

2. Marktabfrage:

Methanemissionen von Gasunternehmen

Einleitung

Methan ist ein extrem klimaschädliches Treibhausgas. Über einen Zeitraum von 20 Jahren ist es 83-mal klimaschädlicher als CO₂ und entweicht dabei entlang der gesamten Wertschöpfungskette der fossilen Gaswirtschaft in die Atmosphäre.¹ Jüngste wissenschaftliche Untersuchungen belegen, dass diese sogenannten Methanleckagen des Energiesektors 70% höher sind als offiziell angegeben.²

Die Gasbranche und Entscheidungsträger können die Klimarelevanz des Problems angesichts des zunehmenden gesellschaftlichen und politischen Drucks nicht mehr ignorieren. Das zeigt sich unter anderem im Wachstum von Brancheninitiativen wie der *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP) und dem 2021 lancierten *Global Methane Pledge*. Aber was unternehmen die einzelnen Firmen der fossilen Gasindustrie konkret, um Methanleckagen zu unterbinden und was genau wissen sie über ihre eigenen Emissionen?

Um Antworten auf diese Fragen zu erhalten, haben die Deutsche Umwelthilfe und urgewald eine Umfrage unter 51 Unternehmen der fossilen Gaswirtschaft durchgeführt. Dies ist die zweite Umfrage dieser Art. Die Ergebnisse der ersten Umfrage wurden im März 2021 veröffentlicht.³ Anhand von mehr als 30 Fragen wollten wir von den Unternehmen wissen:

1. Werden Sie Ihrer Produktverantwortung gerecht?
2. Wissen Sie über die Höhe Ihrer Emissionen Bescheid?
3. Ergreifen Sie Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen?
4. Wie stehen Sie zur Regulierung von Methanemissionen?

Die Ergebnisse der Umfrage werden im Folgenden vorgestellt und bewertet.

Auswahl und Rücklaufquote der befragten Unternehmen

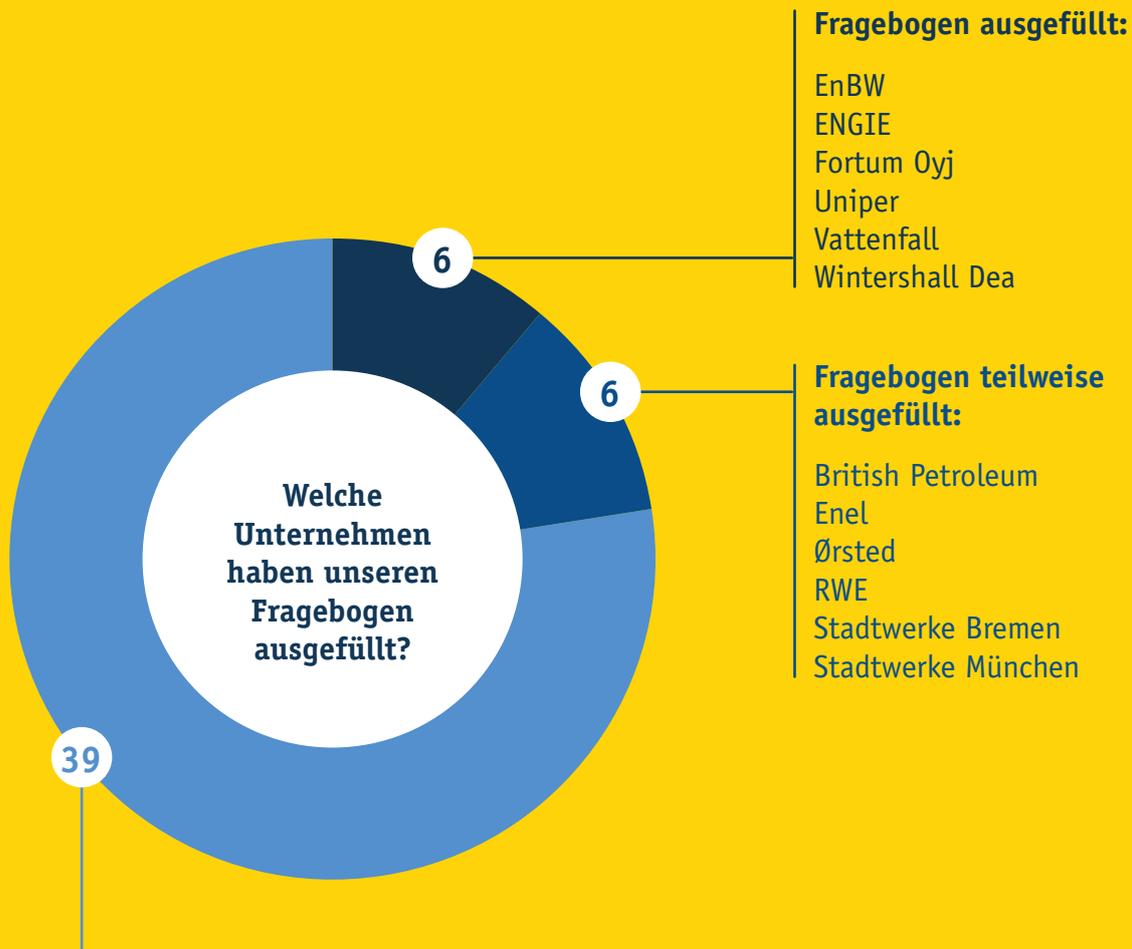
Der Fragebogen wurde an 51 Unternehmen versandt, darunter große Energieunternehmen und Gashändler, die hauptsächlich in Europa tätig sind, sowie global agierende Gasproduzenten mit Firmensitz in Europa (siehe Grafik auf der nächsten Seite). Zwölf Unternehmen haben geantwortet, was einer Rücklaufquote von 24% entspricht.⁴ Davon füllten sechs Unternehmen den Fragebogen vollständig aus, während die anderen sechs Unternehmen Teilantworten sendeten. 39 Unternehmen beantworteten den Fragebogen überhaupt nicht, trotz zwei Erinnerungs-E-Mails und einer Antwortfrist von elf Wochen.

Auf die zwölf Unternehmen, die geantwortet haben entfällt ein erheblicher Anteil der weltweiten Gasindustrie in den vor-, mittel- und nachgelagerten Segmenten. Die folgende Tabelle⁵ setzt die fossile Gasproduktion, das Handelsvolumen und die Gaskraftkapazität dieser Unternehmen in den europäischen und globalen Kontext:

| | Umfrage- teilnehmer | Europa | Welt |
|--------------------------------|------------------------|--|-----------|
| Gas- produktion | 156 bcm | 54 bcm | 3.854 bcm |
| Handels- volumen | 56 bcm | 326,1 bcm (Importe) 5,6 bcm (Exporte) | 940 bcm |
| Gaskraft- kapazität | 134 GW | 267 GW | 1.839 GW |

*bcm = Milliarden Kubikmeter
GW = Gigawatt*

Quellen: DUH-Berechnungen, BP Statistical Review 2021, Statista, Energy Brainpool⁵



Keine Antwort:

BWB
CEPSA
CEZ Gruppe
EDF
Edison
Electricity Supply Board
Eneco
Enercity
Energias de Portugal
Eni
Entega
Equinor
Exxon Mobil

Gas Terra
Gazprom
Harbour Energy
Iberdrola
Ineos
Lukoil
LVV
Mainova
MET Gruppe
MOL Gruppe
Naturgy
Neptune Energy
N-Ergie

Novatek
OMV
Petrom
PGNiG
PKN ORLEN
Repsol
Rheinenergie
Rosneft
Royal Dutch Shell
Total Energies
Trianel
Verbundnetz Gas
Wingas

Liste der befragten Unternehmen

Die Unternehmen, die die Umfrage beantwortet haben, decken eine Vielzahl von Rollen in der fossilen Gasindustrie ab, wie die folgende allgemeine Charakterisierung der Umfragepopulation zeigt:

- » **Zwei** der Unternehmen, die geantwortet haben, sind **große Gas- und Ölproduzenten**, während die übrigen **zehn** hauptsächlich als **Energieversorger** tätig sind, von denen einige zu den größten Stromerzeugern in Europa gehören und **zwei kommunale Versorgungsunternehmen** sind.
- » Einige der befragten Energieversorgungsunternehmen sind auch im **Gashandel** und in der **Gasspeicherung** tätig oder betreiben **Verteilernetze**. Diese Tätigkeiten werden in der Regel von Tochterunternehmen übernommen.
- » **Sieben** der befragten Unternehmen kaufen oder verkaufen **verflüssigtes Erdgas (LNG)**, und **drei** beziehen Gas aus Feldern, in denen **Hydraulic Fracturing (Fracking)** eingesetzt wird.
- » **Drei** der Unternehmen befinden sich vollständig in Staatsbesitz, vier teilweise in Staatsbesitz und die übrigen sind Privatunternehmen.

- » Die Unternehmen, die geantwortet haben, haben ihren Hauptsitz in **Deutschland, Schweden, Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Italien und Frankreich**. Keines der kontaktierten Unternehmen aus Osteuropa, Spanien, den Niederlanden oder Norwegen hat auf die Umfrage geantwortet.
- » Mehr als die Hälfte der Befragten, d. h. **sieben von zwölf**, sind Mitglieder der OGMP oder haben Tochtergesellschaften, die Mitglied sind. Dies deutet darauf hin, dass hauptsächlich Unternehmen an der Umfrage teilgenommen haben, die bereits motiviert sind, Methanemissionen in Angriff zu nehmen.

Einordnung: die Größe des Problems

Die Weltwirtschaft ist mit einem Jahresverbrauch von 3.823 Mrd. Kubikmetern weiterhin stark abhängig von fossilem Gas.⁶ Trotz der Auswirkungen von COVID-19 wird der weltweite fossile Gasbedarf in den kommenden Jahren aufgrund fehlender ehrgeiziger Klimaschutzmaßnahmen und der Umstellung vieler Länder von Kohle auf fossiles Gas deutlich auf fast 4.400 Mrd. Kubikmeter



Auswirkungen des Ukraine-Krieges auf Unternehmensstrategien

Die Umfrage wurde vor dem Einmarsch Russlands in die Ukraine durchgeführt, und viele Unternehmen haben infolgedessen ihre Pläne erheblich geändert. Während die meisten europäischen Energieunternehmen ihre langfristigen Gaslieferverträge mit russischen Energieunternehmen oder ihre laufende Produktion in Russland noch nicht gekündigt haben, ziehen sich mittel- und längerfristig immer mehr von ihnen aus Russland zurück. Sie suchen nach alternativen Lieferanten oder nehmen keine neuen langfristigen Verträge mehr an. Einige trennen sich auch von Explorations- bzw. Produktionsvorhaben in Russland, stoppen neue Investitionen oder kündigen Beteiligungen an Infrastrukturkonsortien (z. B. Nord Stream 2) auf. Eine Übersicht ist hier zu finden: <https://defuel-russias-war.org>.

Dies wirkt sich jedoch nicht wesentlich auf Klimastrategien oder Methanreduktionsbemühungen der Unternehmen aus, mit Ausnahme von Unternehmen, die sich aus der Produktion in Russland zurückziehen. Keiner der an der Umfrage teilnehmenden Versorgungsunternehmen hat seinen Sitz in Russland, obwohl viele russisches Gas kaufen. Nur eines der teilnehmenden Unternehmen fördert weiterhin fossiles Gas

in Russland (Stand: 28.3.2022). Mittelfristig konzentrieren sich Unternehmen bei der Reduzierung von Kohlenstoff- und Methanemissionen im Allgemeinen auf ihre eigenen Betriebe und nicht auf die Lieferkette.

Die Berichterstattung über Methanemissionen von Unternehmen wie Gazprom ist bekanntermaßen unzuverlässig und zu optimistisch (siehe unten). Der Wechsel zu anderen Lieferanten bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass EU-Gasimporte eine geringere Methanintensität aufweisen werden. Lieferketten werden länger und durch höhere LNG-Importe kann es zu höheren Leckagen kommen, da bei der Verflüssigung und Regasifizierung von fossilem Gas sowie beim Schifftransport zusätzliche Methanemissionen entstehen. So setzt die LNG-Produktion in den USA zum Beispiel stark auf Fracking-Gas, das aufgrund der vielen Förderbohrungen besonders hohe Methanemissionen aufweist. Die Reduzierung der Methanemissionen aus fossilen Gasimporten bleibt daher trotz der zunehmenden Verlagerung auf nicht-russische Quellen von entscheidender Bedeutung für die Bekämpfung des Klimawandels.

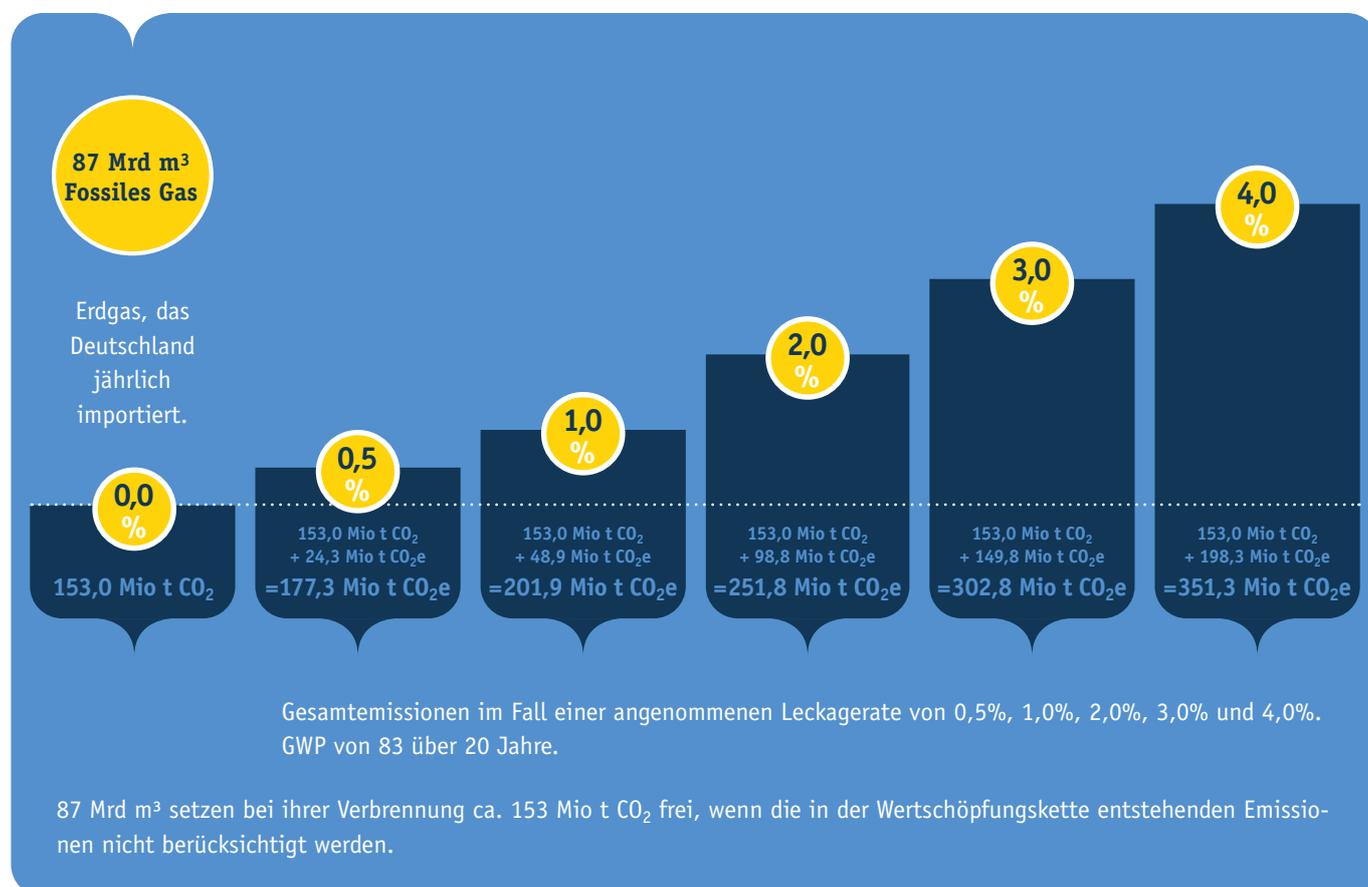
im Jahr 2025 steigen.⁷ Der Verbrauch in Europa hingegen wird voraussichtlich sinken, da allein die konsequente Umsetzung des „Fit for 55“-Pakets den fossilen Gasverbrauch bis 2030 bereits um 100 Mrd. Kubikmeter reduzieren würde.⁸ Angesichts des Ukrainekriegs werden diese Bestrebungen noch verstärkt. Es gibt jedoch **keine klare Ausstiegsperspektive für fossiles Gas in der EU**, da viele Mitgliedstaaten weiterhin den Bau neuer Infrastruktur wie Pipelines, LNG-Terminals und Kraftwerken planen. Trotz des Risikos massiver Lock-in-Effekte wird fossiles Gas oft als „Brückentechnologie“ und sauberere Alternative zu Kohle und Öl gesehen.

Dieses fossile Gas verursacht aber nicht nur CO₂ bei seiner **Verbrennung**, sondern führt **entlang der gesamten Wertschöpfungskette** von der Gewinnung über die Verarbeitung und den Transport bis hin zu Lagerung und Verbrauch zur Emission von Treibhausgasen. In diesem Zusammenhang spielt die **Freisetzung von Methan**, dem **Hauptbestandteil von fossilem Gas**, eine besonders wichtige Rolle. Jüngste wissenschaftliche Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass diese so genannten **Methanleckagen** viel höher sind als bisher angenommen. Die Zahlen der IEA zeigen, dass die Methanemissionen des Energiesektors offizielle Angaben um 70% übersteigen.⁹ Die Methankonzentration in der Atmosphäre hat bereits einen Rekordwert erreicht und steigt weiter an. In den letzten Jahrzehnten sind die Methanemissionen im Schnitt um 10% pro Jahr gewachsen, trotz der Bemühungen aus

fossilen Brennstoffen auszusteigen.¹⁰ Laut dem sechsten Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) müssen die globalen Methanemissionen bis 2030 um ein Drittel sinken, um den Klimawandel noch auf 1,5°C begrenzen zu können.¹¹

Diese Emissionen müssen in der Treibhausgasbilanz berücksichtigt werden, um die **Klimawirkung von fossilem Gas realistisch abzubilden**. Fossiles Gas verliert nämlich seinen Klimavorteil gegenüber Kohle, sobald zwischen 2,4 und 3,2% der Gesamtproduktion in die Atmosphäre entweichen (die sogenannten Leckagen). Messungen aus den USA beispielsweise zeigen Leckageraten von 2,3% bis 9%. Doch welche Bedeutung haben unterschiedliche Leckageraten für die Gesamttreibhausgasbilanz eines Unternehmens oder gar eines Staates? Im Folgenden wird diese Problematik anhand der Summe der fossilen Gasimporte nach Deutschland dargestellt.¹²

Beispiel: Deutschland importiert jährlich etwa **87 Milliarden Kubikmeter (Mrd. m³) fossiles Gas**.¹³ Bei der Verbrennung dieser Menge würden etwa **153 Millionen Tonnen (Mio. t) CO₂** entstehen.¹⁴ Rechnet man jedoch die Leckagen in der Vorkette hinzu, erhöht sich der Gesamtwert entsprechend. Geht man beispielsweise von einer durchschnittlichen Leckagerate von 2,3% für die fossile Gasversorgung in Deutschland aus, so erhöhen sich die Emissionen durch Methanleckagen von den ursprünglichen 153 Millionen



Treibhausgasemissionen der deutschen fossilen Gasimporte unter Annahme unterschiedlicher Methanleckageraten (GWP 20)

Tonnen um etwa 113 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (CO₂e) auf insgesamt etwa **266 Millionen Tonnen** CO₂e.¹⁵ Geht man von einer Leckagerate von 4% (siehe Grafik auf der Seite zuvor) aus, so steigen die Emissionen bereits um 202 Millionen Tonnen CO₂e auf insgesamt **355 Millionen Tonnen**, d.h. mehr als **das Doppelte** der Emissionen, die ohne Leckagen entstehen würden.¹⁶

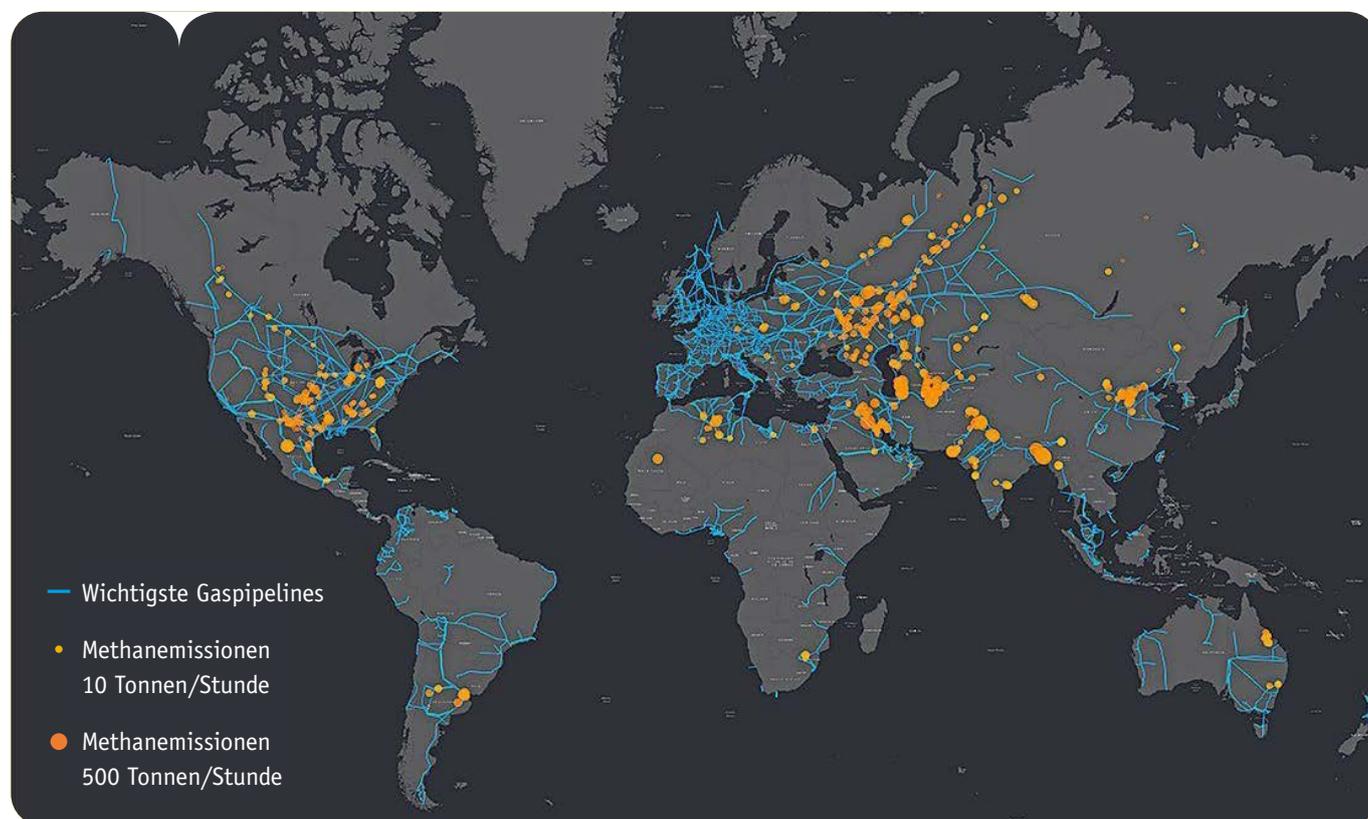
Das **Ausmaß der Leckagen in der Lieferkette** ist daher von entscheidender Bedeutung für die korrekte Bestimmung der Klimaauswirkungen, die die Verwendung von fossilem Gas verursacht. Leider ist das Ausmaß dieses Problems in den meisten Fällen **unbekannt**. Für Länder wie Russland, aus dem noch ein Großteil des fossilen Gases in der EU stammt, gibt es in der Regel keine unabhängigen Daten.¹⁷ Neue Satellitenmessungen, die auf der Karte unten dargestellt sind, haben mehrere „Ultra-Emittenten“ von Methan entlang großer Gaspipelines gefunden, z.B. entlang des vorgelagerten russischen Pipelinesystems, das sowohl die Yamal- als auch die Nord Stream 1-Pipeline beliefert, was auf eine hohe Menge an Methanemissionen hinweist.¹⁸ Die USA und Algerien gehören in dieser Studie neben Russland zu den Top-5-Quellen von Ultra-Emittenten, sodass die Umstellung auf Importe aus anderen Ländern die Dringlichkeit der Lösung des Problems nicht verringert.

Insgesamt zeigen die vorhandenen Daten sowie die Erkenntnisse aus den USA, dass **das Problem viel größer ist als bisher angenommen** und dass mehr Transparenz seitens der Unternehmen

dringend erforderlich ist, um überhaupt ein genaues Bild von den Klimakosten unseres fossilen Gasverbrauchs zu erhalten.

Vor dem Hintergrund des **Krieges in der Ukraine** gewinnt die Verringerung der Methanleckagen noch mehr an Bedeutung. Die russische Invasion hat zum ersten Mal das glaubwürdige Risiko einer vollständigen Unterbrechung der russischen Gaslieferungen nach Europa heraufbeschworen, entweder aufgrund von EU-seitigen oder russischen Sanktionen. Geht man, wie in der obigen Berechnung, von einer optimistischen Leckagerate von 2,3% aus, entweichen jedes Jahr etwa 13 Mrd. Kubikmeter Methan aus dem fossilen Gasverbrauch der EU entlang der Lieferkette in die Atmosphäre, anstatt zur Wärme- oder Stromerzeugung genutzt zu werden.¹⁹ Das steht einem jährlichen Defizit von 150-190 Mrd. Kubikmeter²⁰ gegenüber, das im Falle einer Unterbrechung der russischen Gasversorgung gedeckt werden müsste.

Gasunternehmen könnten zu erheblichen Gaseinsparungen entlang der Lieferkette fossilen Gases beitragen, indem sie die Verantwortung für die **Behebung von Methanlecks** in den von ihnen betriebenen Infrastrukturen und Anlagen übernehmen und auch ihre Lieferanten dazu drängen, dasselbe zu tun – noch bevor neue EU-Vorschriften in Kraft treten. Nach Angaben der IEA können 70% der Methanemissionen des Öl- und Gassektors mit der derzeitigen Technologie vermieden werden – 45% davon sogar ohne Nettokosten für die Unternehmen.²¹ Angesichts der aktuellen Lage ist es unentschuldig, dieses Ausmaß an Methanlecks weiterhin zu tolerieren.



Standorte der wichtigsten Gaspipelines und Hauptquellen von Methanemissionen aus der Öl- und Gasindustrie
©Kayrros, Esri, HERE, Garmin, FAO, NOAA, USGS, OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community



Internationale Initiativen: OGMP, IMEO und der *Global Methane Pledge*

In den letzten Jahren hat sich eine Reihe von freiwilligen Industrie-Initiativen gegründet, die zur Verringerung der Methanemissionen beitragen sollen. Einer der bekanntesten Zusammenschlüsse ist dabei die Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), die 2014 unter Schirmherrschaft der UN ins Leben gerufen wurde. Die OGMP ist in den letzten Jahren stark gewachsen und umfasst heute 75 Unternehmen, die über 50% der weltweiten Öl- und Gasproduktion abdecken. Unternehmen, die Mitglied werden möchten, müssen u. a. ihre Anlagen nach festgelegten Kriterien auf Methanemissionen überprüfen, kosteneffiziente Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen analysieren und jährlich über ihren Fortschritt berichten. Im Jahr 2020 wurde das Rahmenwerk für die Berichterstattung überarbeitet und OGMP 2.0 wurde ins Leben gerufen. OGMP 2.0 ist derzeit der einzige umfassende, auf Messungen basierende Berichterstattungsrahmen für den Öl- und Gassektor und ist damit zu einem zentralen Element der internationalen Bemühungen zur Methanreduzierung geworden.

OGMP-Mitglieder verfolgen das Ziel ihre Methan-Emissionen bis 2025 um 45% und bis 2030 um 60-70% senken – ausgehend vom Niveau des Jahres 2015. Allerdings kann der Ausgangswert aufgrund fehlender Daten nur geschätzt werden. Bis 2050 sollen „nahezu null“ Methanemissionen erreicht werden. Die OGMP 2.0 zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass die künftige Berichterstattung auf tatsächlich gemessenen Emissionsdaten basieren soll und nicht mehr auf Schätzungen.

Die Internationale Beobachtungsstelle für Methanemissionen (IMEO), eine Initiative des UN-Umweltprogramms, wurde auf dem G20-Gipfel im Oktober 2021 kurz vor dem Klimagipfel in Glasgow ins Leben gerufen. IMEO soll Daten zu Methanemissionen aus verschiedenen Quellen sammeln und auswerten, z. B. aus Unternehmensberichten, nationalen Emissionsinventaren, wissenschaftlichen Studien und Satellitenmessungen. Ziel ist es, mehr Transparenz bei den Methanemissionen zu schaffen und die Überwachung der von Unternehmen im Rahmen der OGMP und von Ländern im Rahmen des Global Methane Pledge eingegangenen Verpflichtungen zu ermöglichen.

Der Global Methane Pledge wurde auf der Klimakonferenz in Glasgow (COP 26) im November 2021 ins Leben gerufen. Es handelt sich um die erste internationale Verpflichtung zur Bekämpfung der steigenden atmosphärischen Methankonzentration mit dem Ziel, die weltweiten Methanemissionen bis 2030 um 30% gegenüber dem Basisjahr 2020 zu senken. Die teilnehmenden Länder verpflichten sich außerdem, die Transparenz, Genauigkeit und Vollständigkeit der Berichterstattung über Methanemissionen im Rahmen der UNFCCC zu verbessern. Bislang haben 112 Länder die Verpflichtung unterzeichnet, auf die fast 50% der weltweiten anthropogenen Methanemissionen und mehr als zwei Drittel des weltweiten BIP entfallen. Auffallend ist, dass einige der wichtigsten Gasförderländer wie Russland und Algerien nicht beigetreten sind. Auch die größte Volkswirtschaft der Welt, China, fehlt unter den Unterzeichnern.

Ergebnisse der Befragung

1. Reduktionsziele und Klimastrategien der befragten Unternehmen

Alle bis auf ein Unternehmen, die geantwortet haben, haben sich das Ziel gesetzt, bis spätestens Mitte des Jahrhunderts **klimateutral** zu werden. Das eine Unternehmen ohne ein solches Ziel gibt an, derzeit an einer Klimaneutralitätsstrategie zu arbeiten. **Zwei** Unternehmen wollen bereits **bis 2040** Klimaneutralität bei den Scope 1-3 Emissionen erreichen (siehe Infokasten auf Seite 9). Die meisten Unternehmen haben sich zum Ziel gesetzt, die THG-Emissionen in den Scopes 1 und 2 bis 2030 um 50-80% zu senken, und einige haben sich ehrgeizige Zwischenziele gesetzt: **Ein** Unternehmen plant, **bis 2025 „netto null“** Energieerzeugung zu erreichen; **zwei** weitere Unternehmen haben sich das **bis 2035** vorgenommen.

Nur **fünf** Unternehmen haben ein **Emissionsbudget** für ihren Betrieb berechnet. Zwar verfügen alle teilnehmenden Unternehmen über irgendeine Art von Klimastrategie, doch viele dieser Pläne weisen erhebliche Lücken auf und sehen in der Regel keine größeren Veränderungen bei der Nutzung fossiler Brennstoffe in den kommenden Jahren vor.

Darüber hinaus unterscheiden sich die Strategien darin, was Klimaneutralität tatsächlich bedeutet, und beinhalten eine Mischung aus glaubwürdigen Klimaschutzmaßnahmen und nicht nachhaltigen Praktiken. So wurde beispielsweise die Umstellung von Strom- und KWK-Anlagen (z. B. von Kohle auf fossiles Gas, **Biomethan** oder **Bio-LNG**), von **neun** Befragten als eine der wichtigsten Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität genannt, und der Einsatz von **Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS)** sowie das **Offsetting²²** werden von **fünf** Unternehmen als praktikable Dekarbonisierungsmaßnahmen angesehen. Dabei ist CCS in großem Maßstab

noch unerprobt und Studien zeigen, dass die Technologie dem Klima mehr schadet als nützt, wenn Methanlecks berücksichtigt werden.²³ Auch die Nutzung von Biogas ist auf dem derzeitigen Niveau nicht nachhaltig,²⁴ und internationales *Offsetting* ist von zweifelhaftem Klimanutzen und außerdem nur schwer überprüfbar.²⁵

Gleichzeitig planen zehn der befragten Unternehmen, ihr Wind- und Solarenergieportfolio zu erweitern, und neun, die Energieeffizienz ihrer Betriebe zu verbessern. Nur sechs Unternehmen geben die Verringerung der Methanemissionen als Schlüsselmaßnahme ihrer Klimaneutralitätsstrategie an, was zeigt, dass das Thema von den großen Branchenakteuren noch nicht ernst genug genommen wird.

Viele Unternehmen heben die Rolle von fossilem Gas kurz- und mittelfristig als „notwendige Übergangstechnologie“ und zur „Ermöglichung einer zuverlässigen und erschwinglichen Versorgung“ hervor.²⁶ Der Ersatz von Kohlekraft- und -heizwerke durch fossile Gasanlagen wird von mehreren Unternehmen als Maßnahme zur Verringerung der Treibhausgasemissionen angesehen, was besonders problematisch ist, wenn es keine verbindlichen Vorschriften zur Kontrolle von Methanleckagen gibt.

Nur zwei Unternehmen gaben ausdrücklich an, dass sie planen bis 2040 aus dem Geschäft mit fossilem Gas auszusteigen (sowohl in der Erzeugung als auch im Gashandel). Anstatt den Ausstieg aus fossilem Gas vorzubereiten, halten die meisten befragten Unternehmen aber an ihren mittelfristigen Plänen fest und geben an, fossiles Gas nach 2030 oder 2035 schrittweise durch sogenannte kohlenstoffarme und klimaneutrale Gase ersetzen zu wollen. Insgesamt setzen die befragten Unternehmen darauf, dass der künftige Energiemix weiterhin in erheblichem Maße auf Gas basieren wird, wobei nur zwei Unternehmen überhaupt die Elektrifizierung des Heizsektors als Alternative zur Gasverbrennung erwähnen. Da erhebliche Ungewissheit über die Skalierbarkeit der Produktion von grünem Gas und die eventuellen Kosten z. B. für grünen Wasserstoff besteht, scheinen die wichtigsten Akteure der Branche darauf zu setzen, dass in absehbarer Zukunft alles wie gehabt weitergeht. Dies ist ein entscheidender Schwachpunkt in den Unternehmensstrategien, denn es ist schwer vorstellbar, dass die Umstellung großer Gaskraftwerks- und -heizungsflotten auf Wasserstoff machbar sein wird, da die Verbrennung zu den ineffizientesten Verwendungsarten von Wasserstoff gehört.^{27,28} Bei der Umwandlung von Solar- oder Windenergie durch Elektrolyse in Wasserstoff und der anschließenden Nutzung des Wasserstoffs zur Stromerzeugung wird ein Wirkungsgrad von weniger als 40% erreicht.²⁹

Während nur wenige Unternehmen Biomethan erwähnen, haben alle 12 befragten Unternehmen Pläne, in das Wasserstoffgeschäft einzusteigen und positionieren sich, um vom wachsenden Wasserstoffmarkt zu profitieren. Der Einsatz von Wasserstoff wird als ein wichtiges Mittel zur mittel- bis langfristigen Dekarbonisierung der Unternehmensaktivitäten gesehen. In diesem Zusammenhang werden sowohl grüner Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, als auch blauer oder türkiser Wasserstoff, der aus fos-

silem Gas hergestellt wird, genannt.³⁰ Nur zwei Unternehmen geben ausdrücklich an, dass sie sich auf die Verwendung von Wasserstoff aus 100% erneuerbaren Energien konzentrieren werden. Das ist problematisch, da die blaue und türkise Wasserstoffproduktion auf fossilem Methan basiert, was zwangsläufig mit klimaschädlichen Methanaustritten verbunden ist. Die Verwendung verschiedener Arten von Wasserstoff wird mit der Notwendigkeit begründet, den Markthochlauf der Technologie zu ermöglichen und ausreichende Wasserstoffmengen zur Verfügung zu stellen. Mehrere Unternehmen weisen ausdrücklich darauf hin, dass die Durchführbarkeit ihrer Strategie davon abhängt, dass ausreichend Wasserstoff verfügbar ist, um fossiles Gas zu ersetzen.

Neun Unternehmen planen den Bau von Elektrolyseanlagen. Diese Pläne belaufen sich bis 2030 auf eine Elektrolysekapazität von insgesamt mehr als 10 GW, wobei einige kleinere Elektrolyseanlagen bereits in den nächsten Jahren in Betrieb genommen werden sollen. Die meisten Unternehmen geben an, dass es sich dabei um die Produktion von grünem Wasserstoff handelt, aber nur zwei streben ausdrücklich 100% erneuerbaren Wasserstoff an. Es ist in diesem Zusammenhang erwähnenswert, dass die Regeln für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff auf EU-Ebene noch festgelegt werden und dass Energieunternehmen bei den europäischen Institutionen intensive Lobbyarbeit betreiben, um die Standards für die Produktion von grünem Wasserstoff zu schwächen.³¹ Vier der befragten Unternehmen planen außerdem die Produktion von blauem Wasserstoff; hier sind bereits 1,7 GW an Produktionskapazität in der Pipeline.

Mehrere Unternehmen haben mitgeteilt, dass sie weitere Produktionsprojekte prüfen und bereits mit Abnahmepartnern zusammenarbeiten, z. B. in den Bereichen Ammoniak, Stahl, Raffinerie und Schwerlastverkehr. Zwei Unternehmen planen den Betrieb eines Netzes von Wasserstofftankstellen und mehrere Unternehmen wollen zudem in den Wasserstoffhandel einsteigen. Bis 2030 planen mehrere Unternehmen auch die Inbetriebnahme spezieller Wasserstoffpipelines und Speicherkapazitäten.

Wie oben erwähnt planen nur zwei Unternehmen den Ausstieg aus dem Geschäft mit fossilem Gas bis 2040. Gemäß den von Umweltorganisationen entwickelten *Paris Agreement Compatible Scenarios for Energy Infrastructure*, müsste Europa allerdings schon bis 2035 aus der Nutzung von fossilem Gas austreten, um auf einem 1,5 °C-kompatiblen Pfad zu bleiben.³² Keines der anderen Unternehmen nennt ein konkretes Datum für den Ausstieg aus dem fossilen Gasgeschäft. Keines der beiden teilnehmenden öl- und gasproduzierenden Unternehmen nannte den Ausstieg aus der weiteren Förderung fossiler Brennstoffe als Teil seiner Klimaneutralitätsstrategie. Langfristige Abnahmeverträge, falsche politische Rahmenbedingungen, fehlende Wirtschaftlichkeit oder ein angebliches Fehlen von Alternativen werden als Rechtfertigung für die weitere Nutzung von fossilem Gas angeführt. Obwohl sich also einige Unternehmen bereits Zwischenziele zur Emissionsreduktion gesetzt haben, fehlt es an konkreten Ausstiegsfahrplänen, die das oft genannte Ziel der Klimaneutralität glaubwürdig machen würden.



„Scopes“ der Treibhausgasbilanzierung

Der *GHG Protocol Corporate Standard* für die Treibhausgasbilanzierung von Unternehmen teilt die Treibhausgasemissionen eines Unternehmens in drei Bereiche („Scopes“) ein:

Scope 1 umfasst die direkten Emissionen eines Unternehmens aus seinen eigenen oder direkten Quellen. Dazu gehören zum Beispiel Emissionen aus der Verbrennung von fossilem Gas für Heizzwecke oder die Stromerzeugung in eigenen Anlagen.

Scope 2 hingegen bezieht sich auf indirekte Emissionen aus der Erzeugung von Strom, Dampf, Wärme oder Kälte, die das betreffende Unternehmen einkauft und verbraucht.

Scope 3 umfasst alle anderen indirekten Emissionen, die in der Wertschöpfungskette des Unternehmens entstehen. Dazu gehören auch Emissionen, die beim Transport und der Lieferung eines eingekauften Energieträgers (z. B. fossiles Gas) entstehen. Dieser Teil umfasst also auch Methanleckagen, die zum Beispiel an Bohrstellen, Pipelines, Ventilen oder Kompressorstationen auf dem Weg zum einkaufenden Unternehmen entstehen. Gerade weil diese Leckagen so entscheidend für die Gesamtbilanz des jeweiligen Energieträgers sind, müssen sie konsequent erfasst und nachverfolgt werden.

2. Angaben der befragten Unternehmen zu ihren Methan-Emissionen

Mit einer Ausnahme haben alle teilnehmenden Unternehmen eine Klimaneutralitätsstrategie, doch viele dieser Pläne weisen erhebliche Lücken in Bezug auf Methanemissionen auf. Vier der 12 befragten Unternehmen geben an, dass ihre Strategien keine Scope-3-Emissionen abdecken, wo der Großteil der Methanleckagen entsteht, da 90% des in der EU verbrauchten Gases importiert wird. Nur vier der Unternehmen, die Scope-3-Emissionen berücksichtigen, haben ein Reduktionsziel für diese Emissionen bis 2030, und die angestrebte Reduktion liegt typischerweise nur im Bereich von 30-35%.³³

Im Vergleich zur Umfrage 2020/2021 ist eine gewisse Verbesserung der Methanmessung zu erkennen. Die Antworten auf diese Umfrage machen jedoch deutlich, dass die quellen- und standortspezifische Messung von Methanemissionen immer noch eher die Ausnahme als die Regel ist. Sieben der 12 antwortenden Unternehmen haben überhaupt keine Messungen von Methanlecks durchgeführt. Von den fünf Unternehmen die Messungen durchgeführt haben, allesamt OGMP-Mitglieder, konnten nur vier konkrete Angaben zu

festgestellten Methanlecks machen.³⁴ Nur drei Unternehmen lassen ihre Methanemissionsdaten von unabhängiger Seite überprüfen, und nur ein Unternehmen vergleicht die Messungen zur Kontrolle mit verwendeten Schätzwerten. Ein Unternehmen gab an, bereits Satellitenmessungen zu verwenden. Der Zustand der Methanmessung in der Industrie insgesamt ist wahrscheinlich wesentlich schlechter, als diese Zahlen vermuten lassen, da die Bereitschaft, sich außerhalb der OGMP mit dem Thema zu befassen, sehr gering zu sein scheint.

Selbst Unternehmen, die die Stufen 4 oder 5 des OGMP 2.0-Rahmens erreichen wollen (siehe Infokasten auf Seite 10), was standortspezifische Messungen, z. B. durch Drohnen, ergänzt durch quellen-spezifische Messungen, beinhaltet, setzen derzeit noch auf einen Mix von Messungen und verschiedenen Schätzungsmethoden. Vier der befragten Unternehmen erhielten eine OGMP „Goldstandard-Bewertung“, was bedeutet, dass sie „robuste Umsetzungspläne vorgelegt haben, wie sie bis 2024 für betriebene Anlagen und bis 2026 für nicht betriebene Anlagen eine Berichterstattung der Stufe 4/5 erreichen wollen.“³⁵ Keines der befragten Unternehmen wendet derzeit den vollständigen OGMP 2.0-Standard der Stufe 5 oder gar der Stufe 4 für alle seine Scope-1-Emissionen an, d. h. für die Emissionen aus Anlagen, die es direkt kontrolliert. IMEO bestätigt in einem kürzlich erschienenen Bericht über die Umsetzung des OGMP-Rahmens durch die Mitgliedsunternehmen, dass „die Qualität der Daten in den meisten Fällen begrenzt ist, da die meisten Unternehmen sich noch nicht an höhere Levels der Berichterstattung für die Mehrzahl ihrer Anlagen herangewagt haben.“³⁶

Selbst Unternehmen, die aktiv gegen Methanleckagen vorgehen, sind noch dabei, eine Baseline für die tatsächliche Methanintensität ihrer Tätigkeiten zu erstellen. Viele der angeführten Messinitiativen sind relativ neu und decken im Allgemeinen nicht die gesamte Geschäftstätigkeit der Unternehmen ab. So wendet ein Unternehmen den OGMP 2.0-Rahmen nur auf seine Gasspeicher an, nicht aber auf seine Stromerzeugung. Bei einem anderen Unternehmen sind nur einige der verteilnetzbetreibenden Tochterunternehmen OGMP-Mitglieder. Während sich die Messungen im Allgemeinen nur auf den direkten Betrieb des Unternehmens erstrecken, haben drei Unternehmen erwähnt, dass sie mit ihren Lieferanten an der Verbesserung der Methanmessung arbeiten. Eines dieser Unternehmen hat Studien über die Methanintensität des von ihnen bezogenen fossilen Gases in Auftrag gegeben.

In Ermangelung von Messungen beruhen die Berichte der Gasunternehmen über Methanemissionen auf Emissionsfaktoren, Schätzungen und Simulationen. Die Tatsache, dass die Methanemissionen des Energiesektors derzeit viel höher sind als die gemeldeten Zahlen zeigt, dass diese Methoden die Methanemissionen systematisch unterschätzen, z. B. durch die Verwendung niedriger oder veralteter Emissionsfaktoren. Unternehmen, die fossiles Gas aus Russland beziehen, stützen sich beispielsweise auf die Zahlen von Gazprom, die von einer geringen Leckagerate von 0,29% des transportierten Gases und 0,02% des von dem Unternehmen produzierten Gases ausgehen. Aktuelle Satellitendaten identifizieren jedoch Russland,

zusammen mit den USA, eindeutig als Hauptquellen von Methanlecks weltweit (siehe Karte auf Seite 6). Nur fünf Unternehmen, allesamt OGMP-Mitglieder, haben erklärt zu planen, die Qualität und/oder Häufigkeit der Berichterstattung über Methanemissionen zu verbessern.

Alle an der Umfrage teilnehmenden Unternehmen bewerten die durch Methanemissionen verursachte Treibhausgaswirkung über einen Zeitraum von 100 Jahren. Hierbei stützen sie sich häufig auf internationale Berichterstattungsstandards wie das weit verbreitete GHG-Protokoll³⁷, welches die Angabe des *Global Warming Potential* (Erderwärmungspotenzial, GWP) über 100 Jahre für das betreffende Treibhausgas vorsieht (GWP 100).³⁸ Dies ist problematisch, da



OGMP 2.0 Berichtsstufen⁴⁰

Der OGMP 2.0-Rahmen umfasst fünf Berichtsstufen („Levels“) für Methanemissionen:

Level 1 – Berichterstattung eines Unternehmens auf Anlagen- oder Länderebene (d.h. eine Methanemissionszahl für alle Operationen in einer Anlage oder alle Anlagen innerhalb einer Region oder eines Landes).

Level 2 – Berichterstattung über Emissionen in konsolidierten, vereinfachten Quellenkategorien (basierend auf den 5 Emissionskategorien der IOGP für vorgelagerte und den 3 Emissionskategorien von MARCOGAZ für mittel- und nachgelagerte Anlagen), unter Verwendung einer Vielzahl von Quantifizierungsmethoden, schrittweise bis zur Anlagenebene, sofern verfügbar.

Level 3 – Berichterstattung über Emissionen nach detaillierten Quellenarten und unter Verwendung allgemeiner Emissionsfaktoren (EFs).

Level 4 – Emissionsberichterstattung nach detaillierten Quellenarten und unter Verwendung spezifischer EFs und Aktivitätsfaktoren (AFs). Messungen und Probenahmen auf Quellenebene können als Grundlage für die Festlegung dieser spezifischen EF und AF verwendet werden. Gegebenenfalls können jedoch auch andere quellspezifische Quantifizierungsmethoden wie Simulationen und detaillierte technische Berechnungen (z. B. gemäß den technischen Leitlinien der OGMP) verwendet werden.

Level 5 – Die Berichterstattung über die Emissionen erfolgt in ähnlicher Weise wie bei Level 4, jedoch mit zusätzlichen Messungen auf Standortebeine um die Emissionsverteilung am Standort zu charakterisieren.

Methan eine viel kürzere Lebensdauer in der Atmosphäre hat als CO₂, d.h. seine erwärmende Wirkung wirkt viel schneller. Nach dem Sechsten Sachstandsbericht des IPCC (AR 6) beträgt das GWP 20 für Methan 83 und das GWP 100 für Methan 30.³⁹ Eine Tonne Methan ist also 83 Mal so klimaschädlich wie eine Tonne CO₂ über einen Zeitraum von 20 Jahren, und 30 Mal so klimaschädlich über einen Zeitraum von 100 Jahren. Fast alle befragten Unternehmen verwenden jedoch veraltete Versionen der IPCC-Sachstandsberichte (AR 4 und 5), was dazu führt, dass unterschiedliche Emissionsfaktoren angewendet werden. Nur ein Unternehmen verwendet die neuesten AR-6-Emissionsfaktoren.

Die Anwendung eines GWP 100-Emissionsfaktors bedeutet, dass die gemeldeten Methanwerte das kurzfristige Erwärmungspotenzial von Methan unterschätzen, zusätzlich zum bereits unterschätzten Ausmaß der Leckagen. Unternehmen sollten idealerweise beide Zahlen angeben, auch wenn es keine entsprechende Verpflichtung gibt, um ein genaueres Bild von den Klimaauswirkungen ihrer Methanemissionen zu erhalten. Allerdings gibt nur eines der befragten Unternehmen an, dass es in Zukunft „notwendig sein könnte“, einen GWP-20-Emissionsfaktor anzuwenden.

Insgesamt hat das Vertrauen in die Selbstangaben der Industrie dazu geführt, dass die Methanemissionen von den Gasunternehmen deutlich zu niedrig angegeben werden. Tatsächliche Messungen der quellspezifischen Emissionen in Verbindung mit standort- und satellitengestützten Messungen zur Überprüfung der gemeldeten Zahlen finden immer noch zu selten statt, selbst bei den OGMP-Mitgliedsunternehmen, die auf diesem Gebiet führend sind. Einige in der OGMP organisierte Unternehmen haben zumindest Pläne, in den kommenden zwei bis vier Jahren bessere Messverfahren für alle oder einen Teil ihrer Tätigkeiten einzuführen. Die Branche insgesamt zeigt jedoch kein Interesse an einer Verbesserung der Methanberichterstattung, solange das rechtlich nicht vorgeschrieben ist.

3. Informationen der Unternehmen über Reduzierungsmaßnahmen

Die Tatsache, dass 70% der Methanemissionen des Öl- und Gassektors mit der heutigen Technologie und 45% davon sogar ohne Nettokosten für die Unternehmen vermieden werden können, zeigt, dass die Branche insgesamt ihrer Verantwortung bei der Begrenzung der Methanemissionen nicht gerecht geworden ist.⁴¹ Acht der befragten Unternehmen geben an, dass sie bei der Begrenzung der Methanemissionen über die geltenden gesetzlichen Vorschriften hinausgehen. Es ist besorgniserregend, dass die übrigen vier dies nicht tun, da Methanemissionen in fast allen Ländern schwach reguliert sind, mit einigen Ausnahmen in bestimmten US-Bundesstaaten wie Colorado. Die derzeitigen Vorschriften zielen größtenteils nur auf Sicherheitsaspekte und nicht auf die Begrenzung der Treibhausgasemissionen ab und stützen sich in der Regel auf die ungeprüfte Meldung von Methanlecks durch die Industrie.⁴²

Regelmäßige Leckageortungs- und Reparaturkampagnen (LDAR) gehören zu den wichtigsten Maßnahmen, die ein Unternehmen

ergreifen kann, um Leckagen zu erkennen und zu beheben. Sieben der befragten Unternehmen geben an, dass sie **LDAR-Kampagnen durchführen** oder dass Leckagen im Rahmen regelmäßiger Wartungszyklen bewertet und repariert werden, obwohl nicht klar ist, wie oft diese Untersuchungen stattfinden. Die Unternehmen bezeichnen LDAR-Untersuchungen entweder als „regelmäßig“ oder geben einen 1-Jahres-Zyklus an. Die **Häufigkeit der Inspektionen** ist jedoch von großer **Bedeutung**, da mit jährlichen LDAR-Inspektionen nur 60% der Methanlecks auf diese Weise beseitigt werden können, während mit monatlichen Inspektionen eine Reduzierung um 80% möglich wäre.⁴³ Die kommende EU-Methanverordnung sieht derzeit vierteljährliche Inspektionen vor, was eine erhebliche Verbesserung gegenüber der derzeitigen Branchenpraxis darstellen würde.

Eine weitere wichtige Maßnahme ist die **Verringerung des Abfackelns und Entlüftens**, d.h. die Praxis des Abrennens von Methan oder des Abblasens in die Atmosphäre. Dies geschieht z. B. bei der Öl- und Gasförderung, bei der Netzwartung und an Gasspeicherstätten, in der Regel aus Gründen der Betriebssicherheit, um den Druckaufbau zu verringern. Beide Praktiken tragen zur globalen Erwärmung bei, aber das Abblasen (oder unvollständige Abfackeln) ist weitaus klimaschädlicher, da dabei Methan anstatt oder zusätzlich zu CO₂ emittiert wird. Ein Großteil des Abfackelns und Entlüftens kann z. B. durch integrierte Systemtechnik in bestehenden und neuen Anlagen reduziert werden.⁴⁴ Es ist besorgniserregend, dass nur **zwei** Unternehmen überhaupt **Initiativen zur Reduzierung des Abfackelns** erwähnen. Nur **ein** Unternehmen erwähnt die **Entlüftungsoptimierung an Gasspeicherstandorten** und **zwei** Unternehmen erwähnen die Reduzierung des Abblasens bei der **Pipelinewartung** durch intelligentes Netzmanagement und spezielle technische Ausrüstung. Dies ist einer der Bereiche, in denen die Industrie am deutlichsten hinterherhinkt. Die neue EU-Methanverordnung soll das routinemäßige Abfackeln und Entlüften vollständig verbieten und nur unter bestimmten, genau definierten Umständen zulassen.

Einige Unternehmen geben an, durch Programme zur Begrenzung von Methanleckagen bereits erhebliche Verbesserungen erzielt zu haben. Ein Unternehmen gibt beispielsweise an, seine Methanintensität von 0,25% im Jahr 2016 auf 0,12% im Jahr 2020 „auf Basis von Berechnungen“ halbiert zu haben.⁴⁵ Es ist jedoch **schwierig, die Richtigkeit solcher Behauptungen zu überprüfen, wenn keine tatsächlichen Messungen vorgenommen** werden. Mehrere Unternehmen nennen auch **Divestment**, d. h. die Veräußerung von Gas-Assets, als Methanreduktionsmaßnahme. Dies mag bilanztechnisch stimmen, ist aber irreführend, da die Anlagen natürlich auch unter einem neuen Eigentümer weiterhin Methan ausstoßen werden.

Die meisten der teilnehmenden fossilen Gasunternehmen geben an, bei der Reduktion von Methanemissionen über die gesetzlichen Vorschriften hinauszugehen – das sagt allerdings nicht viel aus, da diese nur sehr locker reguliert sind. **Keines der befragten Unternehmen** engagiert sich bereits **auf dem Niveau der von der EU-Kommission vorgeschlagenen neuen Methanverordnung**. Gasunternehmen zögern insbesondere, mehr als einmal pro Jahr LDAR-Kampagnen durchzuführen und die Entlüftung und das Abfackeln

wirksam zu reduzieren. Besorgniserregend ist auch die Tatsache, dass mehrere Unternehmen, die nach eigenen Angaben regelmäßige LDAR-Kampagnen durchführen, nicht in der Lage waren, in dem Teil des Fragebogens zur Methanmessung konkrete festgestellte Leckagen zu nennen.

4. Positionen zur vorgeschlagenen EU-Methanverordnung

Die EU-Kommission hat im Dezember 2021 ihren mit Spannung erwarteten Vorschlag für eine Verordnung zur Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor (EU-Methanverordnung) veröffentlicht. Der Vorschlag führt Anforderungen an die **Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung (MRV)** ein, die der höchsten Stufe des OGMP 2.0-Rahmens entsprechen, sowie ein **Verbot des routinemäßigen Abblasens und Abfackelns** und **vierteljährliche LDAR-Kampagnen** mit der Verpflichtung, entdeckte Lecks innerhalb von 15 Tagen zu reparieren. Außerdem sind eine unabhängige Überprüfung der Berichterstattung der Unternehmen und regelmäßige Inspektionen der Anlagen durch die Behörden vorgesehen. Die vorgeschlagene Verordnung wird für die Gasinfrastruktur innerhalb der EU gelten, wo sie im Vergleich zu den derzeit geltenden lockeren Vorschriften einen erheblichen Fortschritt darstellt und über das hinausgeht, was die befragten Unternehmen bereits umsetzen. Entscheidend ist jedoch, dass die **Verordnung nicht für die Einfuhr von fossilem Gas gilt**, das 90% des in der EU verbrauchten Gases und damit den größten Teil der Methanemissionen ausmacht.⁴⁶ Die vorgeschlagene Verordnung gilt auch **nicht für den petrochemischen Sektor**, der weltweit der größte Verbraucher von Öl und Gas ist. Mit dem Gesetzesvorschlag widersetzt sich die Kommission einer Resolution des Europäischen Parlaments, die die Kommission auffordert sowohl den Import als auch den petrochemischen Sektor in die neue Verordnung einzubeziehen.⁴⁷

Im Rahmen der Umfrage haben wir die teilnehmenden Unternehmen auch nach ihrer Meinung zu dieser kommenden Verordnung gefragt. Es ist beachtenswert, dass von den **acht** Unternehmen, die bereit waren, sich zur Gestaltung der Verordnung zu äußern, **alle bis auf eines OGMP-Mitglieder** sind. All diese Unternehmen begrüßen im Großen und Ganzen die kommende EU-Methanverordnung.

Es überrascht nicht, dass mehrere Unternehmen die Bedeutung einer **Angleichung der EU-Vorschriften an den OGMP-Rahmen** betonen, was die Kommission in ihrem Vorschlag auch getan hat. International vergleichbare Regularien statt einer Vielfalt unterschiedlicher Standards zu haben wird als sehr wichtig für global tätige Unternehmen hervorgehoben.

Einige Gasunternehmen **sprechen sich für die Einbeziehung von Kohle und Biogas in die Verordnung aus**, vermutlich da dies nicht ihr Kerngeschäft ist und sie einen Wettbewerbsnachteil für fossiles Gas befürchten. Ein Unternehmen, das eine beträchtliche Steigerung seiner **Biomethanproduktion** plant, spricht sich jedoch dagegen aus, diese in dieselbe Verordnung wie fossiles Öl und Gas aufzunehmen. Ein weiteres Unternehmen spricht sich ausdrücklich

dagegen aus, Endverbraucher (wie die Kunststoffproduktion oder Gaskraftwerke) in die Verordnung aufzunehmen.

Interessanterweise sind die antwortenden Unternehmen in der Frage der Einbeziehung von Gasimporten geteilter Meinung. Zwei Unternehmen sprechen sich für die Anwendung der neuen Regeln auf EU-Gasimporte aus und begründen dies mit der Notwendigkeit, „gleiche Wettbewerbsbedingungen für in der EU ansässige Unternehmen und solche außerhalb der EU zu schaffen“.⁴⁸ Andere Unternehmen unterstützen stattdessen den zweistufigen Ansatz der Kommission, zunächst bessere Informationen zu sammeln, bevor zu einem unbestimmten Zeitpunkt strengere Regeln auf Importe angewendet werden. Eine Emissionsnorm wird von mehreren Befragten als Möglichkeit genannt. Der Methanversorgungsindex, der mit der Verordnung eingeführt werden soll, wird von den Unternehmen im Allgemeinen als eine Möglichkeit begrüßt, genauere Informationen über Methanemissionen von Lieferanten zu erhalten.

Es ist aufschlussreich, dass mehrere Unternehmen zwar die Verordnung als Ganzes unterstützen, aber auch Änderungen vorschlagen, die ihre Wirksamkeit erheblich schwächen würden. Mehrere Unternehmen betonen, dass LDAR-Erhebungen nur jährlich und nicht wie derzeit vorgeschlagen vierteljährlich durchgeführt werden sollten. Einige andere plädieren für mehr Flexibilität, indem sie unterschiedliche Häufigkeiten von LDAR-Erhebungen oder unterschiedliche MRV-Niveaus für verschiedene Arten von Anlagen statt der Anwendung einheitlicher Regeln fordern. Unternehmen wollen zudem weniger Ambition beim Abfackeln und Entlüften. Einige plädieren dafür, dass sich die Verordnung zunächst auf das Entlüften konzentrieren und erst in einem zweiten Schritt das Abfackeln behandeln sollte. Ein Unternehmen schlägt eine „Bestandsschutzregelung“ für bestehende Infrastrukturen vor, um „langfristige Geschäftssicherheit zu gewährleisten“, was vermutlich Ausnahmen von den MRV- und LDAR-Anforderungen bedeuten würde.⁴⁹

Die befragten Gasunternehmen drücken in der Umfrage ihre allgemeine Unterstützung der EU-Methanverordnung aus, aber der Teufel liegt im Detail. Die Unternehmen scheinen bereit zu sein, zusätzliche Verpflichtungen in dem Maße zu akzeptieren, in dem sie bereits planen, sie als Teil ihrer OGMP-Zusagen umzusetzen, fordern aber strategisch Schlupflöcher und Ausnahmen, wenn dies zu aufwändig erscheint. Es ist davon auszugehen, dass nicht-OGMP Unternehmen den Vorschlag der Kommission deutlich kritischer sehen, da seine Umsetzung für sie wesentlich anspruchsvoller wäre.

Bewertung

Klimastrategien

Die Antworten auf unsere Umfrage zeigen, dass sich die Unternehmen noch zu oberflächlich mit dem Thema Klimaneutralität auseinandersetzen und noch nicht ausreichend Verantwortung für

die Emissionen übernehmen, die durch ihr Geschäftsmodell entstehen. Alle Unternehmen, die auf die Fragen geantwortet haben, haben das Ziel, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden. Es ist jedoch nur wenig Bewusstsein dafür zu finden, dass der Verbrauch von fossilen Gasen in kurzer Zeit radikal reduziert werden muss und dass insbesondere der Strom- und Wärmesektor auf Alternativen umgestellt werden muss.

Die teilnehmenden Unternehmen realisieren zwar Projekte in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz, konzentrieren sich aber überwiegend darauf, ihre auf fossilem Gas basierenden Geschäftsmodelle so lange wie möglich am Laufen zu halten. Statt glaubwürdiger Pläne für den Ausstieg aus fossilem Gas werden in den Klimastrategien der Unternehmen Maßnahmen wie CCS, der schrittweise Ersatz durch grüne und kohlenstoffarme Gase und auch die Verringerung von Methanleckagen als Möglichkeiten dargestellt, Gas langfristig „sauber“ oder „netto null“ zu machen. Viele Unternehmen planen im Rahmen ihrer Klimastrategien sogar den Umstieg von Kohle auf fossiles Gas.

Dabei setzen viele Unternehmen auf Technologien, die entweder nicht klimaneutral sind oder nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen. Blauer oder türkiser Wasserstoff beispielsweise basiert nach wie vor auf der Förderung und Aufbereitung von fossilem Gas, was unweigerlich mit klimaschädlichen Methanleckagen verbunden ist. Zudem funktionieren diese Optionen nur in Kombination mit der umstrittenen CCS-Technologie, bei der weiterhin ein Teil des zu verpressenden CO₂ in die Atmosphäre entweicht und die mit hohen Kosten verbunden ist.⁵⁰ Außerdem befinden sich die Projekte für türkisen Wasserstoff noch in der experimentellen Laborphase. Ob und wann eine wirtschaftliche Anwendung möglich sein wird, ist völlig ungewiss.

DUH und urgewald lehnen zudem das internationale Offsetting ab, das eine wichtige Rolle in den Unternehmensstrategien spielt, weil das den Unternehmen ermöglicht, weiterhin Treibhausgase auszustoßen, indem sie diese an anderer Stelle kompensieren. Das löst das Grundproblem der Emissionen nicht und verhindert, dass Vermeidungs- und Effizienzstrategien entwickelt und umgesetzt werden. Zudem gibt es eine Vielzahl von schlechten Offsetting-Projekten, die keine erkennbare Einsparung oder sogar erhöhte Treibhausgasemissionen zeigen. Auch die einfache Umstellung von Kohle auf fossiles Gas ist nicht als Klimaschutzmaßnahme zu sehen, da sie einen zusätzlichen Carbon Lock-in schafft. Ebenso ist die Nutzung oder Umstellung auf Biomasse, Biomethan oder Bio-LNG in der Regel nicht nachhaltig und kann zu unvorhersehbaren Schäden führen, z.B. wenn Monokulturen für diese Energieträger mit der Nahrungsmittelproduktion konkurrieren oder ihr Anbau zur Zerstörung von Primärwäldern führt.

Messung und Reduzierung von Methanemissionen

Die eingegangenen Antworten zeigen erschreckende Wissenslücken bei den teilnehmenden Unternehmen über die Methanemissionen

in der Lieferkette des von ihnen erworbenen fossilen Gases. Es ist zu begrüßen, dass die beiden Öl- und Gasproduzenten, die an der Umfrage teilgenommen haben, sich verpflichtet haben, die Emissionsberichterstattung im Rahmen der OGMP zu verbessern, und dass sie auch zu den einzigen vier Unternehmen gehören, die in der Lage waren, Einzelheiten über tatsächliche Methanlecks anzugeben. Die übrigen Unternehmen, die in den mittleren und nachgelagerten Geschäftsbereichen tätig sind, haben im Allgemeinen keine unabhängigen Informationen über die Methanintensität ihrer Lieferanten. Einige geben an, sich in einem Dialog mit ihren Lieferanten dazu zu befinden, aber nur ein Unternehmen gab eine unabhängige Studie über das von ihm bezogene Gas in Auftrag. Scope-3-Emissionen sind im Allgemeinen nicht in den 2030-Zielen dieser Unternehmen enthalten, was auf eine geringe Bereitschaft schließen lässt, das Problem kurzfristig anzugehen.

Für die meisten Unternehmen endet die Verantwortung, die sie damit übernehmen, an den Grenzen ihrer eigenen Geschäftstätigkeit. Das ist fatal: Einerseits sind die Methanemissionen aus diesem Teil der Wertschöpfungskette wahrscheinlich um ein Vielfaches höher als die direkten Methanemissionen der Unternehmen. Andererseits könnten die Unternehmen als Abnehmer von fossilem Gas auf ihre Lieferanten und Handelspartner einwirken, indem sie unabhängige Messungen und die überprüfbare Umsetzung von Reduktionsmaßnahmen zur Bedingung für eine Zusammenarbeit machen.

Innerhalb ihrer eigenen Geschäftstätigkeit (Scope 1) führen viele der teilnehmenden Unternehmen regelmäßige und teilweise proaktive Kontrollen ihrer Infrastruktur durch, um Methanlecks frühzeitig zu erkennen und zu beseitigen. Viele ergreifen Maßnahmen zur Verbesserung der Messung, Berichterstattung und Überprüfung zumindest für einen Teil ihres Betriebs, insbesondere für die Produktion, den Pipelinetransport und die Gasspeicherung. Es überrascht nicht, dass die OGMP-Mitgliedsunternehmen in diesem Bereich führend sind. Aus der Sicht von DUH und urgeward sind diese positiven Schritte zu begrüßen.

Messdaten sind jedoch nach wie vor die Ausnahme. Keines der befragten Unternehmen erfüllt derzeit das höchste Niveau der OGMP 2.0-Berichterstattung für alle seine Anlagen. Mehrere Unternehmen gaben sogar an, dass sie nicht vorhaben, die Messungen zu verbessern oder überhaupt über die geltenden Vorschriften hinauszugehen. Dies zeigt deutlich, dass es nicht ausreicht, sich auf die Selbstregulierung der Industrie zu verlassen, um die gesamte Branche zu einer Änderung ihrer Praktiken zu bewegen, insbesondere im Hinblick auf die Reduktionsziele für 2030.

Um die gesamte Branche dazu zu bringen, die Methanemissionen ernsthaft zu bekämpfen, müssen den Unternehmen verbindliche Standards auferlegt werden. Die anstehende EU-Methanverordnung stellt einen ersten Schritt in diese Richtung dar. Viele Unternehmen bekennen sich zwar zu dieser Initiative, betreiben aber hinter den Kulissen Lobbyarbeit, um bestimmte Bestimmungen, z. B. zur Leckageortung und -reparatur sowie zum Abfackeln und Entlüften, abzuschwächen.

Die wichtigste Maßnahme zur Verringerung der Methanemissionen ist und bleibt die Reduzierung des Verbrauchs von fossilem Gas. Wenn kein fossiles Gas mehr gefördert und transportiert wird, entstehen auch keine ungewollten Emissionen. Initiativen wie OGMP 2.0 können dazu beitragen, die Methanemissionen zu reduzieren. Es muss jedoch immer klar sein, dass fossiles Gas ein fossiler Brennstoff bleibt, aus dem die Welt so bald wie möglich aussteigen muss. Wenn das klare Ziel des Ausstiegs aus fossilem Gas nicht ins Auge gefasst wird, laufen freiwillige Initiativen Gefahr, zu einem Feigenblatt zu werden, das die Geschäftsmodelle fossiler Unternehmen weiterhin legitimiert und aufrechterhält, anstatt zu den Klimaschutzzielen beizutragen.

Zusammenfassung

Die Auswertung der Fragebögen zeigt drei Kernprobleme auf:

1. Die Bereitschaft, Methanemissionen außerhalb der OGMP zu messen und zu reduzieren, ist gering. Die antwortenden Unternehmen, die nicht OGMP-Mitglied sind, führen in der Regel überhaupt keine Messungen durch und haben oft keine Programme zur Leckageortung und -reparatur. Viele bekunden keine Absicht, die Messungen in Zukunft zu verbessern oder über die derzeitigen gesetzlichen Verpflichtungen hinauszugehen. Selbst innerhalb der OGMP werden nur langsam Fortschritte in Richtung einer messbasierten Berichterstattung erzielt, obwohl mehrere Messmethoden bereits heute zur Verfügung stehen und angewendet werden könnten. Bemerkenswert ist auch, dass 76% der kontaktierten Unternehmen unseren Fragebogen nicht beantwortet haben, was auf ein mangelndes Engagement in der Branche allgemein hinweist. Dies zeigt, dass freiwillige Ansätze allein nicht ausreichen werden, um die Industrie zum Handeln zu bewegen. Um Transparenz zu schaffen und die Unternehmen zu motivieren, flächendeckend Maßnahmen zur Verringerung der Methanemissionen zu ergreifen, sind gesetzliche Vorschriften erforderlich.

2. Mittel- und nachgelagerte Unternehmen ignorieren weitgehend die Methanemissionen aus der Lieferkette. Die Unternehmen, die konkrete Schritte zur Verringerung der Methanleckagen unternehmen, konzentrieren sich auf ihre eigenen Tätigkeiten und ignorieren weitgehend die Methanintensität des Gases, das sie zur Nutzung oder zum Handel erwerben. Auch wenn mittel- und nachgelagerte Unternehmen ihre Gaslieferanten nicht direkt kontrollieren können, wäre die Verbesserung der Methanintensität ihrer Einkäufe wohl die wirksamste Maßnahme zur Verringerung der Methanemissionen, die sie ergreifen können, da die große Mehrheit dieser Emissionen bei der Produktion und beim Transport fossilen Gases entstehen. Einige wenige Unternehmen erwähnen, dass sie mit ihren Lieferanten im Dialog stehen, aber die Unternehmen sind weitgehend nicht bereit, ihre Lieferanten unter Druck zu setzen, damit sie bestimmte Berichtsstandards oder Emissionsgrenzen erfüllen.

3. Keine Anerkennung der Dringlichkeit eines Ausstiegs aus der fossilen Gasnutzung. Es gibt keine realistische Einschätzung, wie die Reduktion der Gesamtemissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität funktionieren soll. So nennen viele Unternehmen *Offsetting*, CCS oder Scheinlösungen wie blauen und türkisfarbenen Wasserstoff als Schlüsselmaßnahmen auf dem Weg zur Klimaneutralität, ohne dass sie in den kommenden Jahren größere Veränderungen ihrer fossilen Geschäftsmodelle vorhersehen. Insgesamt sehen die Gasunternehmen eine beträchtliche Rolle für Gase in einer klimaneutralen Wirtschaft, wobei fossiles Gas weitgehend durch grüne und sogenannte kohlenstoffarme Gase ersetzt werden soll. Diese Zukunftsvision ist angesichts des prognostizierten Rückgangs der Gasnachfrage in Europa und berechtigter Zweifel an der Nachhaltigkeit und Skalierbarkeit von Biogas und Wasserstoff nicht realisierbar. Nur zwei der befragten Unternehmen haben explizite Pläne, bis 2040 aus dem Geschäft mit fossilem Gas auszusteigen.

Fazit

Die betrachteten Unternehmen tun derzeit zu wenig, um ihrer Verantwortung in der Klimakrise gerecht zu werden. Es ist äußerst zeitkritisch, dass die Unternehmen unverzüglich alle zur Verfügung stehenden Mittel nutzen, um nicht nur ihre direkten, sondern auch ihre indirekten Methanemissionen zu identifizieren und nach Möglichkeit zu eliminieren. Es ist bereits heute technisch möglich, 70% der in der Öl- und Gasindustrie anfallenden Emissionen zu vermeiden.⁵¹ Dazu können u.a. moderne Satellitentechnik und Drohnen eingesetzt werden. Die Antworten auf unsere Umfrage zeigen jedoch, dass Unternehmen außerhalb des OGMP-Rahmens kaum Schritte unternehmen, um ihre Methanemissionen anzugehen, wobei selbst OGMP-Mitglieder derzeit hauptsächlich Pläne und Ankündigungen machen, deren vollständige Umsetzung noch aussteht.

Außerdem sollten die Unternehmen die Mengen an fossilem Gas, die sie noch nutzen wollen, an das 1,5°C-Ziel des Pariser Abkommens binden, was noch nicht konsequent geschieht. Problematische Maßnahmen wie blauer Wasserstoff, *Offsetting* und CCS spielen in den Klimastrategien der Unternehmen eine zu große Rolle. Sie scheinen weitgehend darauf ausgelegt zu sein, die Rentabilität von fossilem Gas so lange wie möglich zu erhalten. Wasserstoff wird von vielen als Allheilmittel angesehen, obwohl die Mengen für den von den Unternehmen geplanten großtechnischen Einsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung wahrscheinlich zu gering sein werden. Außerdem fehlt ein klares Bekenntnis zu grünem Wasserstoff. Darüber hinaus setzen viele Unternehmen immer noch auf die Umstellung von Kohle auf fossiles Gas, anstatt direkt in erneuerbare Energien oder Großwärmepumpen für die Wärmeerzeugung zu investieren. Unsere Umfrage zeigt, dass es bei den Gasunternehmen wenig bis gar kein Verständnis dafür gibt, dass „business as usual“ keine Option ist und dass die Nutzung von fossilem Gas so schnell wie möglich beendet werden muss. Es reicht eindeutig nicht aus, sich auf freiwillige Verpflichtungen der Industrie zu verlassen, um dies zu erreichen. Es sind weitere Maßnahmen erforderlich, um zu

verhindern, dass der Ausstieg aus der Kohle zu einer verstärkten Nutzung von fossilem Gas führt, und um sicherzustellen, dass die Energieunternehmen das Pariser Klimaziel einhalten, anstatt es durch Scheinlösungen zu untergraben.

DUH und urgewald empfehlen daher:

- » **Regulatorische Anforderungen für Transparenz und Maßnahmen zur Methanreduzierung** müssen so schnell wie möglich verabschiedet werden. Die vorgeschlagene EU-Methanverordnung sollte gestärkt werden, indem eine kürzere Übergangsphase zu den vollständigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungsvorschriften festgelegt und monatliche Erhebungen zur Leckageortung und -reparatur vorgeschrieben werden. Vor allem sollte sich die Verordnung auch auf die Einfuhr fossiler Brennstoffe erstrecken, die für den größten Teil der Methanemissionen verantwortlich sind.⁵²
- » Unternehmen sollten **klare Strategien für den Ausstieg aus fossilem Gas** und die Reduzierung von Methanemissionen vorlegen, die auf 1,5°C-kompatiblen Emissionsbudgets basieren. Über diese muss **regelmäßig und transparent berichtet werden**.
- » Die Unternehmen sollten **eigene Messungen** der Methanemissionen entlang der Lieferkette unter Einbeziehung ihrer Lieferanten und Handelspartner durchführen, anstatt sich auf Schätzungen und Berechnungen zu verlassen. Die erhobenen Daten müssen **frei verfügbar und von unabhängigen Stellen überprüfbar** sein.
- » Die Unternehmen sollten **Produktverantwortung** übernehmen. Sie dürfen die Methanemissionen aus ihrer **Lieferkette** nicht ignorieren, sondern sollten aktiv auf ihre Lieferanten einwirken um diese zu genauen Messungen und wirksamen Reduktionsmaßnahmen zu bewegen.
- » Die Unternehmen setzen in ihren Strategien zu stark auf **klimapolitische Scheinlösungen** wie **blauen und türkises Wasserstoff, CCS** und *Offsetting*. Diese Ansätze lehnen DUH und urgewald angesichts der vielen damit verbundenen Probleme ab. Stattdessen muss jetzt eine echte Transformation hin zu einer vollständig dekarbonisierten Energieversorgung erfolgen.

Endnoten

- 1 Die Wirkung eines Treibhausgases auf die Klimaerwärmung (das so genannte Global Warming Potential, GWP) ist vom gewählten Betrachtungszeitraum abhängig. Weil unser Klimasystem bereits innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte kritische Klimakipppunkte zu überschreiten droht und Methan gleichzeitig eine vergleichsweise geringe Verweildauer in der Atmosphäre von ca. 12 Jahren hat ist eine Betrachtung des Zeitraums von 20 Jahren (GWP20) in diesem Fall besonders wichtig. Durch das Überschreiten solcher Kipppunkte, wie z. B. dem Kollaps des westantarktischen Eisschildes, würde sich die Erderwärmung verselbständigen und ohne unser Zutun immer weitergehen („Galoppierender Treibhauseffekt“). Bei der Betrachtung über 100 Jahre liegt das GWP von Methan bei 30 (siehe dazu www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/).
- 2 Siehe www.iea.org/news/methane-emissions-from-the-energy-sector-are-70-higher-than-official-figures.
Siehe auch www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_EN.pdf.
- 3 Siehe www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Positionspapier_Markabfrage_Gas_2021_ENG_20210316_FINAL.pdf.
- 4 Unsere erste Umfrage, die 2020/2021 durchgeführt wurde, hatte eine höhere Rücklaufquote von 30%, aber insgesamt weniger Antworten, da nur 20 Unternehmen angeschrieben wurden.
- 5 DUH-Berechnungen basierend auf den 2020-Geschäftsberichten der teilnehmenden Unternehmen. Globale und europäische Vergleichszahlen basieren auf www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-natural-gas.pdf, www.statista.com/statistics/217252/global-installed-power-generation-capacity-of-natural-gas/ und <https://www.energybrainpool.com/en/analysis/europeanpowerplantdatabase.html>.
- 6 Siehe www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-natural-gas.pdf.
- 7 Siehe www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-gas-demand-in-initial-and-revised-forecasts-2019-2025.
- 8 Siehe https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF.
- 9 Siehe www.iea.org/news/methane-emissions-from-the-energy-sector-are-70-higher-than-official-figures.
Siehe auch www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_EN.pdf.
- 10 Siehe www.nature.com/articles/d41586-020-02116-8.
- 11 Siehe www.ipcc.ch/2022/04/04/ipcc-ar6-wgiii-pressrelease/.
- 12 Siehe www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_EN.pdf.
- 13 Siehe www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html.
- 14 Berechnung: 87 Milliarden m³/a [Menge an fossilem Gas] * 8,8 kWh/m³ [Heizwert des fossilen Gases] * 0,2 kg CO₂/kWh [Kohlenstoffgehalt des fossilen Gases] = 153,12 Millionen Tonnen CO₂/a.
- 15 Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass das von Deutschland importierte fossile Gas die Gesamtfördermenge abzüglich der Emissionen darstellt, die in der Vorkette durch Leckagen entstanden sind. Unter der Annahme einer Leckagerate von 2,3 Prozent würde die Gesamtfördermenge hier demnach 89,04 Mrd. m³ fossiles Gas betragen, von denen 87 Mrd. m³ (97,7%) in Deutschland ankommen. 2,04 Mrd. m³, also 2,3 Prozent der Gesamtfördermenge, entweichen entlang der Vorkette als Leckage. Da fossiles Gas zum größten Teil aus Methan besteht, muss der Effekt dieser Freisetzung in CO₂-Äquivalente (CO₂e) umgerechnet werden. Bei einem Normaldruck von einem Bar und 15°C errechnet sich die Klimawirkung des freigesetzten Methans wie folgt: 2.040.000.000 m³ [Methanleckage, hier 2,3% der Gesamtproduktion] * 0,6709 kg/m³ [Dichte von Methan] = 1.368.636.000 kg = 1.368.636 t Methan. Über 20 Jahre hat Methan etwa die 83-fache Wirkung von CO₂ (GWP 20=83): 1.368.636 t Methan * 83 = 113,6 mt. CO₂e. Die Ergebnisse in der Grafik sind Näherungswerte.
- 16 Der hier verwendete Ansatz zur Berechnung der Gesamtemissionen ist stark vereinfacht und konservativ, denn entlang der Vorkette entweicht nicht nur Methan durch unbeabsichtigte Leckagen oder absichtliche Einleitungen. Auch CO₂ wird emittiert, z. B. wenn fossiles Gas unterwegs abgefackelt oder in gasbetriebenen Verdichterstationen verbraucht wird. Auch bei elektrisch betriebenen Kompressoren entstehen Emissionen durch das Stromnetz, das noch nicht dekarbonisiert ist. Diese Emissionen werden hier nicht berücksichtigt, so dass die Berechnungen eher die untere Grenze des Spektrums der tatsächlich auftretenden Emissionen darstellen.
- 17 Siehe www.iass-potsdam.de/de/ergebnisse/publikationen/2016/uncertain-climate-cost-natural-gas-assessment-methane-leakage.
- 18 Siehe www.derstandard.de/story/2000133106052/satellitendaten-enthullen-die-groessten-methanlecks-der-welt.
- 19 Als Grundlage für diese Berechnung wurde ein Gesamtverbrauch an fossilem Gas in der EU von 552 Mrd. m³ (2021) herangezogen.
- 20 Siehe www.reuters.com/business/energy/what-are-europes-options-case-russian-gas-disruption-2022-03-10/.
- 21 Siehe <https://iea.blob.core.windows.net/assets/585b901a-e7d2-4bca-b477-e1baa14dde5c/CurtailingMethaneEmissionsfromFossilFuelOperations.pdf>.
- 22 Kauf von Zertifikaten, mit denen die Vermeidung von Emissionen an einem anderen Ort erfolgen und nachgewiesen werden soll.
- 23 Siehe <https://research.american.edu/carbonremoval/2019/11/13/jacobson-mark-2019-why-carbon-capture-and-direct-air-capture-cause-more-damage-than-good-to-climate-and-health/>.
- 24 Siehe www.umweltbundesamt.de/publikationen/biorest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener.
- 25 Siehe www.csmonitor.com/Environment/2021/0924/Carbon-offsets-are-growing-fast-but-climate-benefits-remain-murky.
- 26 Originalzitate: „necessary transition technology“; „to enable reliable and affordable supply“.
- 27 Siehe www.pik-potsdam.de/en/news/latest-news/hydrogen-instead-of-electrification-potentials-and-risks-for-climate-targets oder www.iee.fraunhofer.de/en/presse-infothek/press-media/overview/2020/Hydrogen-and-Heat-in-Buildings.html.
- 28 Ein Unternehmen erwähnt, dass es Forschungsarbeiten zur Optimierung der Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff, der Speicherung und der Rückumwandlung in Elektrizität durchführt.
- 29 Siehe www.rechargenews.com/energy-transition/why-hydrogen-fired-power-plants-will-play-a-major-role-in-the-energy-transition/2-1-1045768
- 30 Grüner Wasserstoff wird aus erneuerbarem Strom per Elektrolyse hergestellt. Blauer Wasserstoff wird durch Dampfreformierung von fossilem Gas mit zusätzlicher Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) für die mit diesem Prozess verbundenen CO₂-Emissionen hergestellt. Wasserstoff, der mit diesem Verfahren ohne CCS hergestellt wird, wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. So wird derzeit der meiste Wasserstoff für die industrielle Nutzung produziert. Türkisfarbener Wasserstoff wird aus fossilem Gas mithilfe der bislang noch experimentellen Schmelzmetallpyrolyse-Technologie hergestellt, bei der fossiles Gas durch ein geschmolzenes Metall geleitet wird, was sowohl Wasserstoffgas als auch festen Kohlenstoff produziert.
- 31 Siehe <https://bellona.org/publication/will-hydrogen-cannibalise-the-energiewende>.

Endnoten (Fortsetzung)

- 32 Siehe www.pac-scenarios.eu/.
- 33 Ein weiteres Unternehmen hat ein Scope 3-Ziel für 2032 und zwei weitere für 2035.
- 34 Es ist zu erwähnen, dass der OGMP 2.0-Rahmen nur Scope-1-Emissionen abdeckt, d. h. Emissionen, die direkt mit der Geschäftstätigkeit der Unternehmen zusammenhängen.
- 35 Siehe https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/37283/AEM_IMEO.pdf. Originalzitat: „robust implementation plans on how to achieve level 4/5 reporting by 2024 for operated assets and 2026 for non-operated assets“.
- 36 Siehe www.unep.org/resources/report/eye-methane-international-methane-emissions-observatory-2021-report, Seite VI. Originalzitat: „The quality of data in most cases is limited, as the majority of companies have not yet ventured into higher reporting levels for the majority of assets.“
- 37 Das GHG-Protokoll ist der am weitesten verbreitete methodische Standard zur Bestimmung von Emissionswerten, siehe www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/374/klimamanagement.
- 38 Siehe https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613_2.pdf.
- 39 Fossiles Methan ist über einen Zeitraum von 20 Jahren bis zu 108 Mal klimaschädlicher als CO₂. Der GWP-Mittelwert ist 82.5 +/- 25.8. IPCC, AR6, Tabelle 7.15, Seite 1739, siehe www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf.
- 40 Übersetzt aus folgender Quelle: http://ogmpartnership.com/sites/default/files/files/OGMP_20_Reporting_Framework.pdf
- 41 Siehe <https://iea.blob.core.windows.net/assets/585b901a-e7d2-4bca-b477-e1baa14dde5c/CurtailingMethaneEmissionsfromFossilFuelOperations.pdf>.
- 42 Siehe hier für den Fall Deutschland: www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Methan/Ziehm_Gutachten_Methanleckagen_final_geschw%C3%A4rzt.pdf.
- 43 Siehe www.edf.org/sites/default/files/content/wzi_expert_report_01062014.pdf.
- 44 Siehe www.iea.org/reports/flaring-emissions.
- 45 Originalzitat: „on a calculated basis“.
- 46 Die Kommission widersetzte sich den Forderungen von Umweltorganisationen und des Europäischen Parlaments, die in ihrem Initiativbericht zur EU-Methanstrategie www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0436_EN.html erhoben wurden, die neuen Regeln auf Importe auszuweiten.
- 47 Siehe www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0436_EN.html.
- 48 Originalzitat: „level the playing field between EU-based companies and those outside the EU“
- 49 Originalzitate: „grandfathering rule“; „to protect long term business certainty“
- 50 Siehe <https://theicct.org/blog/staff/carbon-capture-storage-and-leakage>.
- 51 Siehe <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery/fuels>.
- 52 Ausführlichere Empfehlungen finden sich in einem aktuellen Positionspapier mehrerer europäischer NGOs, siehe: www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Methan/Joint_NGO_Position_Paper_-_EU_Methane_Regulation_March_2022_.pdf. Eine von der DUH beim Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft in Auftrag gegebene Studie zeigt zudem Optionen auf, um EU-Methanemissionen über die ganze Lieferkette mit einem Preis zu belegen: www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/Thema_Gas/2021-09_FOES_DUH_Pricing_Methane.pdf.

Stand: 6. Mai 2022



Deutsche Umwelthilfe e.V.

Bundesgeschäftsstelle Radolfzell
Fritz-Reichle-Ring 4
78315 Radolfzell
Tel.: 07732 9995-0

Bundesgeschäftsstelle Berlin
Hackescher Markt 4
10178 Berlin
Tel.: 030 2400867-0

Ansprechpartner

Julian Schwartzkopff
Referent Energie & Klimaschutz
Tel.: 030 2400867-963
E-Mail: schwartzkopff@duh.de

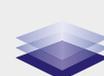
www.duh.de info@duh.de

www.duh.de www.duh.de www.duh.de www.duh.de

Wir halten Sie auf dem Laufenden: www.duh.de/newsletter-abo

Die Deutsche Umwelthilfe e.V. ist als gemeinnützige Umwelt- und Verbraucher-schutzorganisation anerkannt. Wir sind unabhängig, klageberechtigt und kämpfen seit über 40 Jahren für den Erhalt von Natur und Artenvielfalt. Bitte unterstützen Sie unsere Arbeit mit Ihrer Spende: www.duh.de/spenden

Transparent gemäß der Initiative Transparente Zivilgesellschaft. Ausgezeichnet mit dem DZI Spenden-Siegel für seriöse Spendenorganisationen.



Initiative
Transparente
Zivilgesellschaft



Unser Spendenkonto: Bank für Sozialwirtschaft Köln | IBAN: DE45 3702 0500 0008 1900 02 | BIC: BFSWDE33XXX