

Stand: 21. September 2026

EU-Methanverordnung 2024/1787

Zusammenfassung der Emissionsberichte 2026

1 Gesamtübersicht

Das Umweltbundesamt (UBA) hat den Auftrag erhalten, eine Kontaktstelle gemäß Artikel 4(3) der EU-Methanverordnung (European Union, 2024) einzurichten und die Daten aus dem Emissionsberichten der Unternehmen gemäß Artikel 12 und 20 der Verordnung für die nationale und internationale Berichterstattung zu verwenden, wenn diese im Einklang mit der UNFCCC-Berichterstattung (IPCC, 2006) (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen) stehen.

Im Jahr 2026 hat das UBA die Emissionsberichte aller Unternehmen gemäß Artikel 12(2) und 20(6) der EU-Methanverordnung direkt entgegengenommen. Bis zum Redaktionsschluss dieser Zusammenfassung sind 661 Berichte eingegangen.

Die Berichte gemäß Artikel 12(2) sollten die an der Quelle quantifizierten Methanemissionen enthalten. Dort wo keine direkte Messung möglich ist, konnten spezifische Emissionsfaktoren verwendet werden, die auf Quantifizierungen oder Stichproben an der Quelle beruhen. Eine Prüfung der Berichte ist in der Verordnung nicht vorgesehen, jedoch hat das UBA einige Kriterien angesetzt, um ausreichende Qualität und eine Zusammenführung der Berichte zu ermöglichen. So wurden nur Berichte akzeptiert, die folgenden OGMP 2.0 Vorlagen (OGMP, 2025b) entsprachen, wie sie in den Artikel 12(4) und 12(5) gefordert sind:

- ▶ MidandDownstream_ReportingTemplate_2025_v2
- ▶ MidandDownstream_ReportingTemplate_2023_v7
- ▶ Upstream_ReportingTemplate_2023_v2
- ▶ Upstream_ReportingTemplate_2025_v2

Ferner musste in den Berichten erkennbar sein, mittels welchen Levels die Berechnung der Emissionen erfolgte. Es musste die Gesamtemissionsmenge unter „Total Emissions“ angegeben sein und es sollte gemäß Artikel 12(2) erster Satz nur ein Bericht pro Unternehmen eingereicht werden.

Die Berichte nach Artikel 20(6) sollen auf Basis von revierspezifischen Messungen erstellt werden. Da es bis zum Abgabezeitpunkt keine Vorgaben zum Format seitens der EU-Kommission gab, wurde das verwendete Format des vorherigen Jahres, dass zwischen den Unternehmen, dem Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV), den Landesbergämtern und dem UBA abgestimmt wurde, verwendet. Die darin enthaltenen Angaben entsprechen den im Anhang VI der Verordnung geforderten Berichten. Die Berichte konnten in Ermangelung einer Prüfstelle nicht wie in Artikel 20(6) gefordert, mit einem Prüfvermerk eingereicht werden. Stattdessen hat UBA die Bewertung nach den Vorgaben der UNFCCC Berichterstattung und den derzeit gültigen IPCC-Guidelines von 2006 (IPCC, 2006) vorgenommen.

Die Übermittlung der Berichte an die EU-Kommission nach Artikel 12 ist zum 4.Mai 2026, und die nach Artikel 20 zum 31.August 2026 erfolgt. Die Veröffentlichung der Berichte soll wie in

Artikel 30(1) angegeben in der Methantransparenzdatenbank erfolgen. Diese wird voraussichtlich im Septembers 2026 von der EU-Kommission zur Verfügung gestellt werden ¹.

2 Zusammenfassung

Insgesamt sind im UBA 661 Emissionsberichte eingegangen, die sich nach den in Tabelle 1 angegebenen Branchen aufteilen. Vier Unternehmen haben sich für den Meldeweg über das OGMP Portal entschieden. Diese Berichte liegen aktuell noch nicht dem Umweltbundesamt vor.

Da dem UBA keine abschließende Übersicht über die von der Verordnung betroffenen Unternehmen zur Verfügung steht, konnte keine Vollständigkeitsprüfung erfolgen.

Tabelle 1: Anzahl eingegangener Berichte

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an; die Unternehmen konnten selbst wählen, in welche Kategorie sie ihre Tätigkeiten einordnen

	E&P	FSRU	UGS	FNB	VNB	Braunkohle
Anzahl eingegangener Berichte	4	3	22	15	608	9

*FNB = Fernleitungsnetzbetreiber

*E&P – Öl- und Gas Explorations- und Förderindustrie

*VNB - Verteilnetzbetreiber

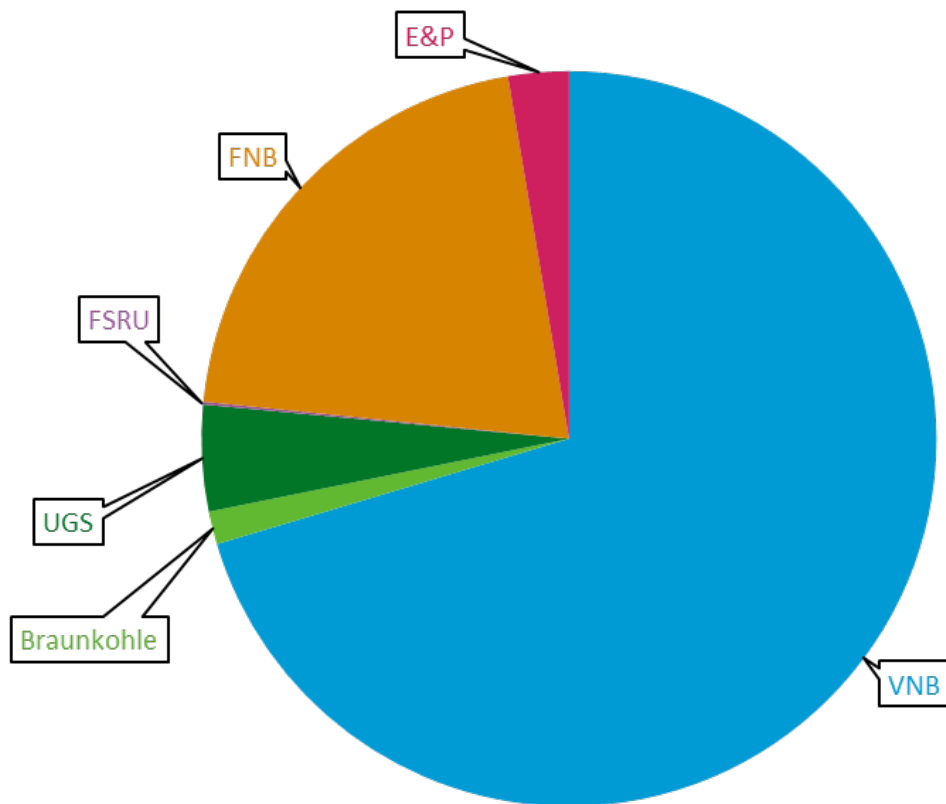
*FSRU - Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Wiedervergasungseinheit)

*UGS – Unterspeicher

Die Verteilung der Emissionen der einzelnen Branchen ist in Abbildung 1 dargestellt. Gastransport und Gasverteilung dominieren, wobei deren bisher nahezu gleiches Verhältnis in der Berichterstattung 2025 in der aktuellen nicht mehr zu sehen ist. Dies liegt vor allem daran, dass rund 130 Unternehmen der Verteilnetzbetreiber mehr einen Emissionsbericht in der aktuellen Berichterstattung eingereicht haben, als im Jahr davor. Die Anteile der anderen Branchen haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig geändert. In absoluten Zahlen gab es allerdings Änderungen, die in den nachfolgenden Kapiteln aufgezeigt werden.

¹ Information auf Seite der EU-Kommission vom 1.September 2026: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/methane-emissions_en

Abbildung 1: Verteilung der Anteile der Emissionen in Deutschland nach Unternehmensberichten



*FNB = Fernleitungsnetzbetreiber

*E&P – Öl- und Gas Explorations- und Förderindustrie

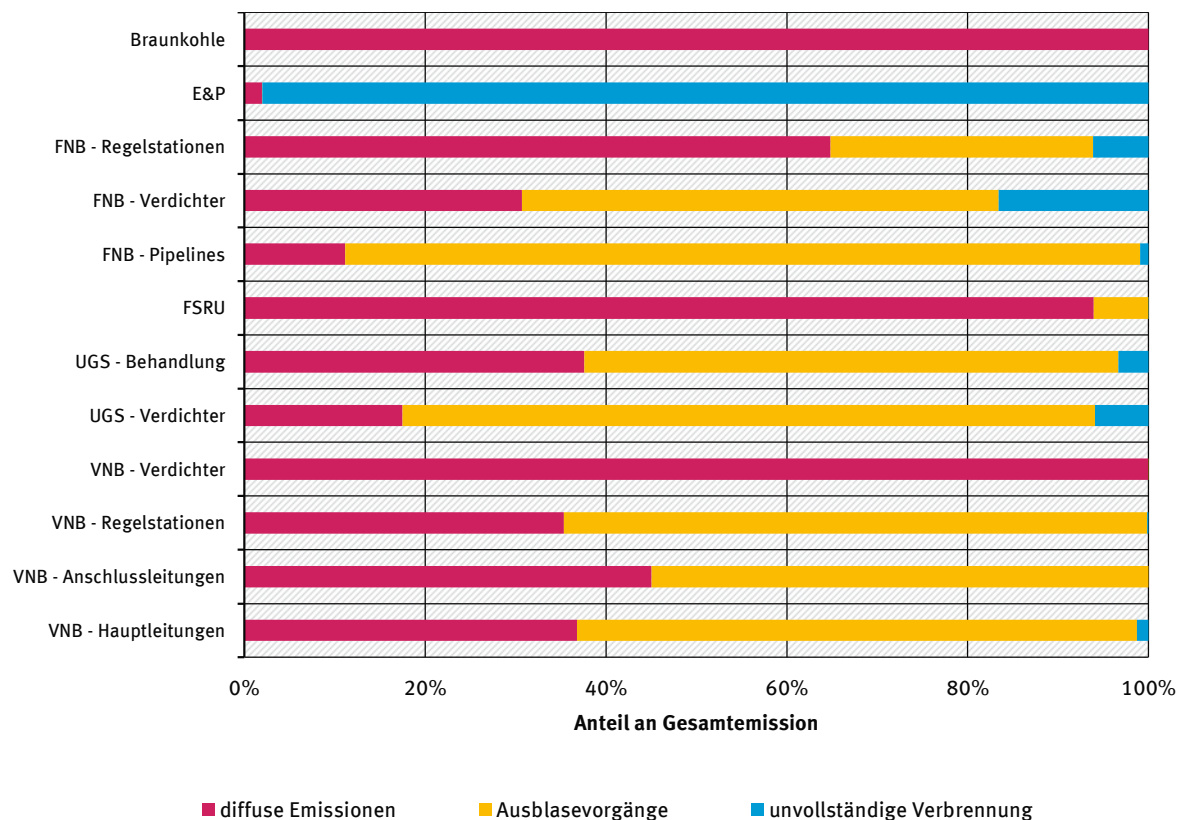
*VNB - Verteilnetzbetreiber

*FSRU - Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Wiedervergasungseinheit)

*UGS – Unterspeicher

Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von 661 Betreiberdaten

Abbildung 2: Verteilung der Methanemissionen nach Entstehungsprozess



*FNB = Fernleitungsnetzbetreiber

*E&P – Öl- und Gas Explorations- und Förderindustrie

*VNB - Verteilnetzbetreiber

*FSRU - Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Wiedervergasungseinheit)

*UGS – Unterspeicher

Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von 661 Betreiberdaten

Abbildung 2 zeigt auf, wie sich die Emissionen der Branchen zusammensetzen. Die Kategorien „diffuse Emissionen“, „Entlüftungs-/Ausblasvorgänge“ und „unvollständige Verbrennung“ lehnen sich an die OGMP 2.0 Templates an. Diffuse Emissionen der Öl- und Gasindustrie beinhalten nach dem OGMP 2.0 Leitfadens (OGMP, 2025b) Undichtigkeiten an Komponenten und Permeation. Entlüftungs- und Ausblasvorgänge umfassen betriebsbedingte Emissionen, wie zum Beispiel Spülen und Entlüften von Leitungen im Zusammenhang mit Wartungsarbeiten sowie Emissionen durch pneumatische Geräte, Gasanalysatoren, Dichtungen an Verdichtern und auch An- und Abfahrvorgänge von Verdichtern. Unvollständige Verbrennung umfasst die Methanmenge, die nicht verbrannt wird. In der Methanverordnung (Artikel 17) wird ein konzeptionsbedingter Zerstörungs- und Abscheidegrad von mindestens 99% vorgeschrieben.

Für die Braunkohle sind 100% der Emissionen als diffus anzusehen. Das Methan wird direkt beim Abbau und Transport zum Kraftwerk freigesetzt. Da Braunkohle in Deutschland nur in Tagebauen abgebaut wird, ist ein Auffangen oder Abfackeln technisch nicht möglich.

3 Methanemissionen im Öl- und Gassektor

3.1 Exploration und Förderung

Gemäß Artikel 1(2) umfasst dieser Bereich die Exploration und Förderung von Öl und fossilem Gas sowie die Gewinnung und Verarbeitung von fossilem Gas. In Deutschland wird nach Öl und Gas exploriert und auch gefördert. Die Vorbehandlung des geförderten Rohöls in Aufbereitungsanlagen dient der Entgasung, Entwässerung und Entsalzung. Gefördertes Erdgas wird in Trocknungs- und Aufbereitungsanlagen behandelt. Das aus der geologischen Formation des Zechsteins geförderte schwefelwasserstoffhaltige Erdgas - so genanntes Sauergas - erfordert eine spezielle Aufbereitung und wird in einer Aufbereitungsanlage in verbrauchsfähiger Qualität aufbereitet.

Tabelle 2: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Unternehmen, die das Tabellenblatt „Upstream“ ausgefüllt haben

2025	2026
7	4 (+ 3) ²

Drei Unternehmen haben angezeigt, ihren Emissionsbericht direkt über OGMP bei der EU-Kommission einzureichen. Bedingung für diesen Meldeweg ist, dass das Unternehmen offizielles Mitglied der OGMP 2.0 Initiative ist und die strengeren Vorgaben der Initiative erfüllt. Bis Redaktionsschluss konnte die EU-Kommission jedoch nicht mitteilen, ob diese Standards erfüllt wurden.

Emissionen

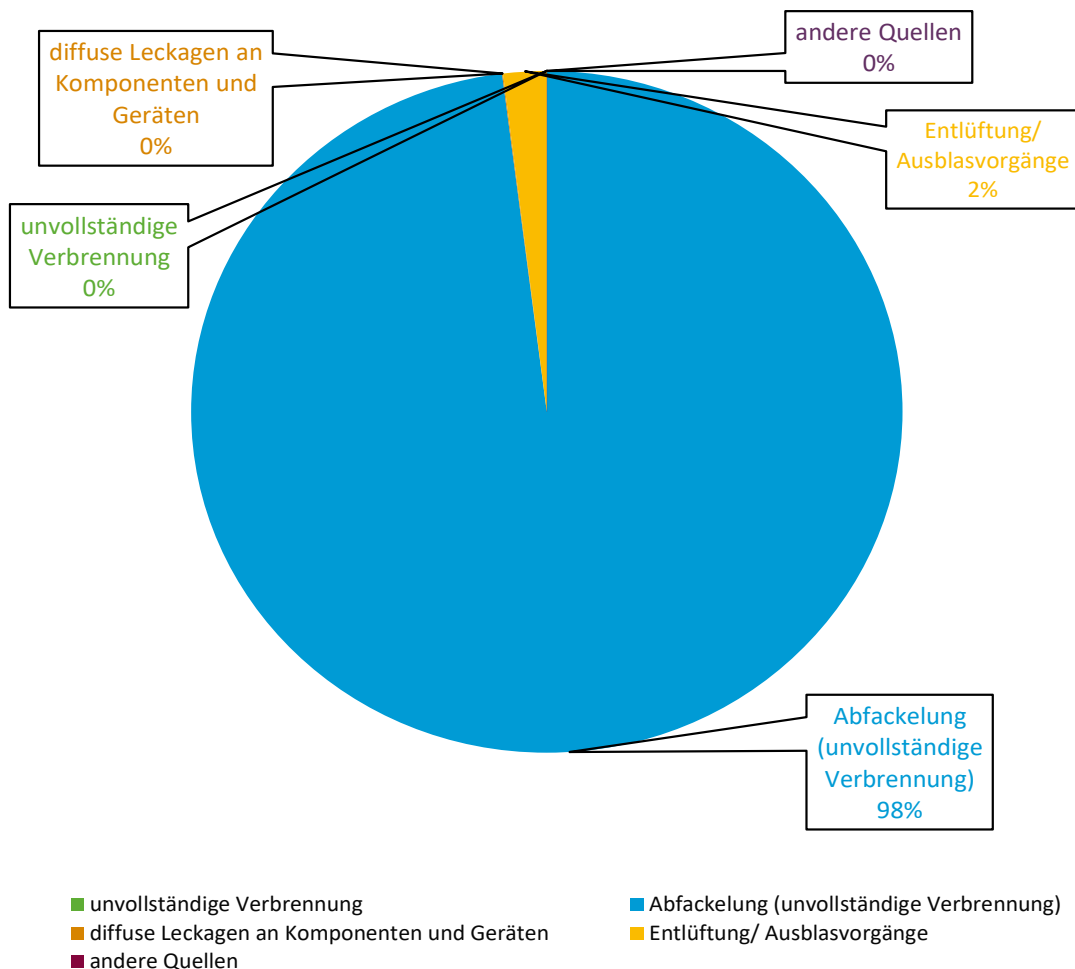
Die Methanemissionen aller beim UBA eingegangener Berichte wurden nach Level 4 (OGMP 2.0 Leitfaden) ermittelt. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus unvollständiger Verbrennung und Abfacklung, diffuse Leckagen und Entlüftungsquellen sowie sonstigen Quellen.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **625.707 kg Methan** in 2025 emittiert.

In Abbildung 3 sind die Methanemissionen des Öl- und Gas Sektors in Deutschland nach Entstehungsprozess aufgeteilt dargestellt. Allerdings ist die Aussagekraft dieser Aufteilung für diese Berichterstattung nur gering. Zum einen fehlen die Informationen der drei Unternehmen, die nach OGMP berichtet haben, zum anderen werden die Emissionen durch ein Einzelereignis im Bereich Abfacklung stark verzerrt.

² Drei Unternehmen haben den Meldeweg über OGMP vorgenommen. Eine Auswertung erfolgt von OGMP bzw. der EU-Kommission

Abbildung 3: Verteilung der Methanemissionen im Öl- und Gassektor nach Entstehungsprozess



Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von vier Betreiberberichten

Eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC ist nur dann möglich, wenn sich ein geeigneter impliziter Emissionsfaktor bilden lässt. Da die Informationen von der EU-Kommission zu den über den OGMP Meldeweg eingereichten Emissionsberichten noch aussteht, kann dies nicht durchgeführt werden. Somit können die eingegangenen Emissionsberichte nicht für die UNFCCC Berichterstattung verwendet werden. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die nicht vorliegenden Berichte der drei Unternehmen nicht auf ein Verschulden der Betreiber zurückgeht, sondern auf die noch nicht vollständig etablierte Meldekette zwischen EU-Kommission und Mitgliedsstaaten zurückzuführen ist.

3.2 Untergrundgasspeicher (UGS)

In Deutschland werden Untergrundspeicher zur Versorgungssicherheit benötigt und um Ausgleiche zwischen Angebot und Nachfrage, insbesondere zwischen Sommer und Winter, zu ermöglichen. In Deutschland werden Poren- und Kavernenspeicher verwendet. Porenspeicher speichern Gas in Gesteinsschichten oder in ehemaligen Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Kavernenspeicher sind künstlich angelegte Hohlräume in Salzformationen.

Ein Unternehmen hat angezeigt, den Emissionsbericht direkt über OGMP bei der EU-Kommission einzureichen. Bedingung für diesen Meldeweg ist, dass das Unternehmen offizielles Mitglied der OGMP 2.0 Initiative ist und die strengeren Vorgaben der Initiative erfüllt. Bis Redaktionsschluss konnte die EU-Kommission jedoch nicht mitteilen, ob diese Standards erfüllt wurden.

Tabelle 3: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Unternehmen, die das Tabellenblatt „UGS“ ausgefüllt haben

2025	2026
19	22 (+ 1) ³

Emissionen

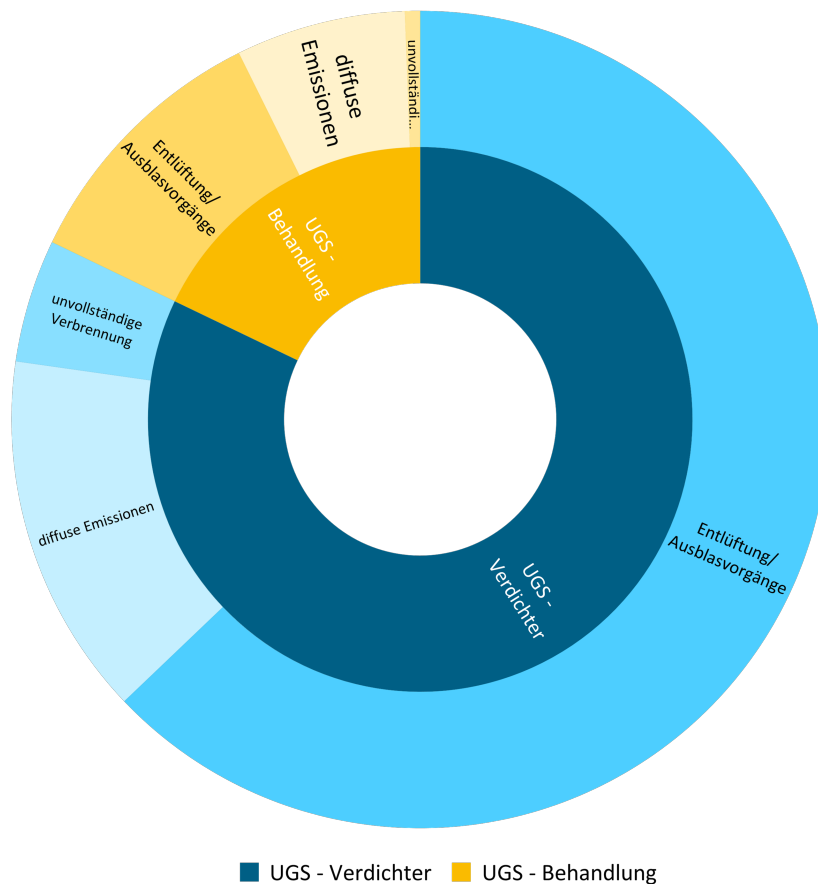
Die Methanemissionen aller beim UBA eingegangener Berichte wurden größtenteils nach Level 4 (OGMP 2.0 Leitfaden) ermittelt. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus Verdichterstationen, zur Ein- und Ausspeisung von Erdgas und aus Behandlungs- und Trocknungsvorgängen.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **1.146.006 kg Methan** in 2025 emittiert.

Die Aufteilung der Emissionen nach Entstehungsprozess ist in Abbildung 4 dargestellt. Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Austritte an Flanschen, Dichtungen, sowie Ventilen zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem bei wartungsbedingten Spülvorgängen und Gasanalysen vor. Außerdem treten Emissionen an Verdichtereinheiten auf, an deren Dichtungen und bei An- und Abfahrvorgängen. Die mit Abstand größte Emissionsquelle sind die Ausblasvorgänge bei den Verdichtern, wobei hier Spülvorgänge und Dichtungen den Hauptanteil haben. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Aufteilung den Durchschnitt über alle gemeldeten Speicher aufzeigt und es keineswegs Rückschlüsse auf einen bestimmten Betreiber oder einen bestimmten Speicher ermöglicht.

³ Ein Unternehmen hat sich für den Meldeweg über das OGMP Portal entschieden – diese Emissionen sind hier nicht berücksichtigt

Abbildung 4: Verteilung der Methanemissionen aus Untergrundspeichern nach Entstehungsprozess



(Abweichung zu den Gesamtemissionen aufgrund von unterschiedlichen Datenaggregationen)

*Originalzeichnung von „Behandlung“: „treatment & wells & dehydrators“

Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von 22 Betreiberberichten

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Emissionen und Arbeitsgasvolumen verwendet. Nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG (2025) haben die deutschen Speicher ein Arbeitsgasvolumen von 22,7 Milliarden Kubikmeter. Es ergibt sich somit ein impliziter Emissionsfaktor von 50,5 kg Methan pro eine Million Kubikmeter Arbeitsgasvolumen.

Dieser Wert liegt im Rahmen der Spannweite bisheriger Gutachten und Schätzungen ((Böttcher, 2022) Kapitel 5.3), so dass die Emissionswerte der Unternehmen für die Berichterstattung unter UNFCCC verwendet werden können.

3.3 Transportnetzbetreiber (FNB)

In Deutschland wird Erdgas in einem 34.035 km langen Pipelinesnetz transportiert. Zur Druckaufrechterhaltung werden Verdichter eingesetzt. Entlang der Leitungen befinden sich zur Prüfung und Überwachung Gas-Druckregel(mess)anlagen.

Tabelle 4: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Unternehmen, die den Tabellenreiter 2 „Transmission“ ausgefüllt haben

2025	2026
15	15

Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden größtenteils nach Level 4 (OGMP 2.0 Leitfaden) ermittelt. Einige Unternehmen haben auch Level 5 in Anwendung. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus Verdichterstationen, Pipelines und Regelstationen.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **4.875.765 kg Methan** in 2025 emittiert.

Abbildung 5: Verteilung der Methanemissionen in Transportnetzen nach Entstehungsprozess

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an



Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von 15 Betreiberberichten

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Flansche, Dichtungen, sowie Ventile zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasvorgänge kommen vor allem aus

wartungsbedingten Spülvorgängen und Gasanalysen sowie bei den Verdichtereinheiten aus Dichtungen und An- und Abfahrvorgängen. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Aufteilung den Durchschnitt über alle gemeldeten FNB aufzeigt und es keineswegs Rückschlüsse auf einen bestimmten Betreiber ermöglicht.

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Emissionen und Leitungslänge, Anzahl Regelstationen und der Verdichterleistung verwendet. Die Bezugsgrößen stammen aus der UNFCCC Berichterstattung 2025 (Umweltbundesamt, 2025).

Tabelle 5: Implizite Emissionsfaktoren

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an

Quelle	Impliziter Emissionsfaktor nach Methanverordnung Artikel 12(2)	Impliziter Emissionsfaktor nach Methanverordnung Artikel 12(1)	Impliziter Emissionsfaktor nach UNFCCC Berichterstattung 2025
Pipelines	29 kg/km	30 kg/km	32 kg/km
Verdichter	1079 kg/MW	1303 kg/MW	1281 kg/MW
Regelstationen	1952 kg/Station	3327 kg/Station	3229 kg/Station

Die Daten bewegen sich in ähnlicher Größenordnung. Lediglich bei den Regelstationen gibt einen niedrigeren Wert als in der vergangenen Berichterstattung. Dies lässt sich durch den Wechsel von Emissionsfaktorberechnungen auf direkte Standortmessungen aus den Berichten ableiten.

Ein Großteil der Unternehmen ist Mitglied bei OGMP 2.0. Die Daten wurden auch schon in den Vorjahren an IMEO übermittelt und überprüft und auch für die Berichterstattung unter UNFCCC verwendet.

3.4 FSRU-Betreiber

In Deutschland werden vier „Floating Storage and Regasification Unit“ (FSRU) („schwimmende Speicher- und Wiedervergasungseinheit“) betrieben, an denen das LNG (Flüssigerdgas) konditioniert und ins Gasnetz eingespeist wird.

Tabelle 6: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Unternehmen, die den Tabellenreiter 3 „Regasification“ ausgefüllt haben

2025	2026
2	3

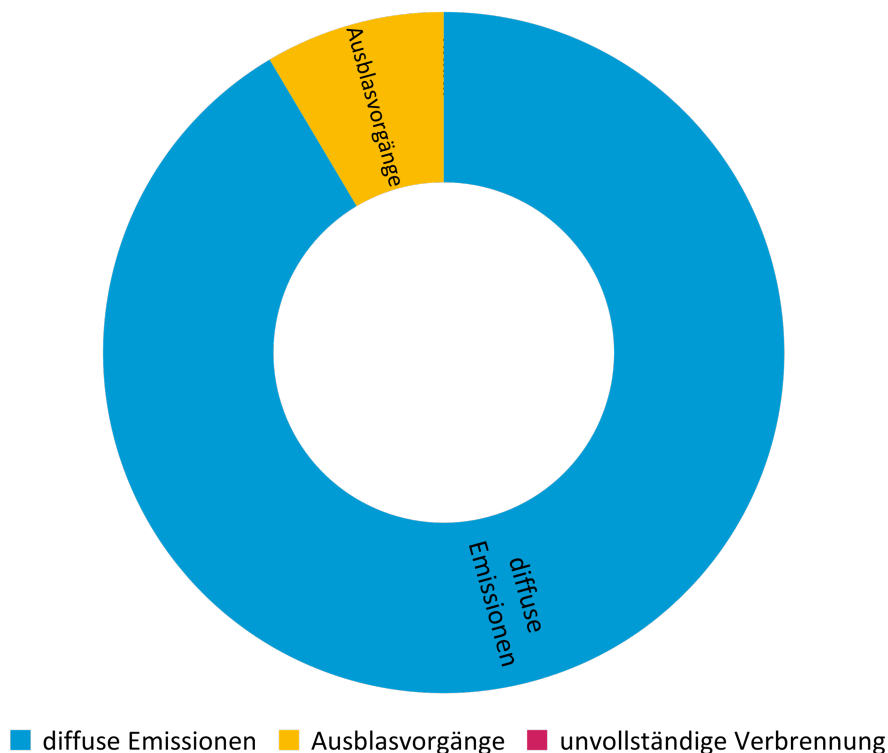
Emissionen

Die Methanemissionen der eingegangenen Berichte wurden nach Level 4 (OGMP 2.0 Leitfaden) für die diffusen Emissionen, sonst nach Level 3 ermittelt.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **29.994 kg Methan** in 2025 emittiert.

Abbildung 6: Verteilung der Methanemissionen aus FSRUs nach Entstehungsprozess

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an



Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von drei Betreiberberichten

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Austritte aus Flanschen, Dichtungen, sowie Ventilen zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem bei wartungsbedingten Spülvorgängen vor, sowie bei notfallbedingter Druckreduzierung.

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu werden die mittleren Emissionen pro Station

angenommen. Es ergibt sich ein Wert von 9.998 kg Methan pro Station. Dieses Vorgehen ist zwar mit hohen Unsicherheiten behaftet, entspricht jedoch dem Vorgehen im IPCC Refinement (IPCC, 2019) (Kapitel 4, Band 2), so dass die Emissionswerte der Unternehmen für die Berichterstattung unter UNFCCC verwendet werden können.

3.5 Verteilnetzbetreiber (VNB)

In Deutschland wird Erdgas in einem 561.000 km langen Netz an den Endverbraucher durch 704 Gasverteilnetzbetreiber verteilt (Quelle Monitoringbericht (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2026) Kapitel 7). Entlang der Leitungen befinden sich zur Prüfung und Überwachung Gas-Druckregel(mess)anlagen. Nur sehr vereinzelt wird zur Druckaufrechterhaltung ein Verdichter eingesetzt.

Tabelle 7: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Unternehmen, die den Tabellenreiter 4 „Distribution“ ausgefüllt haben

2025	2026
517 ⁴	608

Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden überwiegend nach Level 3 (OGMP 2.0 Leitfaden) ermittelt. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus Versorgungs-, sowie Hausanschlussleitungen, Regelstation und Verdichter.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **16.554.575 kg Methan** in 2025 emittiert.

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Leckagen und Permeation zurückzuführen und sind vergleichbar mit denen zum Vorjahr. Die Emissionen bei Verdichtern sind so nicht zu erklären und scheinen sich daher um Rechen- oder Einheitenfehler zu handeln. Ähnlich ist es bei den Regelstationen, bei denen einige Emissionsberichte auffällig hohe Werte aufzeigen, die bis zu drei Größenordnungen über denen vergleichbarer Unternehmen liegen.

Da sich die OGMP-Templates (aktueller Stand gemäß Art 12(4) und Stand vom 4.August 2024 gemäß Artikel 12(5)) im Bereich Verteilnetz stark unterschieden, können die Berichte nur sehr eingeschränkt zu Vergleichszwecken herangezogen werden.

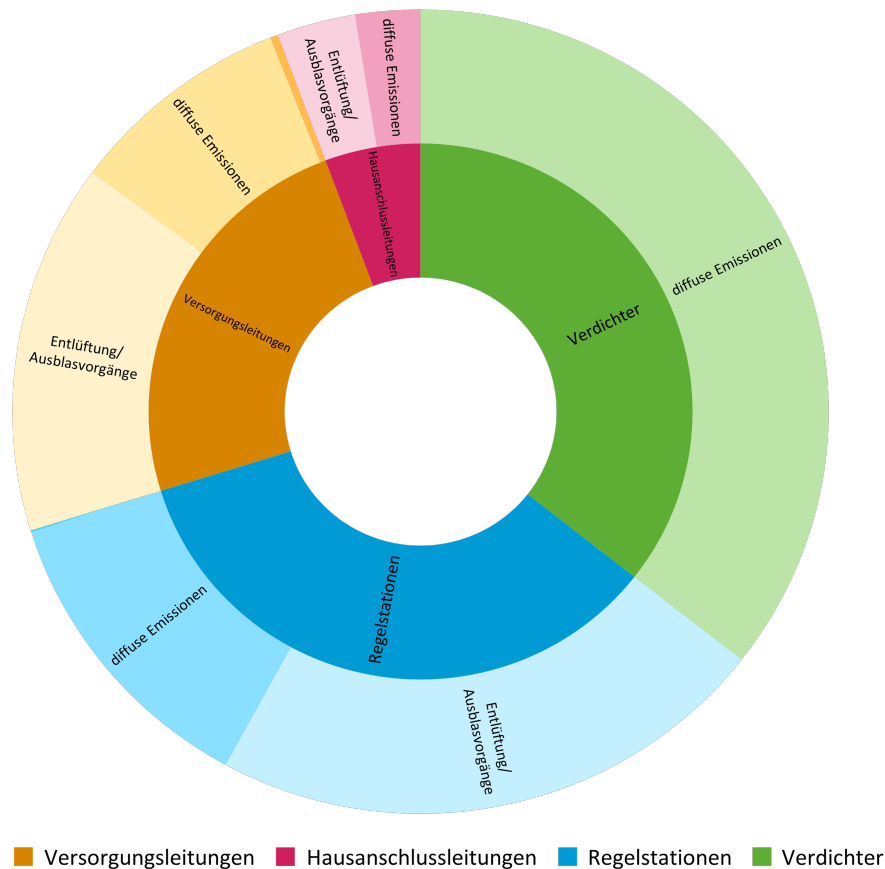
Laut Bundesnetzagentur gibt es in Deutschland 704 Gasverteilnetzbetreiber⁵. Es liegen dem UBA mit Stichtag 1.September 2025 nur von 608 Betreibern Berichte vor.

⁴ Im Emissionsbericht 2025 wurden 480 Verteilnetzbetreiber berücksichtigt. Nach Redaktionsschluss gab es noch Nachmeldungen und Korrekturen, die hier enthalten sind.

⁵ Abfrage im Marktstammdatenregister nach Marktrolle „Anschlussnetzbetreiber“ und „Messstellenbetreiber“ sowie Rolle „aktiv“ am 24.06.2026. Aufgerufen unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Abbildung 7: Verteilung der Methanemissionen im Verteilnetz nach Entstehungsprozess

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an



(Abweichung zu den Gesamtemissionen aufgrund von unterschiedlichen Datenaggregationen)
Quelle: Umweltbundesamt– eigene Auswertung auf Basis von 608 Betreiberberichten

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Emissionen und Leitungslänge, Anzahl Regelstationen und der Verdichterleistung verwendet.

Da die Einheiten in den Unternehmensberichten nicht ineinander umrechenbar sind, werden die Aktivitätsdaten aus der UNFCCC Berichterstattung herangezogen. Hierzu werden für das Versorgungsleitungsnetz 367.600 km und für die Hausanschlussleitungslänge 189.400 km angenommen. Bei letzterem Wert muss berücksichtigt werden, dass dies die Gesamtlänge ist und nicht der Anteil auf öffentlichem Grund. Für die Regelstationen wird die Anzahl 49.094 und für die eingesetzten Verdichter der Wert von 477 MW aus der letzten UNFCCC Berichterstattung übernommen.

Tabelle 8: Verteilung der Emissionen

Die Aufteilung der Kategorien lehnt sich an die OGMP 2.0 Berichterstattung an

Quelle	Versorgungs- leitungen	Hausanschluss- leitungen	Regelstationen	Verdichter
Impliziter Faktor aus den Unternehmensberichten nach Artikel 12(2)	11 kg/km	5 kg/km	109 kg/Station	11.948 kg/MW
Faktor für UNFCCC Berichterstattung	14 kg/km	11 kg/km	26 kg/Station	3.109 kg/MW

Die impliziten Emissionsfaktoren bei den Versorgungs- und Hausanschlussleitungen sind ähnlich dem der vorherigen Berichterstattung von August 2025 und vergleichbar mit den Faktoren unter der UNFCCC Berichterstattung. Es muss bei den Hausanschlussleitungen berücksichtigt werden, dass gemäß Methanverordnung nur die Bereiche auf öffentlichem Grund, nach UNFCCC auch die auf privatem Grund berücksichtigt werden. Geht man von einer ungefähr hälftigen Verteilung der Leitungskilometer zwischen privatem und öffentlichem Grund aus, dann ergibt sich ein impliziter Faktor von knapp 10 kg/km.

Bei den Regelstationen und den Verdichtern fallen die Faktoren jedoch sehr hoch aus. Maßgeblich beeinflusst sind diese Werte von nur wenigen Unternehmen, was eher auf einen Rechenfehler als auf tatsächliche Emissionen schließen lässt.

Aufgrund der heterogenen Methodik und der unvollständigen Anzahl an Emissionsberichten können die Daten nur eingeschränkt für die Berichterstattung nach UNFCCC verwendet werden.

4 Methanemissionen im Kohlesektor

Die Braunkohleförderung in Deutschland ist in den drei Revieren Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland konzentriert. Eine Steinkohleförderung findet nicht mehr statt.

Tabelle 9: Eingegangene Emissionsberichte

Auflistung der Anzahl der nach Artikel 20(6) eingegangenen Berichte

2025	2026
10	9 ⁶

Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden gemäß einheitlicher Methode ermittelt.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **340.978 kg Methan** in 2025 emittiert.

Nachfolgende Beschreibung wurde den Emissionsberichten entnommen und ist für alle Unternehmen gleich. Es sind neun Emissionsberichte eingegangen –für jeden Tagebau einer – was auf eine Vollständigkeit schließen lässt.

„Die Freisetzung von Methan aus der Rohbraunkohle erfolgt nur über die Kohleoberfläche. Das Korngrößenspektrum der Rohbraunkohle verändert sich von der Gewinnung an der Böschung über den Transport bis zum Kraftwerk. Es erfolgt entlang der Prozesskette die sukzessive Verkleinerung der Kohlebrocken von der Böschung bis zum Kraftwerk von ca. dm-Größe auf cm- Größe. Zur Ermittlung der durch die Bergbauaktivitäten sowie durch die nachbergbaulichen Tätigkeiten (Kapitel 1, Art. 2, Punkt 50) verursachten Methanemissionen wird der Methangehalt der Rohbraunkohle in situ in der Lagerstätte gemessen. Dazu erfolgt zuerst die Probenahme der Braunkohle unmittelbar an der frischen freigelegten Kohleböschung. Die frisch gewonnenen Proben werden sofort vor Ort gasdicht verschlossen und bis zu einer Körnung < 1 mm zerkleinert. Das bei der Zerkleinerung freigesetzte Probengas wird in einem Gassammelbehälter aufgefangen. Das enthaltene Methan wird im Labor nach gaschromatographischer Trennung mittels Flammenionisationsdetektor quantitativ bestimmt. Dieser aus der frisch gewonnenen Rohbraunkohle extrahierbare Methangehalt entspricht dem Methan-Emissionsfaktor für Braunkohle unter Normalbedingungen (273,15 K Umgebungstemperatur und 1013,25 hPa Luftdruck). Der Methan-Emissionsfaktor berücksichtigt das potenziell zu emittierende Methanvolumen entlang der gesamten Prozesskette, sowohl für den Gewinnungsprozess als auch für die nachbergbaulichen Tätigkeiten gemäß Kapitel 1, Art. 2, Nr. 50.

Die umgebenden Schichten der Rohbraunkohlen sind fluvialer bis mariner Natur und bestehen aus Tonen, Schluffen und Sanden bis hin zu Kies. Da das Methan auf Grund des hohen Organikanteils nur mikrobiell in der Braunkohle gebildet wurde, sind Methanemissionen aus den umgebenden Schichten unter Berücksichtigung der Messunsicherheit vernachlässigbar.

Methangehalte in Grubenwässern sind unterhalb der Bestimmungsgrenze ebenso vernachlässigbar.“

Die mittleren Emissionsfaktoren variieren in den einzelnen Tagebauen zwischen 0,00004 und 0,01 kg_{CH₄}/t_{geförderte Braunkohle}. Die Unterschiede werden mit der heterogenen Zusammensetzung der Kohle, den unterschiedlichen Lagerungs- und Bildungsbedingungen sowie der mikrobiellen Entstehung des Methans erläutert. Die Unternehmen konnten gegenüber dem

⁶ Tagebau Jänschwalde ist nicht mehr aktiv und nach Artikel 20(6) auch nicht mehr berichtspflichtig

Umweltbundesamt nachweisen, dass sie im Jahr 2025 mindestens an drei Tagen Proben entnommen haben. Bei jeder Entnahme wurden zwischen drei bis zum Teil über zwanzig Einzelproben entnommen und durch ein Labor analysiert.

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Gesamtemissionen und der insgesamt geförderten Kohlemenge gebildet. Beide Daten konnten den Emissionsberichten entnommen werden. Der so ermittelte nationale Wert von 0,004 kg Methan pro geförderter Tonne Kohle liegt in der gleichen Größenordnung wie in 2024 (0,0041 kg/t) und ist vergleichbar mit anderen braunkohleproduzierenden Ländern im Tagebau (siehe Tabelle 10)

Tabelle 10: Vergleich der Emissionsfaktoren der Braunkohletagebaue bzw. -reviere nach Ländern

Land	Abbaurevier/-feld	Emissionsfaktor in m ³ /t ⁷	Quelle
Deutschland		0,0055	Emissionsberichte 2026 für das Jahr 2025
	Welzow-Süd	0,00084	
	Garzweiler	0,00038	
	Hambach	0,01409	
	Inden	0,00304	
	Nochten	0,01381	
	Reichwalde	0,00432	
	V.Schleenhein	0,00009	
	Amsdorf	0,00080	
	Profen	0,00006	
Polen		0,0022	Emissionsberichte 2025 für das Jahr 2024 nach Methanverordnung in (Polen, 2026)
	Bełchatów	0,000528	
	Szczerców	0,000528	
	Turów	0,0061	
	Konin - Tomislawice	N.A.	
Tschechien		0,077	(Czech Hydrometeorological Institute, 2026), S. 154
	Nordböhmen	0,077	
Ungarn		0,000	(Kis-Kovács et al., 2026), S. 94, Tabelle 3.3.2
	Bükkábrány	0,000	
	Visonta	0,000	
Kanada		0,097	(Environment and Climate Change Canada, 2026), Annex Tabelle A.3.2-1
	Saskatchewan	0,097	
Australien		0,0162	(Australian Government, 2026), S. 121

⁷ umgerechnet mit einer Dichte von 0,717 kg/m³ - dieser Wert gilt für Normbedingungen (0°C und 1013 hPa). Es gibt leichte Abweichungen zu den Einzeldaten, wenn diese unter Realbedingungen umgerechnet worden

Land	Abbaurevier/-feld	Emissionsfaktor in m ³ /t ⁷	Quelle
			Tabelle 3.31
	South Australia	0,0162	
	Victoria	0,0162	

In Zusammenarbeit mit der Universität Heidelberg, sowie in Abstimmung mit der Bergbehörde in Nordrhein-Westfalen und weiteren Partnern, hat sich das Umweltbundesamt an einer Messkampagne im Rheinischen Kohlerevier zur wissenschaftlichen Untersuchung von Messverfahren der Atmosphärenforschung und Methanemissionen im Braunkohlebergbau beteiligt. Im September 2025 wurden verschiedene Instrumente und Messverfahren präpariert und primär am Tagebau Hambach eingesetzt.

Im Rahmen der Messkampagne wurde beispielsweise das vom Erdboden reflektierte Sonnenlicht, welches den Tagebau und dabei die Luft darin durchquert, mittels bodengestützten, spektroskopischen Verfahrens gemessen. Parallel zu den bodengestützten Messungen wurden weltraumgestützte Messungen mit verschiedenen Satellitenmissionen, welche zur Atmosphärenforschung genutzt werden, akquiriert, darunter die Missionen Sentinel-5P/ TROPOMI, GHGSat und EnMAP.

Mit den Untersuchungen soll die Zusammensetzung der Luftmassen in und an der Tagebaugrube und der Methangehalt darin untersucht werden, unter anderem, um wissenschaftlich umstrittene Satellitenmessungen zu verifizieren oder zu falsifizieren und aktuelle und zukünftige Messverfahren zu evaluieren.

Im Juli 2026 fand die internationale Fachkonferenz International Workshop on Greenhouse Gas Measurements from Space (IWGGMS) in Bonn statt (Copernicus Atmosphere Monitoring Service, 2026), die die Fachwelt der Treibhausgas-Erdbeobachtung jährlich zusammenbringt. Dort wurden Zwischenstände der Untersuchungen diskutiert, außerdem befindet sich eine Studie mit der deutschen Satellitenmission EnMAP zu Herausforderungen bei der Beobachtung von Tagebauen aus dem All derzeit im wissenschaftlichen Begutachtungsprozess.

Hervorzuheben ist, dass sich die Verfahren zur Detektion von Methan in der Atmosphäre rasant entwickeln und insbesondere die Detektion von Emissionshotspots im europäischen Erdbeobachtungsprogramm Copernicus (Directorate-General for Defence Industry and Space, 2026) in den operationellen Betrieb geht. Die Einsetzbarkeit für Emissionsquellen in Deutschland ist hier allerdings begrenzt und bietet sich vor allem dafür an, die Identifikation von Leckagen entlang globaler Lieferketten zu unterstützen. Für die großflächigen und charakteristischen Braunkohletagebaue in Deutschland zeigt sich, dass die Verfahren wissenschaftlich eingeordnet werden müssen, damit sie geeignet genutzt werden können.

Bis zu Redaktionsschluss waren die Untersuchungen noch nicht abgeschlossen.

5 Verbesserungspotentiale und Hinweise für abgegebene Berichte

Eine individuelle Prüfung der einzelnen Berichte gemäß Artikel 8(1) sieht die Verordnung im Jahr 2026 nur nach Artikel 20(6) Satz 3 vor. Für die Berichte nach Artikel 12 muss erstmals für selbst betriebene Betriebseinheiten zum 5. Februar 2027 und für nicht selbst betriebene Betriebseinheiten zum 5. Februar 2028 ein Prüfungsvermerk vorgelegt werden, Artikel 12(3) Satz 2.

Zahlreiche Unternehmen haben neben den geforderten Emissionsbericht auch umfangreiche Informationen zu den verwendeten Messmethodiken und Messgeräten sowie den Berechnungsgrundlagen mitgeliefert. Diese Informationen sind sehr hilfreich zur Bewertung, finden jedoch (nach aktuellem Stand vom 1. September 2026) keine Berücksichtigung in der EU-Transparenzdatenbank. So lange es keine andere Option über die Datenbank gibt, werden nur die Informationen in den Kommentar- und Informationsspalten der Excel-Berichte in der Datenbank aufgezeigt. Sie sind aktuell die einzige Möglichkeit, Transparenz zu den geleisteten Anstrengungen zur Quantifizierung der Methanemissionen aufzuzeigen. Es wird nicht erwartet, dass jedes Detail in dem Kommentarfeld beschrieben wird, jedoch sollte die grundsätzliche Herangehensweise erkennbar sein. Einige Beispiele werden in Tabelle 12 aufgelistet.

Negativ zu bemerken sind Berichte, die keine oder irreführende Informationen zur Datengewinnung aufzeigen. Einige Beispiele sind in Tabelle 13 aufgezeigt. Auffällig sind auch Unternehmensberichte, die in allen Kategorien identische Zahlen zu der vorherigen Berichterstattung aufzeigen. Zu den Spalten, die oftmals unzureichend befüllt wurden oder deren Informationen sich widersprechen, zählen insbesondere „Source for own data (please include one or more \"X\") in den „Mid- und Downstream“-Tabellen-Reitern. Diese sollen die Herkunft der Informationen zeigen. Die Bedeutung der Spalten können im OGMP Leitfaden „Guidance for Midstream Downstream Template OGMP 2.0“ (OGMP, 2025a) in Kapitel 8 nachgelesen werden und sind außerdem unten in Tabelle 11 übersetzt dargestellt.

Tabelle 11: Übersetzung von Informationen zu Datenquellen gemäß des OGMP-Leitfadens

Diese Tabelle gibt die Erläuterungen aus dem OGMP-Leitfaden wieder – sie ist eine direkte Übersetzung aus dem Leitfaden. In Klammern steht die englische Bezeichnung aus den OGMP-Tabellen.

Datenquelle	Beschreibung der Datenquelle
Messdaten (Measurement)	Werte basieren auf direkten oder indirekten Emissionsmessungen (zum Beispiel Durchflussrate, Konzentrationsmessung, Korrelationsverfahren).
EF-Messdaten (EF Measurement)	Werte basieren auf Emissionsfaktoren, die aus Feldmessungen abgeleitet wurden (zum Beispiel Messungen zur Schätzung anhand einer Stichprobe pneumatischer Regler).
EF-Literaturdaten (EF-Literature)	Werte basieren auf Emissionsfaktoren aus wissenschaftlichen Publikationen, Forschungs- und Entwicklungsstudien der Gasindustrie oder Daten von Ausrüstungslieferanten Publikationen, Forschungs- und Entwicklungsstudien der Gasindustrie oder Daten von Ausrüstungslieferanten.
Berechnungsdaten (Calculation)	Werte werden direkt aus physikalischen Daten der Anlagenkomponenten abgeleitet (zum Beispiel bei der Entlüftung/Freisetzung: Ableitung der Emission aus dem Volumen des Rohrabschnitts und dem darin herrschenden Druck).

Datenquelle	Beschreibung der Datenquelle
Modellierte Daten (Modelled)	Werte basieren auf einer Kombination aus physikalischen Anlagendaten und (semi-) empirischen physikalischen Zusammenhängen (z. B. bei einem Rohrbruch: Ableitung der Emission aus physikalischen Daten in Verbindung mit Strömungswiderstandsfaktoren oder komplexeren numerischen strömungsmechanischen Berechnungen).
Schätzdaten (Estimate)	Werte basieren auf Expertenschätzungen und fundierten Einschätzungen.

Wenn Tabellen mit Bezug zu internen Datenbanken oder Tabellen erstellt werden, sollte die Tabellen vor dem Versenden gesondert gespeichert, bzw. die Tabelleninhalte als tatsächliche Zahlen und Texte übernommen werden. Ansonsten beinhaltet die Tabelle fehlende Werte mit dem Eintrag **#BEZUG!**. In Excel lässt sich dies vermeiden, in dem man beim Einfügen der Daten in die Tabelle die Funktion **Inhalte einfügen -> Werte** verwendet und den reinen Text bzw. die reine Zahl abspeichert, sodass keine Formeln und kein externer Bezug mehr existieren.

In Zeile 13 des Blattes „Mid- und Downstream“ ist in allen Tabellenreitern die **Gesamtsumme** verpflichtend anzugeben. Hier wird in der Spalte „Methan“ ein Emissionswert in Kilogramm erwartet. Spezifisch in der Tabelle „Upstream“ ist in der aktuellen Version die Spalte BU mit den Gesamtemissionen pro Quelle in Tonnen vorgesehen. Hier ist auch eine Formel hinterlegt. In der älteren Version „Upstream_ReportingTemplate_2023_v2“ ist die Spalte BM gesondert auszufüllen und wird nicht automatisch befüllt.

Die derzeit akzeptierten Templates „MidandDownstream_ReportingTemplate_2025_v2“ (gemäß Artikel 12(4)) und „MidandDownstream_ReportingTemplate_2023_v7“ (gemäß Artikel 12(5)) sind insbesondere im Bereich „Distribution-Grid“ sehr unterschiedlich. Das Umweltbundesamt akzeptiert beide Formate, jedoch **keine hybriden Eigenkreationen**. So ist das Löschen, Hinzufügen oder Umbenennen von Zeilen nicht zulässig und führt zu einer fehlerhaften Interpretation der Daten. Künftig werden solche Tabellen nicht mehr berücksichtigt!

Tabelle 12: Positivbeispiele zu Informationen in den Kommentarfeldern

Beispiele aus den Emissionsberichten der Unternehmen. In Klammern steht der Bezug zu dem Reiter im OGMP-Template.

Fallbeispiel (in Klammern: Reiter des Templates)	Kommentarbeispiel
Erläuterung, was unter der Kategorie „other“ berechnet wurde (Transmission Compressor)	“Vent stacks measured by service provider. Data were obtained by a first OGI check, which was then supplemented by HFS measurements.”
Beschreibung der Funktionsweise des Messgeräts und die Hochrechnung (Distribution Grid)	„Die verwendeten Geräte haben eine fest definierte Einstellung des Volumenstroms. Dieser wird auf die Betriebszeit hochgerechnet und mit dem Methangehalt des Erdgases verrechnet um die Gesamtemissionen über ein Jahr zu erhalten.“
Beschreibung, wie die Emissionen der Stopp-Vorgänge ermittelt wurden (UGS)	“Volume calculated based on the amount of stops and the measured emitted volume of during one stop.”
Beschreibung der eingesetzten Messgeräte und deren Unsicherheit	„Gemessen mit HFS (26% Unsicherheit), FID (81%) und QOGI (44%). “

Fallbeispiel (in Klammern: Reiter des Templates)	Kommentarbeispiel
(Transmission Compressor)	
Beschreibung, warum ein Emissionswert als Null ausgewiesen wurde (Upstream)	“The tanks are equipped with balancing lines so that short-term pressure changes can be buffered by the larger volume. The installed breathing valves are used as safety devices exclusively for pressure protection. In the event that the pressure in the tanks becomes unstable, additional pressure alarms are installed which signal before the breathing valves are activated. In this case, the excessive hydrocarbon gases will then be flared. As a result, there is generally no release of methane-containing gases, which means that methane emissions from tanks in the plant can be set to zero.”

Tabelle 13: Negativbeispiele zu Informationen in den Kommentarfeldern

Beispiele aus den Emissionsberichten der Unternehmen. In Klammern steht der Bezug zu dem Reiter im OGMP-Template.

Fallbeispiel (in Klammern: Reiter des Templates)	Kommentarbeispiel	Erläuterung
Erläuterung zur Berechnung bei Permeation (Distribution – Grid)	„Continuous measurements“.	Es ist generell recht unplausibel, sein Leitungsnetz einer kontinuierlichen Messung der Permeation zu unterziehen.
Mehrere hundert Kilometer Versorgungs- aber keine Netzanschlussleitungen im Tabellenblatt „Distribution Grid“	Ohne Kommentar	Bei einem Verteilnetzbetreiber mit mehreren hundert Kilometern Versorgungsleitungen ist es unplausibel, dass es keine Netzanschlussleitungen gibt. Sollten diese unter den Versorgungsleitungen subsummiert sein, sollte dies im Kommentarfeld kenntlich gemacht werden. Im Kommentar sollte begründet sein, warum dies nicht separat ausweisbar ist.
Der Emissionsfaktor für die unvollständige Verbrennung wird mit 0,006% angegeben. (Distribution – Grid)	„Entnommen aus OGMP- Leitfaden.“	Der OGMP-Leitfaden schreibt von einem Methan-Vernichtungsgrad von 98% an Fackeln. Der hier angegebene sehr niedrige Wert findet sich nicht in der bekannten Literatur. Hier sollte ein Link auf das Dokument angegeben oder die Quelle überprüft werden.
Gemittelter Emissionsfaktor (alle Reiter)	Literaturquelle: UBA und DVGW	Sehr häufig finden sich als Quellen nur Institutionen. Damit lässt sich die Herkunft der Zahlen nicht überprüfen. Die Quelle sollte einen Link auf das Dokument o.Ä. beinhalten, in der der Wert auffindbar ist. Verweise auf Studien, wie „ME DSO“ sind nur dann nachvollziehbar, wenn der angegebene Faktor 1:1 aus der Studie übernommen ist. Wenn stattdessen Mittelwerte berechnet wurden, ist ein Hinweis hilfreich, welche Ausgangsfaktoren genommen und gegebenenfalls ob diese gewichtet wurden.

6 Entwicklung von neuen Methoden für Methandetektion

In den letzten Jahren haben sich Verfahren zur Detektierbarkeit von Methan in der Atmosphäre rasant weiterentwickelt. Hierzu zählen Detektionsmethoden per Satellit, Flugzeug, Drohne oder bodengestützte Verfahren. Diese Methoden werden an verschiedenen Forschungseinrichtungen in Deutschland und international entwickelt und erprobt oder gehen beispielsweise im Rahmen des europäischen Erdbeobachtungsprogramms Copernicus in den operationellen Betrieb (Directorate-General for Defence Industry and Space, 2026). Das Umweltbundesamt begleitet diese Arbeiten in enger Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wetterdienst (DWD), Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und verschiedenen Forschungsverbünden.

Eine Anlaufstelle für die Entwicklung atmosphärogestützter Verfahren ist in Deutschland das Integrierte Treibhausgas-Monitoringsystem für Deutschland (ITMS), das als Projekt vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFT) finanziert wird (Max-Planck-Gesellschaft, 2026). Zentrale Herausforderung für neue atmosphärogestützte Messverfahren ist, diese geeignet in Anwendungen zu bringen und einzusetzen. Internationale Koordinierung findet hier durch das Programm International Methane Emissions Observatory (IMEO) der Vereinten Nationen statt (United Nations Environment Programme, 2026), auf die die EU-Methanverordnung als Knotenpunkt verweist und welches OGMP 2.0 begleitet.

7 Quellen

Australian Government. (2026). National Inventory Report 2024: The Australian Government Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change (E. Department of Climate Change, the Environment and Water, Ed.) [Report]. Commonwealth of Australia. Retrieved [15.09.2026] from <https://unfccc.int/documents/656436>

Böttcher, C. (2022). Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung: Gegenüberstellung der bisherigen Methoden unter der Treibhausgasberichterstattung mit neuen Erkenntnissen aus Emissionsmessungen in Deutschland [Bericht](Texte, Issue 159/2022). Retrieved [15.09.2026] from <https://doi.org/10.60810/openumwelt-6972>

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2026). Monitoringbericht 2025: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB [Monitoringbericht]Stand: 26.01.2026). B. BNetzA. Retrieved [10.09.2026] from <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>

BVEG. (2025). Jahresbericht 2025 [Jahresbericht]. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. Retrieved [11.09.2026] from <https://www.bveg.de/jahresbericht/jahresbericht-2025/>

Copernicus Atmosphere Monitoring Service. (2026). 22nd International Workshop on Greenhouse Gas Measurements from Space. Retrieved [15.09.2026] from <https://atmosphere.copernicus.eu/22nd-international-workshop-greenhouse-gas-measurements-space>

Czech Hydrometeorological Institute. (2026). National Greenhouse Gas Inventory Document of the Czech Republic: Submission under UNFCCC and Paris Agreement, Reported Inventories 1990–2024 [Report]. Retrieved [15.09.2026] from <https://unfccc.int/documents/656441>

Directorate-General for Defence Industry and Space. (2026). About Copernicus. Retrieved [15.09.2026] from <https://eu-space.europa.eu/earth-observation/copernicus/about-copernicus>

Environment and Climate Change Canada. (2026). National Inventory Report 1990–2024: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada [Report]. Retrieved [11.09.2026] from <https://unfccc.int/documents/656424>

European Union. (2024). Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (Text with EEA relevance). Bruxelles: Amtsblatt der Europäischen Union Retrieved [15.09.2026] from <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>

IPCC. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volume 2 Energy (S. Eggleston, B. Leadro, M. Kyoko, N. Todd, & T. Kiyoto, Eds.). Institute for Global Environmental Strategies (IGES). Retrieved [15.09.2026] from <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

IPCC. (2019). Chapter 4: Fugitive Emissions. In C. Böttcher, A. Garg, P. N. Mbuti, S. J. Oliver, R. Quadrelli, C. A. Randles, R. Rodrigues de Souza, A. K. Singh, M. Strogies, K. Tadiya, N. Uvarova, J. D. Watterson, M. M. Weitz, F. D. Yamba, S. Yu, & S. Zhu (Eds.), IPCC 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energie (pp. 163). Institute for Global Environmental Strategies (IGES). Retrieved [15.09.2026] from <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/vol2.html>

Kis-Kovács, G., Szabó, Á., Labancz, K., Horváth, K., Annus, N., Kálmán, K., Szilágyi, F., Somogyi, Z., Szakálas, J., Tobisch, T., Király, É., & Horváth, K. (2026). National Inventory Document for 1985–2024: Hungary [Report]. Hungarian Meteorological Service – HungaroMet; Institute of Agricultural Economics; University of Sopron – Forest Research Institute. Retrieved [15.09.2026] from <https://unfccc.int/documents/656779>

Max-Planck-Gesellschaft. (2026). Integriertes Treibhausgas-Monitoringsystem für Deutschland. Retrieved [15.09.2026] from <https://www.itms-germany.de/>

OGMP. (2025a). Guidance for Completing Reporting Template: Mid and Downstream. Oil and Gas Methane Partnership 2.0; UN environment programme Retrieved [15.09.2026] from https://www.ogmpartnership.org/sites/default/files/resources/2025-04/Guidance%20for%20Midstream%20Downstream%20Template%20OGMP%202.0_2025.pdf

OGMP. (2025b). Technical Guidance Documents of the Oil and Gas Methane Partnership 2.0 Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0). Retrieved [10.09.2026] from <https://www.ogmpartnership.org/resources?page=1>

Polen. (2026). Biuletyn Informacji Publicznej - okręgowych urzędów górniczych. Retrieved [11.09.2026] from <https://wug.bip.info.pl/dokument,iddok,923,idmp,60,r,r>

Umweltbundesamt. (2025). Treibhausgas-Emissionen. Umweltbundesamt. Retrieved [10.09.2026] from <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>

United Nations Environment Programme. (2026). International Methane Emissions Observatory. Retrieved [15.09.2026] from <https://www.unep.org/topics/energy/methane/international-methane-emissions-observatory>

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de
 [umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

DOI

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8864>

Stand: 09/2026

Autoren

Christian Böttcher, Umweltbundesamt
Lukas Häffner, Umweltbundesamt

Redaktion

Yaman Tarakji, Umweltbundesamt
Tobias Bachmann, Umweltbundeamt