



Fachbereich WD 5

**Regulierung von Biomethananlagen: europäischer Rahmen und
Ländervergleich**

Regulierung von Biomethananlagen: europäischer Rahmen und Ländervergleich

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 074/26
Abschluss der Arbeit: 7. Juli 2026
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Hintergrund	5
1.1.	Biogas als teilweiser Ersatz für Erdgas	5
1.2.	Rechtlicher Rahmen	7
2.	Fragestellung	8
3.	Wesentliches Ergebnis	9
3.1.	Zu den einzelnen Vorschriften	9
3.2.	Zu den Fragen „Gold-Plating“ und Rechtsvergleich	10
3.3.	Zu den Kosten im europäischen Vergleich	10
4.	Methodische Vorbemerkung	11
4.1.	Richtlinienumsetzung	11
4.1.1.	Vorgehen des nationalen Gesetzgebers	11
4.1.2.	Nachträgliche Bestimmung des „Richtlinien-Anteils“	11
4.1.2.1.	Gesetzesänderung	11
4.1.2.2.	Einfache Fälle	11
4.1.2.3.	Schwierige Fälle	12
4.2.	EU-Verordnungen und nationales Recht	12
5.	Bereiche für eine mögliche „überschießende“ Umsetzung	13
6.	Regulierung von Biogaseinspeiseanlagen	13
6.1.	Genehmigung der Anlage	13
6.1.1.	Immissionsschutzrecht	13
6.1.2.	Baurecht	13
6.2.	Störfälle	14
6.3.	Eintragung bei der BNetzA	14
6.4.	Anschluss an das Gasnetz	15
6.4.1.	Überführung der GasNZV in die Festlegung „ZuBio“	15
6.4.1.1.	Urteil des EuGH von 2021	15
6.4.1.2.	Konsequenz: Regelungsgemisch	15
6.4.1.3.	Anwendungsbereich („Anlage“; „Biogas“)	16
6.4.2.	Netzzugang	17
6.4.2.1.	Europarecht	17
6.4.2.2.	Nationale Konkretisierung	17
6.4.3.	Vorrang von Biogas: Möglichkeit der GasRL	17
6.4.4.	Beschränkung von Kapazitäten	18
6.4.4.1.	Europarecht	18
6.4.4.2.	Nationale Konkretisierung	19
6.4.5.	Zugangsverweigerung: überschießende Regelung?	19
6.4.6.	Anschlusskostenregelung	20
6.4.6.1.	Europarecht	20
6.4.6.2.	Nationales Recht	21

6.5.	Qualität, Messung und Sicherung	21
6.5.1.	Europarecht	21
6.5.2.	Nationales Recht	22
6.5.3.	Europäische Normung und technische Branchenstandards	23
6.6.	Verantwortung und Kostentragung für Qualität und Messung	24
7.	Fazit: überschießende Regelungen?	25
8.	Anstehende Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets	26
8.1.	Überblick	26
8.1.1.	Verordnung (EU) 2024/1789 (Gasverordnung)	26
8.1.2.	Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gasrichtlinie)	26
8.2.	Gesetzentwurf	27
8.2.1.	Wesentlicher Inhalt	27
8.2.2.	Offene Fragen	28
9.	Europäischer Vergleich	29
9.1.	Wesentliche Rechtsgrundlagen in der Übersicht	29
9.2.	Investitionskosten für Biomethan-Einspeiseanlagen und Ursachen für Kostenunterschiede	30
9.2.1.	Umfrage der <i>European Biogas Association</i> (EBA) aus dem Jahr 2025	30
9.2.2.	Untersuchung der <i>Biomethane Industrial Partnership Europe</i> (2024)	32
9.2.3.	Fachverband BIOGAS e.V.	34
9.3.	Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss und etwaige Folgen	36
9.3.1.	Kostenverteilung für den Netzanschluss	36
9.3.2.	Folgen von Kostenteilungsmodellen für eingespeiste Mengen an Biomethan	37
9.3.3.	Verteilung der operativen Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss	39
9.3.4.	Kostenauswirkung der Verteilung von operativen Verantwortlichkeiten	40
9.4.	Wichtigste Zwischenergebnisse	42
10.	Anhang	43
10.1.	Synopse: GasNZV, ZuBio und EU-Recht	43
10.2.	Kostenregelungen im Vergleich	45
10.3.	Verteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Netzbetreiber und Einspeiser („Produzenten“)	48

1. Hintergrund

1.1. Biogas als teilweiser Ersatz für Erdgas

Deutschland verfolgt nach den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes (KSG)¹ das Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Um dieses zu erreichen, soll nicht nur die Stromversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt, sondern auch „der Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase wie grünen Wasserstoff sowie Biomethan deutlich beschleunigt werden“.² Durch thermische Behandlung oder Vergärung von organischen Materialien wie Pflanzenresten, Gülle oder Bioabfällen unter Ausschluss von Sauerstoff lässt sich Biogas herstellen.³ Nach der Vergärung besteht das erzeugte Biogas zunächst aus maximal 60 Prozent Methan. Um das Gas in das Erdgasnetz einzuspeisen, muss eine Aufbereitungsanlage den Methangehalt durch CO₂-Entzug erst noch erhöhen.⁴ Erst dann spricht man von Biomethan.

Durch die Einspeisung kann Biomethan das Erdgas wohl zumindest zu einem Teil⁵ ersetzen und so die leitungsgebundene Versorgung mit Gas nachhaltiger machen.⁶ Etwa 9.900 Biogasanlagen wurden nach Angaben der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2024 betrieben.⁷ Die erzeugte Energie wird jedoch überwiegend verstromt.⁸ Lediglich 242 Anlagen speisen im Jahr 2024 zu Biomethan aufbereitetes Biogas mit einer Gesamtleistung von 10.446,1 Mio. kWh/a⁹

1 [Bundes-Klimaschutzgesetz](#) vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2513), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15.07.2024 (BGBl. I Nr. 235).

2 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), S. 39.

3 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Biogas und Biomethan](#); Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), S. 206.

4 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), S. 206.

5 Die genauen Potenziale schätzen Studien unterschiedlich hoch ein. Siehe beispielsweise: Matschoss et al., [Zukunftsaußichten der Biogasbranche – Studie für den Fachverband Biogas \(FvB\)](#), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme, September 2025; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Klimaneutral mit Biomethan – Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten – Eine Kurzstudie](#), April 2026; Matschoss et al., [A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany](#) vom 17.12.2020.

6 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Biogas und Biomethan](#).

7 FNB-Gas (Die Fernleitungsnetzbetreiber), [Diskussionspapier Biomethan](#) vom 26.06.2024, S. 3.

8 Vgl. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Zukunftsbild Biomethan 2025-2045](#), März 2025, S. 1.

9 a: pro Jahr (lateinisch: per annum).

in das Gasnetz ein.¹⁰ Dies entspricht in etwa einem Anteil von 1,4 %¹¹ am Gesamtgasverbrauch.¹² Das Einspeisepotenzial der vorhandenen Anlagen dürfte zukünftig nach Berechnungen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) jedoch deutlich höher liegen.¹³ Das Deutsche Zentrum für Biomasseforschung hält eine Verdoppelung bis Verdreifachung der Einspeisemenge bis 2030 für möglich.¹⁴

Auf dem Weg zur Einspeisung durchläuft das Biomethan potenziell folgende Infrastrukturen, an denen jeweils Regulierungen greifen können:¹⁵

1. Einspeiseanlage: Die Station, in der der Gasdruck geregelt, die Gasqualität und -menge gemessen und dem Gas bei Bedarf ein Geruchsstoff beigemischt wird. Hier findet statt:
 - Gasqualitätskontrolle: Stellt sicher, dass das Biomethan vor der Netzeinspeisung die erforderlichen Standards erfüllt
 - Messung: Misst die Menge und Qualität des in das Netz eingespeisten Biomethans für Abrechnungszwecke, zur Einhaltung gesetzlicher Vorschriften oder sonstiger Normierungen und zum Systemausgleich.
 - Kompression: Erhöht den Druck des Biomethans, um ihn an den Netzdruck anzupassen oder den Transport über Pipelines oder Lkws zu erleichtern.
 - Druckregelung: Regelt und passt den Druck des Biomethans an, um die Kompatibilität mit dem Netz und einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.
 - Odorierung: Fügt dem Biomethan aus Sicherheitsgründen einen künstlichen Geruch hinzu, wodurch Leckagen erkennbar werden.
 - Desodorierung: Entfernt unerwünschte Gerüche aus dem Biomethan. Dies ist bei der Biogasaufbereitung häufig notwendig, um die Standards für die Netzeinspeisung zu erfüllen.

10 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), S. 207.

11 Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) geht hingegen von 272 Biogaseinspeiseanlagen und einem Anteil von 1,6 % am Gesamtgasverbrauch aus: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), [Biomethan – In Europa gefördert, in Deutschland ausgebremst](#) vom 31.07.2025.

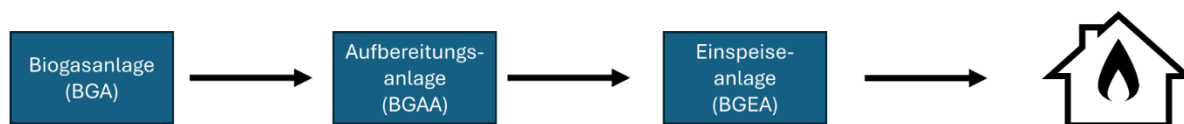
12 MDR, Können wir künftig mit Biomethan heizen?, [Faktencheck](#) vom 04.03.2026.

13 Vgl. FNB-Gas (Die Fernleitungsnetzbetreiber), [Diskussionspapier Biomethan](#) vom 26.06.2024, S. 3 f.; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen \(EE-Methanisierungspotential\)](#), 2019, S. 5.

14 MDR, Können wir künftig mit Biomethan heizen?, [Faktencheck](#) vom 04.03.2026.

15 Peters et al., [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, S. 11; vgl. zu den Komponenten auch Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 16.

2. „Last-Mile“-Pipeline: Der letzte Abschnitt des Pipelinenetzes, der eine Biomethan-Produktionsstätte mit dem bestehenden Gasnetz verbindet.
3. Station zur Umwandlung: Wandelt Biomethan in BioCNG (komprimiert; „compressed natural gas“) oder BioLNG (flüssig; „liquid natural gas“) um, damit es sich speichern und transportieren lässt.
4. LKW-Transport: Der Transport von Biomethan als BioCNG (komprimiert) oder BioLNG (flüssig) zu Standorten ohne direkten Zugang zum Rohrleitungsnetz.
5. Einspeisepunkt: Der Ort, an dem Biomethan in das Gasnetz eingespeist wird.



(Eigene Abbildung)

Diese Ausarbeitung behandelt vornehmlich die Regulierung der Anlagen, die Biomethan in das Gasnetz einspeisen (Einspeiseanlagen). Biogasanlagen, die ihre Energie verstromen oder verflüssigtes Biomethan für den Verkehr herstellen, bleiben ganz außer Betracht.

1.2. Rechtlicher Rahmen

Für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz gelten sowohl **europarechtliche** als auch **nationale** Vorgaben.

Politisch hat sich die EU mit dem sog. REPowerEU-Programm im Jahr 2022 das Ziel gesetzt, den Ausbau der Biomethanerzeugung auf 35 Mrd. m³ jährlich bis 2030 zu verdoppeln.¹⁶ Zur Umsetzung der Ausbauziele hat die Kommission einen Biomethan-Aktionsplan¹⁷ sowie einen Biomethan-Mechanismus¹⁸ entwickelt und verschiedene Förderprogramme für Forschung und Innovation in diesem Bereich beschlossen.¹⁹

Auf EU-(sekundär-)rechtlicher Ebene waren für den Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt bislang insbesondere die Richtlinie 2009/73/EG sowie die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 maßgeblich. Das **neue** EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket der Europäischen Union von 2024 entwickelt

16 Europäische Kommission, REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie, [Mitteilung](#) vom 08.03.2022, S. 7, 10.

17 European Commission, [Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets](#) vom 18.05.2022 (Englisch).

18 Europäische Kommission, Biomethan-Mechanismus: Verbinden von Käufern und Verkäufern, [Pressemitteilung vom 18.06.2026](#).

19 Siehe dazu: Europäische Kommission, [Innovatives Biomethan für REPowerEU](#).

diese nun fort. Das Paket umfasst die Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gasrichtlinie, kurz: GasRL)²⁰ und die Verordnung (EU) 2024/1789 (Gasverordnung, kurz: GasVO)²¹. Die **Umsetzungsfrist** der Richtlinie 2024/1788 läuft im August 2026 ab,²² weshalb die Bundesregierung den Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens bis zur parlamentarischen Sommerpause 2026 anstrebt.

Die Struktur der **nationalen Regulierung**, bestehend aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)²³ und mehreren Verordnungen, befindet sich derzeit in einem **grundlegenden Umbau**. Als Reaktion auf ein EuGH-Urteil von 2021 gegen Deutschland ersetzte der nationale Gesetzgeber die bisherige Verordnungskompetenz für die Energiemarktregulierung (§ 24 EnWG alte Fassung, kurz: a. F.) durch Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur (BNetzA) (EnWG-Novelle 2023).²⁴ Die bisherigen Verordnungen für den Gasmarkt (Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)²⁵ und Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)²⁶) gelten nur teilweise und nur übergangsweise fort. Die BNetzA hat nunmehr die Regelungsinhalte für Biogas zu großen Teilen in Festlegungen überführt, teilweise gilt aber auch unmittelbar Europarecht.

2. Fragestellung

Die vorliegende Ausarbeitung untersucht, ob und gegebenenfalls in welchen Bereichen die an Betreiber von Biomethan-Einspeiseanlagen gerichteten Vorschriften des nationalen Rechts über die vorgenannten unionsrechtlichen (Mindest-)Vorgaben hinausgehen und damit eine überschießende Umsetzung des Unionsrechts darstellen (auch „Gold-Plating“²⁷ genannt) (4. bis 7.). Ergänzend stellt die Arbeit dar, welche für die Biomethan-Einspeisung relevanten Änderungen der ak-

20 [Richtlinie \(EU\) 2024/1788](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.

21 [Verordnung \(EU\) 2024/1789](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung).

22 Deutscher Bundestag, Umsetzung des EU-Gaspakets im Sommer 2026 geplant, [Kurzmeldung](#) vom 21.11.2025.

23 [Energiewirtschaftsgesetz](#) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29.03.2026 (BGBl. I Nr. 84).

24 Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur: Parlamentarische und exekutive Kontrollinstrumente nach der EnWG-Novelle 2023, Ausarbeitung vom 02.06.2026, [WD 5 - 3000 - 049/26](#); [WD 3 - 3000 - 036/26](#), S. 11.

25 Abrufbar unter [Buzer.de](#), Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen ([Gasnetzzugangsverordnung](#)), aufgehoben durch Artikel 15 Abs. 6 des Gesetzes vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405).

26 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen ([Gasnetzentgeltverordnung](#)) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), dort in der Fassung nach der Änderung durch Artikel 3 der Verordnung vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229).

27 Zum Begriff: Nationaler Normenkontrollrat, [Was ist eigentlich: Gold-Plating](#).

tuelle Regierungsentwurf zur Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets vorsieht (8.).

Abschließend gibt die Ausarbeitung einen rechtsvergleichenden Überblick über wesentliche Regelungen in denjenigen EU-Mitgliedstaaten, die neben Deutschland zu den größten Biomethanproduzenten zählen (9.).

3. Wesentliches Ergebnis

3.1. Zu den einzelnen Vorschriften

Den Anschluss von Biogasanlagen an die Leitungsnetze, den Zugang zu diesen Netzen und die Einspeisung in das Erdgasnetz regelten bislang abschließend die §§ 31 bis 36 der GasNZV a. F. Nach dem am 2. September 2021 ergangenen Urteil des EuGH²⁸ befindet sich die nationale Regulierung in einem Umbruch. Künftig regelt die BNetzA in sogenannten Festlegungen viele Regulierungsfragen, die bisher Verordnungen regelten.

Europarechtlich müssen die Netzbetreiber „verbindliche Kapazität“ für Biogas „gewährleisten“. National regelt dies im Detail die Festlegung KASPAR. Die Netzbetreiber müssen nach nationalem Recht Einspeise- und Ausspeiseverträge **vorrangig** mit **Biogastransportkunden** abschließen und Biogas bevorzugt transportieren. Diese nationale Privilegierungsmöglichkeit sieht die GasRL ausdrücklich vor. Im Einklang mit dem Europarecht kann der Netzbetreiber in begründeten Fällen beschränkte Kapazitäten für Biogas anbieten. Nach deutschem Recht darf er den Zugang bei technischer Unmöglichkeit oder wirtschaftlicher Unzumutbarkeit auch ganz verweigern.

Die **Anschlusskosten**regelung ist der nationalen Regulierung überlassen, sofern Grundsätze wie Transparenz und Nichtdiskriminierung eingehalten sind. Ein derzeit laufendes Gesetzgebungsverfahren lässt die künftige Anschlusskostenregelung bislang offen.

Für die **Qualität** des Biomethans, das in die Gasnetze eingespeist wird, gibt es derzeit auf europäischer Ebene nur unverbindliche Branchenstandards und Normungen (DIN EN²⁹). In Deutschland muss das Biomethan den „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ entsprechen. Es gilt eine positive Vermutung hierfür, wenn die Arbeitsblätter des DVGW eingehalten sind. Bausteine für diese Arbeitsblätter bilden auch die DIN EN. Eine Untersuchung³⁰ der europäischen Vereinigung der nationalen Gas-Verbände „MARCOGAZ“ vergleicht die Gasqualitätsvorgaben aller EU-Staaten.

28 EuGH, Urteil vom 02.09.2021, [Rs. C-718/18](#) (Europäische Kommission gegen Bundesrepublik Deutschland), mit Anmerkung Hoppe/Laboch-Semku, NVwZ 2021, 1441.

29 DIN, Europäische Normen (EN), <https://www.din.de/de/din-und-seine-partner/din-in-der-welt/din-in-europa/europaeische-normen>.

30 MARCOGAZ, [Quality of biomethane required in European countries for injecting into natural gas grid](#), 2024 (Englisch).

3.2. Zu den Fragen „Gold-Plating“ und Rechtsvergleich

Das EU-Sekundärrecht zeichnet die Regulierung von Biomethananlagen vor, lässt jedoch grundsätzlich weitreichende **Spielräume** für den nationalen Gesetzgeber. Wie der nationale Gesetzgeber diesen Spielraum genutzt hat, ist aufgrund vielfältiger Gesetzesänderungen, die nicht notwendigerweise auf Europarecht zurückgehen, und aufgrund der internen Wechselwirkung verschiedener Regulierungsteile methodisch tendenziell schwierig zu beantworten.

Die Untersuchung zeigt jedoch, dass Deutschland diese Spielräume überwiegend zur Konkretisierung der unionsrechtlichen Vorgaben nutzt, **ohne** den europäischen Rechtsrahmen grundsätzlich zu **überschreiten**. Dies gilt insbesondere für die Regelungen zu den Verfahren zum Netzanschluss und -zugang, zur Anschlusskostenteilung und zu technischen Qualitätsanforderungen. Die jüngsten nationalen Vorschriften dienen vor allem der Umsetzung europäischer Anforderungen sowie der Anpassung an das Urteil des EuGH von 2021. Lediglich die Möglichkeit einer vollständigen **Zugangsverweigerung** für Biomethan nach der Festlegung „ZuBio“ der BNetzA geht ihrem Wortlaut nach über die Vorgaben des EU-Rechts hinaus und könnte daher als überschießende Umsetzung („Gold-Plating“) bewertet werden. Insgesamt bestehen jedoch schlüssige Argumente dafür, dass auch diese Regelung noch Europarecht konkretisiert.

3.3. Zu den Kosten im europäischen Vergleich

Bei den **Investitionskosten** für Einspeiseanlagen von Biomethan fallen im europäischen Vergleich deutliche Unterschiede an. Anlagen in Deutschland kosten nach Branchenangaben bis zu **fünfmal mehr** als im europäischen Ausland. Als Ursachen dieser Kostenunterschiede wurden u.a. unterschiedliche technische Anforderungen identifiziert, insbesondere im Bereich der **Qualitätskontrolle**. Diese stellt das „Herz“ und die bedeutendste Kostenkomponente von Einspeiseanlagen dar. Des Weiteren spielen u.a. die **Standardisierung** von Anlagen sowie die Nutzung von Skaleneffekten eine wichtige Rolle bei der Erklärung von Kostenunterschieden. Nach Branchenangaben wird von diesen Kostensenkungspotenzialen in Deutschland bisher zu wenig Gebrauch gemacht.

Kostenteilungsmodelle für Netzanschlüsse werden von der EU-Kommission als Maßnahme zur Steigerung der europäischen Biomethanproduktion eingeschätzt. Aus ihrer Sicht wirken **Netzanschlusskosten** ansonsten wie Markteintrittsbarrieren, da sie die Produzenten davon abhielten, Biogas zu Biomethan aufzubereiten und ins Gasnetz einzuspeisen. Eine im europäischen Vergleich benachteiligende **„Sonderrolle“** Deutschlands ist bei der kostenmäßigen Beteiligung von Biomethanproduzenten an Netzanschlusskosten nach der Studienlage aber **nicht** erkennbar. Auch erscheint die prozentuale Beteiligung von Produzenten in Deutschland an den Kosten von Einspeiseanlagen mit 25 % im Vergleich mit anderen europäischen Top-5-Produzenten, in denen es Kostenteilungsmodelle gibt, nicht nachteilig.

4. Methodische Vorbemerkung

4.1. Richtlinienumsetzung

4.1.1. Vorgehen des nationalen Gesetzgebers

EU-Richtlinien bedürfen einer mitgliedstaatlichen Umsetzung (Art. 288 Abs. 3 AEUV³¹). Ihre Inhalte formt das nationale Recht aus.

Je nach Richtlinie kommen bei ihrer Umsetzung folgende Möglichkeiten für nationale Gesetzgeber in Betracht:³²

- a. Buchstabengetreue Umsetzung (auch: „1:1-Umsetzung“)
- b. Einbettung in das nationale Rechtssystem: Konkretisierung, Umformulierung, etc.
- c. Weitergehende Vorgaben oder Rechtsfolgen (teilweise als „überschießende Umsetzung“ bezeichnet)³³
- d. Ausweitung des Anwendungsbereichs in personeller oder sachlicher Hinsicht (allgemein als „überschießende Umsetzung“ bezeichnet)

Gesetzgeber können diese Möglichkeiten grundsätzlich auch kombinieren, also die Richtlinie in das nationale Rechtssystem einbetten (b) und zugleich überschießende Regelungen vorsehen (c) und (d).

4.1.2. Nachträgliche Bestimmung des „Richtlinien-Anteils“

4.1.2.1. Gesetzesänderung

Oftmals wird ein Gesetz mehrfach geändert, auch um EU-Richtlinien umzusetzen. Dann kann sich im Nachhinein die Frage stellen, welcher Teil des Gesetzes noch in dem unionsrechtlich vorgezeichneten Spielraum des nationalen Gesetzgebers liegt. Bei der Beurteilung dieser Frage gibt es einfache und schwierige Fälle.

4.1.2.2. Einfache Fälle

Denkbar ist, dass der Gesetzgeber eine buchstabengetreue Umsetzung mit einer zusätzlichen Vorschrift kombiniert, die den Anwendungsbereich personell oder sachlich ausweitet. Diese zusätzliche Vorschrift lässt sich dann eher eindeutig als Spielraum des nationalen Gesetzgebers identi-

31 [Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union](#), konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, C 326/49.

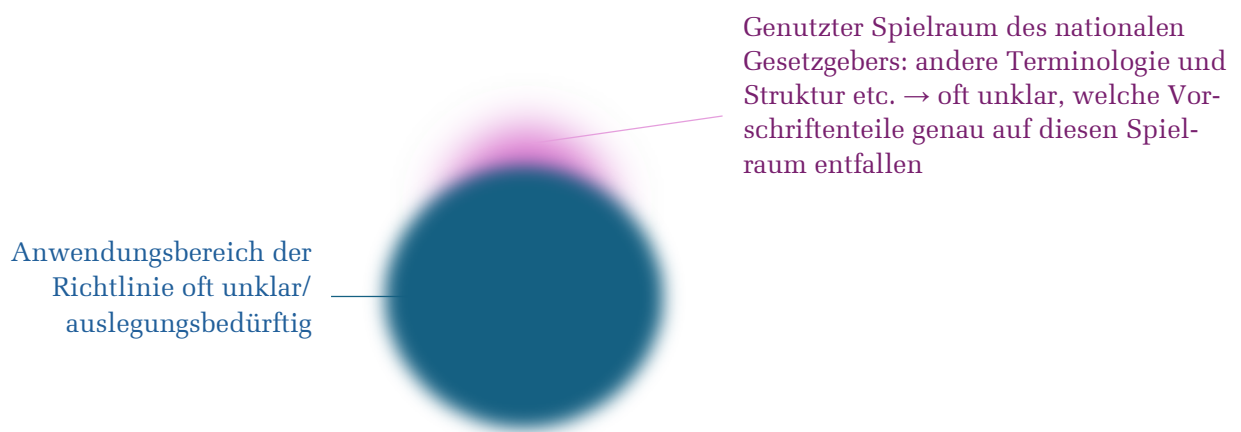
32 Vgl. Glaser in: Kahl/Ludwigs, Handbuch des Verwaltungsrechts, 1. Aufl. 2021, Verordnung, Richtlinie und Beschluss, 2. Gestaltungsspielräume des mitgliedstaatlichen Gesetzgebers, Rn. 34 ff.

33 Vgl. Hageböke/Stangl, FR 2021, 680 (die in der Richtlinie vorgesehene steuerliche Neutralität macht der nationale Gesetzgeber von zusätzlichen Voraussetzungen abhängig: „überschießende Umsetzung“).

fizieren. Ein Beispiel wäre eine für Kapitalgesellschaften geltende Richtlinie, die bei der Umsetzung auf Personengesellschaften erstreckt würde.³⁴ Die Regelung zu Personengesellschaften wäre dann eine überschießende Umsetzung.

4.1.2.3. Schwierige Fälle

Schwierig ist die nachträgliche Bestimmung, wenn eine Richtlinie in bestehende Gesetze und damit in andere Begrifflichkeiten und Strukturen eingebettet wird.³⁵ Dies gilt erst recht, je stärker sich die Richtlinie und die nationale Umsetzung begrifflich, inhaltlich und systematisch von vornherein unterscheiden und die geänderten nationalen Normen mit weiteren Normen verschränkt sind. Ferner kann sich die Auslegung der Richtlinie nach Umsetzung durch den nationalen Gesetzgeber ändern, z. B. bei zwischenzeitlich ergangener Rechtsprechung durch den EuGH. So liegt der Fall bei der Gasregulierung.



Eigenes Schaubild: Die Schwierigkeit der Feststellung des tatsächlich genutzten Spielraums

4.2. EU-Verordnungen und nationales Recht

EU-Verordnungen gelten unmittelbar (Art. 288 Abs. 2 AEUV). EU-Verordnungen und nationale Regelungen gelten somit „gemeinsam“. Die Normtexte stehen teilweise eindeutig trennbar nebeneinander, teilweise sind sie aber inhaltlich stark verzahnt. Das EU-Verordnungsrecht liest sich teilweise inhaltlich ähnlich wie eine Richtlinie und gibt nur eine Stoßrichtung oder ein Ziel vor. Auch sie ist dann im Näheren noch konkretisierungsbedürftig. Durch den Anwendungsvorrang des EU-Rechts³⁶ gilt bei einer Überlagerung oder einem Widerspruch dann vorrangig die EU-Ver-

34 Vgl. Heckschen/Knaier, GmbHR 2022, 613 (621).

35 Vgl. Kuhn, EuR 2015, 216 (220): „Nun ist allerdings oft nicht einfach zu entscheiden, ob der Anwendungsbereich einer Richtlinie bereits verlassen ist.“

36 Vgl. EuGH, [Urteil vom 15.07.1964](#), Rechtssache 6-64 (Flaminio Costa gegen E.N.E.L.).

ordnung. Doppeln sich die Regelungen, besteht der nationale Rechtstext gewissermaßen rein deklaratorisch („informativ“), unmittelbare Anwendung findet nur die EU-Verordnung.

5. Bereiche für eine mögliche „überschießende“ Umsetzung

Als Bereiche für eine „überschießende“ Umsetzung von EU-Vorgaben kommen im Bereich Biomethan insbesondere in Betracht:

- Umfang der **Anlagenbetreiberpflichten**,
- (Anschluss-) **Kostenteilung** zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer,
- Umfang der **Netzbetreiberpflichten** (hier außer Betracht, vgl. 2.),
- **technische** Anforderungen an Biomethan und Einspeiseanlagen.

6. Regulierung von Biogaseinspeiseanlagen

6.1. Genehmigung der Anlage

6.1.1. Immissionsschutzrecht

Eine Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist ab einer Aufbereitungskapazität von 1,2 Mio. Normkubikmetern je Jahr Rohgas (Biogas) genehmigungspflichtig im **vereinfachten Genehmigungsverfahren** (d. h. ohne Öffentlichkeitsbeteiligung, vgl. § 19 Abs. 2 BImSchG) (§ 1 i. V. m. Anhang 1 Ziff. 1.16 der 4. BImSchV). Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung umfasst auch die Baugenehmigung und weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen (§ 13 BImSchG).

6.1.2. Baurecht

Jede bauliche Anlage ist auch am Baurecht zu messen. Sollte für die Biomethan-Anlage wegen geringer Aufbereitungskapazitäten keine formelle immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht bestehen (vgl. 6.1.1.), prüft die Baugenehmigungsbehörde auch die – materiell dennoch zu beachtenden – Immissionsschutzbelange. Das Biogas Forum Bayern stellt die materiellrechtlichen Besonderheiten für den Bau von Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen treffend so dar:

„Unter bestimmten Voraussetzungen kann eine Biogasanlage **privilegiertes** Baurecht im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer **landwirtschaftlichen** Hofstelle genießen. Nach den aktuellen Änderungen des Baugesetzbuches (§ 246d BauGB) kann das auch für Biogasaufbereitungsanlagen möglich sein, wenn sie den jeweiligen Biogasanlagen **untergeordnet** sind. Dies gilt auch bei einer Clusterung privilegierter Biogasanlagen. Liegt kein Privilegiertstatbestand vor, ist ein entsprechend von der Kommune ausgewiesenes **Sondernutzungs-**

gebiet nötig [...]. Es ist anzunehmen, dass letzteres für Biomethanprojekte i.d.R. anzustreben ist.“³⁷

Die GasVO oder GasRL enthalten keine Vorgaben zum Bauplanungsrecht oder zur bauplanungsrechtlichen Privilegierung von Biogasaufbereitungsanlagen. Das Bauplanungsrecht liegt genuin in der Kompetenz der Mitgliedstaaten.

6.2. Störfälle

Biomethan-Anlagen fallen unter die Störfall-Verordnung (12. BImSchV)³⁸ ab einer Lagermenge von 10.000 kg Biogas in Betriebsbereichen der unteren Klasse³⁹ (Stoffliste Anhang I, Spalte 4) bzw. 50.000 kg in Betriebsbereichen der oberen Klasse⁴⁰ (Stoffliste Anhang I, Spalte 5). Nach der Verordnung bestehen **Veröffentlichungs-** und **Überwachungsauflagen** zur Verhinderung und Begrenzung von Störfällen und deren Auswirkungen.

6.3. Eintragung bei der BNetzA

Unternehmen der Elektrizitäts-, Gas-, Wasser- und Wärmewirtschaft, somit auch Biomethan-Einspeiser, müssen – als Teil der Wärmewirtschaft – „insbesondere Daten über Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze und Wärmespeicher sowie über deren Betreiber“ in das digitale **Marktstammdatenregister** der Bundesnetzagentur (BNetzA) eintragen (§ 111e Abs. 2 EnWG). Die Registrierungspflicht als solche dient gemäß § 111e Abs. 1 Nr. 3 EnWG unter anderem dazu, die Transformation des Energieversorgungssystems gegenüber der Öffentlichkeit transparent darzustellen. Der Transparenzgrundsatz findet sich in zahlreichen Vorschriften der GasVO und GasRL wieder (z. B. Art. 41 und 45 GasRL sowie Art. 20 und 36 GasVO). Damit dient das Marktstammdatenregister auch der Erfüllung europäischer Vorgaben.

37 Bonse et al., Biogas Forum Bayern, Perspektive Biogas Teil 2: Umstellung auf Biomethaneinspeisung, [Fachinformation](#), 1. Aufl. April 2024, S. 4.

38 [Störfall-Verordnung](#) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15.03.2017 (BGBl. I S. 483), zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 03.07.2024 (BGBl. I Nr. 225).

39 Dies ist „ein Betriebsbereich, in dem gefährliche Stoffe in Mengen vorhanden sind, die die in Spalte 4 der Stoffliste in Anhang I genannten Mengenschwellen erreichen oder überschreiten, aber die in Spalte 5 der Stoffliste in Anhang I genannten Mengenschwellen unterschreiten“ (§ 2 Nr. 1 Störfall-Verordnung).

40 Dies ist „ein Betriebsbereich, in dem gefährliche Stoffe in Mengen vorhanden sind, die die in Spalte 5 der Stoffliste in Anhang I genannten Mengenschwellen erreichen oder überschreiten“ (§ 2 Nr. 2 Störfall-Verordnung).

6.4. Anschluss an das Gasnetz

6.4.1. Überführung der GasNZV in die Festlegung „ZuBio“

6.4.1.1. Urteil des EuGH von 2021

Den „Anschluss von Biogasanlagen an die Leitungsnetze“, den „Zugang zu [...] Leitungsnetzen“ und die „Einspeisung von Biogas“ in das Erdgasnetz regelten bislang abschließend die §§ 31 bis 36 der **GasNZV a. F.** (§ 1 S. 1 GasNZV a. F.).

Nach dem am 2. September 2021 ergangenen Urteil des EuGH,⁴¹ nach dem die BNetzA nicht hinreichend **unabhängig** agiere, musste der Gesetzgeber jedoch sein bisheriges Regelungskonzept für die Gas- (und Strom-)Netzregulierung ändern. Gemäß dem Urteil muss die BNetzA die Marktregulierung größtenteils in eigenen, sogenannten Festlegungen bestimmen dürfen.⁴² Damit darf die Regierung die Netzregulierung nicht mehr im bisherigen Umfang in Verordnungen vorgeben. So hob der Gesetzgeber mit der EnWG-Novelle 2023 die Verordnungsermächtigungen im EnWG zum 31. Dezember 2025 auf und schuf stattdessen **Festlegungskompetenzen** für die BNetzA (§ 54 Abs. 3 i. V. m. § 29 EnWG). Damit ist auch die GasNZV insoweit nichtig geworden, als sie nicht übergangsweise in dem von § 118 EnWG bestimmten Umfang bis zum 31. Dezember 2026 fort gilt.

Teile der Regelungen zum Biogas aus §§ 31 bis 36 GasNZV a. F. hat die BNetzA in eine Festlegung betreffend den Netzzugang von Biogas namens „**ZuBio**“⁴³ überführt. Eine weitere Festlegung („KASPAR“⁴⁴) regelt ebenfalls Details zur Biogaseinspeisung. Festlegungen haben die Form eines Beschlusses und werden daher nach Tenorziffern zitiert.

6.4.1.2. Konsequenz: Regelungsgemisch

Viele Fachinformationen, wie die der BNetzA, unterscheiden zwischen Anschluss- und Zugangsbedingungen für Anlagen. Anschlussbedingungen regeln den **physischen Anschluss** von Anlagen an das Leitungsnetz. Die Regulierung des **Netzzugangs** behandelt hingegen Fragen der Marktteilnahme, wie die „Buchung“ von Gaskapazitäten sowie die Nutzung dieser Transport-, Einspeise- und Ausspeisekapazitäten, die Vertrags- und Abrechnungsbeziehungen der Akteure (z. B. Netzzugangsverträge, Entgelte), die Einspeiseprioritäten, die Flexibilität, das Engpassmanagement und die Transparenzpflichten des Netzbetreibers.

Die **(physischen) Anschlussbedingungen** regeln grundsätzlich vorerst weiterhin § 33 Abs. 1 bis 9 GasNZV a. F. Einzelne Regelungsteile hat die BNetzA jedoch auch in die Festlegung ZuBio auf-

41 EuGH, Urteil vom 02.09.2021, [Rs. C-718/18](#) (Europäische Kommission gegen Bundesrepublik Deutschland).

42 Dazu: Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur – Folgen des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2. September 2021 (C-718/18), Ausarbeitung vom 07.04.2022, [WD 5 - 3000 - 044/22](#), S. 9 f.

43 BNetzA, „ZuBio“ oder: „Festlegung zum Thema Regelungen der Bedingungen des Netzzugangs für Biogas zu Gasversorgungsnetzen sowie der Qualitätsanforderungen an Biogas mit Geltung ab 01.01.2026“, [BK7-24-01-010](#), S. 4.

44 BNetzA, „KASPAR“ oder: „Kapazitätsproduktstandardisierung“, [BK7-18-052](#).

genommen. Eine tabellarische Übersicht zur Überführung und Fortgeltung findet sich im Anhang. Die **übergangsweise Regelung** gilt bis zum 31. Dezember 2026 für Biogas-Anschlussbegehren, für welche die verpflichtende Anschlusskosten-Vorschusszahlung (25 %) des Anschlussnehmers an den Netzbetreiber (§ 33 Abs. 5 S. 1 GasNZV a. F.) noch vor Ablauf des 31. Dezember 2026 eingegangen ist (§ 118 Abs. 4 EnWG).⁴⁵

Gleichzeitig gibt das **Europarecht** unmittelbar **Zugangsbedingungen** für Biogas vor. Um einen

„Gleichlauf der nationalen Regelungen und europäischen Regelungen“

der GasVO sicherzustellen,⁴⁶ hat die BNetzA die §§ 34 und 36 in die ZuBio integriert. Dies ist nur deklaratorisch, da die EU-Verordnung unmittelbar und vorrangig gilt (Art. 288 Abs. 2 AEUV) (vgl. 4.2.). Für einen Überblick zum Zusammenspiel alter, neuer und europäischer Vorschriften dient die tabellarische Ansicht im Anhang.

6.4.1.3. Anwendungsbereich („Anlage“; „Biogas“)

Eine „**Anlage**“ im Sinne der speziellen Biogas-Einspeiseregelungen nach der GasNZV a. F. (§§ 31 bis 37) ist eine

„Anlage zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität“ (§ 32 Nr. 3 GasNZV a. F.).

Der Begriff „**Biogas**“ im Sinne von EnWG und GasNZV a. F. umfasst bereits veredeltes Biogas in Form von Biomethan sowie sonstiges Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch unter Einsatz erneuerbarer Energien erzeugtes Methan.⁴⁷

45 BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

46 So BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

47 Gemäß § 3 Nr. 23 EnWG ist Biogas im Sinne des EnWG „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG in der Fassung vom 23. April 2009 stammen“.

6.4.2. Netzzugang

6.4.2.1. Europarecht

§ 33 Abs. 10 GasNZV a. F. regelte bislang, dass Netzbetreiber zur Maximierung von Netzkapazitäten für Biogas verpflichtet sind.⁴⁸ Diese Norm hat die BNetzA nicht in die ZuBio überführt und sie gilt auch nicht übergangsweise fort (siehe bereits 6.4.1.2.).⁴⁹

Nach Art. 20 und Art. 36 der GasVO gilt aber unmittelbar:

- „Die Fernleitungsnetzbetreiber **gewährleisten verbindliche Kapazität** für den Zugang der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas. Zu diesem Zweck entwickeln die Fernleitungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern Verfahren und Regelungen, einschließlich Investitionen, um den Umkehrfluss vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz sicherzustellen“⁵⁰ (Art. 20 Abs. 1 GasVO).
- Art. 36 GasVO regelt Entsprechendes für Verteilernetzbetreiber hinsichtlich des Verteilernetzes.

6.4.2.2. Nationale Konkretisierung

Rein deklaratorisch (vgl. oben unter 4.2.) formuliert die ZuBio im Grundsatz das Gleiche (Tenorziffer 1 lit. b S. 1 ZuBio). Sie konkretisiert außerdem die Form der vorgeschriebenen Gewähr von Kapazitäten näher. Hierfür verweist sie auf die **Festlegung KASPAR**⁵¹:

„Die Netzbetreiber gewährleisten verbindliche Kapazität für den Zugang der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Dies ist für Fernleitungsnetzbetreiber feste, frei zuordenbare Kapazität im Sinne von Tenorziffer 1 lit. a) aa) (1) der Festlegung ‚KASPAR‘ (BK7-18-052)“ (Tenorziffer 1 lit. b S. 1 ZuBio).

6.4.3. Vorrang von Biogas: Möglichkeit der GasRL

Die Netzbetreiber **müssen** Einspeise- und Ausspeiseverträge **vorrangig** mit Biogastransportkunden abschließen und Biogas bevorzugt durch ihr Netz transportieren. Außerdem müssen sie die Menge an Biogas, die sie übernommen haben, sofort (in Energieeinheiten⁵²) an den Anschluss-

48 Danach musste der Netzbetreiber bislang „alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten sowie die Fähigkeit seines Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biogas zu befriedigen“ (§ 33 Abs. 10 GasNZV).

49 BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

50 Hervorhebungen durch Verf.

51 BNetzA, „KASPAR“ oder: „Kapazitätsproduktstandardisierung“, [BK7-18-052](#).

52 Die Menge von Gasen kann nicht nur als Volumen (z. B. Kubikmeter) angegeben werden, sondern im Kontext der Netzeinspeisung auch in Energiegehalt (z. B. kWh), weil unterschiedliche eingespeiste Gase verschiedene Energiegehalte pro Volumen haben.

nehmer (Anlageninhaber), den Bilanzkreisverantwortlichen⁵³ und weitere vom Anschlussnehmer benannte Dritte melden (Tenorziffer 1, lit. a ZuBio).

Damit macht Deutschland von einer ausdrücklichen Option der GasRL Gebrauch:

- Art. 41 GasRL lautet: „Der Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt und veröffentlicht [...] transparente und effiziente Verfahren für den **nichtdiskriminierenden** Anschluss von Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas [...]. Die Mitgliedstaaten **können** beim Anschluss Erzeugungsanlagen für Biomethan **Vorrang** einräumen.“⁵⁴
- Art. 45 regelt das Gleiche für Verteilnetzbetreiber.

6.4.4. Beschränkung von Kapazitäten

6.4.4.1. Europarecht

Die Bedingungen für eine „Beschränkung von Kapazitäten“ des Netzzugangs regeln unmittelbar Art. 20 Abs. 2 und Art. 36 Abs. 2 GasVO.⁵⁵ Nach Art. 20 Abs. 2 und Art. 36 Abs. 2 S. 2 und 3 GasVO dürfen Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber verbindlich zugesagte Kapazitäten **mindern**, wenn sie stattdessen Kapazitäten anbieten, die zwar bestimmten „betrieblichen Beschränkungen“ unterliegen, damit aber „Infrastruktursicherheit und wirtschaftliche Effizienz“ bewirken. Die Regulierungsbehörde überwacht die Einhaltung dieser geforderten Transparenz und Diskriminierungsfreiheit sowie das Verbot unangemessener Markthindernisse. Im Wortlaut:

„Der verbindliche Kapazitätszugang darf beschränkt werden, um Kapazitäten anzubieten, die betrieblichen Beschränkungen unterliegen, und so [wohl: um so⁵⁶] für **Infrastruktursicherheit** und wirtschaftliche **Effizienz** zu sorgen. Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass etwaige Beschränkungen der verbindlichen Kapazität oder betriebliche Beschränkungen von Verteilernetzbetreibern auf der Grundlage transparenter, nichtdiskriminierender Verfahren eingeführt werden und keine unangemessenen Hindernisse für den Markteintritt nach sich ziehen“⁵⁷ (Art. 36 Abs. 2 S. 2 und 3 der GasVO).

Fast wortgleich zum EU-Recht – und damit rein deklaratorisch (vgl. 4.2. und 6.4.1.2.) – formuliert die ZuBio:

53 Der Bilanzkreisverantwortliche ist eine rechtlich vorgeschriebene Person, die verantwortlich dafür ist, die Entnahmen und Einspeisungen im sogenannten Bilanzkreis in Balance zu halten. Der Bilanzkreis ist gemäß § 3 Nr. 21 EnWG „im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.“

54 Hervorhebung durch Verf.

55 Vgl. BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

56 Vgl. englische Fassung der Verordnung „in order to ensure“.

57 Hervorhebungen durch Verf.

„Abweichend von lit. b) kann der Kapazitätszugang auf das Angebot von Kapazitäten beschränkt werden, die betrieblichen Beschränkungen unterliegen, um für die Sicherheit der Infrastrukturen und wirtschaftliche Effizienz zu sorgen“ (Tenorziffer 1, lit. c S. 1 ZuBio).

6.4.4.2. Nationale Konkretisierung

Detaillierter als die GasVO regelt die ZuBio, wie diese Angebote mit „betrieblichen Beschränkungen“ genau auszusehen haben und wie sie den Anschlussnehmern zu unterbreiten sind. Dazu verweist sie erneut auf die weitere Festlegung KASPAR (BK7-18-052) (Tenorziffer 1, lit. c S. 2 ff. ZuBio). Mit dieser Detailregelung dürfte die BNetzA das Europarecht insoweit **zulässig ergänzen** und konkretisieren. Schließlich muss die Regulierungsbehörde die ihr zugeschriebene Aufgabe wahrnehmen, transparente, nichtdiskriminierende Verfahren bei der Kapazitätsbeschränkung sicherzustellen (Art. 20 Abs. 2 S. 2 und Art. 36 Abs. 2 S. 2 und 3 GasVO). Dies kann sie mit einer Festlegung wie KASPAR tun. Eine „überschießende“ Regelung (im Sinne von strenger) besteht darin deshalb nicht.

6.4.5. Zugangsverweigerung: überschießende Regelung?

Neben der Beschränkung des Zugangs besteht auch die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber den Zugang ganz verweigert. Nicht alle vormaligen Regelungen zur gänzlichen Verweigerung (§ 34 Abs. 2 S. 1 bis 5 GasNZV a. F.) sind in die ZuBio überführt.⁵⁸ Lediglich § 34 Abs. 2 **S. 1** GasNZV a. F. findet sich sinngemäß wieder:

„Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls ein Vorgehen sowohl nach lit. b) [„Netzbetreiber gewährleisten verbindliche Kapazität“] als auch nach lit. c) [„Unterbreiten eines ‚betrieblich beschränkten‘ Kapazitätsangebots] **technisch unmöglich** oder **wirtschaftlich unzumutbar** ist. Der Netzbetreiber hat zu prüfen, inwieweit die Einspeisung von Biogas ohne oder mit verminderter Flüssiggasbeimischung zu gesamtwirtschaftlich günstigen Bedingungen unter Berücksichtigung der zukünftigen Einspeisung dieser Gase realisiert werden kann“⁵⁹ (Tenorziffer 1, lit. d ZuBio).

Zudem regelt das EnWG einen allgemeinen Verweigerungstatbestand:

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen^[60] können einen Netzanschluss [...] verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten

58 BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

59 Hervorhebungen durch Verf.

60 Dies sind nach § 3 Nr. 10 EnWG „Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen“. Nach dem Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026 (S. 13, § 3 Nr. 10 EnWG-E) soll der Begriff „Energieversorgungsnetze“ definiert werden als „Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Betreiber von Gasversorgungsnetzen oder Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen“.

oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 [EnWG] nicht möglich oder nicht zumutbar ist“ (§ 17 Abs. 2 S. 1 EnWG).

Die Verweigerungsregelung für Biogas überschreitet dem Wortlaut nach das Maß der europäisch bloß geregelten Netzzugangs**beschränkung**. Ob es sich bei der Regelung einer Zugangsverweigerung noch um eine zulässige Konkretisierung der Zugangsbeschränkung handelt, ist fraglich. Unproblematisch wäre die Norm, wenn man die „Verweigerung“ nur als einen (Extrem-)Fall der „Beschränkung“ verstünde. Dafür sprechen die Mehrsprachigkeit, die die Wortwahl der EU-Richtlinie beeinflusst, und die Tatsache, dass eine technische Unmöglichkeit faktisch vorkommen kann. Weiter könnte die Regelung der technischen Unmöglichkeit auch zulässig sein, weil sie einen europarechtlich offen gelassenen Sachverhalt regelt (Regelungslücke), das Europarecht also keine abschließende Regelung trifft. So erscheint es denkbar, dass ein Netzzugang und bloß teilweise Netzzugangsbeschränkungen unmöglich sind. Die technische Unmöglichkeit scheint daher ein offengelassener Sachverhalt zu sein, der national geregelt werden darf.

Problematischer erscheint die Verweigerungsmöglichkeit aufgrund „wirtschaftlicher Unzumutbarkeit“ für den Netzbetreiber. Sie könnte möglicherweise mit dem Argument der europarechtskonformen Auslegung eine zulässige Ergänzung der EU-Verordnung sein. Sie könnte europarechtskonform so auszulegen sein, dass sie den Rechtfertigungsgrund der „wirtschaftlichen Effizienz“ aus Art. 36 Abs. 2 S. 2 GasVO (für Beschränkungen des Netzzugangs) aufgreift und konkretisiert. Dies wäre wiederum nicht möglich, wenn die Verweigerung begrifflich als aliud (etwas anderes) zur Beschränkung verstanden wird. Dann dürfte die Zugangsverweigerung für Biogas national überhaupt nicht geregelt sein und verstieße damit gegen die GasVO.

6.4.6. Anschlusskostenregelung

6.4.6.1. Europarecht

Die GasRL sieht zur Anschlusskostenregelung lediglich richtungsweisend vor:

„Die Mitgliedstaaten sehen einen Regulierungsrahmen für Biomethanerzeugungsanlagen vor, der die Anschlussentgelte und **-kosten**, die ihnen durch den Anschluss an die Fernleitungs- oder Verteilernetze entstehen, **regelt**“⁶¹ (Art. 58 Abs. 1 S. 1 Gasrichtlinie).

Dabei muss neben dem Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ folgenden Grundsätzen Rechnung getragen sein:

- Transparenz,
- Nichtdiskriminierung,
- Erfordernis stabiler Finanzierungsrahmen für bestehende Investitionen und

- weiteren allgemeinen Grundsätzen zur Förderung der Nutzung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas (Art. 58 Abs. 1 S. 2 lit. a und c Gasrichtlinie).

Außerdem ist vorzusehen, dass die Kosten und Entgelte gemäß weiterer Gasrichtlinienvorgaben zu veröffentlichen sind (Art. 58 Abs. 1 S. 2 lit. b Gasrichtlinie).

Deutschland ist danach vor allem grundsätzlich **frei** darin, die prozentuale **Kostenaufteilung** zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu bestimmen. In den meisten EU-Staaten sind die Kosten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer aufgeteilt,⁶² schon die Parameter zur Aufteilung unterscheiden sich jedoch stark (zum Vergleich 9.3.1 und 10.2 (Anhang)).

6.4.6.2. Nationales Recht

Nach dem derzeit übergangsweise fortgeltenden § 33 Abs. 1 S. 2 bis 6 GasNZV i. V. m. § 118 Abs. 4 S. 2 EnWG gilt für die Kostenteilung folgendes:

„Die Kosten für den Netzanschluss sind vom **Netzbetreiber** zu **75 Prozent** zu tragen. Der **Anschlussnehmer** trägt die verbleibenden **25 Prozent** der Netzanschlusskosten, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250.000 Euro. Soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Der Netzanschluss steht im Eigentum des Netzbetreibers. Kommen innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzu, so hat der Netzbetreiber die Kosten so aufzuteilen, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären, und Anschlussnehmern einen zu viel gezahlten Betrag zu erstatten.“⁶³

Hierin ist mit Blick auf den unter 6.4.6.1. aufgeführten Rahmen keine überschießende Umsetzung der GasRL ersichtlich. Der deutsche Gesetzgeber hat sich vielmehr für eine von diversen denkbaren Kostenregelungen entschieden, ohne dabei ein vorgegebenes Minimum zu überschreiten.

6.5. Qualität, Messung und Sicherung

6.5.1. Europarecht

Rechtsverbindliche technische Vorgaben zur Gasqualität oder Technik der Einspeisung speziell von Biomethan bestehen europarechtlich (bislang) **nicht**.

Artikel 23 Abs. 1 GasVO ermächtigt die Kommission lediglich – sofern noch nicht im Auftrag der Kommission eine „europäische Normungsorganisation“ Normierungen entwickelt (hat) oder an-

62 Peters et al., [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, S. 5 f.

63 Hervorhebungen durch Verf.

dere europäische Regelwerke gelten (Art. 23 Abs. 1 HS 2 GasVO) – zum Erlass von **Durchführungsrechtsakten** in folgendem Rahmen:

„Zum Zwecke der Erleichterung der kosteneffizienten Integration **großer Volumen** von Biomethan in das bestehende Erdgasnetz, auch an grenzübergreifenden Kopplungspunkten, kann die Kommission Durchführungsrechtsakte zur Festlegung **gemeinsamer Spezifikationen** erlassen oder diese Spezifikationen in einem **Netzkodex**^[64] gemäß Artikel 71 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe a festlegen [...]“.⁶⁵

Eine entsprechende Festlegung der Kommission liegt bis dato nicht vor.

Die Anforderungen an die Netzqualität des Gases sind und dürfen daher länderspezifisch sein. Sie unterscheiden sich stark.⁶⁶ Die detaillierten technischen Werte (Temperatur, Sauerstoff, Schwefelgehalt u. v. m.) aller EU-Staaten vergleicht eine Untersuchung⁶⁷ der europäischen Vereinigung der nationalen Gas-Verbände „MARCOGAZ“⁶⁸.

6.5.2. Nationales Recht

§ 36 GasNZV a. F. regelte bis zur EnWG-Novelle 2023 die Qualitätsanforderungen an Biogas. Seit 2024 macht die ZuBio im Großteil identische Vorgaben. Eine Änderung besteht lediglich darin, dass für Anlagen, für die vor dem 1. Januar 2026 ein Netzanschlussvertrag abgeschlossen worden ist, **nicht** mehr strikt die Qualitätsvorgaben der Arbeitsblätter des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW-Arbeitsblätter)⁶⁹ zu erfüllen sind, sondern nur noch die „**allgemein anerkannten Regeln der Technik**“.⁷⁰ Allerdings **vermutet** die ZuBio weiterhin die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ (vorbehaltlich spezieller Vorschriften), wenn die DVGW-Arbeitsblätter eingehalten sind (Tenorziffer 2, lit. a ZuBio).⁷¹

Zudem gelten in einem Übergangszeitraum „von **10 Jahren** ab Inbetriebnahme“ zunächst weiterhin für „vor dem 01.01.2026 angeschlossene Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität sowie für noch nicht angeschlossene Anlagen, für die aber ein vor dem 01.01.2026 abge-

64 Zu dem Regime der Netzkodizes siehe: EU-Kommission, [Gas Network Codes](#).

65 Hervorhebungen durch Verf.

66 Fazit von Peters et al., [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, S. 37 (Englisch).

67 MARCOGAZ, [Quality of biomethane required in European countries for injecting into natural gas grid](#), 2024 (Englisch).

68 Dazu Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [MARCOGAZ](#).

69 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [DVGW-Regelwerke für Biogasaufbereitung und -einspeisung](#).

70 Vgl. BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

71 Vgl. auch BNetzA, [Biogaseinspeisung ins Gasnetz](#).

schlossener Netzanschlussvertrag vorliegt, [...] abweichend von lit. a) die **Arbeitsblätter G 260** (2007) und G 262 (2007)^[72] des DVGW [zur Gasbeschaffenheit]“ (Tenorziffer 2, lit. f ZuBio).

Die Biogasaufbereitungsanlage darf einen Grenzwert von **0,2 Prozent Methanemissionen** in die Atmosphäre nicht überschreiten. Dies hat der Betreiber durch eine Zertifizierung einer staatlich anerkannten Stelle nachzuweisen (Tenorziffer 2, lit. b ZuBio).

Die DVGW-Arbeitsblätter benennen Maximalwerte für **Gasbegleitstoffe** im Biomethan, beispielsweise einen maximalen Anteil an Sauerstoff. Diese gelten – wie oben erläutert widerlegbar – in Deutschland als „allgemein anerkannte Regeln der Technik“. Zusammengefasst sind die wesentlichen Anforderungen:

„Der Gesamtschwefelgehalt darf max. 30 mg/m³ betragen. Der Schwefelwasserstoffanteil darf max. 5 mg/m³ erreichen. Das Gas muss technisch frei von Nebel, Staub und Flüssigkeit sein. Das Biomethan darf keine Komponenten und/oder Spuren enthalten, die einen Transport, eine Speicherung oder eine Vermarktung behindern oder eine besondere Behandlung erfordern. Der Sauerstoffgehalt darf max. 3 Vol.-% bei Einspeisung in trockene Netze und max. 0,5 Vol.-% bei Einspeisung in feuchte Netze betragen. Der Kohlendioxidgehalt darf max. 6 Vol.-%, der des Wasserstoffs max. 5 Vol.-% nicht überschreiten. Der Wassergehalt darf nicht mehr als 50 mg/m³ betragen.“⁷³

Weitere Sicherheits- oder Eichvorschriften, die nicht speziell für Biomethan-Einspeiseanlagen, sondern allgemein gelten, können aufgrund der Komplexität der Materie in diesem Rahmen nicht abschließend geprüft werden.

Zu den Qualitätsanforderungen im europäischen Vergleich und möglichen Kostenwirkungen s. Abschnitt 9.2.3 (Tabelle 2).

6.5.3. Europäische Normung und technische Branchenstandards

Das **Europäische Komitee für Normung (CEN)**⁷⁴ entwickelt im Auftrag der Europäischen Union regelmäßig technische Rahmenvorgaben im Bereich Gasversorgung, sodass europaweit einheitliche grundlegende (rechtlich unverbindliche) Standards gelten.⁷⁵ Im Rahmen des Normungsmandates der EU-Kommission hat ein technisches Komitee des CEN (CEN/TC 408) mit der Norm DIN

72 Nach einer „Verschmelzung der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262“ ist „der Inhalt des DVGW-Arbeitsblattes G 262 zu den Anforderungen der Gasbeschaffenheit [...] weitgehend integriert worden, so dass das DVGW-Arbeitsblatt G 262 nach Veröffentlichung dieses Arbeitsblattes in der bestehenden Form zurückgezogen wird“. – DVGW, [Arbeitsblatt G 260 - DVGW-Regelwerk](#).

73 EMS (Energie mit Service), [Technische Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz](#), 17.01.2025.

74 Näher dazu: Bundeszentrale für politische Bildung, [CEN \(Europäisches Komitee für Normung\)](#).

75 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Arbeitsblatt G 349-1](#), Oktober 2019, Vorwort.

EN 16723-1⁷⁶ Mindestanforderungen für Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz definiert.⁷⁷ Zudem legt die von CEN/TC 234 „Gasinfrastruktur“ erarbeitete Norm DIN EN 16726⁷⁸ Mindestanforderungen für die Beschaffenheit von Gas der Gruppe H (high calorific gas⁷⁹) fest. Bezüglich der Grenzwerte der Gasbestandteile und Gasbegleitstoffe bilden die DIN EN 16723-1 und DIN EN 16726 grundsätzlich auch den Maßstab für die Standards der **DVGW-Arbeitsblätter** in Deutschland.⁸⁰ Die europäische Normung enthält aber beispielsweise **keine** spezifizierenden Angaben zu kalorimetrischen Größen wie dem Wobbe-Index⁸¹ oder dem erforderlichen Brennwert des Gases, während die deutschen DVGW-Arbeitsblätter hierzu Vorgaben machen.⁸²

Ferner stellt die **EASEE-gas** (European Association for the Streamlining of Energy Exchange), eine europäische Branchenvereinigung, Anwendungsregeln (sogenannte Common Business Practices, CBPs) für den Erdgasmarkt auf.⁸³

Derartige europaweite Normungen sollen die **Geschäftsprozesse** zwischen den relevanten Akteuren wie Netzbetreibern, Transportkunden, Lieferanten und Erzeugern bis hin zu Endverbrauchern grenzüberschreitend vereinfachen.⁸⁴

6.6. Verantwortung und Kostentragung für Qualität und Messung

Die Kosten für die Qualität am **Einspeisepunkt** nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik hat der Einspeiser zu tragen (Tenorziffer 2, lit. a ZuBio). Hinsichtlich der Kostentragung bei einer Anpassung der Aufbereitungsanlage gilt aber:

-
- 76 EN 16723-1, „Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz Teil 1: Festlegungen für Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz“; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Beschaffenheit von Erdgas – Europäische Harmonisierung der Gasbeschaffenheiten](#).
- 77 Vgl. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Beschaffenheit von Erdgas - Europäische Harmonisierung der Gasbeschaffenheiten](#).
- 78 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Gasfachliche Norm EN 16726 2019-11](#), „Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas – Gruppe H“.
- 79 H-Gas hat einen hohen Brennwert (10 bis 13,1 kWh/m³) und einen hohen Methangehalt (87 bis 98 %), ist in der Beschaffung jedoch vergleichsweise teuer; vgl. e-on, [Was bedeutet L-Gas und H-Gas?](#).
- 80 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Arbeitsblatt G 260 - DVGW-Regelwerk](#), Vorwort.
- 81 Der Wobbe-Index dient zum Vergleich von gasförmigen Brennstoffen untereinander, <https://bbs-old.de/anlagen-mechaniker/online/wobbe/wobbe-index.pdf>.
- 82 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Arbeitsblatt G 260 - DVGW-Regelwerk](#), Vorwort.
- 83 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Über EASEE-Gas](#).
- 84 Vgl. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), [Über EASEE-Gas](#).

Der „Netzbetreiber [trägt] die angemessenen Kosten für die notwendige technische Anpassung der Anlage, die dem Einspeiser auf Grund einer Umstellung des Netzes auf eine andere Erdgasqualität entstehen“ (Tenorziffer 2, lit. c ZuBio).⁸⁵

Die Kosten für die Qualität am **Ausspeisepunkt** nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik hat der Netzbetreiber zu tragen (Tenorziffer 2, lit. d ZuBio).

Für **Odorierung** (Zusetzen riechender Stoffe für die Gefahrenerkennung) und **Messung** der Gasbeschaffenheit ist wiederum der Netzbetreiber verantwortlich und trägt auch die Kosten (Tenorziffer 2, lit. e ZuBio). Diese Kosten legt der Netzbetreiber als Netzanschlusskosten über die Netzentgelte nach § 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)⁸⁶ um (derzeit i. V. m. Übergangsregelung § 118 Abs. 4 S. 2 EnWG, zur Nachfolgeregelung siehe 8.2.1.).

Zu den Kosten, die durch die Herstellung einer bestimmten Gasqualität möglicherweise entstehen, s. näher 9.2.

7. Fazit: überschießende Regelungen?

Die Rahmenvorgaben der EU-GasRL und GasVO fordern zunächst einen diskriminierungsfreien Netzzugang für Biomethan. Außerdem verpflichten sie die Mitgliedstaaten, den Marktzugang für erneuerbare Gase sicherzustellen.

Die konkrete Ausgestaltung der Kapazitätsvereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer (vgl. KASPAR), des Verfahrens, um Kapazitäten zu beschränken, und der Anschlusskostenteilung bleiben den Mitgliedstaaten bzw. den nationalen Regulierungsbehörden – der BNetzA – überlassen.

Hinsichtlich der Gas-Qualitätsanforderungen für Biomethan bestehen auf europäischer Ebene teilweise rechtlich unverbindliche Branchenstandards; verbindliche technische Anforderungen können die Mitgliedstaaten aber auf nationaler Ebene frei festlegen, solange und soweit die Kommission keine Durchführungsrechtsakte für die kosteneffiziente Einspeisung „großer Gasmengen“ erlässt. Deutschland hat von der Möglichkeit der GasRL Gebrauch gemacht, dem Biogas beim Anschluss an das Fernleitungs- und Verteilernetz Vorrang einzuräumen.

Lediglich die nationale Regelung einer gänzlichen Zugangsverweigerung für Biomethan nach Tenorziffer 1 lit. d ZuBio (vormals § 34 Abs. 2 S. 2 bis 5 GasNZV a. F.) geht dem Wortlaut nach über die Regelung der GasVO hinaus und könnte zumindest in Teilen gute Argumente dafür bieten, dass sie eine Überschreitung des europäischen Rechtsrahmens darstellt. Zugleich erscheint es auch vertretbar, die Zugangsverweigerung als europarechtskonforme Konkretisierung anzusehen.

85 Hervorhebung durch Verf.

86 [Gasnetzentgeltverordnung](#) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229).

8. Anstehende Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets

8.1. Überblick

8.1.1. Verordnung (EU) 2024/1789 (Gasverordnung)

Das sogenannte EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket der EU besteht aus einer Verordnung und einer Richtlinie, deren Umsetzungsfrist im August 2026 abläuft (s. bereits 1.2.). Die Verordnung (EU) 2024/1789 (GasVO) enthält Anforderungen an die Netzzugangsregulierung und die Entgeltgestaltung. Ziel ist es nach Artikel 1 GasVO, nichtdiskriminierende Regeln für den Zugang zu Erdgas- und Wasserstoffnetzen sowie Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln über den Netzzugang für den **grenzüberschreitenden Handel** mit Erdgas und Wasserstoff zu schaffen. So enthält die Verordnung etwa ein Regime zur Einigung zwischen den Regulierungsbehörden bei unterschiedlichen Gasqualitäten in grenzüberschreitenden Strömen (vgl. Art. 21 GasVO).

Zu einzelnen Festlegungen der GasVO siehe Kapitel 6.4.

8.1.2. Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gasrichtlinie)

Die Richtlinie (EU) 2024/1788 (GasRL) beinhaltet Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff. Diese betreffen unter anderem die Zertifizierung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen sowie die Möglichkeit der Privilegierung für die Biomethan-Einspeisung (vgl. 6.4.3.).⁸⁷

Die Gasrichtlinie setzt den Rahmen für die Regulierung von Biomethan durch die Mitgliedstaaten. Grundsätzlich sollen die Mitgliedstaaten konkrete Maßnahmen zur **umfassenderen Nutzung** von nachhaltigem Biomethan ergreifen und deren Erzeugern einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz gewährleisten.⁸⁸ Zudem sollen die Mitgliedstaaten einen Rechtsrahmen schaffen, um einen **effizienten Anschluss** von Biomethanerzeugungsanlagen an die Fernleitungs- und Verteilernetze zu erleichtern.⁸⁹ Bei der Festlegung oder Genehmigung der **Entgelte** sollen die Regulierungsbehörden die Kosten und Investitionen berücksichtigen können, die für diese Netzbetreiber angefallen sind.⁹⁰ Ziel der Richtlinie ist außerdem, dass in den Mitgliedstaaten technisch

87 So auch Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026, S. 2.

88 Vgl. [Richtlinie \(EU\) 2024/1788](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG, Erwägungsgrund 112.

89 [Richtlinie \(EU\) 2024/1788](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG, Erwägungsgrund 137.

90 [Richtlinie \(EU\) 2024/1788](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG, Erwägungsgrund 137.

gewährleistet ist, Biomethan oder andere Gasarten **sicher** in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.⁹¹

Die GasRL erlaubt auch die Ausgestaltung von **Privilegien** für die Biomethan-Einspeisung und gibt den Mitgliedstaaten dabei **erhebliche Spielräume**.⁹²

8.2. Gesetzentwurf

8.2.1. Wesentlicher Inhalt

Die Bundesregierung hat am 20. April 2026 einen Gesetzentwurf zur Änderung des EnWG und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-binnenmarktpakets vorgelegt (EnWG-E).⁹³

Im Wesentlichen enthält der Gesetzesentwurf betreffend die Biomethan-Einspeisung folgende Änderungen (hier jeweils mit kurzer Erläuterung):

- § 17 Abs. 2b EnWG-E: „Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes kann einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 **auch** dann **verweigern**, wenn [...]1. die Verweigerung erforderlich ist, weil [...] in dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Fernleitungsnetzes vorgesehen ist oder2. in einem [...] Verteilernetzentwicklungsplan die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme von Verteilernetzen oder Teilen davon vorgesehen ist.“⁹⁴
Zu den bisherigen Verweigerungsgründen siehe oben 6.4.5.
- § 17 Abs. 5 EnWG-E: „Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien zur Verweigerung des Netzan schlusses nach [dem neu einzufügenden] Absatz 2c bestimmen.“
Hierbei handelt es sich um eine näher ausdifferenzierte Festlegungskompetenz auch für die bereits bestehende Verweigerungsregelung (dazu oben 6.4.5.).

91 [Richtlinie \(EU\) 2024/1788](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG, Erwägungsgrund 143.

92 Vgl. auch Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026, S. 4.

93 Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026.

94 Hervorhebungen durch Verf.

-
- § 17 Abs. 1a EnWG-E: „Netzbetreiber haben Biomethanerzeugungsanlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers **vorrangig** an die Gasversorgungsnetze anzuschließen.“⁹⁵
Dies ist aktuell noch in der Festlegung ZuBio geregelt und macht von den Möglichkeiten des Art. 41 und Art. 45 GasRL Gebrauch (s. 6.4.3.).⁹⁶
 - § 17 Abs. 1b EnWG-E: „Die vom **Netzbetreiber** nach § 33 Absatz 2 der Gasnetzzugangsverordnung [...] zu tragenden **Kosten** für den effizienten Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen [...] sowie für dessen Wartung und Betrieb werden nach dem 31. Dezember 2027 **weiterhin** auch nach dem Außerkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung bundesweit **umgelegt**, sofern die Vorschusszahlung des Anschlussnehmers [...] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 eingegangen ist.“⁹⁷
Die Übergangsfristen orientieren sich an denen der Übergangsregelung in § 118 Abs. 4 EnWG (dazu 6.4.1.2.). Die Norm bezweckt, dass die geltende Biogasumlage (§ 20b der Gasnetzentgeltverordnung) entsprechend den Vorgaben der Gasnetzentgeltverordnung bis zur vollständigen Abschreibung aller nach bisherigen Regelungen errichteten Biogasnetzanschlüsse fortgeführt wird (vgl. 6.6.).⁹⁸
 - § 17l Abs. 5 EnWG-E: „Unbeschadet der Absätze 1 und 4 darf der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes den Netzanschluss einer Biomethanerzeugungsanlage, die bis zum Ablauf des [...] als solche in Betrieb genommen wurde, ohne Zustimmung des betroffenen Betreibers der Biomethanerzeugungsanlage **erst nach** Ablauf von mindestens **20 Jahren** ab Inbetriebnahme **trennen**.“⁹⁹
Die längere Frist für die Trennung eines Anschlusses von Biomethanerzeugungsanlagen soll dem Vertrauensschutz für Bestandsanlagen dienen sowie Rechts- und Investitionssicherheit schaffen.¹⁰⁰

8.2.2. Offene Fragen

Ohne eine Nachfolgeregelung entfallen nach derzeitigem Stand mit Ablauf der Übergangsregelung in § 118 Abs. 4 S. 2 EnWG die Kostenteilung zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer,

95 Hervorhebungen durch Verf.

96 Vgl. auch Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026, S. 193.

97 Hervorhebungen durch Verf.

98 Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026, S. 193.

99 Hervorhebungen durch Verf.

100 Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, [BT-Drs. 21/5440](#) vom 20.04.2026, S. 199.

die Kostendeckelung bei 250.000 Euro und die Fristen für Netzbetreiber nach § 33 Abs. 1 S. 2 bis 6 GasNZV (siehe oben 6.4.6.2.).

Die Branche der Biomethanhersteller vertritt die Auffassung, dass sich seit dem Auslaufen der GasNZV und dem anstehenden Auslaufen der GasNEV zum 31. Dezember 2027 die Rahmenbedingungen für Biomethananlagen stark verschlechtert hätten bzw. verschlechtern werden.¹⁰¹ Insbesondere kritisiert sie, dass mangels Nachfolgeregelungen Unsicherheit über den langfristigen Investitionsrahmen für Biogas- und Biomethananlagen bestehe.¹⁰²

9. Europäischer Vergleich

9.1. Wesentliche Rechtsgrundlagen in der Übersicht

Die Studie „Optimising the cost of biomethane grid injection“ aus dem Jahr 2024 stellt in ihrem Anhang die wesentlichen Rechtsgrundlagen für die Biomethan-Einspeisung in ausgewählten europäischen Staaten dar.¹⁰³ In den neben Deutschland vier größten Produzentenländern von Biomethan (Dänemark, Frankreich, Italien und Niederlande) gibt es jeweils eine Pflicht des Netzbetreibers, Anträge auf den Anschluss ans Gasnetz für Anlagen zur Biomethan-Einspeisung zu prüfen. Eine allgemeine Anschlusspflicht besteht hingegen nicht. Zudem bestehen meist Kostenteilungsregelungen für den Netzanschluss von Einspeiseanlagen zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber. Die Kostenteilung und Verantwortung sind im Einzelnen jedoch sehr unterschiedlich ausgestaltet (näher dazu 9.3.1.).

Land	Rechtsgrundlage	Regelungsbereich
Dänemark	Lov om gasforsyning (Gasversorgungsgesetz)	Gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Anträge auf Anschluss an das Gasnetz zu prüfen. Festlegung der für den Anschluss erforderlichen Schritte und Kosten.
	Lov om Energinet (Energienetzgesetz)	Verpflichtung zur Netzwartung.
Frankreich	Loi n° 2018-938 – Art. 94 (Gesetz 2018-938)	Gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Anträge auf Anschluss an das Gasnetz zu prüfen.

101 [Ausschussdrucksache 21\(9\)244](#) vom 18.05.2026: Hauptstadtbüro Bioenergie, Stellungnahme zum KabE der Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets vom 25.03.2026, S. 4.

102 Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., [Stellungnahme zur EnWG-Novelle Gasbinnenmarkt-RL](#), 25.11.2025: „Wenn keine Nachfolgeregelungen ergänzt werden, ist absehbar, dass nach Auslaufen der Übergangsregelungen in Deutschland keine Biogasanlagen mehr ans Gasnetz angeschlossen werden.“; vgl. Biogasrat e.V., [Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets](#), 25.03.2026, S. 2.

103 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 27, Table 3 (Summary of the legal references concerning biomethane injection in Europe).

Land	Rechtsgrundlage	Regelungsbereich
	Code de l'énergie – Art. L452 (Energiegesetz)	Kostenteilungsregelung zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer.
	Code de l'énergie – Art. D. 453-20 à D. 453-25	Festlegung von Maßnahmen zur Netzverstärkung zur Erleichterung der Einspeisung von Biomethan.
Italien	Decreto legislativo 164/2000 (Gesetzesdekret) Delibera ARERA n. 75/03 (Beschluss der Regulierungsbehörde)	Gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Anträge auf Anschluss an das Gasnetz zu prüfen.
	Delibera n. 64/2020	Kostenteilungsregelung zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer.
Niederlande	Gaswet – Art. 10 lid 6b (Gasgesetz); Aansluit- en transportcode gas DSB (Art. 2.5.1.5 und 3.1a.1) (Gasanschluss und -transport, Regelung der Behörde für Verbraucher und Märkte)	Gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Anträge auf Anschluss an das Gasnetz zu prüfen.

9.2. Investitionskosten für Biomethan-Einspeiseanlagen und Ursachen für Kostenunterschiede

9.2.1. Umfrage der *European Biogas Association* (EBA) aus dem Jahr 2025

Die *European Biogas Association* (EBA) hat in 22 EU-Mitgliedstaaten mit den dortigen Verbänden, Fern- und Verteilernetzbetreibern u.a. zu den Investitionskosten für Biomethan-Einspeiseanlagen eine Umfrage durchgeführt.¹⁰⁴ Dabei wurden für den Zweck dieser Umfrage die technischen Prozesse der Einspeiseanlage definitorisch auf die Bereiche Gasqualitätskontrolle, Messung und – je nach Länderanforderung – ggf. Odorierung beschränkt. Abgefragt wurden nach dieser Anlagendefinition die Investitionskosten für Einspeiseanlagen nach Anlagekapazitäten sowie Anschlüssen ans Verteiler- bzw. Fernleitungsnetz.

Zu den wesentlichen Ergebnissen gehört:

- Die Investitionskosten für Einspeiseanlagen variieren im europäischen Vergleich deutlich. Sie liegen für Anlagen gleicher Kapazität und mit Anschluss ans Verteilernetz mit 1,8 Mio. Euro in Irland rd. neunmal höher als im günstigsten EU-Mitgliedstaat mit rd. 200.000 Euro (in der Studie wird dieses günstigste Land namentlich nicht genannt). Anlagen mit An-

104 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 12, 36 ff.

schluss ans Fernleitungsnetz sind in Irland mit 1,8 Mio. Euro um den Faktor sechs teurer als im günstigsten EU-Land mit rd. 300.000 Euro (erneut keine Ländernennung; vgl. – auch im nachfolgenden – Abb. 1).

- Als wesentliche Ursache dieser Kostenunterschiede führt die Studie insbesondere Unterschiede in den nationalen regulatorischen Anforderungen an.¹⁰⁵ So benötigten die Einspeiseanlagen der Fernleitungsnetzbetreiber in vielen Ländern **keine Odorierungskomponenten**. Dadurch entfalle ein wichtiger Kostentreiber. Als weiterer regulatorischer Kostenfaktor werden national unterschiedliche Anforderungen an die Qualität des eingespeisten Biomethans¹⁰⁶ genannt.
- Die **Investitionskosten** für vergleichbare Anlagen (gleiche Kapazität; Anschlüsse ans Verteilernetz) fallen **in Deutschland und Italien mit rd. 600.000 Euro etwa gleich hoch** aus. In drei Ländern, die namentlich nicht genannt werden, sind die Investitionskosten für vergleichbare Anlagen mit Werten von 200.000-380.000 Euro deutlich niedriger. Eine wesentliche Ursache vermuten die Autoren in **strengerer nationaler Anforderungen an die Qualität des eingespeisten Gases**¹⁰⁷. So herrschten in Deutschland besondere Anforderungen an das in das Netz eingespeiste Gas hinsichtlich u.a. Sauerstoff- und Silikongehalt, was zu höheren Anlagenkosten beitrage.¹⁰⁸
- In Dänemark liegen die Investitionskosten für Einspeiseanlagen mit Anschluss ans Verteilernetz mit rd. 600.000 Euro so hoch wie in Italien und Deutschland. Allerdings haben die dänischen Anlagen eine rd. sechsmal höhere Kapazität (vgl. Abb. 1). Unter der Annahme, dass mit steigender Anlagenkapazität sich die Investitionskosten erhöhen (was die Autoren zu den Ergebnissen der Umfrage zählen, durch den Fall Irland aber relativiert wird, wo mit stark steigender Kapazität die Investitionskosten dennoch konstant bleiben), kann davon ausgegangen werden, dass Investitionskosten in Dänemark im Vergleich zu Deutschland und Italien niedriger ausfallen.
- Zu den Ursachen der hohen Investitionskosten in Irland macht die Studie keine konkreten Angaben, vermutet aber nationale Faktoren.

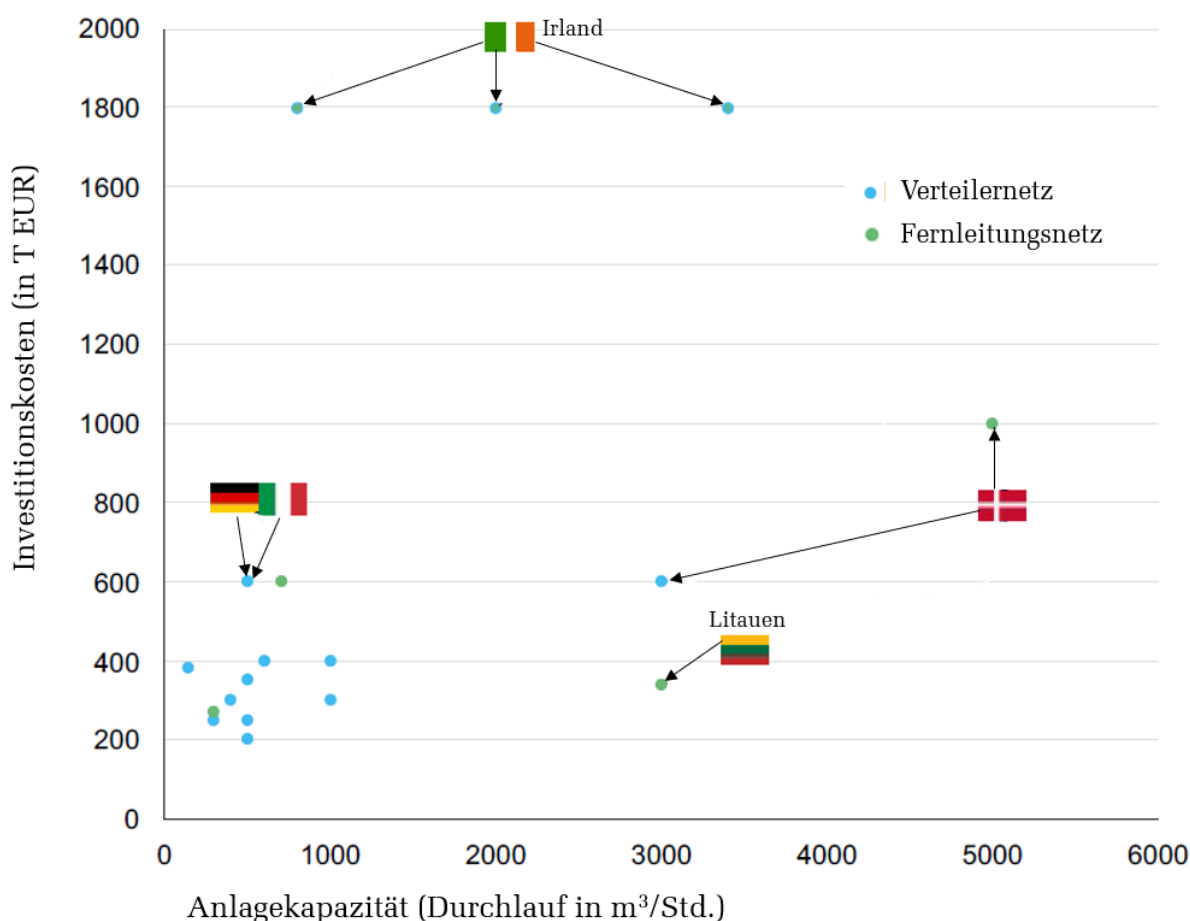
105 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 37.

106 Für eine Übersicht zu den länderspezifischen Qualitätsanforderungen von ins Gasnetz eingespeisten Biomethan in 14 EU-Mitgliedstaaten vgl. MARCOGAZ (2024), [Quality of biomethane required in European countries for injecting into natural gas grid](#).

107 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 38.

108 Vgl. Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 37.

Abb. 1: Investitionskosten von Biomethan-Einspeiseanlagen nach Kapazität und Netzan-schluss im europäischen Vergleich



Quelle: Peters et. al (2025), a.a.O., S. 38

9.2.2. Untersuchung der Biomethane Industrial Partnership Europe (2024)

Die *Biomethane Industrial Partnership Europe (BIP Europe)* ist eine öffentlich-private Initiative von Europäischer Kommission (KOM), Mitgliedstaaten sowie führenden Unternehmen und Verbänden der Branche. Sie geht auf den [REPowerEU](#)-Plan der KOM zurück, der im Jahr 2022 infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine zur allmählichen Abkehr von Importen fossiler Brennstoffe aus Russland auf den Weg gebracht wurde. *BIP Europe* soll die Erreichung des REPowerEU-Ziels für 2030 – eine jährliche Produktion und Nutzung von 35 Milliarden Kubikmetern Biomethan in der EU – unterstützen.

Mit dem im Jahr 2024 vorgelegten umfragebasierten Bericht „*Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection*“ schätzt *BIP Europe* die Senkung investiver und operativer Kosten von Biomethan-Einspeiseanlagen als entscheidenden Faktor für die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von Bi-

omethanproduzenten ein.¹⁰⁹ Vor diesem Hintergrund untersuchte *BIP Europe* die **Qualitätskontrolle**, die den **größten Kostenfaktor** und das „Herz“ **von Einspeiseanlagen** darstelle, im europäischen Vergleich. Untersucht und gemessen werden im Rahmen der Qualitätskontrolle der Energiegehalt sowie die chemische Beschaffenheit des Methans. Der Bericht stellt hierzu fest, dass in einigen Ländern (wie den Niederlanden, Lettland, Italien und – wie nachfolgender Abschnitt 9.2.3 zeigt – auch teilweise in Deutschland) die Qualitätskontrolle jeweils sowohl von Produzenten als auch von Netzbetreibern durchgeführt werden müsse.¹¹⁰ Diese **Duplikation** verdopple die für die Qualitätskontrolle erforderlichen Investitionen und operativen Kosten. Um entsprechende Kosteneinsparungen vornehmen zu können, empfehlen *BIP Europe* sowie – wie in nachfolgendem Abschnitt 9.2.3 beschrieben – der Fachverband BIOGAS e.V. für Deutschland, Analyseergebnisse zwischen Produzenten und Netzbetreibern zu teilen.¹¹¹

Bei der Qualitätskontrolle in Biomethan-Einspeiseanlagen wird zwischen **kontinuierlichen und Laboranalysen** unterschieden. Während die kontinuierliche Analyse vor Ort mit einem fest installierten Analysesystem erfolgt, werden bei der Laboranalyse Gasproben aus der Anlage entnommen und im Labor untersucht. Kontinuierliche Analysen seien vergleichsweise teuer und wirkten stark auf die Investitions- und Betriebskosten. Allen untersuchten Ländern sei gemein, dass bestimmte Gasinhaltsstoffe (wie Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Chlor) im Labor untersucht würden, während andere Stoffe (wie Sauerstoff oder Wasser) kontinuierlich analysiert werden müssten.¹¹²

Während die kontinuierliche Analyse von Schwefelwasserstoff (H₂S) in jedem der untersuchten Länder vorgeschrieben sei, müssten andere Schwefelverbindungen (wie Gesamtschwefel, Carbonylsulfid und Mercaptane) in weniger als 5 % der untersuchten Länder kontinuierlich gemessen werden. Viele Länder hätten sich entschieden, keine kontinuierliche Analyse dieser Verunreinigungen durchzuführen, auch um die Wirtschaftlichkeit einer Biomethananlage nicht zu beeinträchtigen.¹¹³

BIP Europe schlägt daher vor, die kontinuierliche Analyse von H₂S beizubehalten und die **anderen Schwefelverbindungen** grundsätzlich mittels der **günstigeren Laboranalysen** zu messen. Dadurch werde sichergestellt, dass die Sicherheit der Verbraucher und der Pipeline gewährleistet sei, ohne dass dies Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines Biomethanproduzenten habe.¹¹⁴

Als weiteren relevanten Faktor der Investitions- und Betriebskosten im Bereich der Qualitätskontrolle identifiziert *BIP Europe* für die Messung des **Energiegehalts** die Wahl des Analysegerätes. **Gaschromatografen** seien eine flexible, bewährte und anerkannte Technologie, jedoch auch **teuer**

109 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 4.

110 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 17 f.

111 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 17 ff.

112 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 17 ff.

113 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 17 f.

114 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 17 ff.

in der Anschaffung und im Betrieb. Demgegenüber existierten alternative Optionen auf dem Markt, die völlig andere Analysemethoden – z. B. inferentiell-statistische Methoden¹¹⁵ – nutzen und als sog. **Kalorimeter**¹¹⁶ (*Calorific Value Determining Device – CVDD*) zertifiziert seien. Diese Geräte seien in der Regel **kostengünstiger** und einfacher zu bedienen als Gaschromatographen. Je nach Anwendungsfall könne es sinnvoll sein, für die Brennwertmessung den Einsatz eines günstigeren Kalorimeters (CVDD) anstelle eines Gaschromatografen zu prüfen.

Zusammenfassend plädiert *BIP Europe* für eine europaweite Harmonisierung der technischen Lösungen und für eine Verbesserung der Kosteneffizienz durch die Standardisierung der für die Netzeinspeisung erforderlichen Qualitätskontrollmaßnahmen.

9.2.3. Fachverband BIOGAS e.V.

Nach Angaben des Fachverbandes BIOGAS e.V. ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages liegen die typischen Investitionskosten für Einspeiseanlagen in Deutschland bis zu fünfmal höher als im europäischen Ausland (vgl. nachfolgende Tabelle 1).

Tabelle 1: Investitionskosten für Einspeiseanlagen im EU-Vergleich nach Kapazität (in Mio. Euro)

Kapazität (in Nm ³ /Std. **)	Aufbereitung ohne Einspeisetechnik	Einspeiseanlage* Deutschland	Einspeiseanlage* EU-Ausland, z. B. FR/DK/IT	Gesamt Deutschland
150–250	ca. 1,5–2,5	ca. 0,8–1,3	ca. 0,25–0,6	ca. 2,3–3,8
300–500	ca. 2,5–4,0	ca. 1,0–1,8	ca. 0,35–0,8	ca. 3,5–5,8
500–750	ca. 4,0–6,0	ca. 1,3–2,3	ca. 0,5–1,0	ca. 5,3–8,3
750–1.000	ca. 5,5–8,0	ca. 1,8–3,0	ca. 0,7–1,3	ca. 7,3–11,0

Quelle: Fachverband BIOGAS e.V. (2026)¹¹⁷; *umfasst Gasdruckregel- und Messanlage, Druckerhöhungseinrichtung, Qualitätskontrolle, Messung, Konditionierung; ** Nm³/Std. = Normkubikmeter pro Stunde

Vergleichsangebote für die Einspeiseanlage einer durchschnittlichen Biomethananlage (ca. 500 Nm³/h) umfassten in Italien Investitionskosten von ca. 600.000 Euro, in Frankreich von ca. 400.000 Euro.

115 Methoden, die erlauben, aus einer kleineren Stichprobe verallgemeinernde Rückschlüsse auf eine Grundgesamtheit zu ziehen.

116 Ein Kalorimeter ist ein Messgerät zur Bestimmung der Wärmemenge, die bei physikalischen, chemischen oder biologischen Prozessen erzeugt wird. Mit Hilfe eines Kalorimeters kann zudem die spezifische Wärmekapazität eines Stoffes ermittelt werden.

117 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

Als Ursachen für diese Kostenunterschiede nennt der Verband u.a. **unterschiedliche technische Anforderungen im Bereich der Qualitätskontrolle** von Einspeiseanlagen. Diese werden nachfolgend im Überblick aufgeführt. Für entsprechende Erläuterungen sei auf den vorherigen Abschnitt 9.2.2 verwiesen.

Tabelle 2: Unterschiede im Bereich Qualitätskontrolle von Einspeisestationen im Vergleich

Themenfeld	Deutschland	Frankreich	Dänemark	Italien	Auswirkungen auf die Kosten
technische Grundlagen	EN 16723-1 + umfangreiche DVGW-Regelwerke ¹¹⁸	EN 16723-1 + nationale Regeln	EN 16723-1	EN 16723-1	Grundanforderungen ähnlich
Gasqualitätsanalyse	umfangreiche kontinuierliche Analytik	standardisierte Analytik	standardisierte Analytik	standardisierte Analytik	Deutschland tendenziell aufwendiger
Gaschromatograph	häufig Standard	Standard	Standard	Standard	hohe Investitions- und Betriebskosten
alternative Brennwertmessung (CVDD/Kalorimeter)	nur eingeschränkt eingesetzt	teilweise offen	teilweise offen	teilweise offen	Potenzial zur Kostensenkung
Schwefelmessung	meist umfangreiche kontinuierliche Analytik	Meist H ₂ S* kontinuierlich, übrige Schwefelparameter im Labor	ähnlich zu Frankreich	ähnlich zu Frankreich	weniger kontinuierliche Messung senkt Kosten
doppelte Qualitätskontrolle	netzbetreiberabhängig	eher selten	nein	teilweise interne Kontrolle	doppelte Messtechnik erhöht Investitionskosten deutlich

Quelle: Fachverband BIOGAS e.V. (2026)¹¹⁹; *H₂S = Schwefelwasserstoff

118 Vgl. hierzu Abschnitt 6.5.2.: Seit der Einführung der ZuBio von 2024 gilt rechtlich zwingend nur noch die Einhaltung des „allgemein anerkannten Stands der Technik“, die Einhaltung der DVGW-Arbeitsblätter hat jedoch Indizwirkung, sodass diese weiterhin eine hohe Relevanz für die Praxis behalten dürften.

119 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

Als weitere Ursachen für die Kostenunterschiede nennt der Verband u.a.:

- zu wenig Standardisierung von Einspeiseanlagen (vgl. Abschnitt 9.3.4);
- fehlende Ziele der Bundesregierung bzgl. Biogas und Biomethan, dagegen [politische Zielbeschreibungen in Frankreich](#);
- Kosteneffizienz bisher nicht im Fokus der technischen Anforderungen in Deutschland;
- umfangreiche eichrechtliche Vorgaben in Deutschland (Mess- und Eichgesetz, Mess- und Eichverordnung, Arbeitsblatt G-685 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs – DVGW, vgl. Abschnitt 6.5.2.);
- fehlendes finanzielles Interesse der Netzbetreiber an Kostenreduktion setzt teilweise Anreize für Investitionen in unverhältnismäßige Infrastruktur (wie bspw. redundante Druckerhöhung, Messgeräte und Steuerungstechnik; umfangreiche Fernüberwachung; sog. Bypass-Lösungen bei Netzen); Einsparpotenzial ggü. Ausland von schätzungsweise 15-20 %;
- kaum Transparenz bei Kalkulation der Anschlusskosten durch Netzbetreiber, sodass Produzenten Angemessenheit und Effizienz dieser Kosten nicht nachvollziehen oder überprüfen können.¹²⁰

9.3. Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss und etwaige Folgen

9.3.1. Kostenverteilung für den Netzanschluss

Die Kosten für den Netzanschluss setzen sich zusammen aus den Kosten für die Einspeiseanlage und die sog. „Last-Mile“-Pipeline (das ist der letzte Abschnitt des Rohrleitungsnetzes, der eine Biomethan-Produktionsanlage an das bestehende Gasnetz anschließt).¹²¹ Die Verteilung dieser Kosten zwischen Netzbetreiber und Biomethanproduzenten (auch: Anschlussnehmer; Einspeiser) stellt die umfragebasierte o.g. Studie der *European Biogas Association* (EBA) aus dem Jahr 2025 für 19 europäische Staaten im Vergleich dar.¹²²

Die tabellarischen Ergebnisse dieser Umfrage sind in Abschnitt 10.3. dieser Arbeit (Anhang) wiedergegeben. Dargestellt werden die Kostenverteilungen von Netzanschlusskomponenten für Verteiler- und Fernleitungsnetze in 19 EU-Mitgliedstaaten sowie für die jeweils fünf größten EU-Biomethanproduzenten (neben Deutschland sind das Dänemark, Frankreich, Italien und die Niederlande; im Folgenden „Top-5-Produzenten“) und fünf Länder mit dem höchsten Produktionspotenzial (neben Deutschland sind das Frankreich, Spanien, Italien und Polen; im Folgenden „Top-

120 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

121 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 20.

122 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 15 ff.

5-Potenzialproduzenten“). Die konkreten Kostenteilungsregelungen der Top-5-Produzenten (mit Ausnahme der Niederlande) zeigt Abschnitt 10.2. im Anhang.

Der Vergleich zeigt, dass für den Bereich der **Verteilernetze** lediglich in Deutschland, Irland und Portugal sämtliche Kostenkomponenten des Netzanschlusses in **Kosten-Teilungsmodellen** zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber aufgeteilt sind (vgl. linke Hälfte von Tabelle 4 in Abschnitt 10.3.). Demgegenüber tragen in Dänemark (Top-5-Produzent der EU), Spanien (Top-5-Potentialproduzent der EU) sowie Ungarn und Litauen allein die Anschlussnehmer sämtliche Kosten für den Netzanschluss, während in Österreich die Netzbetreiber sämtliche Netzanschlusskosten tragen. In 12 der 19 Mitgliedstaaten findet Kostenteilung für mindestens einzelne Komponenten statt.

Im Bereich der **Fernleitungsnetze** ergibt sich ein ähnliches Bild (vgl. linke Hälfte von Tabelle 6 in Abschnitt 10.3.). Deutschland gehört neben Belgien und Irland zu den wenigen Ländern mit vollständiger Kostenteilung sämtlicher Infrastrukturkomponenten. In acht der 19 Staaten findet zumindest ein gewisses Maß an Kostenteilung statt. In sechs Mitgliedstaaten (darunter das Top-5-Produzentenland Dänemark) tragen allein die Biomethan-Produzenten die Netzanschlusskosten.

Eine im europäischen Vergleich benachteiligende „Sonderrolle“ Deutschlands ist bei der kostenmäßigen Beteiligung von Biomethanproduzenten an Netzanschlusskosten nach dieser Studienlage jedenfalls **nicht** erkennbar. Auch erscheint die prozentuale Beteiligung von Produzenten in Deutschland an den Kosten von Einspeiseanlagen mit 25 % im Vergleich mit anderen europäischen Top-5-Produzenten, in denen es Kostenteilungsmodelle gibt, nicht nachteilig.¹²³

9.3.2. Folgen von Kostenteilungsmodellen für eingespeiste Mengen an Biomethan

Studien sehen eine positive bis wichtige Rolle von Kostenteilungsmodellen für die Entwicklung der europäischen Biomethanbranche.¹²⁴ Hintergrund ist, dass Kostenteilungen die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Projekts verbessern, da ein Teil der erforderlichen Investitions- und Betriebskosten auf das Netz (in Deutschland über die Netzentgelte auf die Netznutzenden) übertragen wird.

123 Vgl. Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 25 ff. sowie Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 25 f.

124 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 3, S. 20, S. 23; Europäische Kommission (2021), [Impact Assessment Report accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen \(recast\) - Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen \(recast\). Part 1](#), S. 14 ff.; Artelys, Trinomics, Fraunhofer (2021), [Assistance to assessing options improving market conditions for bio-methane and gas market rules](#), S. 32 f.

Umgekehrt wird argumentiert, dass das Marktwachstum erschwert sei in Ländern, in denen die Produzenten die gesamten Kosten (wie in Spanien oder Polen; beides Länder mit hohem Produktionspotential) oder große Teile davon für den Netzanschluss tragen müssen.¹²⁵

Die Argumentation ist intuitiv nachvollziehbar: Unter ansonsten gleichen Bedingungen kann der Wegfall bestimmter Kostenelemente dazu führen, dass ein Projekt erst wirtschaftlich tragfähig wird, realisiert und zusätzliches Methan eingespeist werden kann. Umgekehrt können unter ansonsten gleichen Bedingungen zusätzliche Kosten dazu führen, dass ein Projekt nicht mehr wirtschaftlich tragfähig ist, eine Realisierung und folglich zusätzliche Biomethan-Einspeisung unterbleibt.

Aus Sicht des Fachverbands BIOGAS e.V. verbessern Kostenteilungsmodelle die Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten¹²⁶ auf folgende Weisen:¹²⁷

- geringerer Eigenkapitalbedarf beim Produzenten
- geringeres Standort- und Entfernungsrisiko
- bessere Planbarkeit und Finanzierung der Projektkosten
- stärkere Einbindung der Netzbetreiber und damit potenzielle Realisierung von Skaleneffekten durch standardisierte Planung, Beschaffung und Wartung¹²⁸
- bessere Kontrolle der Investitionen durch Einbindung der nationalen Energie-Regulierungsbehörden.¹²⁹

Allerdings liegen zur Frage, inwieweit Kostenteilungsmodelle den entscheidenden Ausschlag für die Realisierung von Projekten in relevantem Umfang geben oder inwieweit solche Modelle in

125 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 16, S. 19.

126 Der Verband weist darauf hin, dass aus seiner Sicht Kostenteilung allein nicht ausreiche. Sie wirke „am besten zusammen mit klaren rechtlichen Vorgaben (GasNZV), Anschlussfristen, Kapazitätskartierung, standardisierten Einspeisestationen und einer aktiven Rolle der Netzbetreiber. Positiv zu nennen sind Frankreich und Italien, da [dort eine] strategische Kapazitätsplanung und kosteneffiziente Anschlusslösungen“ erfolgten. Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

127 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

128 Vgl. Abschnitt 9.3.4 sowie Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 21.

129 Ebenso Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 21.

bestimmten Ländern auch zu Mitnahmeeffekten¹³⁰ der Branche führen könnten, nach hiesiger Kenntnis keine Studien vor.

Auch liegen nach hiesigem Kenntnisstand keine Studien zu den genauen Auswirkungen unterschiedlicher Kostenteilungsmodelle auf den Ausbau der Biomethan-Einspeisung vor. Eher werden die einzelnen Ansätze erfasst, Unterschiede dargestellt und länderübergreifende Trends identifiziert.¹³¹

Die EU-Kommission (KOM) schlägt stärker zugunsten der Produzenten ausgerichtete Kostenteilungsmodelle als Maßnahme zur Steigerung der europäischen Biomethanproduktion vor: In einem Arbeitsdokument, das die KOM mit dem REPowerEU-Plan¹³² im Jahr 2022 vorgelegt hat und in dem sie diverse Maßnahmen zur Erreichung der europäischen Biomethanziele auflistet, fordert sie Mitgliedstaaten, Netzbetreiber und nationale Regulierungsbehörden auf, stärker am Prinzip der Verhältnismäßigkeit ausgerichtete Kostenteilungen zu erwägen. Dies könne den Produzenten von Biogas einen Anreiz geben, Biogas zu Biomethan aufzubereiten und ins Gasnetz einzuspeisen, indem insbesondere die Kosten für Netzanschluss und Einspeisung gesenkt werden. Bisher stellten diese Kosten noch eine Markteintrittsbarriere dar.¹³³

9.3.3. Verteilung der operativen Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss

Die Verteilung der betrieblichen Verantwortlichkeiten für den Netzanschluss (Einspeiseanlage und „Last Mile“-Pipeline) zwischen Netzbetreiber und Biomethanproduzenten stellt ebenfalls die o.g. Studie der *European Biogas Association* (EBA) aus dem Jahr 2025 für 19 EU-Mitgliedstaaten im Vergleich dar.¹³⁴

Die tabellarischen Ergebnisse dieser Untersuchung sind im Anhang (Abschnitt 10.3.) dieser Arbeit wiedergegeben. Der Vergleich zeigt, dass im Bereich der **Verteilernetze** die vollständige betriebliche Verantwortung für den Netzanschluss in Deutschland, Belgien, Dänemark, Griechenland, Irland, Österreich und Portugal bei den Netzbetreibern liegt (vgl. rechte Hälfte von Tabelle 4). In allen anderen Staaten ist der Produzent organisatorisch stärker beteiligt. In 11 der 19 Mit-

130 Von Mitnahmeeffekten wird in der Förderpolitik gesprochen, wenn die Realisierung eines bestimmten Projekts auch ohne die Gewährung staatlicher Hilfen erfolgt wäre.

131 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 20 f., S. 25 f.; Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 14 ff.

132 Vgl. hierzu Abschnitt 9.2.2.

133 Europäische Kommission (2022), [Commission Staff Working Document: Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Biomethane Targets](#), S. 39 f.

134 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 15 ff.

gliedstaaten sind die Produzenten für die Druckregulierung zuständig, während in allen 19 untersuchten Ländern der Netzbetreiber für die „Last Mile“-Pipeline verantwortlich ist.

Im Bereich der Fernleitungsnetze ergibt sich ein ähnliches Bild: Die vollständige betriebliche Verantwortung für den Netzanschluss fällt in Deutschland, Belgien, Dänemark, Irland und Österreich in die Zuständigkeit der Netzbetreiber (vgl. rechte Hälfte von Tabelle 4). In den Niederlanden, Polen und Litauen liegt demgegenüber die vollständige betriebliche Zuständigkeit für die Einspeiseanlage bei den Produzenten.

Insgesamt zeigt sich hinsichtlich der Verteilung der Verantwortlichkeiten eine große Spannweite zwischen den untersuchten 19 Mitgliedstaaten, aus der die Autoren der Studie europäischen Harmonisierungsbedarf ableiten.¹³⁵

9.3.4. Kostenauswirkung der Verteilung von operativen Verantwortlichkeiten

BIP Europe plädiert für eine starke operative Rolle der Netzbetreiber für die Einspeiseanlage, um investive und operative Kosten über die Realisierung von Skaleneffekten, Standardisierungen und Vereinfachungen zu senken:

„Eine starke Einbindung der Netzbetreiber in die Spezifizierung, Beschaffung, Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung dieser Infrastrukturen gewährleistet im Allgemeinen Skaleneffekte, eine Kostenkontrolle (von den Energieregulierungsbehörden validierte Investitionen), begrenzt das Risiko für die Biomethanproduzenten und mindert die Auswirkungen geografischer Faktoren (Entfernung zum Netz) zwischen den Biomethanproduzenten. Es handelt sich daher um eine effizientere Gesamtlösung, die die Einführung von Kostenteilungsmechanismen erleichtert. Darüber hinaus schafft dies Anreize für Netzbetreiber, zum Erfolg des Biomethanmarktes beizutragen, indem sie ihre bereits vorhandenen Kompetenzen – Netzausbau und -bau sowie die Verwaltung von Bau- und Wartungsverträgen – nutzen.“¹³⁶

Der Fachverband BIOGAS e.V. teilt diese Einschätzung. Eine starke Rolle der Netzbetreiber bei Spezifikation, Beschaffung, Bau, Betrieb und Wartung könne als potenziell vorteilhaft eingestuft werden, weil dadurch Standardisierung, Skaleneffekte, Kostenkontrolle und Risikobegrenzung für Biomethanproduzenten erreicht werden könnten.¹³⁷ Beispielhaft wird auf Frankreich verwiesen (vgl. nachfolgende Tabelle 3).

135 Peters, Gray, Brosschot, Smit, Study for European Biogas Association (EBA), 18.04.2025, [How costs to connect biomethane to gas grids are paid for. Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU](#), S. 24 ff.

136 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the Cost of Biomethane Grid Injection](#), S. 21 (Übers. d. Verf.).

137 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

Tabelle 3: Verteilung operativer Verantwortlichkeiten im EU-Vergleich und Kostenwirkungen nach Einschätzung des Fachverbands BIOGAS e.V.

Land	Wer errichtet/ betreibt die Einspeiseinfrastruktur?	Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers	Auswirkungen auf Investitionskosten
Frankreich	Einspeisestation wird vollständig durch den Netzbetreiber (GRDF/GRTgaz) errichtet, betrieben und gewartet; Nutzung über Mietmodell (15 Jahre).	Sehr gering. Der Betreiber stellt lediglich das Biomethan bereit.	Deutlich geringere Projektkosten durch Standardisierung, Serienfertigung und Bündelung von Betrieb und Wartung.
Dänemark	Netzbetreiber übernehmen wesentliche Teile der Netzinfrastruktur und Netzverstärkungen.	Anschlussanlage teilweise durch Produzenten, übergeordnete Infrastruktur durch Netzbetreiber.	Geringere Gesamtkosten durch klare Aufgabenverteilung und standardisierte Umsetzung.
Italien	Produzent errichtet häufig die Einspeisestation; zentrale Netzplanung und Anschlussbewertung durch den Fernleitungsnetzbetreiber.	Hoch bei der Errichtung der Einspeisestation, jedoch Unterstützung durch zentrale Planung und Kostenteilung.	Reduzierte Planungs- und Transaktionskosten durch zentrale Auswahl der wirtschaftlichsten Anschlusslösung.
Niederl., Spanien, Portugal	Einspeisestation und teilweise Anschlussleitung überwiegend durch Produzenten errichtet und betrieben.	Hoch. Planung, Finanzierung und Betrieb liegen weitgehend beim Anlagenbetreiber.	Höhere individuelle Investitionen und höheres Projektrisiko; geringere Standardisierung.

Quelle: Fachverband BIOGAS e.V. (2026)¹³⁸

Doch obwohl in Deutschland die operative Verantwortung von Einspeiseanlagen vollständig bei den Netzbetreibern liegt, erfolge bisher keine flächendeckende einheitliche Standardisierung der Einspeiseanlagen. Zwar fingen erste Netzbetreiber an, diesbezüglich aktiv zu werden und standardisierte Einheiten zu verbauen. Auch wurden inzwischen zunehmend günstigere Containerlösungen anstatt Gebäudelösungen gewählt. Doch würden die rund 700 Gasnetzbetreiber in Deutschland noch immer sehr unterschiedliche Vorgaben machen. Auch werde die Technik von Aufbereitungs- und Einspeiseanlage nicht aufeinander abgestimmt, sodass keine Synergien in den Bereichen Druck, Leistung, Ersatzteil- und Servicemanagement entstünden. Eine bundesweite Standardisierung würde nach Einschätzung des Verbands erhebliche Kostensenkungen erzielen.¹³⁹

138 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

139 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

In der etwaigen Übernahme der operativen Verantwortung für einzelne Infrastrukturkomponenten durch die Produzenten sieht der Fachverband BIOGAS e.V. weiteres Potenzial für signifikante Kostensenkungen. Insbesondere die Beschaffungs- und Errichtungsgeschwindigkeit würde sich nach Einschätzung des Verbands erheblich erhöhen.¹⁴⁰

9.4. Wichtigste Zwischenergebnisse

Bei den Investitionskosten für Einspeiseanlagen von Biomethan fallen im europäischen Vergleich deutliche Unterschiede an. Anlagen in Deutschland kosten nach Branchenangaben bis zu **fünfmal mehr** als im europäischen Ausland. Als Ursachen dieser Kostenunterschiede wurden u.a. unterschiedliche technische Anforderungen identifiziert, insbesondere im Bereich der **Qualitätskontrolle**. Diese stellt das „Herz“ und die bedeutendste Kostenkomponente von Einspeiseanlagen dar. Des Weiteren spielen u.a. die **Standardisierung** von Anlagen sowie die Nutzung von Skaleneffekten eine wichtige Rolle bei der Erklärung von Kostenunterschieden. Nach Branchenangaben wird von diesen Kostensenkungspotentialen in Deutschland bisher zu wenig Gebrauch gemacht.

Kostenteilungsmodelle für Netzanlüsse werden von der EU-Kommission als Maßnahme zur Steigerung der europäischen Biomethanproduktion eingeschätzt. Aus ihrer Sicht wirken **Netzanchlusskosten** ansonsten wie Markteintrittsbarrieren, da sie die Produzenten davon abhielten, Biogas zu Biomethan aufzubereiten und ins Gasnetz einzuspeisen. Eine im europäischen Vergleich benachteiligende „**Sonderrolle**“ Deutschlands ist bei der kostenmäßigen Beteiligung von Biomethanproduzenten an Netzananschlusskosten nach der Studienlage aber **nicht** erkennbar. Auch erscheint die prozentuale Beteiligung von Produzenten in Deutschland an den Kosten von Einspeiseanlagen mit 25 % im Vergleich mit anderen europäischen Top-5-Produzenten, in denen es Kostenteilungsmodelle gibt, nicht nachteilig.

140 Fachverband BIOGAS e.V. (2026), Stellungnahme ggü. den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages vom 30.06.2026 (unveröffentlicht).

10. Anhang

10.1. Synopse: GasNZV, ZuBio und EU-Recht

Fortgeltung der GasNZV i. V. m. § 118 Abs. 4 S. 2 EnWG	Entsprechung in der ZuBio	EU-Recht
§ 33 Abs. 1: Grundsätzlich trägt der Netzbetreiber die Kosten für den Netzanschluss zu 75 Prozent, der Anschlussnehmer zu 25 Prozent.	-	-
§ 33 Abs. 2: Der Netzbetreiber hat die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen § 33 Abs. 3 (schon vormals aufgehoben)	Tenorziffer 1, lit. b S. 1 (deklaratorisch, überlagert durch EU-Recht): „Die Netzbetreiber gewährleisten verbindliche Kapazität für den Zugang der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen.“ Tenorziffer 1, lit. b S. 2 (notwendige Konkretisierung): „Dies ist für Fernleitungsnetzbetreiber feste, frei zuordenbare Kapazität im Sinne von Tenorziffer 1 lit. a) aa) (1) der Festlegung ‚KASPAR‘ (BK7-18-052).“	Art. 20 und Art. 36 GasVO: Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber gewährleisten „verbindliche Kapazität“ zur Einspeisung.
§ 33 Abs. 4 bis 9: Verfahren bei Eingang und Entscheidung über ein Netzanschlussbegehren	-	Art. 41 Abs. 1 S. 1 und 2 und Art. 45 S. 1 und 2 GasRL: Die Regulierungsbehörden verlangen von Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern,

		transparente und effiziente Verfahren für den nichtdiskriminierenden Anschluss von Erzeugungsanlagen zu entwickeln, und genehmigen diese.
§ 33 Abs. 10 mit Verweis auf § 34 Abs. 2 S. 3 (gilt nicht fort)	-	-
§ 34 Abs. 1 (im Wesentlichen überführt)	Tenorziffer 1, lit. a: Netzbetreiber müssen Einspeise- und Auspeiseverträge vorrangig mit Biogastransportkunden abschließen und Biogas vorrangig transportieren	Art. 41 Abs. 1 S. 3 und Art. 45 S. 3 GasRL: Mitgliedstaaten können beim Netzanschluss den Erzeugungsanlagen für Biomethananlagen Vorrang einräumen
§ 34 Abs. 2 S. 2 bis 5 (im Wesentlichen überführt)	Tenorziffer 1, lit. c (deklaratorisch, Überlagerung durch EU-Recht): „Abweichend von lit. b) kann der Kapazitätszugang auf das Angebot von Kapazitäten beschränkt werden, die betrieblichen Beschränkungen unterliegen, um für die Sicherheit der Infrastrukturen und wirtschaftliche Effizienz zu sorgen.“	Art. 20 Abs. 2 und Art. 36 Abs. 2 GasVO: Fernleitungsbetreiber und Verteilernetzbetreiber dürfen verbindlich zugesagte Kapazitäten nur mindern, wenn sie stattdessen Kapazitäten anbieten, die zwar bestimmten „betrieblichen Beschränkungen“ unterliegen, damit aber „Infrastruktursicherheit und wirtschaftliche Effizienz“ bewirken.
§ 34 Abs. 2 S. 1 (im Wesentlichen überführt)	Tenorziffer 1, lit. d, S. 2 ff.: Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls die Einspeisung oder geminderte Einspeisung technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist.	-

§ 36 (mit Änderung überführt)	Tenorziffer 2, lit. a: Bei der Gasqualität sind nicht mehr strikt die Qualitätsvorgaben der Arbeitsblätter des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) zu erfüllen, sondern die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“. Allerdings vermutet die ZuBio die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“, wenn die Grenzwerte und Vorgaben der DVGW-Arbeitsblätter eingehalten sind. Tenorziffer 2, lit. b: Grenzwert von 0,2 Prozent Methanemissionen in die Atmosphäre Tenorziffer 2, lit. d: Übergangsregelung für 10 Jahre ab Inbetriebnahme vor Stichtag	Art. 23 GasVO: Zur Integration großer Volumen Biomethan in das Erdgasnetz ist eine Durchführungsverordnung der Kommission mit „Festlegung gemeinsamer Spezifikationen“ oder Festlegung im sog. Netzkodex möglich.
--------------------------------------	--	---

10.2. Kostenregelungen im Vergleich

Land	Höhe der vom Netzbetreiber zu tragenden Kosten*	Ist der Kostenanteil der Netzbetreiber variabel?	Wie Kosten auf Erzeuger umgelegt werden	Wie Netzbetreiber die Kosten festlegen
DK	Die Kosten für die Anschlussanlage trägt der Erzeuger. Die Netzbetreiber übernehmen die Kosten für eventuelle Umbauten bzw. Modernisierungen des Netzes.	Variabel, abhängig von der Komplexität des Projekts.	Die Gasnetzbetreiber können die Kosten zunächst übernehmen, belasten jedoch den Erzeuger.	Individuell bewertet für jedes Projekt.
FR	60 % der Anschlussleitungen werden durch die Netztarife abgedeckt. 40 % werden vom Erzeuger getragen. Die Kosten für eventuelle Netzausbaumaßnahmen werden vollständig von den Netzbetreibern getragen, wobei für die Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) eine Obergrenze pro Investition und für die Verteilernetzbetreiber (DSOs) sowie die Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) ein jährlicher Investitionsrahmen gilt. Die Kosten für die Biomethan-Einspeisung (einschließlich der Einspeisestation) werden vom Erzeuger getragen, jedoch über eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren.	Festgesetzt auf 60 % bis zu 600.000 €, danach geht die gesamte Kostenlast zu Lasten des Produzenten.	Die Kosten werden vor Baubeginn in Rechnung gestellt. Die Injektionsleistung wird vierteljährlich in Rechnung gestellt.	Individuell bewertet für jedes Projekt.
IT	Für den Anschluss an das Netz des Übertragungsnetzbetreibers (TSO) werden die Anschlusskosten zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber aufgeteilt: Ein Teil der Investition („förderfähige Investition“, proportional zur erwarteten Biomethanproduktion) wird vom TSO übernommen und	TSO: Variabel, mit einem Rabatt von 20 % auf die förderfähige Investition. DSO: Fester Beitrag im Verhältnis 80:20.	Die Zahlung der Netzananschlussgebühr kann über einen längeren Zeitraum verteilt werden (maximal 20 Jahre).	Das Startgebot wird vom Netzbetreiber auf der Grundlage der Standardstückkosten festgelegt. Die Unterordnung erfolgt

* Nach Gesetzesstand gemäß Studienlage.

Land	Höhe der vom Netzbetreiber zu tragenden Kosten*	Ist der Kostenanteil der Netzbetreiber variabel?	Wie Kosten auf Erzeuger umgelegt werden	Wie Netzbetreiber die Kosten festlegen
	ist im Transporttarif enthalten, während der verbleibende Teil vom Anschlussnehmer getragen wird. Auf diesen verbleibenden Teil wird für Biomethananlagen ein weiterer Rabatt von 20 % gewährt. – Für den Anschluss an den Verteilernetzbetreiber (DSO): Es gilt eine 80/20-Aufteilung der Anschlusskosten zwischen Erzeuger und Netzbetreiber (keine „förderfähige Investition“). Darüber hinaus erhalten die Erzeuger einen CAPEX-Zuschuss in Höhe von 40 % aus RRF-Mitteln für den Bau der Produktionsanlage.			im Rahmen des Erstangebots.

Quelle: Tabelle 2 der BIP-Studie (2024);¹⁴¹ hier nur Wiedergabe ausgewählter Länder

141 Biomethane Industrial Partnership Europe (2024), [Optimising the cost of biomethane grid injection](#), S. 25 f., Table 2, (Summary of the cost-sharing mechanisms applied in some European countries for grid connection of biomethane plants).

10.3. Verteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Netzbetreiber und Einspeiser („Produzenten“)

Tabelle 4: Finanzielle und betriebliche Verantwortung für Netzanschluss-Infrastrukturkomponenten bzgl. Verteilernetze in 19 EU-Mitgliedstaaten

Country	Financial Responsibility					Operational Responsibility					# of DSO connected plants
	Pressure regulation	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	Pressure regulation	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	
Austria											14
Belgium											7
Czech Republic											9
Denmark											57
France											642
Germany											52
Greece											0
Hungary											0
Ireland											1
Italy											7
Latvia											0
Lithuania											2
Luxembourg											3
The Netherlands											90
Poland											0
Portugal											1
Slovakia											1
Slovenia											0
Spain											7

Responsibility:

Shared
 Gas grid operator
 Producer
 TBC / Not applicable

Quelle: Peters et. al (2025), a.a.O., S. 15

Tabelle 5: Finanzielle und betriebliche Verantwortung für Netzanschluss-Infrastrukturkomponenten bzgl. Verteilernetze in den 5 wichtigsten EU-Produzentenländern und den 5 EU-Ländern mit dem höchsten Produktionspotenzial

Country	Financial Responsibility					Operational Responsibility					# DSO connected plants	Potential in 2040 (bcm)
	Pressure regulation	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	Pressure regulation	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline		

Top 5 producers today

Germany											52	15.5
France											642	14.6
Italy											7	10.3
Denmark											57	1.8
The Netherlands											90	2.3

Top 5 potential

Germany											52	15.5
France											642	14.6
Spain											7	13.1
Italy											7	10.3
Poland											0	8.8

Responsibility:

Shared
 Gas grid operator
 Producer
 TBC / Not applicable

Quelle: Peters et. al (2025), a.a.O., S. 16

Tabelle 6: Finanzielle und betriebliche Verantwortung für Netzanschluss-Infrastrukturkomponenten bzgl. Fernleitungsnetze in 19 EU-Mitgliedstaaten

Country	Financial Responsibility					Operational Responsibility					# TSO connected plants
	Compression	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	Compression	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	
Austria											0
Belgium											1
Croatia											0
Denmark											1
Estonia											0
Finland											4
France											106
Germany											106
Hungary											0
Ireland											0
Italy											40
Latvia											0
Lithuania											2
Luxembourg											0
The Netherlands											4
Poland											0
Portugal											0
Slovenia											0
Spain											2

Responsibility:

Shared
 Gas grid operator
 Producer
 TBC / Not applicable

Tabelle 7: Finanzielle und betriebliche Verantwortung für Netzanschluss-Infrastrukturkomponenten bzgl. Fernleitungsnetze in den 5 wichtigsten EU-Produzentenländern und den 5 EU-Ländern mit dem höchsten Produktionspotenzial

Country	Financial Responsibility					Operational Responsibility					# TSO connected plants	Potential in 2040 (bcm)
	Compression	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline	Compression	Gas quality control	Odourisation	Metering	Last mile pipeline		
Top 5 producers												
Germany											106	15.5
France											90	14.6
Italy											40	10.3
The Netherlands											4	2.3
Denmark											1	1.8
Top 5 potential												
Germany											106	15.5
France											90	14.6
Spain											2	13.1
Italy											40	10.3
Poland											0	8.8

Responsibility:

Shared
 Gas grid operator
 Producer
 TBC / Not applicable

Quelle: Peters et. al (2025), a.a.O., S. 19

* * *