



Methanemissionen wirksam reduzieren

Die Importeurspflichten der MethanVO ab 2027 und die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung in Deutschland

Vorschläge von Shell

Die EU-Methanverordnung ist ein wichtiger Schritt, um die globalen Methanemissionen zu verringern. Gleichzeitig stellt sie neue Anforderungen an die Nachweise zur Einhaltung ihrer Vorgaben. Genau darin liegt eine zentrale Herausforderung bei der Umsetzung in Deutschland, dessen Raffinerien auf **vielfältige Rohölquellen und global vernetzte Lieferketten** angewiesen sind. Die entscheidende Frage ist dabei nicht, ob ausreichend konforme Rohölmengen existieren, sondern ob deren Konformität **rechtsicher nachweisbar** ist und die Mengen **zum richtigen Zeitpunkt tatsächlich lieferbar** sind. Dieses Papier beleuchtet diese Herausforderung und ihre Bedeutung für Raffinerien in Deutschland, die Versorgungssicherheit und die Wirksamkeit der Verordnung.

WIR STIMMEN ZU > Methanemissionen wirksam zu reduzieren ist essenziell

Als Gründungsmitglied der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 setzt sich Shell dafür ein, Methanemissionen so schnell und so wirksam wie möglich zu reduzieren. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, die Intensität unserer Methanemissionen **unter 0,2 %** zu halten und **bis 2030 nahezu 0 %** in von Shell betriebenen Anlagen zu erreichen. Im Jahr 2025 lag die Methanemissionsintensität bereits deutlich unter unserem Zielwert: bei **0,04 %** in von Shell betriebenen Anlagen, in denen Gas für den Markt produziert wird, und bei **0,002 %** in Anlagen, in denen das Gas wieder in die Lagerstätte zurückgeführt wird. Insgesamt haben wir die Methanemissionen unserer selbst betriebenen Anlagen zwischen 2016 und 2025 um **78 %** reduziert – von 138.000 auf 31.000 Tonnen.¹

Shell setzt dabei modernste Messtechnologie ein, um Methanemissionen zu erfassen und die Qualität der Berichterstattung kontinuierlich zu verbessern. Dafür wurde Shell 2023 und 2024 mit dem **OGMP 2.0 Gold Standard** ausgezeichnet. Im Jahr 2024 erreichte Shell für 14 selbst betriebene Anlagen das **OGMP 2.0 Level 5**, die höchste Stufe des OGMP-Berichtsrahmens. Dies umfasst **88 %** der Methanemissionen aus von Shell betriebenen Anlagen, die vom OGMP-Berichtsrahmen erfasst werden.²

Auch bei Joint Ventures, deren Anlagen nicht von Shell selbst betrieben werden, wurden Fortschritte erzielt. Shell unterstützt die jeweiligen Betreiber dabei, Projekte zur Verringerung von Methanemissionen zu entwickeln und umzusetzen. Ende 2025 hatten sich **22 von 27 relevanten Beteiligungen** dem OGMP 2.0-Berichtsrahmen angeschlossen.³

Für Shell stellt sich daher nicht die Frage, ob Methanemissionen reduziert werden müssen. Selbstverständlich müssen sie das. Die Frage ist, ob die Strukturen zur Umsetzung der MethanVO ab 2027 bereits so weit sind, dass dieses Ziel auch in der Praxis erreicht werden kann.

VOR ORT > Was die MethanVO für Raffinerien in Deutschland bedeutet

Raffinerien in Deutschland wie der Shell Energy and Chemicals Park Rheinland bei Köln, MiRO in Karlsruhe oder PCK in Schwedt sind auf **ganz bestimmte Kombinationen verschiedener Rohölsorten angewiesen**, z.B. Brent, WTI oder CPC. Jede dieser Sorten verfügt über eigene chemische und verfahrenstechnische Eigenschaften. Die für den Betrieb einer Raffinerie benötigten Rohöle stammen aus einem weltweit diversifizierten Beschaffungsportfolio mit Dutzenden Herkunftsländern, Regionen und Produzenten.

Dieses System ist auf **maximale Flexibilität** angewiesen, sowohl bei den eingesetzten Rohölsorten als auch bei den Lieferketten. Es kann nicht auf *theoretisch* verfügbare, konforme Mengen oder auf einen eingeschränkten Kreis von Lieferquellen reduziert werden. Eine Raffinerie braucht **das richtige Rohöl, in der richtigen Qualität, unter den richtigen Vertragsbedingungen, zum richtigen Zeitpunkt**.

Vor diesem Hintergrund zeigen Analysen von Shell, dass ein erheblicher Teil der heute in Rheinland, MiRO und PCK verarbeiteten Rohölsorten die Importeurspflichten der MethanVO ab 2027 **voraussichtlich nicht nachweisbar erfüllen könnte**. Ihre Auswirkungen sollten daher nicht allein anhand global verfügbarer OGMP 2.0 Level 5-Mengen bewertet werden. Entscheidend ist, ob eine **konkrete Raffinerie** in Deutschland **genau die Rohölsorten** über rechtskonforme Lieferverträge beziehen kann, die sie benötigt.

REALITÄT > Globale Verfügbarkeit löst das deutsche Problem nicht

In der aktuellen Diskussion steht häufig die Frage im Mittelpunkt, ob weltweit genügend Öl- und Gasmengen verfügbar sind, die den Anforderungen des OGMP 2.0 Level 5 entsprechen. Das ist zweifellos ein wichtiger Datenpunkt – aber nicht der, der darüber entscheidet, ob die MethanVO in der Praxis funktioniert. **Globale Verfügbarkeit ist nicht dasselbe wie tatsächliche Lieferbarkeit**.

Ein konformes Molekül wird nicht allein dadurch *nutzbar*, dass es irgendwo auf der Welt existiert. Es wird erst dann nutzbar, wenn **es zum richtigen Zeitpunkt vertraglich beschafft und nach Deutschland geliefert werden kann**. Genau hier liegt der in der Praxis so wichtige Unterschied,

denn daran wird ersichtlich, warum sich aus globalen Angebotsschätzungen keine belastbaren Aussagen darüber ableiten lassen, ob Raffinerien tatsächlich jene konformen Rohölmengen beziehen können, die sie benötigen. Die zentrale Frage ist nicht, ob weltweit ausreichend Produktion nach höheren Standards verfügbar ist. Entscheidend ist, ob Importeure die Anforderungen der MethanVO **nachweisbar** erfüllen können.

NACHWEISBARKEIT > Warum Compliance derzeit noch nicht möglich ist

Die OGMP 2.0 Level 5-Kriterien zu erfüllen, ist ein wichtiger Schritt hin zu mehr Transparenz bei der Methan-Berichterstattung. Für sich genommen reicht das jedoch nicht aus, um einzelne Lieferungen unter der MethanVO als „nachweisbar rechtskonform“ einzustufen. Compliance erfordert mehr als Messungen und Berichterstattung. Rechtskonformität setzt ein funktionierendes System voraus, das Methandaten **verifiziert und konkreten Mengen verlässlich zuordnet**, die auf dem europäischen Markt in Verkehr gebracht werden. Das Problem ist, dass die **institutionellen Voraussetzungen** für einen rechtssicheren Nachweis von Compliance – von anerkannten Monitoring- und Berichtsstandards bis hin zur Verifizierung durch akkreditierte Prüfstellen – bis zum 1. Januar 2027 nicht ausreichend verfügbar sein werden. Es mangelt nicht am Willen. **Das System ist schlicht noch nicht einsatzbereit**.

In der Praxis ist dieser Engpass sehr konkret: Die Verifizierung kann nur durch unabhängige und akkreditierte Prüfer erfolgen. Derzeit gibt es jedoch nicht genügend qualifizierte Prüfer, um diese Aufgabe in allen Ländern wahrzunehmen, aus denen Raffinerien in Deutschland ihr Rohöl beziehen. Der Aufbau dieser Kapazitäten wird Zeit benötigen, da die Akkreditierung von Prüfern erst beginnen kann, wenn anerkannte Monitoring-Standards vorliegen. Das bedeutet, **selbst wenn die fehlenden Standards morgen vorlägen**, wäre mit einer ausreichenden Zahl akkreditierter Prüfer voraussichtlich frühestens ab Mitte 2027 und teilweise erst im Laufe des Jahres 2028 zu rechnen.

TIMING > Warum das Risiko für Raffinerien heute noch nicht sichtbar sein muss

Risiken zeigen sich in verschiedenen Teilen des Energiesystems zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Die Gasbeschaffung basiert z.B. häufig auf langfristigen Abnahmeverträgen, wodurch mögliche Risiken oft frühzeitig sichtbar werden. Rohölmärkte hingegen sind deutlich stärker von kurzfristigen Transaktionen und maximaler Flexibilität geprägt. Dass es noch keine Verwerfungen auf den Rohölmärkten

gibt, sollte nicht als Zeichen von Stabilität gelesen werden. Es zeigt vielmehr, wie spät das Risiko sichtbar wird.

Je näher die Importeurspflichten ab 2027 rücken, desto schneller könnten sich die Marktbedingungen verändern – insbesondere, wenn Lieferanten, Händler und Compliance-Abteilungen nicht nachweisen können, dass sie die Anforderungen der MethanVO erfüllen.

TRAGWEITE > Warum dies auch die Resilienz der deutschen Wirtschaft betrifft

Raffinerien wie Rheinland, MiRO und PCK spielen eine zentrale Rolle bei der Versorgung von Industrie, Verkehr und Alltag mit Kraftstoffen und anderen unverzichtbaren Produkten. Ihre Fähigkeit, effizient zu arbeiten, hängt von einem breiten und flexiblen Zugang zu unterschiedlichen Rohölsorten ab. Sollte die MethanVO am 1. Januar 2027 in die nächste Umsetzungsstufe eintreten, **wird sich das Angebot an Rohöl, das rechtskonform beschafft werden kann, deutlich verringern.**

Die möglichen Folgen einer solchen Entwicklung für den Industriestandort Deutschland wären konkret und unmittelbar – insbesondere mit Blick auf Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz. Raffinerien könnten gezwungen sein, ihre Beschaffung stärker an Compliance-Anforderungen als an betrieblicher Effizienz auszurichten. Die Folge wären höhere Beschaffungskosten, die sich letztlich auch in **höheren Kraftstoff- und Energiepreisen für Industrie und Verbraucher** niederschlagen könnten.

Darüber hinaus sind unterschiedliche Raffinerieeinheiten technisch für die Verarbeitung bestimmter Rohölsorten ausgelegt. Einschränkungen bei benötigten Sorten können dazu führen, dass **Teile der Raffinerie nicht mehr vollständig ausgelastet werden können – selbst dann, wenn andere konforme Rohölsorten verfügbar sind.** Dies kann langfristig den Druck erhöhen, Raffinerieaktivitäten außerhalb Europas anzusiedeln, während raffinierte Produkte anschließend wieder importiert werden – ein klassisches **Carbon-Leakage-Risiko**. Die Auswirkungen wären nicht nur industrieller Natur, sondern auch klimapolitisch relevant: Europäische Methanemissionen könnten auf dem Papier sinken, während die globalen Methanemissionen unverändert bleiben oder sogar steigen – etwa aufgrund geringerer Transparenz- und schwächerer Kontrollmechanismen in anderen Regionen.

WEG NACH VORN > Was es braucht, damit die Verordnung in der Praxis funktioniert

Die MethanVO kann ein wirksames Instrument zur Verringerung globaler Methanemissionen sein. Ihr Ziel ist klar – und findet breite Unterstützung. Die Herausforderung besteht nun darin, ihre Umsetzung so auszugestalten, dass sie in der Praxis funktioniert und den Realitäten globaler Lieferketten Rechnung trägt. Die bestehenden Hürden **erfordern nicht, das Ambitionsniveau zu senken – sie erfordern es, Compliance zu ermöglichen.**

Dazu gehört, dass die notwendigen Monitoring- und Berichtsstandards festgelegt sind und genügend unabhängige Prüfer zur Verfügung stehen, *bevor* die Importeurspflichten vollständig Anwendung finden. Ein praktikabler Ansatz muss es Importeuren ermöglichen, **die Einhaltung geltenden Rechts beim Inverkehrbringen von Produkten rechtssicher nachzuweisen.** Unverbindliche Maßnahmen wie die vorübergehende Aussetzung von Sanktionen können diese Rechtssicherheit nicht ersetzen.

Auch **einzelfallbezogene Ausnahmen** – sei es aus Gründen der Versorgungssicherheit oder auf Grundlage nachgewiesener „ernsthafter Bemühungen“ – lösen dieses Problem nicht. Solche Ansätze würden erhebliche operative Komplexität und damit zusätzliche Unsicherheit schaffen, da Unternehmen Lieferverträge abschließen müssten, bevor feststeht, ob die Voraussetzungen für eine Ausnahme später tatsächlich als erfüllt anerkannt werden. Dies lässt sich kaum mit der Geschwindigkeit und den Anforderungen globaler Rohölmärkte vereinbaren.

In der Praxis orientieren sich Beschaffungsentscheidungen stets an **nachweisbarer Compliance** – nicht am Ausbleiben von Sanktionen oder der Möglichkeit späterer Ausnahmen. Deshalb sind gezielte Anpassungen der MethanVO erforderlich, um die Anwendung der MRV-Pflichten **zeitlich mit der tatsächlichen Verfügbarkeit der notwendigen Nachweis- und Verifizierungsstrukturen in Einklang zu bringen.**

Deutschland spielt in dieser Debatte eine wichtige Rolle. Nur wenn es die praktischen Realitäten globaler Lieferketten und des Raffineriebetriebs berücksichtigt, kann Deutschland dazu beitragen, dass die MethanVO wirksame Emissionsminderungen ermöglicht und zugleich Versorgungssicherheit und Marktstabilität erhalten bleiben.

Cautionary Note

The companies in which Shell plc directly and indirectly owns investments are separate legal entities. In this document "Shell", "Shell Group" and "Group" are sometimes used for convenience where references are made to Shell plc and its subsidiaries in general. Likewise, the words "we", "us" and "our" are also used to refer to Shell plc and its subsidiaries in general or to those who work for them. These terms are also used where no useful purpose is served by identifying the particular entity or entities. "Subsidiaries", "Shell subsidiaries" and "Shell companies" as used in this document refer to entities over which Shell plc either directly or indirectly has control. The term "joint venture", "joint operations", "joint arrangements", and "associates" may also be used to refer to a commercial arrangement in which Shell has a direct or indirect ownership interest with one or more parties. The term "Shell interest" is used for convenience to indicate the direct and/or indirect ownership interest held by Shell in an entity or unincorporated joint arrangement, after exclusion of all third-party interest.

Forward-Looking Statements

This document contains forward-looking statements (within the meaning of the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995) concerning the financial condition, results of operations and businesses of Shell. All statements other than statements of historical fact are, or may be deemed to be, forward-looking statements. Forward-looking statements are statements of future expectations that are based on management's current expectations and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in these statements. Forward-looking statements include, among other things, statements concerning the potential exposure of Shell to market risks and statements expressing management's expectations, beliefs, estimates, forecasts, projections and assumptions. These forward-looking statements are identified by their use of terms and phrases such as "aim"; "ambition"; "anticipate"; "believe"; "commit"; "commitment"; "could"; "estimate"; "expect"; "goals"; "intend"; "may"; "milestones"; "objectives"; "outlook"; "plan"; "probably"; "project"; "risks"; "schedule"; "seek"; "should"; "target"; "will"; "would" and similar terms and phrases. There are a number of factors that could affect the future operations of Shell and could cause those results to differ materially from those expressed in the forward-looking statements included in this document, including (without limitation): (a) price fluctuations in crude oil and natural gas; (b) changes in demand for Shell's products; (c) currency fluctuations; (d) drilling and production results; (e) reserves estimates; (f) loss of market share and industry competition; (g) environmental and physical risks; (h) risks associated with the identification of suitable potential acquisition properties and targets, and successful negotiation and completion of such transactions; (i) the risk of doing business in developing countries and countries subject to international sanctions; (j) legislative, judicial, fiscal and regulatory developments including regulatory measures addressing climate change; (k) economic and financial market conditions in various countries and regions; (l) political risks, including the risks of expropriation and renegotiation of the terms of contracts with governmental entities, delays or advancements in the approval of projects and delays in the reimbursement for shared costs; (m) risks associated with the impact of pandemics, such as the COVID-19 (coronavirus) outbreak, regional conflicts, such as the Russia-Ukraine war, and a significant cybersecurity breach; and (n) changes in trading conditions. No assurance is provided that future dividend payments will match or exceed previous dividend payments. All forward-looking statements contained in this document are expressly qualified in their entirety by the cautionary statements contained or referred to in this section. Readers should not place undue reliance on forward-looking statements. Additional risk factors that may affect future results are contained in Shell plc's Form 20-F for the year ended December 31, 2025 (available at www.shell.com/investors/news-and-filings/sec-filings.html and www.sec.gov). These risk factors also expressly qualify all forward-looking statements contained in this document and should be considered by the reader. Each forward-looking statement speaks only as of the date of this document, July 6, 2026. Neither Shell plc nor any of its subsidiaries undertake any obligation to publicly update or revise any forward-looking statement as a result of new information, future events or other information. In light of these risks, results could differ materially from those stated, implied or inferred from the forward-looking statements contained in this document.

Shell's Net Carbon Intensity

Also, in this document we may refer to Shell's "Net Carbon Intensity" (NCI), which includes Shell's carbon emissions from the production of our energy products, our suppliers' carbon emissions in supplying energy for that production and our customers' carbon emissions associated with their use of the energy products we sell. Shell's NCI also includes the emissions associated with the production and use of energy products produced by others which Shell purchases for resale. Shell only controls its own emissions. The use of the terms Shell's "Net Carbon Intensity" or NCI are for convenience only and not intended to suggest these emissions are those of Shell plc or its subsidiaries.

Shell's net-zero emissions target

Shell's operating plan, outlook and budgets are forecasted for a ten-year period and are updated every year. They reflect the current economic environment and what we can reasonably expect to see over the next ten years. Accordingly, they reflect our Scope 1, Scope 2 and NCI targets over the next ten years. However, Shell's operating plans cannot reflect our 2050 net-zero emissions target, as this target is currently outside our planning period. In the future, as society moves towards net-zero emissions, we expect Shell's operating plans to reflect this movement. However, if society is not net zero in 2050, as of today, there would be significant risk that Shell may not meet this target.

Forward-Looking non-GAAP measures

This document may contain certain forward-looking non-GAAP measures such as [cash capital expenditure] and [divestments]. We are unable to provide a reconciliation of these forward-looking non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures because certain information needed to reconcile those non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures is dependent on future events some of which are outside the control of Shell, such as oil and gas prices, interest rates and exchange rates. Moreover, estimating such GAAP measures with the required precision necessary to provide a meaningful reconciliation is extremely difficult and could not be accomplished without unreasonable effort. Non-GAAP measures in respect of future periods which cannot be reconciled to the most comparable GAAP financial measure are calculated in a manner which is consistent with the accounting policies applied in Shell plc's consolidated financial statements.

The contents of websites referred to in this document do not form part of this document.

We may have used certain terms, such as resources, in this document that the United States Securities and Exchange Commission (SEC) strictly prohibits us from including in our filings with the SEC. Investors are urged to consider closely the disclosure in our Form 20-F, File No 1-32575, available on the SEC website www.sec.gov.

¹⁾ Shell LNG Portfolio Strategic Spotlight 2026, S. 21: https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/_jcr_content/root/main/section_1071958492/promo_110301072_copy/links/item0.stream/1773644841391/3328e7b37c74c7757cb1c3756fb96ad299de4988/lng-portfolio-strategic-spotlight-2026.pdf

²⁾ *ibid.*

³⁾ *ibid.*