

## EU-Methanverordnung (Verordnung EU 2024/1787)

### Zusammenfassung der Emissionsberichte 2025

#### 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 Kapitel 3 (Öl- und Gassektor) und 4 (Kohlesektor) der Verordnung für die nationale und internationale Berichterstattung zu verwenden, wenn diese im Einklang mit Richtlinien und Methoden der UNFCCC-Berichterstattung (IPCC, 2006) stehen.

Im Jahr 2025 hat das UBA erst- und einmalig die Emissionsberichte aller Unternehmen gemäß Artikel 20(1) und 20(6) der EU-Methanverordnung direkt entgegengenommen. Bis zum Redaktionsschluss dieses Factsheets sind 532 Berichte eingegangen.

Die Berichte gemäß Artikel 12(1) sollten als Schätzbericht eingereicht werden. Es wurden keine Vorgaben zu den zu verwendenden Emissionsfaktoren gemacht. 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, 2025) 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, dass mindestens Level 3<sup>1</sup> zur Berechnung der Emissionen angesetzt wurde (wie in den Erwägungsgründen 23 und 29 erläutert). Es musste die Gesamtemissionsmenge unter „Total Emissions“ angegeben sein und es durfte gemäß Artikel 12(1) nur ein Bericht pro Unternehmen eingereicht werden. Auf inhaltliche Fehler hat das UBA nur dann hingewiesen, wenn eine offensichtlich grobe Über- oder Unterschätzung von Emissionen, beziehungsweise unplausible Angaben in den Unterkategorien vorlagen oder falsche Methoden angewandt wurden.

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 zwischen den Unternehmen, dem Deutschen

---

<sup>1</sup> Wortlaut Erwägungsgrund 23: „Die Ebenen entsprechen unterschiedlichen Graden methodischer Komplexität. [...] Die Methoden höherer Ebenen sind stärker verfeinert, verwenden quellen-, technologie-, regions- oder länderspezifische Emissionsfaktoren, die häufig auf Messungen basieren, und erfordern stärker aufgeschlüsselte Tätigkeitsdaten. So ist bei Ebene 2 statt Standardemissionsfaktoren die Verwendung länderspezifischer Emissionsfaktoren erforderlich, während bei Ebene 3 anlagenspezifische Daten oder Messungen benötigt werden und eine strenge Bottom-up-Bewertung jeder Einrichtung nach Art der Quelle vorgesehen ist. [...]“

Wortlaut Erwägungsgrund 29: „Der OGMP-Rahmen 2.0 sieht fünf Stufen der Berichterstattung vor. Die Berichterstattung über einzelne Emissionsquellen beginnt auf Ebene 3, die als mit der Ebene 3 des UNFCCC vergleichbar gilt [...]“

Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV), den Landesbergämtern und dem UBA abgestimmt. 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 ist zum 30. Oktober 2025 erfolgt. Die Veröffentlichung der Berichte erfolgt wie in Artikel 30(1) angegeben in der Methantransparenzdatenbank. Diese wird voraussichtlich am 5. Februar 2026 von der EU-Kommission zur Verfügung gestellt werden.

## Zusammenfassung

Insgesamt sind im UBA 532 Emissionsberichte eingegangen, die sich nach den in Tabelle 1 angegebenen Branchen aufteilen. 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

	E&P	FSRU	UGS	FNB	VNB	Braunkohle
Anzahl eingegangener Berichte	7	2	19	14	480	10

\*FNB = Fernleitungsnetzbetreiber

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

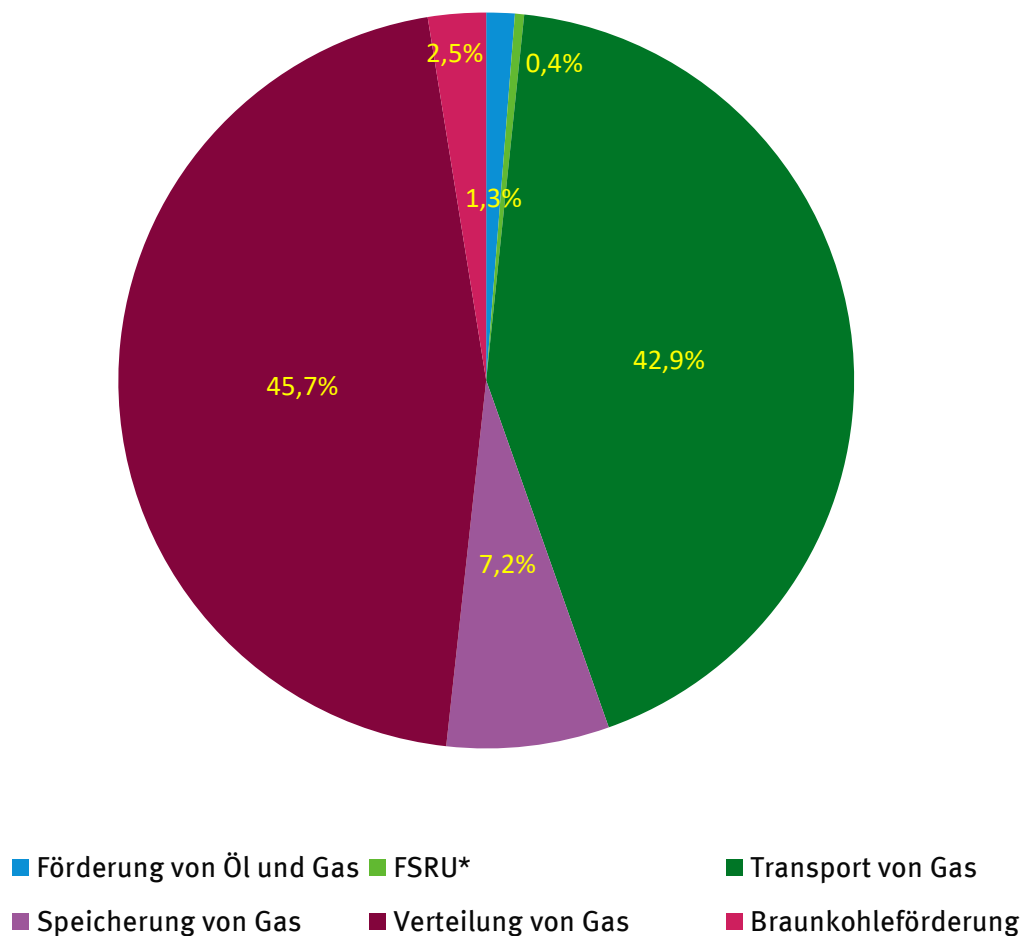
\*VNB - Verteilnetzbetreiber

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

\*UGS – Untergrundspeicher

Die Verteilung der Emissionen der einzelnen Branchen ist in Abbildung 1 dargestellt. Gastransport und Gasverteilung dominieren, wobei beide eine ähnliche Emissionsmenge aufweisen. Erste Daten aus der Emissionsberichterstattung 2026 nach UNFCCC (diese werden zum 15.01.2026 auf der Seite des UBA veröffentlicht (Umweltbundesamt, 2025)) zeigen, dass die Emissionsmengen aus den Berichten der Methanverordnung im Verteilnetz rund 30% zu niedrig ausfallen. Das lässt darauf schließen, dass nicht alle Unternehmen Ihren Bericht im Umweltbundesamt eingereicht haben.

**Abbildung 1: Verteilung der Emissionen nach EU-Methanverordnung**



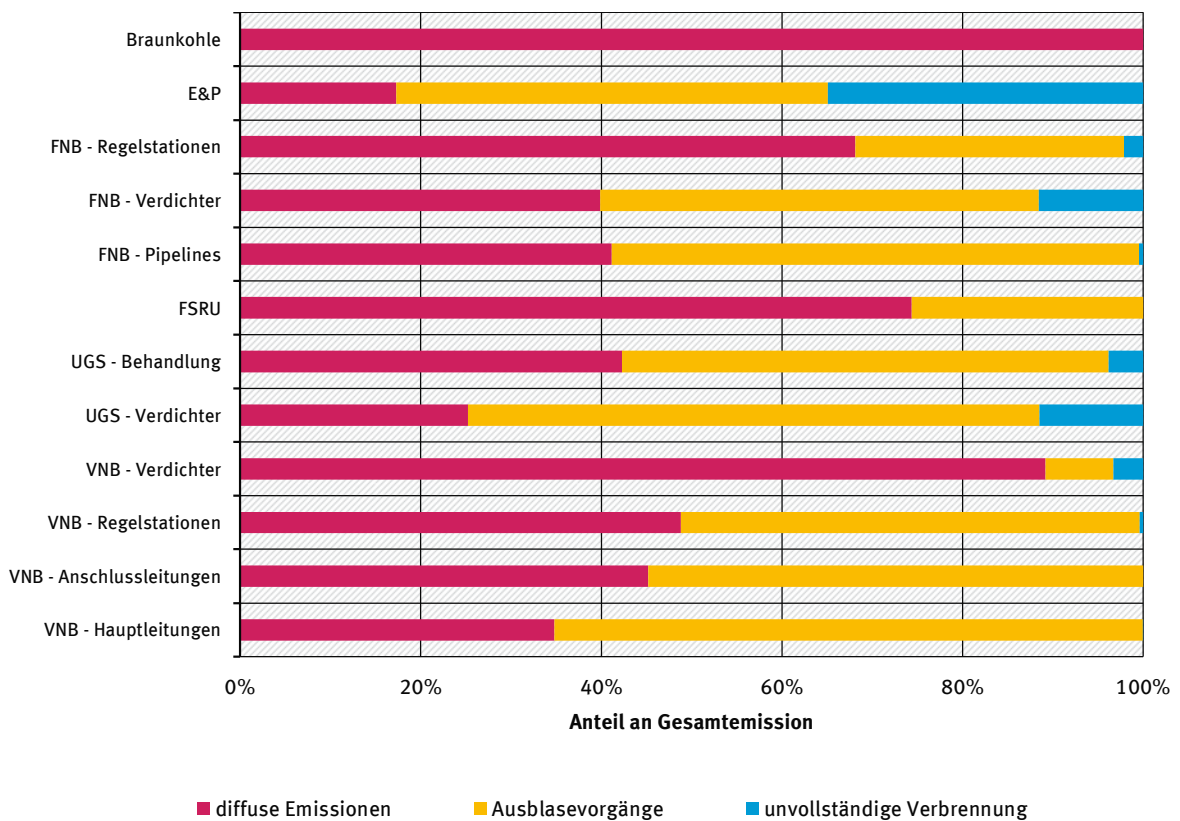
\*FSRU - Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Wiedervergasungseinheit)

Quelle: Umweltbundesamt – eigene Auswertung auf Basis von 532 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 Leitfaden (OGMP, 2025) 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.

**Abbildung 2: Verteilung der Emissionen**



\*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 532 Betreiberdaten

# Methanemissionen im Öl- und Gassektor

## 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 Sauegas - erfordert eine spezielle Aufbereitung und wird in einer Aufbereitungsanlage in verbrauchsfähiger Qualität aufbereitet.

### Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden überwiegend nach Level 3 ermittelt. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus unvollständiger Verbrennung und Abfacklung, diffuse Leckagen und Entlüftungsquellen sowie sonstigen Quellen.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **184.939 kg Methan** in 2024 emittiert.

**Tabelle 2: Verteilung der Emissionen**

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

Quelle	Emissionen
Unvollständige Verbrennung	61.296 kg
Abfackelungsquellen	2.943 kg
diffuse Leckagen an Komponenten und Geräten	32.091 kg
Entlüftung/Ausblasen	88.501 kg
Andere Quellen	109 kg

Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem aus Lagertanks, Umschlagvorgängen, sowie nicht näher definierten sonstigen Quellen.

Eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC ist nur dann möglich, wenn sich ein geeigneter impliziter Emissionsfaktor bilden lässt. Da aus den eingereichten Berichten nicht überall eindeutig ersichtlich ist, ob es sich bei den angegebenen Emissionen um eine Quelle der Öl- oder Gasförderung handelt, kann dies nicht durchgeführt werden.

Betrachtet man die Gesamtemissionen von rund 185 Tonnen und vergleicht diese mit den Werten des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG, 2025) (275 t aus Erdöl- und Erdgasförderung sowie Sauegasaufbereitung), so wird eine Diskrepanz deutlich, was auf einige fehlende Emissionsberichte schließen lässt. Bis Redaktionsschluss konnte nicht geklärt werden, ob diese Berichte nur bei den Überwachungsbehörden eingegangen sind, oder fehlen.

Daher können die eingegangenen Emissionsberichte nicht für die UNFCCC Berichterstattung verwendet werden.

## Untergrundgasspeicher

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.

### Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden größtenteils nach Level 4 ermittelt. Die Aufteilung erfolgt nach Emissionen aus Verdichterstationen, zur Ein- und Auspeisung von Erdgas und aus Behandlungs- und Trocknungsvorgängen.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **1.119.749 kg Methan** in 2024 emittiert.

**Tabelle 3: Verteilung der Emissionen**

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

Quelle	Verdichter	Behandlung <sup>2</sup>
diffuse Emissionen	222.567 kg	75.387 kg
Entlüftung/Ausblasungsvorgänge	558.000 kg	96.078 kg
unvollständige Verbrennung	101.419 kg	6.818 kg

(Abweichung zu den Gesamtemissionen aufgrund von unterschiedlichen Datenaggregationen)

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Flansche, Dichtungen, sowie Ventile zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem aus wartungsbedingten Spülvorgängen und Gasanalysen, sowie bei den Verdichtereinheiten aus Dichtungen und An- und Abfahrvorgängen.

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 BVEG haben die deutschen Speicher ein Arbeitsgasvolumen von 22,6 Milliarden Kubikmeter. Es ergibt sich somit ein impliziter Emissionsfaktor von 50 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.

<sup>2</sup> Originalbezeichnung: „Treatment & Wells & Dehydrators“

## Transportnetzbetreiber

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

### Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden größtenteils nach Level 4 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 **6.545.190 kg Methan** in 2024 emittiert.

**Tabelle 4: Verteilung der Emissionen**

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

Quelle	Pipelines	Verdichter	Regelstationen
diffuse Emissionen	684.011 kg	845.459 kg	1.760.076 kg
Entlüftung/Ausblasungsvorgänge	969.813 kg	1.028.551 kg	768.629 kg
unvollständige Verbrennung	7.984 kg	245.367 kg	55.216 kg

(Abweichung zu den Gesamtemissionen aufgrund von unterschiedlichen Datenaggregationen)

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Flansche, Dichtungen, sowie Ventile zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem aus wartungsbedingten Spülvorgängen und Gasanalysen sowie bei den Verdichtereinheiten aus Dichtungen und An- und Abfahrvorgängen.

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	Impliziter Emissionsfaktor nach UNFCCC Berichterstattung 2025
Pipelines	30 kg/km	32 kg/km
Verdichter	1303 kg/MW	1281 kg/MW
Regelstationen	3327 kg/Station	3229 kg/Station

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.

## FSRU-Betreiber

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

### Emissionen

Die Methanemissionen der beiden eingegangenen Berichte wurden Level 4 für die diffusen Emissionen, sonst nach Level 3 ermittelt.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **60.247 kg Methan** in 2024 emittiert.

### Tabelle 6: Verteilung der Emissionen

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

Quelle	Emissionen
diffuse Emissionen	44.798 kg
Entlüftung/Ausblasungsvorgänge	15.450 kg
unvollständige Verbrennung	0 kg

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Flansche, Dichtungen, sowie Ventile zurückzuführen. Entlüftungs- und Ausblasungsvorgänge kommen vor allem aus wartungsbedingten Spülvorgängen, sowie notfallbedingter Druckreduzierung.

Bis Redaktionsschluss konnte nicht geklärt werden, ob der fehlende Bericht bei der Überwachungsbehörde eingegangen ist, oder gänzlich fehlt.

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 30.124 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.

## Verteilnetzbetreiber

In Deutschland wird Erdgas in einem 557.000 km langen Netz an den Endverbraucher durch 687 Gasverteilnetzbetreiber verteilt (Quelle Monitoringbericht (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2025) Kapitel 7). Entlang der Leitungen befinden sich zur Prüfung und Überwachung Gas-Druckregel(mess)anlagen. Nur sehr vereinzelt wird zur Druckaufrechterhaltung ein Verdichter eingesetzt.

### Emissionen

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

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **7.669.189 kg Methan** in 2024 emittiert.

**Tabelle 7: Verteilung der Emissionen**

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

Quelle	Versorgungsleitungen	Hausanschlussleitungen	Regelstationen	Verdichter
diffuse Emissionen	1.512.526 kg	466.703 kg	645.673 kg	71.728 kg
Entlüftung/Ausblasungsvorgänge	2.830.009 kg	565.892 kg	671.734 kg	6.052 kg
unvollständige Verbrennung	1.425 kg	N/A <sup>3</sup>	5.289 kg	2.677 kg

(Abweichung zu den Gesamtemissionen aufgrund von unterschiedlichen Datenaggregationen)

Diffuse Emissionen sind im Wesentlichen auf Leckagen und Permeation zurückzuführen. Bei Stichproben und Nachfragen konnte festgestellt werden, dass einige Unternehmen in Ermangelung differenzierter Emissionsfaktoren die diffusen Emissionen insgesamt unter Permeation verbucht hatten. Dies führt zu einer Überschätzung in dieser, zu einer Unterschätzung in anderen Kategorien. Bei den Hausanschlussleitungen konnte häufig nicht ausgewiesen werden, welcher Anteil auf öffentlichem Grund liegt<sup>4</sup>. Einige Unternehmen haben die Gesamthausanschlussleitungslänge hier eingetragen, andere haben einen Anteil abgeschätzt und eine dritte Gruppe hat die Leitungen den Versorgungsleitungen zugeschrieben. Daher ist eine Auswertung auf dieser Aggregationsebene mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet.

Bei den Regelstationen zeigt sich ebenfalls ein heterogenes Bild. Oftmals wurden hier die Gasdruckregel(mess)anlagen aufgeführt, vereinzelt auch Hausanschlusschieber. Die verwendeten Emissionsfaktoren liegen mehrere Größenordnungen auseinander.

Aufgrund der fehlenden Einheitenvorgabe in den OGMP-Templates können Emissionsfaktoren nur stark eingeschränkt bewertet werden, da sich die Einheiten nicht ineinander umrechnen lassen.

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 687 Gasverteilnetzbetreiber. Es liegen dem UBA mit Stichtag 27.Oktober 2025 nur von 480 Betreibern Berichte vor. Bis Redaktionsschluss

<sup>3</sup> unvollständige Verbrennung an Hausanschlussleitungen ist in den OGMP-Tabellen nicht vorgesehen

<sup>4</sup> Gemäß Artikel 1(2c) muss der Anteil auf privatem Gelände beim Endverbraucher nicht mit aufgeführt werden.

konnte nicht geklärt werden, ob diese Berichte nur bei den Überwachungsbehörden eingegangen sind, oder fehlen.

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 Berichten 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 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	Versorgungsleitungen	Hausanschlussleitungen	Regelstationen
Impliziter Faktor aus den Unternehmensberichten	11,8 kg/km	5,5 kg/km	27 kg/Station
Faktor für UNFCCC Berichterstattung	14 kg/km	11 kg/km	26 kg/Station

Der implizite Emissionsfaktor bei den Hausanschlussleitungen ist deutlich zu niedrig. Das liegt jedoch zum einen daran, dass für diese Berechnung die Gesamtlänge und nicht der Anteil auf öffentlichem Grund verwendet wurde, zum anderen daran, dass mehrere Betreiber die Hausanschlussleitungen unter Versorgungsleitungen subsummiert haben. Vor diesem Hintergrund müsste der implizierte Faktor bei den Versorgungsleitungen höher liegen. Der Wert für die Regelstationen liegt in derselben Größenordnung.

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

## Methanemissionen im Kohlesektor

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

### Emissionen

Die Methanemissionen aller eingegangener Berichte wurden gemäß einheitlicher Methode ermittelt.

Insgesamt wurden laut den eingegangenen Berichten **376.543 kg Methan** in 2024 emittiert.

Nachfolgende Beschreibung wurde den Emissionsberichten entnommen und ist für alle Unternehmen gleich. Es sind zehn 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.“

Um eine Vergleichbarkeit mit der Berichterstattung unter UNFCCC zu ermöglichen, wird ein impliziter Emissionsfaktor gebildet. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Emissionen und der geförderten Kohlemenge gebildet. Beide Daten konnten den Emissionsberichten entnommen werden. Der so ermittelte nationale Wert von 0,0041 kg Methan pro geförderter Tonne Kohle liegt unter dem bisher verwendeten von 0,011 kg/t. Dieser Faktor basiert auf einer Untersuchung der RWE Rheinbraun AG von 1989 und entspricht auch dem Wert, der für den Tagebau Hambach ermittelt wurde.

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 Kohlrevier 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 der Messkampagne sollen 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 Messverfahren zu evaluieren.

Bis zum Redaktionsschluss konnten noch keine abschließenden Auswertungen durchgeführt werden.

## Quellen

- Böttcher, C. (2022). *Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Methan für die Erdgasbereitstellung* [Bericht]. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktualisierung-der-emissionsfaktoren-fuer-methan>
- Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2025). *Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB* [Bericht]. B. BNetzA. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>
- BVEG. (2025). *Jahresbericht des BVEG*. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie. Retrieved 03.11.2025 from <https://jahresbericht.bveg.de/>
- 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), (2024). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32024R1787>
- 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). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
- IPCC. (2019). Fugitive Emissions. In C. Böttcher, A. Garg, P. N. Mbuti, S. J. Oliver, R. Quadrelli, C. A. Randles, R. R. d. Souza, A. K. Singh, M. Strogies, K. Tadiya, N. Uvarova, J. D. Watterson, M. M. Weitz, F. Davison 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). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/vol2.html>
- OGMP. (2025). *Technical Guidance Documents of the Oil and Gas Methane Partnership 2.0*. Oil and Gas Methane Partnership 2.0. <https://www.ogmpartnership.org/resources?page=1>
- Umweltbundesamt. (2025). *Treibhausgas-Emissionen*. Umweltbundesamt. Retrieved 03.11.2025 from <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>

---

## Impressum

### Herausgeber

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

### Autor

Christian Böttcher, Umweltbundesamt

### Redaktion

Yaman Tarakji, Umweltbundesamt

Tobias Bachmann, Umweltbundesamt

**Stand:** 10/2025