubauten einen abhängig von der Geometrie, Nettogrundfläche, Ausrichtung und Nutzung definierten Höchstwert für den Jahres-Primärenergiebedarf nicht überschreiten dürfen. Bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs gelten für flüssige oder gasförmige Biomasse reduzierte Primärenergiefaktoren (§ 22 GEG). Für Biomethan liegt dieser Faktor bei 0,7, wenn es in einem Brennwertkessel genutzt wird, und 0,5, wenn es in einer hocheffizienten KWK-Anlage genutzt wird (§ 22 Abs. 1 Nr. 2 GEG).

89 Auch das WPG fördert den Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase. Das WPG legt fest, bis zum Jahr 2030 im Mittel die Hälfte und bis 2045 100 % der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen. Zudem gibt es den Betreibern von bestehenden Wärmenetzen vor, die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 % und bis 2040 zu 80 % mit Wärme, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination aus beiden hergestellt wurde, zu speisen. Für neue Wärmenetze wird im WPG ab dem 1. März 2025 ein Anteil von 65 % aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gesetzlich verlangt. Zur Erfüllung dieser Ziele können Biogas, Biomethan und grüner Wasserstoff genutzt werden (§ 3 Abs. 15 GEG).

90 Zudem würde die Komplexität der Umsetzung der Netzentgeltzuschüsse für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas gem. Art. 18 Abs. 1 und 4 GasVO zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen, welche durch die erwarteten Vorzüge nicht aufgewogen werden können.

## **5.6. Rückwirkung**

91 Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen ihres Ermessens für eine rückwirkende Nichtanwendung der Preisnachlässe an GÜPs ab dem 05.08.2025 entschieden. Diese Entscheidung unterliegt den allgemeinen Anforderungen, die an Ermessensentscheidungen zu stellen sind (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 40, juris). Für die Rückwirkung spricht hier in besonderem Maße, dass das durch die Festlegung verfolgte Ziel, die Komplexität der Umsetzung und die dadurch entstehenden unverhältnismäßig hohen Kosten, welche durch die erwarteten Vorzüge nicht aufgewogen werden können, nur durch eine Rückwirkung sichergestellt werden kann. Zudem waren den Fernleitungsnetzbetreibern und Netznutzern die entscheidungsrelevanten Aspekte bereits in Gestalt des bis Anfang April 2025 konsultierten Diskussionspapiers bekannt, sodass sie die möglichen Rechtsfolgen abschätzen konnten.

92 Eine vorläufige Festlegung nach § 72 EnWG war hingegen aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich, da diese einen Mehraufwand für die Fernleitungsnetzbetreiber und Netznutzer in Form von Konsultation und kritischer Durchsicht der Regelung bedeutet hätte. Insbesondere vor dem

Hinblick, dass der Zeitraum der Rückwirkung von geringer Dauer ist, wäre eine vorübergehende Festlegung nicht zielführend gewesen.

93 Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer im konkreten Fall als nachrangig bewertet. Tatsächlich wird durch die rückwirkende Entscheidung sogar dem Vertrauen der Marktakteure auf die Aussetzung der Rabattregelungen entsprochen, da die Beschlusskammer bereits im Vorfeld insbesondere durch ihren Konsultationsentwurf vom 21.07.2025 eine entsprechende Regelungsabsicht signalisiert und damit einen Vertrauenstatbestand geschaffen hat.

94 Die Entscheidung für die Rückwirkung ist auch verhältnismäßig. Sie dient dem legitimen öffentlichen Zweck, Rechtssicherheit in Bezug auf die Nichtanwendung von Preisnachlässen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas ab dem 05.08.2025 herzustellen. 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 der Netznutzer, Rabatte an Speichern und GÜPs ab dem 05.08.2025 zu erhalten, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit im Wege der Nichtanwendung von Preisnachlässen bereits ab dem 05.08.2025 zurückstehen.

### **III. Kosten (§ 91 EnWG)**

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

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

96 Da die Festlegung gegenüber allen im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, nimmt die Beschlusskammer 9, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, 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 Entscheidung 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.

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), 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

Dr. Christian Schütte

Stefan Tappe

Roland Naas