



2024/1787

15.7.2024

VERORDNUNG (EU) 2024/1787 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 13. Juni 2024

über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942

(Text von Bedeutung für den EWR)

DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 192 Absatz 1,

auf Vorschlag der Europäischen Kommission,

nach Zuleitung des Entwurfs des Gesetzgebungsakts an die nationalen Parlamente,

nach Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses ⁽¹⁾,

nach Stellungnahme des Ausschusses der Regionen ⁽²⁾,

gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ⁽³⁾,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Methan ist für rund ein Drittel der Klimaerwärmung verantwortlich; insgesamt trägt nur Kohlendioxid (CO₂) in noch höherem Maße zum Klimawandel bei. Die Methanmenge in der Atmosphäre ist im vergangenen Jahrzehnt weltweit stark angestiegen.
- (2) Der im Rahmen der Vereinten Nationen (VN) eingesetzte Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (IPCC) veröffentlichte in seinem Sechsten Sachstandsbericht die Feststellung, dass bis 2030 eine starke Verringerung der anthropogenen Methanemissionen erforderlich ist, um die globale Erwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen. Aus diesem Bericht geht hervor, dass Methan zwar eine kürzere Verweildauer in der Erdatmosphäre (10 bis 12 Jahre) als CO₂ (Hunderte von Jahren) hat, sein Treibhauseffekt über einen Zeitraum von 20 Jahren jedoch mehr als 80-mal größer ist als der von CO₂. Nach Angaben des IPCC verfügt Methan über ein 29,8-mal höheres Erderwärmungspotenzial als CO₂ in einem Zeitraum von 100 Jahren, während es in einem Zeitraum von 20 Jahren 82,5-mal wirkungsvoller ist.
- (3) Aus dem Bericht mit dem Titel „Luftqualität in Europa — 2020“ der Europäische Umweltagentur geht hervor, dass Methan ein Vorläufergas für schädliches bodennahes Ozon ist und zur Luftverschmutzung beiträgt. Die Bekämpfung der Methanemissionen würde nicht nur Umwelt und Klima betreffen, sondern auch den Schutz der menschlichen Gesundheit verbessern.
- (4) Jüngsten Schätzungen des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) und der Koalition für Klima und saubere Luft (CCAC) zufolge könnte durch die Verringerung der Methanemissionen — auf der Grundlage der von verfügbaren gezielten Maßnahmen und von zusätzlichen Maßnahmen im Einklang mit den Zielen für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen — um 45 % bis 2030 ein Anstieg der Erderwärmung um 0,3 °C bis 2045 vermieden werden.
- (5) Laut dem Online-Datendienst „World Energy Balances“ („Weltenergiebilanz“) der Internationalen Energieagentur ist die Union der weltweit größte Importeur fossiler Energie und damit ein wichtiger Faktor für die weltweiten Methanemissionen.
- (6) Der europäische Grüne Deal kombiniert ein umfassendes Paket sich gegenseitig verstärkender Maßnahmen und Initiativen, mit denen bis spätestens 2050 Klimaneutralität in der Union erreicht werden soll. Die Kommission weist in ihrer Mitteilung vom 11. Dezember 2019 zum europäischen Grünen Deal darauf hin, dass die Dekarbonisierung

⁽¹⁾ ABl. C 323 vom 26.8.2022, S. 101.

⁽²⁾ ABl. C 498 vom 30.12.2022, S. 83.

⁽³⁾ Standpunkt des Europäischen Parlaments vom 10. April 2024 (noch nicht im Amtsblatt veröffentlicht) und Beschluss des Rates vom 27. Mai 2024.

des Gassektors erleichtert würde, indem unter anderem das Problem der energiebezogenen Methanemissionen angegangen würde. Im Oktober 2020 hat die Kommission eine EU-Strategie zur Verringerung der Methanemissionen (im Folgenden „Methanstrategie“) verabschiedet, in der Maßnahmen zur Verringerung der Methanemissionen — auch im Energiesektor — innerhalb der Union und auf globaler Ebene festgelegt sind. In der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁴⁾ ist das Ziel der gesamtwirtschaftlichen Klimaneutralität bis spätestens 2050 verankert und eine verbindliche Verpflichtung der Union zur Senkung ihrer Nettotreibhausgasemissionen (Emissionen nach Abzug des Abbaus) bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Stand von 1990 festgelegt. Aus der Folgenabschätzung zum Vorschlag für die vorliegende Verordnung geht hervor, dass nach den Annahmen der bevorzugten politischen Option für den Legislativvorschlag zu Methan in Verbindung mit den Annahmen des Legislativpakets „Fit für 55“ 77 % aller für 2030 prognostizierten Methanemissionen im Zusammenhang mit Öl, Gas und Kohle aus sozialer und ökologischer Sicht kosteneffizient reduziert werden können. Damit würde ein Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C geleistet, und es würde der Union ermöglicht, bei der Bekämpfung von Methanemissionen und der Stärkung ihrer Energiesicherheit tatsächlich eine Führungsrolle zu übernehmen.

- (7) Die in der Verordnung (EU) 2021/1119 für 2030 festgelegten Treibhausgasemissionsreduktionsziele der Union und die verbindlichen nationalen Emissionsreduktionsziele gemäß der Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁵⁾ erstrecken sich auch auf die Methanemissionen. Allerdings gibt es derzeit keinen Rechtsrahmen der Union, der spezifische Maßnahmen zur Verringerung von anthropogenen Methanemissionen im Energiesektor vorsieht. Darüber hinaus erfasst die Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁶⁾ zwar Methanemissionen aus der Raffination von Mineralöl und Gas, aber nicht Methanemissionen aus anderen Tätigkeiten im Energiesektor.
- (8) In diesem Zusammenhang sollte diese Verordnung für die Verringerung von Methanemissionen bei der vorgelagerten Exploration und Förderung von Öl und fossilem Gas, bei inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern, bei der Gewinnung und Verarbeitung von fossilem Gas, bei der Fernleitung, Verteilung und Untertagespeicherung von Gas sowie bei Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG) gelten. Diese Verordnung sollte auch für aktive untertägige Kohlebergwerke und übertägige Kohlebergwerke sowie für stillgelegte oder aufgegebene untertägige Kohlebergwerke gelten.
- (9) Vorschriften für die genaue Messung, Überwachung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen in den Sektoren Öl, Gas und Kohle sowie für die Reduzierung dieser Emissionen — auch durch Inspektionen zur Leckerkennung und Reparatur (*Leak Detection and Repair* — LDAR) und durch Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln unter Sicherstellung des Schutzes der Arbeitnehmer vor Methanemissionen — sollten durch einen geeigneten Rechtsrahmen der Union vorgesehen werden. Die in dieser Verordnung festgelegten Vorschriften sollten die Transparenz in Bezug auf die Einfuhren von fossiler Energie in die Union verbessern und einen Beitrag im Hinblick auf eine umfassendere weltweite Nutzung von Lösungen zur Minderung von Methanemissionen leisten. Für das Erderwärmungspotenzial sollte ein 20-jähriger und ein 100-jähriger Zeithorizont zugrunde gelegt werden.
- (10) Die Erfüllung der Verpflichtungen aus dieser Verordnung wird voraussichtlich Investitionen seitens der regulierten Unternehmen erfordern, und die mit diesen Investitionen verbundenen Kosten sollten bei der Festlegung der Tarife, vorbehaltlich von Effizienzgrundsätzen, berücksichtigt werden. Die erforderlichen Kosten sollten nicht zu einer unverhältnismäßigen finanziellen Belastung der Endnutzer und Verbraucher führen.
- (11) Jeder Mitgliedstaat sollte mindestens eine Behörde benennen, die dafür zuständig ist, die tatsächliche Einhaltung der in dieser Verordnung festgelegten Verpflichtungen durch die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber und Importeure zu beaufsichtigen, und die Kommission über diese Benennung und jedwede diesbezügliche Änderung unterrichten. Diese zuständigen Behörden sollten eine ausreichende Finanz- und Personalausstattung erhalten und alle erforderlichen Maßnahmen ergreifen, um die Einhaltung dieser Verordnung entsprechend den ihnen ausdrücklich übertragenen Aufgaben sicherzustellen. Die zuständigen Behörden sollten eine Kontaktstelle einrichten. In Anbetracht der grenzübergreifenden Natur der Tätigkeiten des Energiesektors und der Methanemissionen sollten die zuständigen Behörden untereinander und mit der Kommission zusammenarbeiten. In diesem Zusammenhang sollten die Kommission und die zuständigen Behörden gemeinsam ein Netzwerk von Behörden bilden, die diese Verordnung anwenden, um eine enge Zusammenarbeit mit den erforderlichen Vorkehrungen für den Austausch von Informationen und bewährten Verfahren zu fördern und Konsultationen zu ermöglichen.

⁽⁴⁾ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

⁽⁵⁾ Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (ABl. L 156 vom 19.6.2018, S. 26).

⁽⁶⁾ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (ABl. L 334 vom 17.12.2010, S. 17).

- (12) Um die reibungslose und wirksame Umsetzung der in dieser Verordnung festgelegten Verpflichtungen sicherzustellen, sollte die Kommission die Mitgliedstaaten im Wege des mit der Verordnung (EU) 2021/240 Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁷⁾ eingerichteten Instruments für technische Unterstützung mit maßgeschneidertem Fachwissen bei der Konzeption und Umsetzung von Reformen, einschließlich der Reformen, die die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor fördern, unterstützen. Die technische Unterstützung könnte beispielsweise die Stärkung der Verwaltungskapazitäten, die Harmonisierung der Rechtsrahmen und den Austausch einschlägiger bewährter Verfahren umfassen.
- (13) Um sicherzustellen, dass die zuständigen Behörden ihre Aufgaben wahrnehmen können, sollten ihnen die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber und Importeure jede erforderliche Unterstützung zukommen lassen. Darüber hinaus sollten die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber und Importeure alle von den zuständigen Behörden festgelegten erforderlichen Maßnahmen innerhalb der von diesen Behörden festgelegten Frist oder einer anderen mit diesen Behörden vereinbarten Frist ergreifen.
- (14) Einer der wichtigsten den zuständigen Behörden zur Verfügung stehenden Mechanismen sollten Inspektionen sein, einschließlich Prüfung von Unterlagen und Aufzeichnungen, Emissionsmessungen und Kontrollen vor Ort. Die Inspektionen sollten auf der Grundlage einer von den zuständigen Behörden vorgenommenen Bewertung der Risiken, wie etwa der mit jedem Standort verbundenen Umweltrisiken, regelmäßig durchgeführt werden. Die zuständigen Behörden sollten die etablierten Kontrollmechanismen und die bewährten Verfahren, die ihnen zur Verfügung stehen, berücksichtigen. Darüber hinaus sollten Inspektionen durchgeführt werden, um begründeten Beschwerden und Fällen von Verstößen nachzugehen und sicherzustellen, dass Reparaturen oder der Austausch von Komponenten sowie Emissionsminderungsmaßnahmen im Einklang mit dieser Verordnung durchgeführt werden und dass regelmäßig überprüft wird, dass diese Verordnung von den Importeuren eingehalten wird. Wenn die zuständigen Behörden einen schwerwiegenden Verstoß gegen diese Verordnung feststellen, sollten sie einen Vermerk mit Abhilfemaßnahmen ausstellen, die vom Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur zu ergreifen sind. Alternativ dazu sollten die zuständigen Behörden beschließen können, den Betreiber, das Unternehmen, den Bergwerksbetreiber oder den Importeur anzuweisen, ihnen eine Reihe von Abhilfemaßnahmen zur Behebung der Verstöße zur Genehmigung vorzulegen. Die zuständigen Behörden sollten zudem Aufzeichnungen über die Inspektionen führen, und die entsprechenden Informationen sollten gemäß der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁸⁾ öffentlich zugänglich gemacht werden.
- (15) Zur Bestimmung der Schwere eines Verstoßes gegen diese Verordnung sollten die zuständigen Behörden die Umweltschäden und die Auswirkungen auf die Sicherheit und Gesundheit von Personen sowie die Wahrscheinlichkeit, dass der Verstoß die Zuverlässigkeit und Robustheit der Daten in erheblichem Maße beeinträchtigt, bei den Überwachungs- und Berichterstattungspflichten gemäß dieser Verordnung berücksichtigen.
- (16) Angesichts der Nähe einiger Methanemissionsquellen zu städtischen Gebieten oder Wohngebieten und ihrer Auswirkungen auf die Gesundheit, die Umwelt und das Klima sollten natürliche oder juristische Personen die Möglichkeit haben, ordnungsgemäß begründete Beschwerden bei den zuständigen Behörden wegen etwaiger Verstöße gegen diese Verordnung einzureichen. In diesem Zusammenhang sollte es möglich sein, das Europäische e-Justizportal zu nutzen, um die von den Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellten einschlägigen Informationen zu speichern, insbesondere die Kontaktdaten der zuständigen Behörden, die wichtigsten Schritte des Beschwerdeverfahrens sowie die zu beachtenden Rechte und grundlegenden Vorschriften. Die zuständigen Behörden sollten Beschwerdeführer über das Verfahren und die getroffenen Entscheidungen auf dem Laufenden halten und Beschwerdeführer sollten innerhalb einer angemessenen Frist nach Einreichung der Beschwerde eine endgültige Entscheidung erhalten.
- (17) Durch einen robusten Prüfungsrahmen verbessert sich die Glaubwürdigkeit der gemeldeten Daten. Zudem ist aufgrund des Detaillierungsgrads und der technischen Komplexität von Methanemissionsmessungen eine angemessene Prüfung der von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren übermittelten Methanemissionsdaten erforderlich. Selbstüberprüfung ist zwar möglich, aber die Überprüfung durch Dritte gewährleistet eine größere Unabhängigkeit und mehr Transparenz. Darüber hinaus ermöglicht letztere den Rückgriff auf einen einheitlichen Grundstock von Fähigkeiten und Fachwissen, über den u. U. nicht alle öffentlichen Einrichtungen verfügen. Die Prüfstellen sollten im Einklang mit der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁹⁾ von Akkreditierungsstellen akkreditiert oder anderweitig in einer mit der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 vergleichbaren Weise zugelassen sein. Die unabhängigen Prüfstellen sollten somit sicherstellen, dass die von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren erstellten Emissionsberichte zutreffend sind und den in der vorliegenden Verordnung festgelegten Anforderungen entsprechen. Die Prüfungstätigkeiten sollten mit den einschlägigen europäischen oder anderen internationalen Standards und Methoden für Prüfstellen und deren Tätigkeiten in Einklang stehen und der Art der geprüften Tätigkeiten gebührend

⁽⁷⁾ Verordnung (EU) 2021/240 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Februar 2021 zur Schaffung eines Instruments für technische Unterstützung (ABl. L 57 vom 18.2.2021, S. 1).

⁽⁸⁾ Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. Januar 2003 über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen und zur Aufhebung der Richtlinie 90/313/EWG des Rates (ABl. L 41 vom 14.2.2003, S. 26).

⁽⁹⁾ Verordnung (EG) Nr. 765/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. Juli 2008 über die Vorschriften für die Akkreditierung und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 339/93 des Rates (ABl. L 218 vom 13.8.2008, S. 30).

Rechnung tragen. Die Prüfstellen sollten die Daten in den Emissionsberichten überprüfen, um die Verlässlichkeit, Glaubwürdigkeit und Genauigkeit der Daten zu bewerten. Um die Richtigkeit der Daten sicherzustellen, können die Prüfstellen angekündigte und, falls relevant, unangekündigte Kontrollen am Standort durchführen. Die Prüfstellen sollten unabhängig von den zuständigen Behörden sowie unabhängig von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren sein, die ihnen ihrerseits jede erforderliche Unterstützung zukommen lassen sollten, um die Prüfungstätigkeiten zu ermöglichen oder zu erleichtern, insbesondere was den Zugang zu den Standorten und die Vorlage der Unterlagen oder Aufzeichnungen anbelangt.

- (18) Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben und der Ausübung ihrer Befugnisse gemäß dieser Verordnung sollten die Kommission, die zuständigen Behörden und die Prüfstellen, die international — beispielsweise von der Internationalen Beobachtungsstelle für Methanemissionen (IMEO) — zur Verfügung gestellten Informationen berücksichtigen, die insbesondere die Methoden zur Datenaggregation und -auswertung sowie zur Prüfung der von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren zur Quantifizierung der Daten in ihren Emissionsberichten verwendeten Methoden und statistischen Prozesse betreffen. Die diesbezüglichen Referenzkriterien können auch den Berichtsrahmen der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), technische Leitfäden und Berichtsvorlagen umfassen.
- (19) Die IMEO wurde im Oktober 2020 von der Union in Partnerschaft mit dem UNEP, der CCAC und der Internationalen Energieagentur eingerichtet und wurde auf dem G20-Gipfel im Oktober 2021 vorgestellt. Die IMEO wurde damit beauftragt, weltweit Daten über anthropogene Methanemissionen zu sammeln, abzugleichen, zu überprüfen und zu veröffentlichen. Die IMEO könnte eine Rolle bei der Identifizierung von Superemittenten durch ein Früherkennungs- und Warnsystem spielen.
- (20) Als Vertragspartei des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC)⁽¹⁰⁾ und des im Rahmen des UNFCCC angenommenen Übereinkommens von Paris⁽¹¹⁾ ist die Union verpflichtet, einen jährlichen Verzeichnisbericht über die anthropogenen Treibhausgasemissionen vorzulegen, in dem die nationalen Treibhausgasverzeichnisse der Mitgliedstaaten aggregiert sind und der nach vom IPCC anerkannten Methoden der guten Praxis erstellt wurde.
- (21) Gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹²⁾ sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, der Kommission die Daten ihrer Treibhausgasverzeichnisse und ihre nationalen Projektionen zu übermitteln. Gemäß jener Verordnung muss die Berichterstattung nach den UNFCCC-Leitlinien erfolgen, und sie basiert in vielen Fällen auf Standardemissionsfaktoren anstatt auf direkten Messungen an der Quelle, was Unsicherheiten hinsichtlich des Ursprungs, der Häufigkeit und der Größenordnung der Emissionen mit sich bringt.
- (22) Die gemäß den UNFCCC-Berichterstattungsvorschriften gemeldeten Länderdaten werden dem UNFCCC-Sekretariat gemäß den IPCC-Leitlinien aufgeschlüsselt nach verschiedenen Ebenen („tiers“) übermittelt. In diesem Zusammenhang empfiehlt der IPCC im Allgemeinen, Methoden höherer Ebenen für diejenigen Emissionsquellen zu verwenden, die das Treibhausgas-Gesamtverzeichnis eines Landes durch das absolute Niveau, die absoluten Trends oder die absolute Unsicherheit wesentlich beeinflussen.
- (23) Die Ebenen entsprechen unterschiedlichen Graden methodischer Komplexität. Es gibt drei Ebenen. Bei Methoden der Ebene 1 werden in der Regel IPCC-Standardemissionsfaktoren verwendet und nur die grundlegendsten, am wenigsten aufgeschlüsselten Tätigkeitsdaten benötigt. Die Methoden höherer Ebenen sind stärker verfeinert, verwenden quellen-, technologie-, regions- oder länderspezifische Emissionsfaktoren, die häufig auf Messungen basieren, und erfordern stärker aufgeschlüsselte Tätigkeitsdaten. So ist bei Ebene 2 statt Standardemissionsfaktoren die Verwendung länderspezifischer Emissionsfaktoren erforderlich, während bei Ebene 3 anlagenspezifische Daten oder Messungen benötigt werden und eine strenge Bottom-up-Bewertung jeder Einrichtung nach Art der Quelle vorgesehen ist. Der IPCC stellte in seiner 2019 erfolgten Überarbeitung der IPCC-Richtlinien für nationale Treibhausgasverzeichnisse aus dem Jahr 2006 fest, dass ein Fortschritt von Ebene 1 auf Ebene 3 eine größere Sicherheit bei der Messung von Methanemissionen darstellt.
- (24) Die Mitgliedstaaten verfolgen unterschiedliche methodische Ansätze bei der Berichterstattung über ihre Methanemissionen an das UNFCCC-Sekretariat. Die Berichterstattung auf Ebene 2 für große Emissionsquellen entspricht den IPCC-Leitlinien für die Berichterstattung, da Ebene 2 als Methode höherer Ebene gilt. Die Berichterstattung auf Ebene 1, dem niedrigsten Niveau, ist in mehreren Mitgliedstaaten nach wie vor sehr üblich für Methanemissionen aus Kohle, Gas und Öl. Folglich unterscheiden sich die Schätzmethoden und die Berichterstattung über energiebezogene Methanemissionen von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat.

⁽¹⁰⁾ ABl. L 33 vom 7.2.1994, S. 13.

⁽¹¹⁾ ABl. L 282 vom 19.10.2016, S. 4.

⁽¹²⁾ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1).

- (25) Gegenwärtig sind in vielen Ländern nach wie vor freiwillige industriegeführte Initiativen die übliche Vorgehensweise zur Quantifizierung und Minderung der Methanemissionen. Eine wichtige industriegeführte Initiative im Energiesektor ist die OGMP, eine freiwillige Initiative zur Messung und Meldung von Methanemissionen, die 2014 von UNEP und CCAC ins Leben gerufen wurde und in deren Verwaltungsrat die Kommission vertreten ist. Der Schwerpunkt der Arbeit der OGMP liegt auf der Einführung bewährter Verfahren, um die Verfügbarkeit globaler Informationen über die Quantifizierung und das Management von Methanemissionen zu verbessern und Maßnahmen zur Verringerung der Methanemissionen voranzutreiben. An der Arbeit der OGMP zur Ausarbeitung von Standards und Methoden sind Regierungen, die Zivilgesellschaft und die Wirtschaft beteiligt. Bislang haben sich mehr als 115 Unternehmen mit Betriebseinheiten in mehr als 60 Ländern auf fünf Kontinenten, auf die 35 % der weltweiten Öl- und Gaserzeugung und über 70 % der Flüssigerdgasflüsse (LNG) entfallen, als Mitglieder der OGMP 2.0 des UNEP angeschlossen. Der OGMP-Rahmen 2.0 ist die jüngste Neuauflage eines dynamischen Standards für Methanemissionen, der eine geeignete Grundlage für Standards für Methanemissionen bilden kann, die auf fundierten wissenschaftlichen Standards basieren.
- (26) Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, die Messung der gemeldeten Methanemissionen und die Qualität der gemeldeten Daten zu verbessern, einschließlich der Daten über die Hauptquellen von Methanemissionen im Zusammenhang mit der in der Union erzeugten und verbrauchten Energie. Darüber hinaus sollten die Verfügbarkeit von Daten aus Messungen an der Quelle und die belastbare Quantifizierung von Methanemissionen sichergestellt und dadurch sowohl die Zuverlässigkeit der Berichterstattung erhöht als auch der Spielraum für geeignete Emissionsminderungsmaßnahmen vergrößert werden.
- (27) Um eine wirksame Quantifizierung und Berichterstattung sicherzustellen, sollten Betreiber und Unternehmen verpflichtet werden, Methanemissionen an der Quelle zu quantifizieren und zu melden sowie den Mitgliedstaaten aggregierte Daten zur Verfügung zu stellen, damit diese die Genauigkeit ihrer Verzeichnisse und Berichte verbessern können. Darüber hinaus ist eine wirksame Prüfung der gemeldeten Daten notwendig. Die Berichterstattung sollte jährlich erfolgen, um den Verwaltungsaufwand für die Betreiber und Unternehmen zu minimieren.
- (28) Diese Verordnung, die auf den wesentlichen Teilen des OGMP-Rahmen 2.0 aufbaut, trägt zur Erhebung von zuverlässigen und belastbaren Daten bei, die eine ausreichende Grundlage für die Überwachung der Methanemissionen darstellen würden, und stellt erforderlichenfalls zusätzliche Maßnahmen zur weiteren Minderung der Methanemissionen bereit.
- (29) Der OGMP-Rahmen 2.0 sieht fünf Stufen der Berichterstattung vor. Die Berichterstattung über einzelne Emissionsquellen beginnt auf Ebene 3, die als mit der Ebene 3 des UNFCCC vergleichbar gilt. Sie gestattet die Verwendung generischer Emissionsfaktoren. Für die Berichterstattung nach OGMP 2.0 Ebene 4 sind direkte Messungen der Methanemissionen an der Quelle erforderlich; die Verwendung spezifischer Emissionsfaktoren ist zulässig. Für die Berichterstattung nach OGMP 2.0 Ebene 5 sind zusätzlich zur Quantifizierung von Methanemissionen an der Quelle an der Quelle zusätzliche Messungen auf Standortebene erforderlich. Darüber hinaus müssen Unternehmen gemäß dem OGMP-Rahmen 2.0 direkte Messungen von Methanemissionen für selbst betriebene Betriebseinheiten innerhalb von drei Jahren, nachdem sie sich OGMP 2.0 angeschlossen haben, und für nicht selbst betriebene Betriebseinheiten innerhalb von fünf Jahren melden. Die Fristen für die Vorlage der nach dieser Verordnung vorgeschriebenen Berichte durch Betreiber und Unternehmen sollten nach dem Ansatz von OGMP 2.0 in Bezug auf die Berichterstattung an der Quelle festgelegt werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass sich eine große Zahl von Unternehmen in der Union bereits der OGMP 2.0 angeschlossen hat. Zusätzlich zur Quantifizierung der Emissionen an der Quelle ermöglicht die Quantifizierung auf Standortebene, die nach Standorten aggregierten Schätzungen der Emissionen an der Quelle zu beurteilen, zu überprüfen und abzugleichen und auf diese Weise das Vertrauen in die gemeldeten Emissionen zu verbessern. Ähnlich wie beim OGMP 2.0-Rahmen sollten Messungen auf Standortebene vorgeschrieben werden, um einen Abgleich mit der Quantifizierung an der Quelle vorzunehmen.
- (30) Nach den Daten des Treibhausgasverzeichnisses der Union, das auf den gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 gemeldeten nationalen Treibhausgasverzeichnissen beruht, ist mehr als die Hälfte aller direkten Methanemissionen des Energiesektors auf die unbeabsichtigte Freisetzung von Methan in die Atmosphäre zurückzuführen. Im Fall von Öl und Gas machen diese unbeabsichtigten Methanemissionen den größten Teil der Methanemissionen aus.
- (31) Zu unbeabsichtigtem Entweichen Methan in die Atmosphäre kann es bei Bohr- und Fördertätigkeiten sowie auch bei der Verarbeitung, Lagerung, Fernleitung und Verteilung an die Endverbraucher kommen. Zu solchen Lecks kann es auch bei inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern kommen. Manche Methanemissionen können durch Mängel oder normale Abnutzung von technischen Komponenten wie Verbindungen, Flanschen oder Ventilen oder durch beschädigte Komponenten, z. B. im Fall eines Unfalls, entstehen. Korrosion kann außerdem zu Lecks in den Wandungen von unter Druck stehenden Geräten führen.
- (32) Um die Methanemissionen zu reduzieren, sollten Betreiber alle geeigneten Minderungsmaßnahmen ergreifen, um Methanemissionen bei ihren Tätigkeiten zu minimieren.

- (33) Was speziell Methanemissionen aus Lecks betrifft, so werden diese im Allgemeinen durch LDAR-Untersuchungen reduziert, die zunächst vorgenommen werden, um Lecks ausfindig zu machen, und dann anschließend, um Lecks zu reparieren oder undichte Komponenten auszutauschen. Betreiber sollten daher zumindest regelmäßige LDAR-Untersuchungen durchführen, die sich auch auf die Komponenten erstrecken, aus denen Methan abgelassen wird, um zu kontrollieren, ob defekte Ausrüstung vorliegt.
- (34) Zu diesem Zweck sollte ein harmonisierter Ansatz entwickelt werden, damit für alle Betreiber in der Union gleiche Ausgangsbedingungen gelten. Dieser Ansatz sollte Mindestanforderungen für LDAR-Untersuchungen vorsehen, den Mitgliedstaaten und Betreibern gleichzeitig aber auch ein angemessenes Maß an Flexibilität gewähren. Diese Flexibilität ist wichtig, um Innovationen und die Entwicklung neuer Komponenten, neuer LDAR-Technologien und neuer Messmethoden zu ermöglichen und damit der Festlegung auf eine Technologie zum Nachteil des Umweltschutzes vorzubeugen. Es werden immer wieder neue LDAR-Technologien und neue Messmethoden entwickelt, und die Mitgliedstaaten sollten Innovationen auf diesem Gebiet fördern, damit die am wenigsten emittierenden, kosteneffizientesten und genauesten Komponenten, LDAR-Technologien und Messmethoden übernommen werden können.
- (35) Die Anforderungen an LDAR-Untersuchungen sollten auf bewährten Verfahren basieren. LDAR-Untersuchungen sollten in erster Linie dazu dienen, Lecks ausfindig zu machen und so rasch wie möglich durch Reparatur oder Austausch undichter Komponenten zu beheben, und weniger dazu, Lecks zu quantifizieren, wobei Bereiche mit einem höheren Leckagerisiko häufiger kontrolliert werden sollten. Die Bestimmung des Zeitabstands der LDAR-Untersuchungen und die Entscheidung, Komponenten zu reparieren oder auszutauschen, sollte sich nicht nur nach dem Reparaturbedarf der Komponenten richten, in deren Fall die entweichende Menge den Schwellenwert für Methanemissionen übersteigt, sondern auch betriebliche Überlegungen und Sicherheitsrisiken berücksichtigen. Wenn ein höheres Sicherheitsrisiko oder ein höheres Risiko von Methanemissionen festgestellt wird, sollten die zuständigen Behörden eine höhere Häufigkeit der Untersuchungen der betreffenden Komponenten oder den Austausch von Komponenten durch weniger leckempfindliche Technologie empfehlen können. Alle Lecks sollten unabhängig von ihrer Größe überwacht und überprüft werden, da sich kleinere Lecks zu größeren entwickeln können. Nach der Reparatur von Lecks sollte bestätigt werden, dass sie erfolgreich waren. Damit zukünftige, fortschrittlichere Komponenten oder Technologien für die Erkennung von Methanemissionen eingesetzt werden können, sollte der Umfang des Methanverlusts, bei dem oder ab dem eine Reparatur erforderlich ist, angegeben werden, während die Wahl des Messgeräts den Betreibern überlassen sein sollte. Falls angemessen, sollte im Rahmen dieser Verordnung Messtechnik, wie etwa kontinuierliche Überwachung, als Teil von LDAR-Untersuchungen eingesetzt werden können, solange sie die Anforderungen dieser Verordnung an fortschrittliche Messtechnik erfüllt. Die leistungsfähigsten Betreiber, die Öl oder Erdgas fördern oder verarbeiten, sollten in der Lage sein, unterschiedliche LDAR-Untersuchungsfrequenzen anzuwenden, sofern die Bedingungen dieser Verordnung erfüllt sind und von den zuständigen Behörden die entsprechende Genehmigung erteilt wurde.
- (36) LDAR-Untersuchungen sollten unter Verwendung geeigneter verfügbarer Technologien und Messtechniken durchgeführt werden, um Lecks zu erkennen: so nah wie möglich an jeder einzelnen potenziellen Emissionsquelle bei oberirdischen Komponenten und Überwasser-Komponenten, an der Grenzfläche zwischen Boden und Atmosphäre als erster Schritt und dann, wenn ein Leck erkannt wird, als zweiter Schritt so nah wie möglich an der Emissionsquelle für unterirdische Komponenten; ferner durch Anwendung der besten Messtechniken, die für Unterwasser-Offshore-Komponenten oder Offshore-Komponenten unter dem Meeresgrund auf dem Markt verfügbar sind.
- (37) Bei den unterirdischen Komponenten werden LDAR-Untersuchungen in der Regel in zwei Schritten durchgeführt. Der erste Schritt besteht darin, eine erste Leckerkennung durchzuführen und zu entscheiden, ob der Boden aufgedrabbt oder ein Abbohren durchgeführt werden soll, wenn die Rohrleitung unmittelbar zugänglich ist. Die Betreiber graben den Boden auf oder nehmen ein Abbohren vor, wenn das Leck bei dem ersten Leckerkennungsschwellenwert oder oberhalb desselben liegt. Der zweite Schritt besteht darin, eine zweite Leckerkennung durchzuführen und zu entscheiden, ob das Leck repariert werden soll. Die Betreiber reparieren das Leck, wenn es bei dem zweiten Leckerkennungsschwellenwert oder oberhalb desselben liegt.
- (38) Nachweisgrenzen sollen gewährleisten, dass die Messgeräte empfindlich genug sind, um Lecks gemäß dieser Verordnung zu erkennen. Diese Messempfindlichkeitsgrenzen sowie die anzuwendenden Messtechniken sollten von der Kommission unter Berücksichtigung der verschiedenen Arten von Komponenten und LDAR-Untersuchungen für alle Komponentenkategorien zusammen mit den für den ersten Schritt der LDAR-Untersuchungen für unterirdische Komponenten geltenden Schwellenwerte festgelegt werden.
- (39) Die Reparatur oder der Austausch sollten unmittelbar oder möglichst bald nach der Erkennung eines Lecks bei dem ersten, in dieser Verordnung festgelegten Schwellenwert oder oberhalb desselben erfolgen. Es könnte zwar notwendig sein, außergewöhnliche sicherheitsbezogene, administrative und technische Aspekte zu berücksichtigen, doch sollten Nachweise erbracht werden, um etwaige Verzögerungen bei der Reparatur oder dem Austausch zu rechtfertigen. Bei Reparaturen oder Austauschen sollte die beste auf dem Markt verfügbare Technologie verwendet werden, die einen langfristigen Schutz gegen künftige Leckage bietet.

- (40) Bei kleinen Verbundnetzen im Sinne der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹³⁾ können im Falle einer Systemabschaltung Probleme in Bezug auf die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität entstehen. Um solche Risiken für die Versorgungssicherheit zu vermeiden, sollten Reparatur- oder Austauscharbeiten bei planmäßigen Abschaltungen des Systems erfolgen.
- (41) Angesichts des starken Treibhauseffekts sollte das Ausblasen verboten werden, außer in Notfällen oder bei Betriebsstörungen oder während bestimmter spezifischer Vorgänge, bei denen das Ausblasen in gewissem Umfang unvermeidbar und unbedingt notwendig ist. Um sicherzustellen, dass die Betreiber keine Ausrüstung verwenden, die für das Ausblasen ausgelegt ist, sollten technische Standards angenommen werden, die den Einsatz emissionsärmerer Alternativen ermöglichen.
- (42) Abfackeln gilt als routinemäßiges Abfackeln, wenn es während der normalen Förderung von Öl, Gas und Kohle erfolgt, weil für die Wiedereinspeisung des geförderten Gases, dessen Nutzung vor Ort oder dessen Weiterleitung an einen Markt keine geeigneten Anlagen vorhanden sind oder nicht die geeigneten geologischen Bedingungen herrschen. Routinemäßiges Abfackeln sollte verboten werden. Abfackeln sollte zulässig sein, wenn es die einzige Alternative zum Ausblasen darstellt und Ausblasen nicht verboten ist. Die Abschaffung des routinemäßigen Abfackelns würde zudem die Verfügbarkeit von Erdgas für die Gasmärkte steigern. Ausblasen ist für die Umwelt schädlicher als Abfackeln, da das freigesetzte Gas in der Regel einen hohen Methangehalt aufweist, während beim Abfackeln Methan zu CO₂ oxidiert, das ein geringeres Erderwärmungspotenzial aufweist. Sofern keine andere Möglichkeit zur Verfügung steht, sollte daher das Abfackeln dem Ausblasen vorgezogen werden.
- (43) Wenn Abfackeln als Alternative zum Ausblasen eingesetzt wird, sind Abfackelvorrichtungen erforderlich, die das Methan wirksam verbrennen. Aus diesem Grund sollte auch für die Fälle, in denen Abfackeln zulässig ist, ein Verbrennungswirkungsgrad vorgegeben werden, und sollten Abfackelvorrichtungen mit einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad von weniger als 99 % schrittweise abgeschafft werden. Zudem sollte der Einsatz von Selbstzündern oder Dauerzündbrennern vorgeschrieben werden, die zuverlässiger zünden, da sie nicht windanfällig sind.
- (44) Der Wiedereinspeisung oder Nutzung des Methans vor Ort oder der Weiterleitung des Methans an einen Markt sollte gegenüber dem Ausblasen oder Abfackeln immer der Vorzug gegeben werden. Betreiber, die Methan ausblasen, sollten gegenüber den zuständigen Behörden nachweisen, dass die Wiedereinspeisung, die Nutzung vor Ort, die Lagerung zur späteren Nutzung, die Weiterleitung des Methans an einen Markt oder das Abfackeln nicht möglich war, und Betreiber, die Methan abfackeln, sollten gegenüber den zuständigen Behörden nachweisen, dass die Wiedereinspeisung, die Nutzung vor Ort, die Lagerung zur späteren Nutzung oder die Weiterleitung des Methans an einen Markt nicht möglich war.
- (45) Betreiber sollten den zuständigen Behörden größere Ausblas- und Abfackelvorgänge umgehend melden und diesen Behörden jedes Jahr ausführliche Berichte zu allen Ausblas- und Abfackelvorgängen vorlegen. Sie sollten außerdem sicherstellen, dass die Ausblas- und Abfackelvorrichtungen und -geräte den im Unionsrecht festgelegten Standards entsprechen.
- (46) Methanemissionen aus inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern sowie dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern stellen eine Gefahr für die Gesundheit, die Sicherheit und die Umwelt dar. Deshalb sollten die Überwachungspflichten, einschließlich Quantifizierung und — sofern solche Drucküberwachungsvorrichtungen vorhanden sind — Drucküberwachung, und die Berichterstattungspflichten weiterhin gelten und die betreffenden Bohrlöcher und Bohrungsstandorte dauerhaft verfüllt, wieder zurückgebaut oder saniert werden. In solchen Fällen sollte den Mitgliedstaaten insbesondere bei der Erstellung von Bestandsverzeichnissen und — sofern kein Verantwortlicher ermittelt werden kann — der Meldung von Methanemissionen und der Erstellung von Emissionsminderungsplänen innerhalb klarer Fristen eine vorrangige Rolle zukommen.
- (47) Im Falle dauerhaft verfüllter und aufgebener Bohrlöcher sollten angemessene Unterlagen zum Nachweis, dass keine Methanemissionen vorhanden sind, für alle Bohrlöcher, die in den 30 Jahren vor sowie an dem oder nach dem Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung dauerhaft verfüllt und aufgegeben wurden, und — sofern solche Unterlagen vorhanden sind — für Bohrlöcher, die mehr als 30 Jahre vor dem Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung dauerhaft verfüllt und aufgegeben wurden, vorgelegt werden. Diese Unterlagen sollten mindestens eine auf den Emissionsfaktor oder auf Probenahmen gestützte Quantifizierung oder einen zuverlässigen Nachweis der dauerhaften unterirdischen Isolierung gemäß der Norm ISO 16530-1:2017, der geltenden internationalen Norm für die Betriebssicherheit von Bohrlöchern für die Erdöl- und Erdgasindustrie, enthalten.

⁽¹³⁾ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

- (48) Erhalten die zuständigen Behörden zuverlässige Nachweise über wesentliche Mengen von Methanemissionen aus einem inaktiven Offshore-Bohrloch, einem vorübergehend verfüllten Bohrloch oder einem dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrloch, die von einem unabhängigen Dritten bestätigt wurden, so sollten die zuständigen Behörden über die Anwendung der Verpflichtungen für vorübergehend verfüllte Bohrlöcher in Bezug auf das betreffende Bohrloch entscheiden.
- (49) Die Anzahl der inaktiven Bohrlöcher, der vorübergehend verfüllten Bohrlöcher und der dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöcher im Hoheitsgebiet der einzelnen Mitgliedstaaten variiert stark, und einige Mitgliedstaaten haben in ihrem Hoheitsgebiet eine sehr hohe Anzahl von solchen Bohrlöchern. Diesen Mitgliedstaaten sollte gestattet werden, bei der Erfüllung der Verpflichtungen in Bezug auf die Erstellung eines Bestandsverzeichnisses dieser Bohrlöcher einen stärker abgestuften Ansatz zu verfolgen, damit die Verhältnismäßigkeit der Kosten und des Verwaltungsaufwands im Zusammenhang mit diesem Bestandsverzeichnis sichergestellt wird.
- (50) Da die Wahrscheinlichkeit, dass austretendes Methan aus Offshore-Bohrlöchern die Oberfläche erreicht, von mehreren Faktoren abhängt und in der Regel mit zunehmender Wassertiefe abnimmt, und da für Untersuchungen und Interventionen in Offshore-Bohrlöchern mit zunehmender Wassertiefe und größerer Entfernung vom Ufer mehr Ressourcen benötigt werden, sollten Ausnahmen von bestimmten Verpflichtungen gemäß dieser Verordnung für Offshore-Bohrlöcher, die sich in einer größeren Wassertiefe befinden, in Erwägung gezogen werden, sofern belastbare Nachweise dafür erbracht werden können, dass die Auswirkungen potenzieller Methanemissionen aus diesen Bohrlöchern auf das Klima höchstwahrscheinlich vernachlässigbar sind.
- (51) Aus den Daten der EU-Treibhausgasverzeichnisse geht hervor, dass Methanemissionen aus Kohlebergwerken die größte Einzelquelle von Methanemissionen im Energiesektor der Union sind. Im Jahr 2019 war der Anteil des Kohlesektors an direkten Methanemissionen mit 31 % fast ebenso hoch wie der Anteil der direkten Methanemissionen aus Öl und fossilem Gas, der sich auf insgesamt 33 % belief.
- (52) Gegenwärtig gibt es keine unionsweiten spezifischen Rechtsvorschriften zur Begrenzung der Methanemissionen im Kohlektor, obwohl verschiedenste Technologien zur Emissionsminderung verfügbar sind. Es gibt keine europäische oder internationale Norm für die kohlespezifische Überwachung, Berichterstattung und Prüfung. In der Union ist die Berichterstattung über die Methanemissionen der Kohleindustrie Teil der Berichterstattung der Mitgliedstaaten über Treibhausgasemissionen. Die Daten von untertägigen Kohlebergwerken sind außerdem im Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister enthalten, das durch die Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁴⁾ geschaffen wurde.
- (53) Aus jüngsten Untersuchungen geht hervor, dass Methanemissionen hauptsächlich im Zusammenhang mit untertägigen Bergbautätigkeiten stehen, und zwar sowohl in aktiven als auch in stillgelegten und in aufgegebenen Kohlebergwerken. In aktiven untertägigen Kohlebergwerken wird die Methankonzentration in der Luft kontinuierlich kontrolliert, da das Gas eine Gesundheits- und Sicherheitsgefahr darstellt. Im Fall von untertägigen Kohlebergwerken wird Methan überwiegend von Belüftungs- und Absaug- oder Entgasungssystemen emittiert, bei denen es sich um die beiden wichtigsten Möglichkeiten zur Senkung der Methankonzentration in der Luft eines Kohlebergwerks handelt.
- (54) Wenn die Förderung eingestellt und ein Kohlebergwerk stillgelegt oder aufgegeben wird, wird Methan weiterhin freigesetzt; dabei handelt es sich um sogenannte AMM-Emissionen (Abandoned Mine Methane, Methan aus aufgegebenen Bergwerken). Diese Emissionen treten typischerweise an genau definierten Punktquellen wie zum Beispiel Wetterschächten oder Druckentlastungsöffnungen auf. Angesichts der ehrgeizigeren Klimaziele und der Umstellung der Energiegewinnung auf weniger kohlenstoffintensive Energieträger dürften die AMM-Emissionen in der Union zunehmen. Schätzungen zufolge entweicht aus nicht gefluteten Kohlebergwerken noch zehn Jahre nach Einstellung der Bergbautätigkeit weiterhin Methan im Umfang von rund 40 % der zum Zeitpunkt der Stilllegung gemessenen Emissionen. Darüber hinaus ist der Umgang mit AMM-Emissionen wegen der unterschiedlichen Eigentums- und Gewinnungsrechte und -pflichten in der Union nach wie vor uneinheitlich. Die Mitgliedstaaten sollten daher Bestandsverzeichnisse von stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken erstellen, deren Betrieb nach dem 3. August 1954 eingestellt wurde, und der identifizierte Verantwortliche sollte verpflichtet werden, Vorrichtungen zur Messung der Methanemissionen zu installieren.
- (55) In den aktiven übertägigen Kohlebergwerken in der Union wird Braunkohle gefördert, wobei weniger Methan freigesetzt wird als in untertägigen Kohlebergwerken. Bei den Braunkohlebergwerken in der Union handelt es sich überwiegend um übertägige Kohlebergwerke, mit Ausnahme eines untertägigen Braunkohlebergwerks in einem Mitgliedstaat. Laut den Treibhausgasverzeichnissen der Union wurden 2019 von aktiven übertägigen Kohlebergwerken 166 Kilotonnen Methan freigesetzt, im Vergleich zu 828 Kilotonnen Methan aus untertägigen Kohlebergwerken. Die Messung von Methanemissionen aus übertägigen Kohlebergwerken ist schwierig, da sich das Methan in der Regel über ein weites Gebiet verbreitet. Deshalb werden die Methanemissionen aus übertägigen

⁽¹⁴⁾ Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates (Abl. L 33 vom 4.2.2006, S. 1).

Kohlebergwerken trotz Verfügbarkeit geeigneter Technologien nur selten gemessen. Um die Methanemissionen aus übertägigen Kohlebergwerken zu ermitteln, können kohlebeckenspezifische Emissionsfaktoren sowie — präzisere — bergwerks- oder lagerstättenspezifische Emissionsfaktoren herangezogen werden, da Kohlebecken über Lagerstätten mit unterschiedlicher Methankapazität verfügen. Die Emissionsfaktoren können durch Messung des Gasgehalts der Flöze, von denen Proben aus Explorationsbohrkernen genommen werden, bestimmt werden. Methanemissionen in übertägigen Kohlebergwerken sollten von Bergwerksbetreibern somit anhand dieser Emissionsfaktoren quantifiziert werden.

- (56) Die Methanemissionen aus vollständig gefluteten untertägigen Kohlebergwerken gehen in der Regel im Laufe der Zeit erheblich zurück, da sich die hydrogeologischen Bedingungen nach Stilllegung des Kohlebergwerks und Abschluss der Flutung stabilisieren. Es sollte daher möglich sein, diese Kohlebergwerke in hinreichend begründeten Fällen von den Quantifizierungspflichten auszunehmen.
- (57) Bergwerksbetreiber sollten kontinuierlich Messungen und Quantifizierungen von Methanemissionen aus Wetterschächten in untertägigen Kohlebergwerken und kontinuierliche Messungen des in Absaugstationen abgelassenen und abgepackelten Methans vornehmen. Sie sollten spezifische Emissionsfaktoren für übertägige Kohlebergwerke anwenden. Diese Daten sollten den zuständigen Behörden gemeldet werden.
- (58) Eine Minderung der Methanemissionen ist am besten bei aktiven und stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken oder aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken möglich. Der wirksamen Minderung von Methanemissionen aus aktiven übertägigen Kohlebergwerken und stillgelegten oder aufgegebenen übertägigen Kohlebergwerken sind gegenwärtig noch technische Grenzen gesetzt. Um die Erforschung und Entwicklung von Technologien zur Minderung dieser Methanemissionen künftig zu fördern, sollte der Umfang dieser Methanemissionen aber wirksam und genau überwacht, gemeldet und geprüft werden.
- (59) Aktive untertägige Kohlebergwerke fördern entweder Kesselkohle oder Kokskohle. Kesselkohle wird hauptsächlich als Energieträger genutzt, Kokskohle hingegen als Brennstoff und Reaktant in der Stahlerzeugung. Sowohl Kokskohle- als auch Kesselkohlebergwerke sollten zur Messung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen und zu Minderungsmaßnahmen in Bezug auf Methanemissionen verpflichtet werden. Emissionsminderungsmaßnahmen sollten durch schrittweise Einstellung des Ausblasens und Abfackelns umgesetzt werden. Emissionsminderungsmaßnahmen sollten nicht zu einer Verschlechterung der Sicherheit der Arbeitnehmer führen.
- (60) Bei aktiven untertägigen Kohlebergwerken sollten Emissionsminderungsmaßnahmen durch eine schrittweise Abschaffung von Abfackelvorrichtungen mit einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad von weniger als 99 % umgesetzt werden. Bei stillgelegten oder aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken können Methanemissionen durch Fluten verhindert werden; dies geschieht jedoch nicht systematisch und birgt Gefahren für die Umwelt. Auch in diesen Kohlebergwerken sollten Abfackelvorrichtungen mit einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad von weniger als 99 % schrittweise abgeschafft werden. Da es aufgrund von geologischen Zwängen und Umweltüberlegungen keine allgemeingültige Methode für aufzugebene untertägige Kohlebergwerke geben kann, sollten die Mitgliedstaaten eigene Emissionsminderungspläne festlegen, wobei sie diesen Zwängen und der technischen Durchführbarkeit der Minderung von AMM-Emissionen Rechnung tragen.
- (61) Um die Methanemissionen aus aktiven Kohlebergwerken zu verringern, sollte es den Mitgliedstaaten gestattet sein, die Anreizsysteme zur Verringerung von Methanemissionen einzuführen, die den geltenden Vorschriften über staatliche Beihilfen unterliegen. Diese Systeme könnten insbesondere Anreize für Investitionen in die Methanabscheidung und -einspeisung in das Netz sowie die Verringerung der Methanemissionen aus Wetterschächten und aus dem Abfackeln bieten. Es sollte den Mitgliedstaaten gestattet sein, spezielle Gebühren- und Entgeltsysteme einzuführen, um Investitionen in die Verringerung der Methanemissionen zu erleichtern, unter anderem im Rahmen von auf die Außerbetriebnahme von Kohleförderungskapazitäten ausgerichteten staatlichen Beihilfeprogrammen, die den geltenden Vorschriften über staatliche Beihilfen unterliegen.
- (62) In stillgelegten oder aufgegebenen Kohlebergwerken sollten bestehende bewährte Verfahren zur Verringerung von Methanemissionen zulässig sein, wie etwa Entwicklung von Geothermie- und Wärmespeicherprojekten in gefluteten Kohlebergwerken, Wasserkraftanwendungen in nicht gefluteten Kohlebergwerken, Abfangen von Methan durch Entgasung, Verwendung sicherheitsrelevanter Entgasungsvorrichtungen, Nutzung von Grubengas zur Energieerzeugung oder Aufstauung von Grubenwasser sowie andere mögliche Verwendungen.
- (63) Die Union deckt ihren Verbrauch von Steinkohle zu 70 %, von Öl zu 97 % und von fossilem Gas zu 90 % durch Importe ab. Während der Anteil der weltweit emittierten anthropogenen Methanemissionen in Europa auf lediglich etwa 6 % geschätzt wird, trägt der Verbrauch fossiler Brennstoffe und die Einfuhrabhängigkeit von ihnen erheblich zu den Methanemissionen der Union bei.
- (64) Die durch Methanemissionen verursachte Erderwärmung ist grenzüberschreitend. Auch wenn einige Drittländer, die fossile Energie erzeugen, beginnen, im Inland Maßnahmen zur Reduzierung der Methanemissionen des Energiesektors zu ergreifen, sind viele Drittländerzeuger und Exporteure auf ihrem jeweiligen Inlandsmarkt an

keinerlei Vorschriften gebunden. Sie benötigen unmissverständliche Anreize zur Minderung ihrer Methanemissionen. Den Märkten und der breiten Öffentlichkeit sollten daher transparente Informationen über Methanemissionen im Zusammenhang mit der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, das bzw. die in der Union in Verkehr gebracht wird, bereitgestellt werden.

- (65) Gegenwärtig stehen nur in begrenztem Umfang genaue Daten, die nach Tier 3 des UNFCCC oder unter Verwendung einer gleichwertigen Methode gemeldet werden, über internationale Methanemissionen zur Verfügung. Viele Drittländer, die fossile Energie exportieren, haben dem Sekretariat des UNFCCC noch keine vollständigen Verzeichnisdaten vorgelegt. Außerdem gibt es Belege dafür, dass die Methanemissionen aus Öl- und Gasförderungstätigkeiten weltweit in den letzten 20 Jahren erheblich gestiegen sind, nämlich von 65 Mio. Tonnen pro Jahr auf 80 Mio. Tonnen pro Jahr.
- (66) Wie in der Methanstrategie angekündigt, wird die Union mit ihren Energiepartnern und anderen wichtigen Einfuhr- und Ausfuhrdrittländern fossiler Energie zusammenarbeiten, um Methanemissionen weltweit zu bekämpfen. Energiediplomatie auf dem Gebiet der Methanemissionen hat bereits wichtige Ergebnisse hervorgebracht. Im September 2021 kündigten die Union und die Vereinigten Staaten die Globale Methanverpflichtung („Global Methane Pledge“) an, die auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen (COP26) im November 2021 offiziell verabschiedet wurde. Mit der Globalen Methanverpflichtung wird die politische Verpflichtung eingegangen, zusammenzuarbeiten, um die Methanemissionen kollektiv weltweit bis 2030 um 30 % gegenüber dem Stand von 2020 zu senken und umfassende nationale Maßnahmen zu ergreifen, um dieses Ziel zu erreichen. Sie beinhaltet außerdem die Verpflichtung, zur Quantifizierung der Methanemissionen die besten verfügbaren Methoden zur Erstellung von Emissionsverzeichnissen anzuwenden. Mehr als hundert Länder, auf die fast die Hälfte der weltweiten anthropogenen Methanemissionen entfällt, haben sich der Globalen Methanverpflichtung bereits angeschlossen.
- (67) Die IMEO spielt eine wichtige Rolle, um die Transparenz der globalen Methanemissionen im Energiesektor zu erhöhen, und die Kommission sollte die Zusammenarbeit mit der IMEO fortsetzen.
- (68) Parallel zur Fortsetzung der diplomatischen Arbeit, um weltweite Verpflichtungen für eine deutliche Verringerung von Methanemissionen zu erreichen, ruft die Union weiter zu umfassenden Bemühungen auf, diese Emissionen weltweit deutlich zu reduzieren, insbesondere in den Drittländern, die fossile Energie an die Union liefern.
- (69) Die Importeure von Rohöl, Erdgas und Kohle in die Union sollten daher verpflichtet werden, den einschlägigen zuständigen Behörden Informationen über die von Exporteuren in die Union und Drittlandserzeugern ergriffenen Maßnahmen auf dem Gebiet der Messung, Meldung, Prüfung und Minderung von Methanemissionen vorzulegen, insbesondere hinsichtlich der Anwendung von regulatorischen oder freiwilligen Maßnahmen zur Kontrolle der Methanemissionen von Drittlandserzeugern, die Rohöl, Erdgas oder Kohle liefern, wie etwa LDAR-Untersuchungen oder Maßnahmen zur Kontrolle und Beschränkung von Ausblas- und Abfackelvorgängen. Der Umfang der Messung und Berichterstattung, der in den Informationspflichten für Importeure festgelegt ist, sollte demjenigen entsprechen, der für Betreiber in der Union gilt. Darüber hinaus sollte die Verpflichtung für Importeure, Informationen über Maßnahmen zur Kontrolle der Methanemissionen bereitzustellen, keinen größeren Aufwand erfordern als die entsprechende Verpflichtung für Unionsbetreiber. Die Mitgliedstaaten sollten die Informationen über diese Maßnahmen an die Kommission weiterleiten. Auf der Grundlage dieser Informationen sollte die Union eine Methan-Transparenzdatenbank einrichten und pflegen, die unter anderem Informationen enthält, die von Unternehmen der Union und von Importeuren von Rohöl, Erdgas und Kohle gemeldet werden. Eine solche Datenbank würde als Informationsquelle für Kaufentscheidungen von Importeuren von Rohöl, Erdgas und Kohle sowie für andere Interessenträger und die Öffentlichkeit dienen. Zusätzlich zur Methan-Transparenzdatenbank sollte die Kommission Methanleistungsprofile mit Daten zu den Methanemissionen im Zusammenhang mit Rohöl, Erdgas und Kohle, das bzw. die in der Union in Verkehr gebracht wird, entwickeln. Diese Profile sollten auch eine Bewertung der Bemühungen umfassen, die von Erzeugern in der Union, Importeuren sowie Drittlandserzeugern und -exporteuren fossiler Energie in die Union auf dem Gebiet der Messung und Berichterstattung sowie zur Reduzierung ihrer Methanemissionen unternommen werden. Diese Profile sollten außerdem Informationen über die Regulierungsmaßnahmen enthalten, die in Drittländern, in denen Rohöl, Erdgas und Kohle gefördert wird, bezüglich der Messung, Meldung, Prüfung und Minderung ergriffen werden.
- (70) Darüber hinaus sollte die Kommission ein globales Überwachungsinstrument für Methan einführen, das über das Auftreten, die Größe und den Ort von Vorgängen mit hohen Methanemissionen aus Energiequellen informiert, sowie einen Krisenreaktionsmechanismus zur Bewältigung von Vorgängen mit extrem hohen Emissionen inner- oder außerhalb der Union. Diesbezüglich sollte die Kommission alle hinreichend begründeten Informationen der Mitgliedstaaten oder von Dritten über Vorgänge mit extrem hohen Emissionen berücksichtigen. Die Mitgliedstaaten sollten ermutigt werden, diese Informationen an die Kommission weiterzuleiten. Diese Instrumente sollten weiter zu tatsächlichen und nachweisbaren Ergebnissen aus der Umsetzung von Maßnahmen zur Regulierung von

Methanemissionen und von wirksamen Emissionsminderungsmaßnahmen durch Unionsunternehmen und diejenigen, die fossile Energie in die Union liefern. Diese Instrumente sollten auf bestehenden internationalen Instrumenten oder Rahmen aufbauen können. Diese Instrumente sollten Daten von mehreren zertifizierten Datenlieferanten und Diensten wie z. B. der Copernicus-Komponente des mit der Verordnung (EU) 2021/696 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁵⁾ errichteten Weltraumprogramms der Union und der IMEO zusammenführen. Sie sollten Informationen für die Zwecke der bilateralen Dialoge über politische Strategien und Maßnahmen im Bereich Methanemissionen bereitstellen, die die Kommission mit den einschlägigen Drittländern führt.

- (71) Zusammen sollten die Methan-Transparenzdatenbank, die Methanleistungsprofile, das globale Überwachungsinstrument für Methan und der Krisenreaktionsmechanismus dazu beitragen, die Transparenz für die Käufer in der Union zu stärken und es ihnen ermöglichen, fundierte Kaufentscheidungen zu treffen, sowie die Möglichkeiten für eine weitere weltweite Verbreitung der Lösungen zur Minderung der Methanemissionen verbessern. Darüber hinaus sollten diese Instrumente einen weiteren Anreiz für Drittlandsunternehmen schaffen, internationale Standards zur Messung und Meldung von Methanemissionen anzuwenden, wie beispielsweise jene, die im OGMP-Rahmen 2.0 angenommen wurden, oder wirksame Maßnahmen zur Messung, Meldung und Minderung der Emissionen zu ergreifen, sowie eine Prüfung ermöglichen.
- (72) Neue Verträge, die Unionsimporteure für die Lieferung von Rohöl, Erdgas oder Kohle schließen, sollten dazu beitragen, dass in Drittländern Vorschriften zur Überwachung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen eingeführt werden, die den in dieser Verordnung festgelegten Vorschriften gleichwertig sind. Es sollten Vorschriften erlassen werden, um es Drittlandlieferer und Unionsimporteuren zu ermöglichen, die Gleichwertigkeit dieser Maßnahmen mit den Anforderungen dieser Verordnung in Bezug auf Rohöl, Erdgas oder Kohle, das bzw. die in die Union eingeführt wird, nachzuweisen. Während entsprechende Klauseln nicht in bestehende Verträge aufgenommen werden können, ist es doch möglich, solche Klauseln in neue Verträge oder in bestehende Verträge, die — auch stillschweigend — verlängert werden sollen, aufzunehmen. In diesem Zusammenhang wären von der Kommission empfohlene Musterklauseln für die Unternehmen nützlich.
- (73) Es sollte möglich sein, die Gleichwertigkeit der Überwachung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen nicht nur durch Maßnahmen zu erreichen, die von einzelnen Unternehmen angewandt werden, sondern auch auf Ebene von Drittländern, und zwar durch entsprechende Rechtsrahmen für diese Überwachung, Meldung und Prüfung. Die Kommission sollte daher ermächtigt werden, die Anforderungen für die von Drittländern diesbezüglich vorzulegenden Nachweise festzulegen; dazu sollte sie aktiv mit allen Ausfuhrdrittländern zusammenarbeiten und allen unterschiedlichen Umständen in diesen Drittländern sowie den völkerrechtlichen Verpflichtungen der Union gebührend Rechnung tragen. Die Kommission sollte außerdem ermächtigt werden, die Gleichwertigkeit für einzelne Drittländer festzustellen bzw. aufzuheben.
- (74) Es sollten Instrumente, einschließlich Dialogen über Vorgänge mit extrem hohen Emissionen, Entscheidungen über die Gleichwertigkeit der Überwachung, Meldung und Prüfung sowie der Annahme von Kooperationsrahmen in Erwägung gezogen werden, um die ordnungsgemäße Umsetzung der Verpflichtungen für Importeure sowie für in Drittländern niedergelassene Erzeuger oder Exporteure, die Rohöl, Erdgas oder Kohle in die Union liefern, sicherzustellen. Die Kommission sollte die Möglichkeit haben, Instrumente für die Zusammenarbeit mit Drittländern vorzuschlagen. Für die Annahme dieser Instrumente sollten die einschlägigen Bestimmungen der Verträge gelten.
- (75) Die Kommission sollte keine Dialoge mit Drittländern über Vorgänge mit extrem hohen Emissionen aufnehmen, keine Gleichwertigkeitsbeschlüsse erlassen und nicht die Aufnahme von Verhandlungen über einen Rahmen über Zusammenarbeit empfehlen, falls dies zur Umgehung restriktiver Maßnahmen für die Einfuhr von Rohöl, Erdgas und Kohle führen könnte, die nach Artikel 29 des Vertrags über die Europäische Union (EUV) oder Artikel 215 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) erlassen wurden.
- (76) Sobald die Methan-Transparenzdatenbank, die Methanleistungsprofile, das globale Überwachungsinstrument für Methan und der Krisenreaktionsmechanismus eingerichtet sind, sollte die Kommission die Methode für die Berechnung der Methanintensität bei der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle festlegen. Die Methode sollte öffentlich zugänglich gemacht werden. Die Kommission sollte auf dieser Grundlage die potenziellen Auswirkungen verschiedener Niveaus von Methanintensitätshöchstwerten auf die Sicherheit der Energieversorgung sowie auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft der Union bewerten.
- (77) Die Kommission sollte ermächtigt werden, verbindliche Methanintensitätshöchstwerte und -klassen im Zusammenhang mit der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, das bzw. die in der Union in Verkehr gebracht wird, festzulegen, und zwar auf der Grundlage der Methode für die Berechnung der Methanintensität bei der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle und der Bewertung der potenziellen Auswirkungen der Festlegung von

⁽¹⁵⁾ Verordnung (EU) 2021/696 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. April 2021 zur Einrichtung des Weltraumprogramms der Union und der Agentur der Europäischen Union für das Weltraumprogramm und zur Aufhebung der Verordnungen (EU) Nr. 912/2010, (EU) Nr. 1285/2013 und (EU) Nr. 377/2014 sowie des Beschlusses Nr. 541/2014/EU (ABl. L 170 vom 12.5.2021, S. 69).

Methanintensitätshöchstwerten. Diese Werte sollten auf einem Niveau festgelegt werden, das zur Verringerung der weltweiten Methanemissionen beiträgt und gleichzeitig die Sicherheit der Energieversorgung auf Ebene der Union und der Mitgliedstaaten wahrt, wobei eine diskriminierungsfreie Behandlung und der Schutz der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft der Union sicherzustellen sind.

- (78) Um eine harmonisierte Durchführung dieser Verordnung sicherzustellen und einen gemeinsamen technischen Rahmen für alle Akteure der Öl-, Gas- und Kohlesektoren zu schaffen, sollte die Kommission im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁶⁾ erwägen, die einschlägigen europäischen Normungsorganisationen aufzufordern, harmonisierte Standards für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen in den Öl-, Gas- und Kohlesektoren, für LDAR-Untersuchungen und für Ausblas- und Abfackelvorrichtungen zu erarbeiten. Diese Standards sollten für die Zwecke der Anwendung dieser Verordnung verbindlich werden, damit ein harmonisiertes Vorgehen zwischen den Betreibern, Unternehmen und Bergwerksbetreibern und den Einrichtungen, die in die Gewährleistung der Einhaltung dieser Verordnung einbezogen sind, insbesondere der Kommission, den zuständigen Behörden und den Prüfstellen, sichergestellt wird. Ist es nicht möglich, harmonisierte Standards zu verwirklichen, oder können sie nicht die Einhaltung der Anforderungen dieser Verordnung gewährleisten, sollte die Kommission ermächtigt werden, technische Vorschriften zu erlassen, um die erforderlichen Anforderungen abzudecken. Bis zum Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards oder technischen Vorschriften sollten sich die Betreiber, Unternehmen und Bergwerksbetreiber an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie halten und die beste verfügbare Technologie verwenden.
- (79) Die Mitgliedstaaten sollten Vorschriften über Sanktionen erlassen, die bei Verstößen gegen diese Verordnung zu verhängen sind, und alle für die Anwendung der Sanktionen erforderlichen Maßnahmen treffen. Diese Sanktionen sollten wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein. Diese Sanktionen sollten Bußgelder und Zwangsgelder umfassen können. Damit diese Sanktionen eine erhebliche abschreckende Wirkung erzielen, sollten sie der Art des Verstoßes, dem aus dem Verstoß abgeleiteten wirtschaftlichen Vorteil und der Art und Schwere des Umweltschadens und der Auswirkungen auf die menschliche Sicherheit und die Gesundheit angemessen sein. Bei der Verhängung von Sanktionen sollten die einschlägigen Behörden die Art, Schwere und Dauer des betreffenden Verstoßes gebührend berücksichtigen. Sanktionen sollten in diskriminierungsfreier Weise und im Einklang mit dem Unionsrecht, dem Völkerrecht und dem einzelstaatlichen Recht verhängt werden. Die geltenden Verfahrensgarantien und die Grundsätze der Charta der Grundrechte sollten geachtet werden.
- (80) Aus Gründen der Kohärenz sollte eine Liste der Arten von Verstößen, die mit Sanktionen belegt sind, erstellt werden. Um Kohärenz bei der Verhängung von Sanktionen in allen Mitgliedstaaten zu fördern, sollte außerdem eine nicht erschöpfende Liste gemeinsamer Richtkriterien für die Verhängung von Sanktionen erstellt werden. Die abschreckende Wirkung der Sanktionen sollte dadurch verstärkt werden, dass die Informationen über die von den Mitgliedstaaten verhängten Sanktionen veröffentlicht werden können - wenn die Sanktionen gegen natürliche Personen verhängt werden, vorbehaltlich der Verordnungen (EU) 2016/679⁽¹⁷⁾ und (EU) 2018/1725⁽¹⁸⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates.
- (81) Da in den Bestimmungen vorgesehen ist, dass Investitionen seitens der regulierten Unternehmen bei der Festlegung der Tarife zu berücksichtigen sind, sollte die Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁹⁾ dahingehend geändert werden, dass die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) mit der Bereitstellung einer Reihe von Indikatoren und Referenzwerten beauftragt wird, mit deren Hilfe die Investitionskosten je Einheit im Zusammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Meldung, Prüfung und Reduzierung der Methanemissionen bei vergleichbaren Projekten verglichen werden können.
- (82) Um die Elemente der schrittweisen Einstellung des Ausblasens und Abfackelns in Koks- und Kohlebergwerken festzulegen, sollte der Kommission die Befugnis übertragen werden, gemäß Artikel 290 AEUV Rechtsakte zu erlassen, um diese Verordnung durch die Festlegung von Beschränkungen für das Ausblasen von Methan aus Wetterschächten bei Koks- und Kohlebergwerken zu ergänzen. Um von Importeuren — wenn erforderlich — weitere Informationen verlangen zu können, sollte der Kommission außerdem gemäß Artikel 290 AEUV die Befugnis übertragen werden, diese Verordnung durch Änderung oder Erweiterung der Liste der von Importeuren vorzulegenden Informationen zu

⁽¹⁶⁾ Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur europäischen Normung, zur Änderung der Richtlinien 89/686/EWG und 93/15/EWG des Rates sowie der Richtlinien 94/9/EG, 94/25/EG, 95/16/EG, 97/23/EG, 98/34/EG, 2004/22/EG, 2007/23/EG, 2009/23/EG und 2009/105/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Beschlusses 87/95/EWG des Rates und des Beschlusses Nr. 1673/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 316 vom 14.11.2012, S. 12).

⁽¹⁷⁾ Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung) (ABl. L 119 vom 4.5.2016, S. 1).

⁽¹⁸⁾ Verordnung (EU) 2018/1725 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2018 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten durch die Organe, Einrichtungen und sonstigen Stellen der Union, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 45/2001 und des Beschlusses Nr. 1247/2002/EG (ABl. L 295 vom 21.11.2018, S. 39).

⁽¹⁹⁾ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 22).

ergänzen. Um die Methode für die Berechnung der Methanintensität in Verbindung mit Rohöl, Erdgas und Kohle, das bzw. die in der Union in Verkehr gebracht wird, auf Erzeugerebene festzulegen und die einschlägigen Höchstwerte und Klassen der Methanintensität festzulegen, sollte der Kommission außerdem gemäß Artikel 290 AEUV die Befugnis übertragen werden, Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung zu erlassen. Schließlich sollte der Kommission zur Sicherstellung der harmonisierten Durchführung dieser Verordnung gemäß Artikel 290 AEUV die Befugnis übertragen werden, Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung durch die Annahme harmonisierter Standards und technischer Vorschriften zu erlassen. Es ist von besonderer Bedeutung, dass die Kommission im Zuge ihrer Vorbereitungsarbeit angemessene Konsultationen, auch auf der Ebene von Sachverständigen, durchführt, die mit den Grundsätzen in Einklang stehen, die in der Interinstitutionellen Vereinbarung vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung⁽²⁰⁾ festgelegt wurden. Um insbesondere für eine gleichberechtigte Beteiligung an der Vorbereitung delegierter Rechtsakte zu sorgen, erhalten das Europäische Parlament und der Rat alle Dokumente zur gleichen Zeit wie die Sachverständigen der Mitgliedstaaten, und ihre Sachverständigen haben systematisch Zugang zu den Sitzungen der Sachverständigengruppen der Kommission, die mit der Vorbereitung der delegierten Rechtsakte befasst sind.

- (83) Um einheitliche Durchführungsbedingungen für diese Verordnung zu gewährleisten, sollten der Kommission gemäß Artikel 291 AEUV Durchführungsbefugnisse für den Erlass detaillierter Vorschriften über Muster für die Meldung von Methanemissionen, Mindestgrenzwerte für die Leckerkennung und Messtechniken für Messgeräte und Schwellenwerte für den ersten Schritt der LDAR-Untersuchungen sowie das Verfahren und die Anforderungen und einzelnen Beschlüsse im Zusammenhang mit der Gleichwertigkeit der Überwachungs-, Meldungs- und Prüfungsmaßnahmen in Drittländern übertragen werden. Diese Befugnisse sollten im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²¹⁾ ausgeübt werden.
- (84) Die Kommission sollte die Anwendung dieser Verordnung überwachen und überprüfen und dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vorlegen. In diesem Bericht sollten insbesondere die Wirksamkeit und Effizienz dieser Verordnung, das Ausmaß der erzielten Verringerung der Methanemissionen und die Notwendigkeit zusätzlicher oder alternativer Maßnahmen bewertet werden. In dem Bericht sollten die einschlägigen Rechtsvorschriften der Union in verwandten Bereichen berücksichtigt werden. In Abhängigkeit der Schlussfolgerungen in diesem Bericht und im Rahmen der Überprüfung dieser Verordnung kann die Kommission, wenn angezeigt, die Vorlage von Gesetzgebungsvorschlägen erwägen.
- (85) Da die Ziele dieser Verordnung, nämlich die Festlegung von Vorschriften für die genaue Messung, Quantifizierung, Überwachung, Meldung und Prüfung sowie die Verringerung von Methanemissionen im Energiesektor in der Union, von den Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden können, sondern vielmehr wegen des Umfangs und der Auswirkungen der Maßnahme auf Unionsebene besser zu verwirklichen sind, kann die Union im Einklang mit dem in Artikel 5 EUV verankerten Subsidiaritätsprinzip tätig werden. Entsprechend dem in demselben Artikel genannten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit geht diese Verordnung nicht über das für die Verwirklichung dieser Ziele erforderliche Maß hinaus —

HABEN FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

KAPITEL 1

ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Artikel 1

Gegenstand und Geltungsbereich

(1) Diese Verordnung enthält Vorschriften für die genaue Messung, Quantifizierung, Überwachung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen im Energiesektor in der Union sowie für die Reduzierung dieser Emissionen, auch durch Untersuchungen zur Leckerkennung und -reparatur, Reparaturverpflichtungen und Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln. Diese Verordnung enthält außerdem Vorschriften über Instrumente, die die Transparenz im Zusammenhang mit Methanemissionen sicherstellen.

(2) Diese Verordnung gilt für:

a) die Exploration und Förderung von Öl und fossilem Gas und die Gewinnung und Verarbeitung von fossilem Gas;

⁽²⁰⁾ ABl. L 123 vom 12.5.2016, S. 1.

⁽²¹⁾ Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren (ABl. L 55 vom 28.2.2011, S. 13).

- b) Inaktive Bohrlöcher, vorübergehend verfüllte Bohrlöcher und dauerhaft verfüllte und aufgegebene Bohrlöcher;
 - c) die Fernleitung und die Verteilung von Erdgas — ausgenommen Messsysteme an den Endverbrauchspunkten und den sich auf dem Privateigentum der Endkunden befindlichen Teilen von Anschlussleitungen zwischen dem Verteilernetz und Messsystem — sowie die Untertagespeicherung und Tätigkeiten in Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG); und
 - d) aktive untertägige und übertägige Kohlebergwerke, stillgelegte untertägige Kohlebergwerke und aufgegebene untertägige Kohlebergwerke.
- (3) Diese Verordnung gilt auch für die in Kapitel 5 genannten außerhalb der Union entstehenden Methanemissionen im Zusammenhang mit in der Union in den Verkehr gebrachtem bzw. gebrachter Rohöl, Erdgas und Kohle.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Methanemissionen“ bezeichnet alle direkten Emissionen aus jedweder Komponente, unabhängig davon, ob sie auf Ausblasen, unvollständige Verbrennung beim Abfackeln oder auf Lecks zurückzuführen sind;
2. „Komponente“ bezeichnet jedes in Öl-, Erdgas- oder Kohleanlagen oder -infrastrukturen verwendete Teil oder Element von Ausrüstung, aus dem möglicherweise Methan austritt;
3. „Betreiber“ bezeichnet jede natürliche oder juristische Person, die eine Betriebseinheit betreibt oder kontrolliert oder der — sofern dies im innerstaatlichen Recht vorgesehen ist — die ausschlaggebende wirtschaftliche Verfügungsgewalt über den technischen Betrieb einer Betriebseinheit übertragen wurde;
4. „Betriebseinheit“ bezeichnet eine Geschäfts- oder Betriebseinheit, die aus verschiedenen Anlagen oder Standorten bestehen kann, einschließlich selbst betriebener oder nicht selbst betriebener Betriebseinheiten;
5. „selbst betriebene Betriebseinheiten“ bezeichnet Betriebseinheiten, die der operativen Kontrolle des Betreibers unterliegen;
6. „nicht selbst betriebene Betriebseinheiten“ bezeichnet Betriebseinheiten, die nicht der operativen Kontrolle des Betreibers unterliegen;
7. „Standort“ bezeichnet eine Ansammlung von Komponenten, die als Untereinheit einer Betriebseinheit in einer gewissen Beziehung zueinander stehen;
8. „Fernleitung“ bezeichnet Fernleitung im Sinne von Artikel 2 Nummer 17 der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²²⁾;
9. „Fernleitungsnetzbetreiber“ bezeichnet Fernleitungsnetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 18 der Richtlinie (EU) 2024/1788;
10. „Verteilung“ bezeichnet Verteilung im Sinne von Artikel 2 Nummer 19 der Richtlinie (EU) 2024/1788;
11. „Verteilernetzbetreiber“ bezeichnet Verteilernetzbetreiber im Sinne von Artikel 2 Nummer 20 der Richtlinie (EU) 2024/1788;
12. „Bergwerksbetreiber“ bezeichnet jede natürliche oder juristische Person, die ein Kohlebergwerk betreibt oder kontrolliert oder der — sofern dies im innerstaatlichen Recht vorgesehen ist — die ausschlaggebende wirtschaftliche Verfügungsgewalt über den technischen Betrieb eines Kohlebergwerks übertragen wurde;
13. „Prüfung“ bezeichnet die von einer Prüfstelle durchgeführten Tätigkeiten, um die Konformität der von den Betreibern, Unternehmen und Bergwerksbetreibern gemäß dieser Verordnung übermittelten Berichte mit dieser Verordnung zu bewerten;

⁽²²⁾ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas und Erdgas sowie Wasserstoff zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (ABl. L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).

14. „Prüfstelle“ bezeichnet eine juristische Person, die Prüfungstätigkeiten durchführt und zum Zeitpunkt der Ausstellung eines Prüfungsvermerks von einer nationalen Akkreditierungsstelle gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 akkreditiert ist, oder, unbeschadet Artikel 5 Absatz 2 der genannten Verordnung, eine natürliche Person, die anderweitig zur Durchführung von Prüfungstätigkeiten ermächtigt ist;
15. „Quelle“ bezeichnet eine Komponente oder eine geologische Struktur, aus der beabsichtigt oder unbeabsichtigt, intermittierend oder permanent Methan in die Atmosphäre freigesetzt wird;
16. „Emissionsfaktor“ bezeichnet einen Koeffizienten zur Quantifizierung der Emissionen pro Aktivitätseinheit eines Gases, der entweder auf einer Stichprobe von Messwerten oder auf anderen Quantifizierungsmethoden basiert und gemittelt wird, um für einen gegebenen Aktivitätsgrad unter gegebenen Betriebsbedingungen eine repräsentative Emissionsrate zu erhalten;
17. „generischer Emissionsfaktor“ bezeichnet einen standardisierten Emissionsfaktor je Emissionsquelle, der auf Verzeichnisse oder Datenbanken zurückgeht, jedoch nicht anhand direkter Messungen überprüft wird;
18. „spezifischer Emissionsfaktor“ bezeichnet einen Emissionsfaktor für eine Emissionsquelle, der auf direkte Messungen zurückgeht;
19. „direkte Messung“ bezeichnet die Messung der Methanemission an der Quelle mittels einer Messvorrichtung, die eine solche Messung ermöglicht;
20. „Quantifizierung“ bezeichnet Tätigkeiten zur Bestimmung der Menge der Methanemissionen anhand direkter Messungen sowie, wenn keine direkten Messungen durchführbar sind, auf Grundlage anderer Methoden, wie Simulationsinstrumenten und anderen detaillierten technischen Berechnungen, oder aufgrund einer Kombination dieser Methoden;
21. „Methanemissionen auf Standortebeine“ bezeichnet alle Quellen von Methanemissionen innerhalb eines Standorts;
22. „Messung auf Standortebeine“ bezeichnet eine Messung, die die vollständige Erfassung aller Methanemissionen auf Standortebeine ermöglicht, einschließlich — im Falle eines Rohrleitungsnetzes — der Emissionen von Segmenten dieses Netzes und für die typischerweise Sensoren, die auf mobile Plattformen wie ein Fahrzeug, eine Drohne, ein Flugzeug, ein Boot, ein Satellit montiert sind, oder andere Mittel wie fest installierte Sensoren oder kontinuierliche Punktsensornetzwerke eingesetzt werden;
23. „Unternehmen“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, die mindestens eine der folgenden Tätigkeiten ausübt: Exploration und Förderung von Öl und fossilem Gas, Sammlung und Verarbeitung von fossilem Gas sowie Fernleitung, Verteilung und Untertagespeicherung von Gas, auch in Bezug auf LNG;
24. „LNG-Anlage“ eine LNG-Anlage im Sinne von Artikel 2 Nummer 33 der Richtlinie (EU) 2024/1788;
25. „Untersuchung zur Leckerkennung und -reparatur“ bzw. „LDAR-Untersuchung“ (Leak Detection and Repair survey) bezeichnet eine Untersuchung, die dazu dient, die Quellen von Methanlecks und anderen unbeabsichtigten Methanemissionen zu suchen und zu erkennen und die betreffenden Komponenten zu reparieren oder zu ersetzen;
26. „Untersuchung zur Leckerkennung und -reparatur von Typ 1“ bzw. „LDAR-Untersuchung von Typ 1“ bezeichnet eine Untersuchung zur Leckerkennung bzw. -reparatur, die im Einklang mit den im Rahmen von Artikel 14 Absätze 2, 7 und 8 sowie Anhang I Teil 1 für LDAR-Untersuchungen von Typ 1 festgelegten Anforderungen durchgeführt wird;
27. „Untersuchung zur Leckerkennung und -reparatur von Typ 2“ bzw. „LDAR-Untersuchung von Typ 2“ bezeichnet eine Untersuchung zur Leckerkennung und -reparatur, die gemäß im Rahmen von Artikel 14 Absätze 2, 7 und 8 sowie Anhang I Teil 1 für LDAR-Untersuchungen von Typ 2 festgelegten Anforderungen durchgeführt wird;
28. „Förderstelle“ bezeichnet einen Ort, an dem Öl oder Erdgas aus dem Boden gewonnen wird und an dem keine Verarbeitung stattfindet;
29. „Verarbeitungsstelle“ bezeichnet einen Ort, an dem Verfahren zur Behandlung von Öl und Erdgas, wie die Trennung von Öl und Erdgas vom Wasser, angewandt werden;
30. „Abschaltung“ bezeichnet eine Situation, in der ein Standort oder ein Teil seiner Komponenten sich nicht mehr im Normalbetrieb befindet und abgeschaltet wird und eine vollständige oder teilweise Druckminderung erforderlich ist, bevor die Reparatur- oder Wartungsarbeiten beginnen können;
31. „Ausblasen“ bezeichnet die direkte Freisetzung von unverbranntem Methan in die Atmosphäre;

32. „Abfackeln“ bezeichnet die Entsorgung von Methan durch kontrollierte Verbrennung in einer zu diesem Zweck vorgesehenen Vorrichtung;
33. „routinemäßiges Abfackeln“ bezeichnet das Abfackeln während der normalen Förderung von Öl oder fossilem Gas, wenn eine Wiedereinspeisung, Nutzung vor Ort oder Weiterleitung des Methans an einen Markt aufgrund fehlender angemessener Anlagen oder ungünstiger geologischer Bedingungen nicht möglich ist, und schließt nicht das Abfackeln aufgrund eines Notfalls oder einer Betriebsstörung ein;
34. „Gasfackel“ bezeichnet eine mit einem Zündbrenner ausgerüstete Vorrichtung für das Abfackeln;
35. „Notfall“ bezeichnet eine vorübergehende, unerwartete, selten eintretende Situation, in der Methanemissionen unvermeidbar und notwendig sind, um unmittelbar bevorstehende und erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die menschliche Sicherheit, die Gesundheit oder die Umwelt abzuwenden, und schließt Situationen, die aufgrund oder im Zusammenhang mit den folgenden Ereignissen eintreten, nicht mit ein:
- a) Versäumnis des Betreibers, geeignete Ausrüstung mit ausreichender Kapazität für die erwartete oder tatsächliche Förderrate und den erwarteten oder tatsächlichen Förderdruck zu installieren;
 - b) Versäumnis des Betreibers, die Förderung zu begrenzen, falls die Förderrate die Kapazität der betreffenden Ausrüstung oder des Sammelsystems übersteigt, es sei denn, die überschüssige Fördermenge ist auf einen Notfall in nachgelagerten Prozessen, eine Betriebsstörung oder eine außerplanmäßige Reparatur zurückzuführen und dauert nicht länger als acht Stunden ab dem Zeitpunkt der Meldung des nachgelagerten Kapazitätsproblems;
 - c) planmäßige Wartung;
 - d) Fahrlässigkeit des Betreibers;
 - e) wiederholte Ausfälle, d. h. vier oder mehr Ausfälle desselben Ausrüstungsteils innerhalb der vorangegangenen 30 Tage;
36. „Betriebsstörung“ bezeichnet einen plötzlichen, unvermeidlichen Ausfall von Ausrüstung, der sich der angemessenen Kontrolle des Betreibers entzieht und der zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Betriebs führt, bei dem es sich jedoch nicht um einen Ausfall von Ausrüstung handelt, der ganz oder teilweise auf mangelhafte Wartung, fahrlässigen Betrieb oder einen sonstigen vermeidbaren Grund zurückzuführen ist;
37. „Zerstörungs- und Abscheidegrad“ bezeichnet den Massenanteil von Methan, der nach der Verbrennung zerstört oder abgeschieden ist, im Verhältnis zur Methanmenge, die in die Gasfackel gelangt;
38. „inaktives Bohrloch“ bezeichnet ein Bohrloch oder einen Bohrungsstandort zur Exploration oder Förderung von Öl oder Gas, onshore oder offshore, an dem seit mindestens einem Jahr keine Explorations- oder Fördertätigkeiten erfolgt sind, unter Ausschluss vorübergehend verfüllter Bohrlöcher und dauerhaft verfüllter und aufgegebener Bohrlöcher;
39. „vorübergehend verfülltes Bohrloch“ bezeichnet ein Bohrloch oder einen Bohrungsstandort zur Exploration oder Förderung von Öl- oder Gas, onshore oder offshore, an dem zur vorübergehenden Isolierung der Förderlagerstätte Bohrlochbarrieren installiert wurden und weiterhin Zugang zum Bohrloch besteht;
40. „dauerhaft verfülltes und aufgegebenes Bohrloch“ bezeichnet ein Bohrloch oder einen Bohrungsstandort zur Exploration oder Förderung von Öl- oder Gasbohrloch oder einen Öl- oder Gasbohrungsstandort, onshore oder offshore, das bzw. der verfüllt wurde und nicht wieder betreten werden wird, bei dem der Betrieb eingestellt wurde und alle mit der Bohrung verbundenen Anlagen gemäß den geltenden rechtlichen Anforderungen entfernt wurden und für das bzw. den die Unterlagen gemäß Anhang V Teil 1 Nummer 3 vorgelegt werden können;
41. „Sanierung“ bezeichnet den Prozess zur Reinigung von kontaminiertem Wasser und kontaminierten Böden;
42. „Rückbau“ bezeichnet den Prozess zur Wiederherstellung ähnlicher Boden- und Vegetationsbedingungen an einem Öl- oder Gasbohrloch oder einem Öl- oder Gasbohrungsstandort wie vor der Beeinträchtigung;
43. „Kohlebergwerk“ bezeichnet einen Standort, an dem Kohle abgebaut wird oder wurde, einschließlich Flächen, Gruben, unterirdischer Gänge, Schächte, Böschungen, Stollen und Bauten, Tragelementen, Anlagen, Ausrüstung, Maschinen und Werkzeugen, die sich über oder unter Tage befinden und für Arbeiten eingesetzt werden oder auf Arbeiten zurückzuführen sind, die zur Gewinnung von Braunkohle, subbituminöser Kohle, bituminöser Kohle oder Anthrazit aus den natürlichen Lagerstätten in der Erde mit jeglichen Mitteln oder Methoden dienen, und schließt Arbeiten zur Vorbereitung der Kohle für den Abbau ein;

44. „aktives Kohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, dessen Einnahmen mehrheitlich durch die Gewinnung von Braunkohle, subbituminöser Kohle, bituminöser Kohle oder Anthraziten erwirtschaftet werden und auf das mindestens eine der folgenden Bedingungen zutrifft:
- a) Die Erschließung des Bergwerks ist im Gang.
 - b) In den letzten 90 Tagen wurde Kohle gefördert.
 - c) Die Grubenlüfter des Bergwerks sind in Betrieb;
45. „untertägiges Kohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, in dem Kohle gefördert wird, indem Stollen bis zum Kohleflöz in die Erde getrieben werden und die Kohle anschließend mit Ausrüstung für den Kohleabbau, wie etwa Abbaumaschinen und kontinuierliche Bergbaumaschinen für Langfrontbau und Kurzstrebau, gewonnen und nach über Tage transportiert wird;
46. „übertägiges Kohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, in dem die Kohle nah unter der Erdoberfläche liegt und abgebaut werden kann, indem die Deckschichten aus Gestein und Boden abgetragen werden;
47. „Wetterschacht“ bezeichnet einen vertikalen Durchgang für die Frischluftzufuhr unter Tage oder die Ausleitung von Methan und anderen Gasen aus einem untertägigen Kohlebergwerk;
48. „Absaugstation“ bezeichnet eine Station, die Methan aus dem Gasabsaugsystem eines Kohlebergwerks sammelt;
49. „Gasabsaugsystem“ bezeichnet ein System, das mehrere Methanquellen umfassen kann und mit dem methanreiches Gas aus Kohleflözen oder den umgebenden Gesteinsschichten abgesaugt und zu einer Absaugstation transportiert wird;
50. „nachbergbauliche Tätigkeiten“ bezeichnet Tätigkeiten, die durchgeführt werden, nachdem Kohle abgebaut und nach über Tage transportiert wurde, einschließlich Verladung, Verarbeitung, Lagerung und Transport der Kohle;
51. „kontinuierliche Messung“ bezeichnet eine Messung, bei der mindestens minütlich ein Messwert ausgelesen wird;
52. „Kohlelagerstätte“ bezeichnet ein nach der Methodik eines Mitgliedstaats für die Dokumentation geologischer Minerallagerstätten definiertes Gebiet, in dem bedeutende Konzentrationen und abbaubare Mengen an Kohle lagern;
53. „stillgelegtes Kohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, in dem die Kohleförderung eingestellt wurde, das gemäß den geltenden Lizenzierungserfordernissen oder anderen Regelungen stillgelegt wurde und für das ein Betreiber, Eigentümer oder Lizenznehmer noch über eine gültige Genehmigung oder Lizenz oder ein anderes die Verantwortung für das Kohlebergwerk übertragendes Rechtsdokument, verfügt;
54. „aufgegebenes Kohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, in dem die Kohleförderung eingestellt wurde, für das jedoch kein Betreiber, Eigentümer oder Lizenznehmer, der den Verpflichtungen im Rahmen einer gültigen Genehmigung oder Lizenz oder eines anderen die Verantwortung für das Kohlebergwerk übertragenden Rechtsdokuments unterliegt, identifiziert werden kann oder das nicht vorschriftsgemäß stillgelegt wurde;
55. „alternative Nutzung eines aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerks“ bezeichnet die Nutzung der Untertageinfrastruktur und -ausrüstung für den Kohleabbau für andere Zwecke als die Kohleförderung;
56. „Ausrüstung für den Kohleabbau“ bezeichnet alle Ausrüstungsgegenstände, die mit den methanführenden Schichten verbunden bleiben, wie etwa Gob-Abzugsöffnungen und Entwässerungsrohre;
57. „Kokskohlebergwerk“ bezeichnet ein Kohlebergwerk, bei dem mindestens 50 % der durchschnittlichen Fördermenge während der letzten drei verfügbaren Jahre auf Kokskohle im Sinne von Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²³⁾ entfällt;
58. „Erzeuger“ bezeichnet ein Unternehmen, das im Rahmen einer Geschäftstätigkeit Rohöl, Erdgas oder Kohle fördert, indem es dieses/diese in einem Lizenzgebiet aus dem Boden gewinnt, verarbeitet oder mittels angebundener Infrastruktur innerhalb dieses Lizenzgebietes befördert;

⁽²³⁾ Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik (ABl. L 304 vom 14.11.2008, S. 1).

59. „Importeur“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, die im Rahmen einer Geschäftstätigkeit Rohöl, Erdgas oder Kohle aus einem Drittland auf dem Unionsmarkt in Verkehr bringt, einschließlich jeder in der Union niedergelassen natürlichen oder juristischen Person, die dazu bestellt wurde, die nach Kapitel 5 der vorliegenden Verordnung vorgeschriebenen Angelegenheiten und Formalitäten zu erledigen;
60. „Exporteur“ bezeichnet den Vertragspartner in Lieferverträgen, die der Importeur zwecks Lieferung von Rohöl, Erdgas oder Kohle in die Union abschließt;
61. „Methan-Leistungsprofil“ bezeichnet die in der Methan-Transparenzdatenbank veröffentlichten individuellen Informationen und Datenblätter für Mitgliedstaaten, Drittländer und Erzeuger oder Importeure in der Union sowie Erzeuger oder Exporteure in Drittländern, die Rohöl, Erdgas oder Kohle in die Union liefern bzw. in der Union in Verkehr bringen;
62. „Vorgang mit extrem hohen Emissionen“ bezeichnet einen Vorgang innerhalb oder außerhalb der Union, bei dem aus einer Quelle oder einer Reihe an einem Standort eng miteinander verbundener Quellen mehr als 100 kg Methan pro Stunde freigesetzt werden;
63. „Abgleich“ bezeichnet die Untersuchung und Erläuterung der Gründe für statistisch signifikante Abweichungen zwischen der Quantifizierung von Methanemissionen an der Quelle und der Messung von Methanemissionen auf Standortebene.

Artikel 3

Kosten, die den Betreibern entstehen

(1) Bei der Festlegung oder Genehmigung von Tarifen oder der Methoden, die von Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, Betreibern von LNG-Anlagen oder anderen regulierten Unternehmen, einschließlich gegebenenfalls Betreibern von unterirdischen Gasspeichern, anzuwenden sind, berücksichtigen die Regulierungsbehörden im Rahmen von Artikel 57 der Richtlinie (EU) 2019/944 sowie Kapitel X der Richtlinie (EU) 2024/1788 die zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dieser Verordnung entstandenen Kosten und getätigten Investitionen, soweit diese denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren regulierten Unternehmens entsprechen und transparent sind.

Die in Absatz 2 genannten Investitionskosten pro Einheit können von den Regulierungsbehörden verwendet werden, um Richtwerte für die den Betreibern entstandenen Kosten einzuführen.

(2) Die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erstellt und veröffentlicht alle drei Jahre eine Reihe von Indikatoren und entsprechenden Referenzwerten, mit deren Hilfe die Investitionskosten je Einheit im Zusammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Berichterstattung, Prüfung und Reduzierung der — auch auf Lecks, Ausblasen oder Abfackeln zurückzuführenden — Methanemissionen bei vergleichbaren Projekten verglichen werden können.

Die betreffenden in Absatz 1 genannten Regulierungsbehörden und die betreffenden regulierten Unternehmen stellen ACER alle erforderlichen Daten für den Vergleich gemäß Unterabsatz 1 dieses Absatzes bereit.

KAPITEL 2

ZUSTÄNDIGE BEHÖRDEN UND UNABHÄNGIGE PRÜFUNG

Artikel 4

Zuständige Behörden

(1) Jeder Mitgliedstaat benennt eine oder mehrere zuständige Behörden, die für die Überwachung und Durchsetzung der Anwendung dieser Verordnung verantwortlich sind.

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission bis zum 5. Februar 2025 die Namen und Kontaktangaben ihrer zuständigen Behörden mit. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission unverzüglich jegliche Änderungen der Namen oder Kontaktangaben der zuständigen Behörden mit.

(2) Die Kommission veröffentlicht eine Liste der zuständigen Behörden und aktualisiert diese Liste regelmäßig, sobald sie von einem Mitgliedstaat eine Mitteilung über eine Änderung erhält.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die zuständigen Behörden eine Kontaktstelle einrichten und über angemessene Befugnisse und Ressourcen zur Wahrnehmung der in dieser Verordnung festgelegten Aufgaben verfügen.

Artikel 5

Aufgaben der zuständigen Behörde

(1) Die zuständigen Behörden ergreifen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben die erforderlichen Maßnahmen, um die Einhaltung dieser Verordnung sicherzustellen.

(2) Die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber und Importeure lassen den zuständigen Behörden jede erforderliche Unterstützung zukommen, um den zuständigen Behörden die Durchführung der in dieser Verordnung genannten Aufgaben zu ermöglichen bzw. zu erleichtern, insbesondere was die Vorlage von Unterlagen und Aufzeichnungen, den Zutritt zu Standorten und — falls es sich um einen Offshore-Standort handelt — die Beförderung zum oder vom Standort anbelangt.

(3) Die zuständigen Behörden arbeiten untereinander und mit der Kommission zusammen und können mit Behörden von Drittländern zusammenarbeiten, um die Einhaltung dieser Verordnung sicherzustellen. Die Kommission errichtet ein Netz von zuständigen Behörden, um Zusammenarbeit zu fördern, mit den erforderlichen Vorkehrungen für den Austausch von Informationen, insbesondere bezüglich Überwachung, Regulierung und Einhaltung von Vorschriften sowie bewährten Verfahren, und um Konsultationen zu ermöglichen. Die innerhalb der zuständigen Behörden eingerichteten Kontaktstellen unterstützen diese Tätigkeiten.

(4) Wenn nach Maßgabe dieser Verordnung Berichte zu veröffentlichen sind, machen die zuständigen Behörden diese Berichte unentgeltlich auf einer dafür vorgesehenen Website und in einem frei zugänglichen, herunterladbaren und maschinenlesbaren Format zugänglich.

Werden Informationen aus einem oder mehreren der in Artikel 4 der Richtlinie 2003/4/EG aufgeführten Gründe oder gegebenenfalls aufgrund des Unionsrechts zum Schutz personenbezogener Daten zurückgehalten, so geben die zuständigen Behörden an, welche Arten von Informationen zurückgehalten werden, und nennen die Gründe dafür.

Artikel 6

Inspektionen

(1) Die Inspektionen umfassen routinemäßige Inspektionen von Betreibern und Bergwerksbetreibern sowie nicht routinemäßige Inspektionen von Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren gemäß diesem Artikel.

(2) Wenn einschlägig umfassen die Inspektionen Kontrollen oder Prüfungen vor Ort, die Prüfung von Unterlagen und Aufzeichnungen zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen dieser Verordnung, die Erkennung und die Messung von Methanemissionen sowie alle Folgemaßnahmen, die von den oder im Auftrag der zuständigen Behörden unternommen werden, um die Übereinstimmung mit den Anforderungen dieser Verordnung zu kontrollieren und zu fördern.

Wird in einer Inspektion ein schwerwiegender Verstoß gegen diese Verordnung festgestellt, so teilen die zuständigen Behörden im Rahmen des in Absatz 5 genannten Berichts Abhilfemaßnahmen mit, die vom Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur durchzuführen sind, und legen genaue Fristen für diese Maßnahmen fest.

Alternativ können die zuständigen Behörden beschließen, den Betreiber, das Unternehmen, den Bergwerksbetreiber oder den Importeur anzuweisen, der betreffenden zuständigen Behörde innerhalb eines Monats nach dem Datum des Abschlusses der Inspektion eine Reihe von Abhilfemaßnahmen zur Behebung der von ihnen festgestellten schwerwiegenden Verstöße zur Genehmigung vorzulegen. Diese Maßnahmen werden in den in Absatz 5 genannten Bericht aufgenommen.

(3) Die erste routinemäßige Inspektion wird bis zum 5. Mai 2026 abgeschlossen. Nach der ersten routinemäßigen Inspektion erstellen die zuständigen Behörden auf der Grundlage einer Risikobewertung Programme für routinemäßige Inspektionen. Über den Umfang und die Häufigkeit der routinemäßigen Inspektionen können die zuständigen Behörden auf der Grundlage einer Beurteilung der standortsbezogenen Risiken, etwa Risiken für die Umwelt, einschließlich der kumulativen Folgen aller Methanemissionen als Schadstoff, die menschliche Sicherheit und die Gesundheit, sowie jeglicher festgestellten Verstöße gegen diese Verordnung entscheiden.

Der Zeitraum zwischen den Inspektionen darf drei Jahre nicht überschreiten. Wird in einer Inspektion ein schwerwiegender Verstoß gegen diese Verordnung festgestellt, so findet die Folgeinspektion innerhalb von zehn Monaten statt.

(4) Unbeschadet des Absatzes 3 führen die zuständigen Behörden nicht routinemäßige Inspektionen durch, um

- a) begründeten Beschwerden nach Artikel 7 und Verstößen so bald wie möglich nach dem Zeitpunkt nachzugehen, zu dem die zuständigen Behörden von diesen Beschwerden oder Verstößen Kenntnis erlangt haben, spätestens jedoch zehn Monate nach diesem Zeitpunkt,
- b) sicherzustellen, dass — sofern von den zuständigen Behörden als relevant erachtet — Reparaturen von Lecks oder der Austausch von Komponenten im Einklang mit Artikel 14 durchgeführt wurden und dass Emissionsminderungsmaßnahmen im Einklang mit den Artikeln 18, 22 und 26 umgesetzt wurden,
- c) für die Einhaltung der Vorschriften zu sorgen, wenn eine Ausnahme gemäß Artikel 14 Absatz 5 gewährt wurde,
- d) die Einhaltung dieser Verordnung durch die Unternehmen und Importeure zu prüfen, sofern diese Prüfung von den zuständigen Behörden als relevant erachtet wird.

(5) Nach jeder Inspektion erstellen die zuständigen Behörden einen Bericht, in dem die Rechtsgrundlage der Inspektion, die durchgeführten Verfahrensschritte, die relevanten Feststellungen und die Empfehlungen für weitere Maßnahmen, die vom Betreiber, dem Unternehmen, dem Bergwerksbetreiber oder dem Importeur durchzuführen sind, dargelegt werden, einschließlich der Fristen für deren Umsetzung.

Sofern zweckmäßig können die zuständigen Behörden einen Bericht über mehrere verschiedene Inspektionen von Betriebseinheiten, Standorten oder Komponenten desselben Betreibers, Unternehmens, Bergwerksbetreibers oder Importeurs erstellen, sofern diese Inspektionen vor der nächsten routinemäßigen Inspektion durchgeführt werden.

Der Bericht wird dem betreffenden Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur übermittelt und innerhalb von zwei Monaten nach dem Tag der Inspektion veröffentlicht. Geht die Inspektion auf eine Beschwerde gemäß Artikel 7 zurück, unterrichten die zuständigen Behörden den Beschwerdeführer, sobald der Bericht öffentlich zugänglich ist.

Die zuständigen Behörden machen den Bericht gemäß der Richtlinie 2003/4/EG öffentlich zugänglich. Werden Informationen aus einem oder mehreren der in Artikel 4 der genannten Richtlinie Gründe zurückgehalten, so geben die zuständigen Behörden an, welche Arten von Informationen zurückgehalten werden, und nennen die Gründe dafür.

(6) Kommt der Bericht nach Absatz 5 zu dem Schluss, dass ein Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur die Anforderungen dieser Verordnung nicht erfüllt, so ergreift dieser/dieses alle erforderlichen Maßnahmen, um seine Betriebstätigkeiten mit dieser Verordnung in Einklang zu bringen. Die Maßnahmen werden unverzüglich innerhalb der von den zuständigen Behörden festgelegten Frist getroffen.

(7) Ein Mitgliedstaat kann mit den zuständigen Organen, Einrichtungen oder sonstigen Stellen der Union oder mit anderen Mitgliedstaaten oder anderen geeigneten zwischenstaatlichen Organisationen oder öffentlichen Einrichtungen förmliche Vereinbarungen über die Bereitstellung von Fachkompetenz zur Unterstützung seiner zuständigen Behörden bei der Wahrnehmung der ihnen durch diesen Artikel übertragenen Aufgaben schließen.

Für die Zwecke dieses Absatzes ist eine zwischenstaatliche Organisation oder öffentliche Einrichtung, deren Objektivität möglicherweise durch einen Interessenkonflikt beeinträchtigt ist, als nicht geeignet zu betrachten.

Artikel 7

Beschwerden

- (1) Jede natürliche oder juristische Person kann bei den zuständigen Behörden bei einem möglichen Verstoß gegen diese Verordnung durch einen Betreiber, ein Unternehmen, einen Bergwerksbetreiber oder einen Importeur eine schriftliche Beschwerde einreichen.
- (2) Die Beschwerde ist hinreichend zu begründen und muss ausreichende Beweise für den angeblichen Verstoß enthalten.
- (3) Wenn sich herausstellt, dass die Beschwerde keine ausreichenden Beweise enthält, um eine Untersuchung zu rechtfertigen, unterrichten die zuständigen Behörden den Beschwerdeführer innerhalb einer angemessenen Frist, spätestens jedoch innerhalb von zwei Monaten ab dem Erhalt der Beschwerde über die Gründe für ihre Entscheidung, keine Untersuchung einzuleiten.

Dieser Absatz findet keine Anwendung, wenn wiederholt Beschwerden eingereicht werden, die nicht hinreichend begründet sind und aus diesem Grund von den zuständigen Behörden als missbräuchlich eingestuft werden.

(4) Unbeschadet des Absatzes 3 und des geltenden innerstaatlichen Rechts unterrichten die zuständigen Behörden den Beschwerdeführer über die durchgeführten Verfahrensschritte und informieren ihn gegebenenfalls über geeignete alternative Rechtswege wie z. B. die Möglichkeit, bei nationalen Gerichten Rechtsmittel einzulegen, oder sonstige Beschwerdeverfahren auf nationaler oder internationaler Ebene.

(5) Unbeschadet des geltenden innerstaatlichen Rechts legen die zuständigen Behörden auf der Grundlage vergleichbarer Verfahren Anhaltswerte für den Zeitraum fest, innerhalb deren über eine Beschwerde zu entscheiden ist, und veröffentlichen diese.

Artikel 8

Prüfungstätigkeiten und Prüfungsvermerk

(1) Die Prüfstellen führen Prüfungstätigkeiten durch, um die Konformität der Emissionsberichte, die ihnen von Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern oder Importeuren gemäß dieser Verordnung vorgelegt werden, mit den Anforderungen dieser Verordnung zu bewerten. Diese Prüfungstätigkeiten umfassen die Überprüfung aller verwendeten Datenquellen und Methoden, die zur Bewertung der Zuverlässigkeit, Glaubwürdigkeit und Genauigkeit der Emissionsberichte verwendet werden, insbesondere hinsichtlich Folgendem:

- a) Wahl und Anwendung der Emissionsfaktoren;
- b) Methoden, Berechnungen, Probenahmen oder statistische Verteilungen, anhand deren die Methanemissionen bestimmt werden;
- c) etwaiges Risiko einer unsachgemäßen Messung oder Berichterstattung;
- d) von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern oder Importeuren verwendete Qualitätskontroll- oder Qualitätssicherungssysteme.

(2) Bei der Durchführung der Prüfungstätigkeiten nach Absatz 1 des vorliegenden Artikels wenden die Prüfstellen die gemäß Artikel 32 festgelegten Standards bzw. technischen Vorschriften für die Messung und Quantifizierung sowie Minderung von Methanemissionen.

Bis zu dem Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards bzw. technischen Vorschriften übermitteln die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber bzw. Importeure den Prüfstellen für die Zwecke der Prüfungstätigkeiten Informationen über die von ihnen angewandten einschlägigen Standards — einschließlich europäischer oder anderer internationaler Standards — oder Methoden.

Die Prüfungstätigkeiten umfassen zudem gegebenenfalls angekündigte und unangekündigte Kontrollen vor Ort, um zu bewerten, ob die verwendeten Datenquellen und Methoden zuverlässig, glaubwürdig und genau sind.

(3) Die Prüfungstätigkeiten gemäß diesem Artikel werden auf europäische oder andere internationale Standards und Methoden für Prüfstellen abgestimmt, um den Aufwand für die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeure und die zuständigen Behörden zu begrenzen, und berücksichtigen die Art der überprüften Tätigkeiten und den in diesem Zusammenhang von der Kommission herausgegebenen Leitlinien gebührend.

(4) Stellt die Prüfstelle nach Abschluss der Bewertung der Prüfstelle mit hinreichender Sicherheit fest, dass der Emissionsbericht den Anforderungen dieser Verordnung entspricht, stellt die Prüfstelle einen Prüfungsvermerk aus, in dem die Konformität des Emissionsberichts bestätigt wird und die durchgeführten Prüfungstätigkeiten angegeben werden.

Die Prüfstelle stellt einen Prüfungsvermerk nur dann aus, wenn die Methanemissionen anhand zuverlässiger, glaubwürdiger und genauer Daten und Informationen mit hinreichender Sicherheit bestimmt werden können und sofern die gemeldeten Daten mit den geschätzten Daten im Einklang stehen und vollständig und in sich stimmig sind.

Stellt die Prüfstelle nach Abschluss der Bewertung der Prüfstelle fest, dass der Emissionsbericht nicht den Anforderungen dieser Verordnung entspricht, so teilen sie diese Feststellung dem Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur mit und lassen dem Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur eine begründete Rückmeldung unter Berücksichtigung anerkannter Standards zukommen. Der Betreiber, das Unternehmen, der Bergwerksbetreiber oder der Importeur legt der Prüfstelle unverzüglich und innerhalb der von ihr gesetzten Frist einen überarbeiteten Emissionsbericht vor.

(5) Die Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber und Importeure lassen den Prüfstellen jede erforderliche Unterstützung zukommen, um die Durchführung der Prüfungstätigkeiten zu ermöglichen bzw. zu erleichtern, insbesondere was den Zugang zu dem Standort und die Vorlage von Unterlagen und Aufzeichnungen betrifft.

*Artikel 9***Unabhängigkeit und Akkreditierung oder Zulassung der Prüfstellen**

(1) Die Prüfstellen sind von den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern und Importeuren unabhängig und führen die in dieser Verordnung vorgesehenen Prüfungstätigkeiten im öffentlichen Interesse durch. Deswegen darf weder die Prüfstelle noch ein Teil derselben Rechtsperson ein Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur, Eigner eines Betreibers, Unternehmens, Bergwerksbetreibers oder Importeurs oder Eigentum eines Betreibers, Unternehmens, Bergwerksbetreibers oder Importeurs sein.

Prüfstellen dürfen mit den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern oder Importeuren keine Beziehungen unterhalten, die ihre Unabhängigkeit und Unparteilichkeit beeinträchtigen könnten.

(2) Prüfstellen, die juristische Personen sind, werden durch eine nationale Akkreditierungsbehörde gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 akkreditiert.

Wenn die vorliegende Verordnung keine speziellen Vorschriften für die Akkreditierung von Prüfstellen enthält, gilt die Verordnung (EG) Nr. 765/2008.

(3) Die Mitgliedstaaten können beschließen, für die Zwecke dieser Verordnung auch natürliche Personen als Prüfstellen zuzulassen. Diese Prüfstellen werden von einer nationalen Behörde zugelassen, bei der es sich nicht um die gemäß Artikel 4 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 benannte nationale Akkreditierungsbehörde handelt.

(4) Beschließt ein Mitgliedstaat, Absatz 3 anzuwenden, so stellt er sicher, dass die zuständige nationale Behörde die Bestimmungen dieser Verordnung erfüllt und der Kommission und den übrigen Mitgliedstaaten alle Unterlagen vorlegt, die für die Prüfung der Kompetenz der gemäß dem genannten Absatz zugelassenen Prüfstellen erforderlich sind.

*Artikel 10***Nutzung und Austausch von Informationen**

(1) Bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben und der Ausübung ihrer Befugnisse gemäß dieser Verordnung berücksichtigen die Kommission, die zuständigen Behörden und die Prüfstellen die von der Internationalen Beobachtungsstelle für Methanemissionen (IMEO) oder der Methanpartnerschaft für den Öl- und Gassektor (OGMP) veröffentlichten Informationen oder andere einschlägige international verfügbare Informationen, insbesondere die Informationen über

- a) die Aggregation der Methanemissionsdaten nach geeigneten statistischen Methoden,
- b) Prüfung und Validierung der in der Industrie zur Quantifizierung der Methanemissionsdaten angewandten Methoden und statistischen Verfahren,
- c) die Entwicklung von Methoden zur Datenaggregation und -auswertung im Einklang mit bewährten wissenschaftlichen und statistischen Verfahren, um eine höhere Genauigkeit der Methanemissionsschätzungen mit angemessener Charakterisierung der Unsicherheit sicherzustellen,
- d) die Veröffentlichung der aggregierten gemeldeten Daten nach Hauptquelle und Berichterstattungsstufe, gegebenenfalls aufgeschlüsselt nach selbst betriebenen und nicht selbst betriebenen Betriebseinheiten, im Einklang mit den Wettbewerbs- und Vertraulichkeitsvorschriften,
- e) die Berichterstattung über festgestellte größere Diskrepanzen zwischen Datenquellen, die dazu beiträgt, robustere wissenschaftliche Methoden zu schaffen,
- f) Meldung von Vorgängen mit extrem hohen Emissionen, die mit Hilfe eines Systems zur Früherkennung und -warnung identifiziert wurden.

(2) Die Kommission übermittelt der IMEO öffentlich zugängliche Methanemissionsdaten, die sie für relevant hält und die ihr von den zuständigen Behörden gemäß dieser Verordnung zur Verfügung gestellt wurden.

KAPITEL 3
METHANEMISSIONEN IM ÖL- UND GASSEKTOR

Artikel 11

Anwendungsbereich

Dieses Kapitel gilt für die in Artikel 1 Absatz 2 Buchstaben a, b und c genannten Tätigkeiten.

Artikel 12

Überwachung und Berichterstattung

(1) Die Betreiber legen den zuständigen Behörden bis zum 5. August 2025 einen Bericht vor, in dem die geschätzten Methanemissionen an der Quelle unter Verwendung von zumindest allgemeinen Emissionsfaktoren für alle Quellen quantifiziert sind. Dieser Bericht kann eine Quantifizierung der Methanemissionen an der Quelle gemäß den Anforderungen nach Absatz 2 für einige oder alle Quellen enthalten.

(2) In der Union niedergelassene Betreiber und Unternehmen legen den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sich die Betriebseinheit befindet, einen Bericht vor, in dem die Methanemissionen an der Quelle quantifiziert sind:

- a) für selbst betriebene Betriebseinheiten bis zum 5. Februar 2026 und
- b) für nicht selbst betriebene Betriebseinheiten bis zum 5. Februar 2027, wenn diese Betriebseinheiten nicht gemäß Buchstabe a gemeldet wurden.

Ist eine direkte Messung nicht möglich, so werden für die Berichterstattung spezifische Emissionsfaktoren verwendet, die auf Quantifizierungen oder Stichproben an der Quelle beruhen.

(3) In der Union niedergelassene Betreiber und Unternehmen legen den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sich die Betriebseinheit befindet, einen Bericht vor, in dem die Methanemissionen an der Quelle quantifiziert sind, ergänzt durch Messungen der Methanemissionen auf Standortebeine, wodurch die Bewertung der nach Standorten aggregierten Schätzungen der Methanemissionen an der Quelle und der Vergleich mit diesen ermöglicht wird:

- a) für selbst betriebene Betriebseinheiten bis zum 5. Februar 2027 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres und
- b) für nicht selbst betriebene Betriebseinheiten bis zum 5. Februar 2028 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres, wenn diese Betriebseinheiten nicht gemäß Buchstabe a gemeldet wurden.

Vor Einreichung bei den zuständigen Behörden stellen Betreiber und Unternehmen sicher, dass der in diesem Absatz genannte Bericht von einer Prüfstelle bewertet wird und einen gemäß Artikel 8 ausgestellten Prüfungsvermerk enthält.

(4) Die in diesem Artikel vorgesehenen Berichte beziehen sich auf den Zeitraum des letzten verfügbaren Kalenderjahres und enthalten zumindest die folgenden Informationen:

- a) Art und Ort der Emissionsquellen;
- b) detaillierte Daten für jede Art von Emissionsquelle angegeben in Tonnen Methan und in Tonnen CO₂-Äquivalent unter Anwendung der Erderwärmungspotenziale gemäß der Definition im sechsten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC);
- c) genaue Informationen zu den Quantifizierungsmethoden;
- d) alle Methanemissionen für selbst betriebene Betriebseinheiten;
- e) Anteil an Eigentum und Methanemissionen nicht selbst betriebener Betriebseinheiten, multipliziert mit dem Eigentumsanteil;
- f) Liste der Unternehmen, die die operative Kontrolle über die nicht selbst betriebenen Betriebseinheiten ausüben.

Die Kommission legt im Wege von Durchführungsrechtsakten eine Berichtsvorlage für den in diesem Artikel vorgesehenen Bericht fest, wobei sie den bereits vorliegenden nationalen Verzeichnisberichten und den jüngsten technischen Leitfäden und Berichtsvorlagen der OGMP Rechnung trägt. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 35 Absatz 2 genannten Beratungsverfahren erlassen.

Bis zum Erlass der einschlägigen Durchführungsrechtsakte verwenden die Betreiber und Unternehmen die technischen Leitfäden und Berichtsvorlagen der OGMP 2.0 für vorgelagerte bzw. für zwischen- und nachgelagerte Tätigkeiten.

(5) Die in diesem Artikel genannten Messungen und Quantifizierungen werden nach den gemäß Artikel 32 festgelegten Standards bzw. technischen Vorschriften durchgeführt. Bis zum Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards oder technischen Vorschriften halten sich die Betreiber und Unternehmen an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie und verwenden für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen die beste verfügbare Technologie. In diesem Zusammenhang können in der Union niedergelassene Betreiber und Unternehmen zudem die neuesten technischen Leitlinien der OGMP 2.0 verwenden, die bis zum 4. August 2024 gebilligt wurden.

Die Betreiber und Unternehmen stellen den zuständigen Behörden und Prüfstellen Informationen über die angewandten Standards — einschließlich europäischer oder anderer internationaler Standards — oder Methoden zur Verfügung.

(6) In der Union niedergelassene Betreiber und Unternehmen vergleichen die Quantifizierung von Methanemissionen an der Quelle und die Messung von Methanemissionen auf Standortebeine miteinander. Bei statistisch signifikanten Abweichungen zwischen der Quantifizierung von Methanemissionen an der Quelle und der Messung der Methanemissionen auf Standortebeine müssen die Betreiber und Unternehmen

- a) die zuständigen Behörden unverzüglich vor Ablauf des Berichtszeitraums davon unterrichten,
- b) so bald wie möglich einen Abgleich durchführen und der zuständigen Behörde spätestens im nächsten Berichtszeitraum die Ergebnisse dieses Abgleichs mitteilen, erforderlichenfalls unter Vorlage von Nachweisen und Belegunterlagen.

Im Rahmen des Abgleichs wird auf die möglichen Gründe für die Abweichungen eingegangen, darunter zumindest die Genauigkeit und Angemessenheit der Technologie und der Methoden, die für die Quantifizierung von Methanemissionen an der Quelle und die Messung von Methanemissionen auf Standortebeine verwendet wurden, oder etwaige Datenunsicherheiten bei den Ergebnissen aufgrund der gewählten Methoden, Technologie oder Extrapolation der Ergebnisse.

Für die Zwecke des Abgleichs ziehen die Betreiber und Unternehmen die Durchführung zusätzlicher Quantifizierungen an der Quelle oder Messungen auf Standortebeine in Betracht, um die erforderlichen Nachweise zur Erläuterung der Gründe für die Abweichungen vorlegen zu können. Wenn angezeigt nehmen die Betreiber und Unternehmen auf der Grundlage der Ergebnisse des Abgleichs in der Folge numerische Anpassungen bei den Quantifizierungen an der Quelle oder den Messungen auf Standortebeine vor.

Sind die zuständigen Behörden der Auffassung, dass in den vom Betreiber oder Unternehmen gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe b vorgelegten Informationen die Gründe für die Abweichungen nicht angemessen erläutert werden, so können die zuständigen Behörden den Betreiber oder das Unternehmen auffordern, zusätzliche Informationen vorzulegen oder zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen.

(7) Wenn Informationen gemäß der Richtlinie (EU) 2016/943 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁴⁾ vertraulich sind, geben die betreffenden Betreiber und Unternehmen in dem Bericht an, welche Art von Informationen zurückgehalten werden, und nennen die Gründe dafür.

(8) Die zuständigen Behörden machen die in diesem Artikel genannten Berichte der Öffentlichkeit und der Kommission gemäß Artikel 5 Absatz 4 innerhalb von drei Monaten nach ihrer Vorlage durch die einschlägigen Betreiber und Unternehmen zugänglich.

Artikel 13

Allgemeine Verpflichtung zur Emissionsminderung

Die Betreiber ergreifen alle angezeigten Emissionsminderungsmaßnahmen, um Methanemissionen bei ihren Tätigkeiten zu verhindern und zu minimieren.

⁽²⁴⁾ Richtlinie (EU) 2016/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Juni 2016 über den Schutz vertraulichen Know-hows und vertraulicher Geschäftsinformationen (Geschäftsgeheimnisse) vor rechtswidrigem Erwerb sowie rechtswidriger Nutzung und Offenlegung (ABl. L 157 vom 15.6.2016, S. 1).

Artikel 14

Leckerkennung und -reparatur

(1) Die Betreiber legen den zuständigen Behörden für bestehende Standorte bis zum 5. Mai 2025 und für neue Standorte innerhalb von sechs Monaten ab dem Tag der Aufnahme des Betriebs ein Programm zur Leckerkennung und -reparatur (im Folgenden „LDAR-Programm“) vor.

Das LDAR-Programm enthält eine detaillierte Beschreibung der LDAR-Untersuchungen und -Tätigkeiten, einschließlich konkreter Fristen, die gemäß diesem Artikel, Anhang I Teile 1 und 2 sowie den nach Artikel 32 festgelegten einschlägigen Standards bzw. technischen Vorschriften durchzuführen sind. Werden Änderungen an dem LDAR-Programm vorgenommen, so übermitteln die Betreiber den zuständigen Behörden baldmöglichst das aktualisierte LDAR-Programm.

Bis zum Zeitpunkt der Anwendung der gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften halten sich die Betreiber an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie und verwenden die beste auf dem Markt verfügbare Technologie für LDAR-Untersuchungen. Die Betreiber stellen den zuständigen Behörden und Prüfstellen Informationen über die angewandten Standards, einschließlich internationaler Standards, oder Methoden zur Verfügung.

Die zuständigen Behörden können vom Betreiber verlangen, das LDAR-Programm unter Berücksichtigung der Anforderungen dieser Verordnung zu ändern.

(2) Die Betreiber beginnen nach dem 4. August 2024 baldmöglichst mit der ersten LDAR-Untersuchung von Typ 2 bei allen Komponenten ihres Zuständigkeitsbereichs gemäß dem LDAR-Programm.

In jedem Fall führen die Betreiber die erste LDAR-Untersuchung von Typ 2 bei bestehenden Standorten bis zum 5. August 2025 durch. Unbeschadet der in Anhang I Teil 1 festgelegten Abstände können LDAR-Untersuchungen von Typ 2, die zwischen dem 3. August 2022 und dem 4. August 2024 durchgeführt wurden, von den Betreibern als erste LDAR-Untersuchung von Typ 2 betrachtet werden.

Innerhalb von neun Monaten nach Aufnahme des Betriebs von neuen Standorten führen die Betreiber gemäß dem LDAR-Programm die erste LDAR-Untersuchung von Typ 2 bei allen Komponenten ihres Zuständigkeitsbereichs durch.

Nach der ersten LDAR-Untersuchung von Typ 2 führen die Betreiber LDAR-Untersuchungen von Typ 1 und Typ 2 in den folgenden Abständen durch:

- a) für oberirdische und unterirdische Komponenten, ausgenommen Verteilungs- und Fernleitungsnetze, entsprechend den in Anhang I Teil 1 Nummer 1 festgelegten Mindestabständen;
- b) für Komponenten von Verteilungs- und Fernleitungsnetzen entsprechend den in Anhang I Teil 1 Nummer 2 festgelegten Mindestabständen;
- c) für alle Offshore-Komponenten entsprechend den in Anhang I Teil 1 Nummer 3 festgelegten Mindestabständen;
- d) für alle anderen Komponenten entsprechend den in Anhang I Teil 1 Nummer 4 festgelegten Mindestabständen.

(3) Unbeschadet der Verpflichtung zur Durchführung von LDAR-Untersuchungen von Typ 2 gemäß diesem Artikel können die Betreiber im Falle einer vorgeschriebenen LDAR-Untersuchung von Typ 1 beschließen, anstelle einer LDAR-Untersuchung von Typ 1 eine LDAR-Untersuchungen von Typ 2 durchzuführen.

(4) Im Rahmen der LDAR-Untersuchungen können Betreiber fortschrittliche Messtechniken einsetzen, sofern

- a) die zuständigen Behörden deren Verwendung im Rahmen des LDAR-Programms billigen,
- b) die Messung an jeder einzelnen potenziellen Emissionsquelle durchgeführt wird und
- c) die fortschrittlichen Messtechniken den Anforderungen gemäß den Absätzen 6 und 7 entsprechen und den Anforderungen nach Anhang I Teil 2 genügen.

(5) Wenn Betreiber, die Öl oder Erdgas fördern oder verarbeiten, auf der Grundlage von Messergebnissen der vorausgegangenen fünf Jahre, die von den Betreibern gemäß Artikel 12 gemeldet und von einer Prüfstelle bewertet wurden, nachweisen, dass weniger als 1 % aller ihrer Komponenten und Teilkomponenten an jedem Standort ein Leck aufweisen und dass die mit diesen Lecks verbundenen aggregierten Methanemissionen weniger als 0,08 % der Gesamtmenge des Gases oder 0,015 % der Gesamtmasse des verarbeiteten oder gewonnenen Öls ausmachen, können abweichend von Absatz 2 Unterabsatz 4 dieses Artikels für die LDAR-Untersuchungen an diesen Standorten bei Komponenten, bei denen keine Lecks festgestellt wurden, vorbehaltlich der Billigung der zuständigen Behörden andere Abstände vorgesehen werden, sofern

- a) bei allen Komponenten an den Verarbeitungsorten mindestens alle 12 Monate LDAR-Untersuchungen von Typ 1 durchgeführt werden,
- b) bei mindestens 25 % aller Komponenten an den Verarbeitungsorten alle 12 Monate LDAR-Untersuchungen von Typ 2 durchgeführt werden, wobei mindestens alle 48 Monate sämtliche Komponenten überprüft werden,
- c) bei allen Komponenten an den Förderstellen mindestens alle 36 Monate LDAR-Untersuchungen von Typ 1 durchgeführt werden,
- d) bei allen Komponenten an den Förderstellen mindestens alle 60 Monate LLDAR-Untersuchungen von Typ 2 durchgeführt werden.

Wenn nach den gemäß Unterabsatz 1 dieses Absatzes durchgeführten LDAR-Untersuchungen 1 % oder mehr aller Komponenten und Teilkomponenten an jedem Standort ein Leck aufweisen oder die mit diesen Lecks verbundenen aggregierten Methanemissionen mehr als 0,08 % der Gesamtmenge des Gases oder 0,015 % der Gesamtmasse des verarbeiteten oder gewonnenen Rohöls ausmachen, so unterliegt der betreffende Betreiber den Verpflichtungen gemäß Absatz 2 an diesen Standorten.

Die zuständige Behörde unterrichtet die Kommission über die gemäß diesem Absatz gewährten Ausnahmen und führt nicht routinemäßige Untersuchungen gemäß Artikel 6 Absatz 4 durch.

(6) Die LDAR-Untersuchungen werden mit Messgeräten durchgeführt, die es ermöglichen, für jede Art von Komponenten Lecks wie folgt ausfindig zu machen:

- a) so nah wie möglich an jeder einzelnen potenziellen Emissionsquelle bei oberirdischen Komponenten und Überwasser-Komponenten;
- b) an der Grenzfläche zwischen Boden und Luft für unterirdische Komponenten als ersten Schritt und, wenn ein Leck entsprechend der Festlegung im Einklang mit Absatz 7 erlassenen Durchführungsrechtsakt erkannt wird, als zweiten Schritt so nah wie möglich an der Emissionsquelle;
- c) durch Anwendung der besten Messtechniken, die für Unterwasser-Offshore-Komponenten oder Offshore-Komponenten unter dem Meeresgrund auf dem Markt verfügbar sind.

(7) Die Kommission legt bis zum 5. August 2025 im Wege von Durchführungsrechtsakten Folgendes fest:

- a) die Mindestnachweisgrenze für die Leckerkennung und die Messtechniken, die für die verschiedenen Messgeräte anzuwenden sind, die zur Erfüllung der in Absatz 8 festgelegten Anforderungen für alle Komponenten verwendet werden;
- b) die Schwellenwerte für die erste Stufe der LDAR-Untersuchungen, die zur Erfüllung der in Absatz 8 festgelegten Anforderungen an unterirdische Komponenten anzuwenden sind.

Die Mindestgrenzwerte für die Leckerkennung, die Techniken und die Schwellenwerte beruhen auf der besten verfügbaren Technologie und den besten verfügbaren Messtechniken, wobei die verschiedenen Arten von Komponenten und LDAR-Untersuchungen zu berücksichtigen sind. Dieser Durchführungsrechtsakt wird gemäß dem in Artikel 35 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

Bis zum Erlass dieses Durchführungsrechtsakts wenden die Betreiber zur Erfüllung der Anforderungen gemäß Absatz 8 die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Messtechniken gemäß den Herstellerangaben für Betrieb und Wartung an.

(8) Die Betreiber reparieren oder ersetzen alle Komponenten, bei denen Methanemissionen in mindestens den folgenden Höhen bei Standardtemperatur und -druck und unter Verwendung von Messtechniken gemäß den Herstellerangaben für Betrieb und Wartung festgestellt wurden:

- a) bei LDAR-Untersuchungen von Typ 1: 7 000 Volumenteile pro Million Methan oder 17 Gramm pro Stunde Methan;
- b) bei LDAR-Untersuchungen von Typ 2:
 - i) 500 Volumenteile pro Million Methan oder 1 Gramm pro Stunde Methan für oberirdische Komponenten und Überwasser-Offshore-Komponenten;

ii) 1 000 Volumenteile pro Million Methan oder 5 Gramm pro Stunde Methan für den zweiten Schritt der LDAR-Untersuchungen bei unterirdischen Komponenten;

iii) 7 000 Volumenteile pro Million Methan oder 17 Gramm pro Stunde Methan für Unterwasser-Offshore-Komponenten oder Offshore-Komponenten unter dem Meeresgrund.

(9) Die Reparatur oder der Austausch der in Absatz 8 genannten Komponenten erfolgt unmittelbar nach der Erkennung des Lecks. Kann die Reparatur nicht unmittelbar nach der Erkennung durchgeführt werden, so ist sie abweichend von Unterabsatz 1 so bald wie möglich, spätestens jedoch fünf Tage nach der Erkennung zu versuchen und innerhalb von 30 Tagen nach der Erkennung abzuschließen.

Kann ein Betreiber nachweisen, dass die Reparatur oder der Austausch beim ersten Reparaturversuch innerhalb von fünf Tagen nicht erfolgreich oder nicht möglich ist, oder geht der Betreiber davon aus, dass eine vollständige Reparatur innerhalb von 30 Tagen aus Sicherheitsgründen oder aufgrund von verwaltungstechnischen oder technischen Erwägungen nicht möglich ist, so unterrichtet er die zuständigen Behörden davon und legt ihnen spätestens 12 Tage nach Erkennung des Lecks zusammen mit den Reparatur- und Überwachungszeitplänen, die mindestens die in Anhang II genannten Angaben enthalten, einen Nachweis dafür vor.

Diese Reparatur- und Überwachungszeitpläne enthalten alle erforderlichen Nachweise, die die Verzögerung rechtfertigen. Diese Zeitpläne müssen gewährleisten, dass die Umweltauswirkungen so gering wie möglich gehalten werden, wobei die einschlägigen Sicherheitsgründe und verwaltungstechnischen und technischen Erwägungen beachtet werden. Die zuständigen Behörden können vom Betreiber verlangen, die Reparatur- und Überwachungszeitpläne unter Berücksichtigung der Anforderungen dieser Verordnung zu ändern. In jedem Fall erfolgt die Reparatur oder der Austausch so bald wie möglich.

Die Betreiber räumen Reparaturen größerer Lecks Vorrang ein.

Bei den in diesem Absatz genannten Reparaturen oder Austauschen müssen die besten auf dem Markt verfügbaren Technologien verwendet werden, die einen langfristigen Schutz gegen künftige Lecks bieten.

Sicherheitsgründe und verwaltungstechnische und technische Erwägungen gemäß diesem Absatz beschränken sich auf

- a) die Sicherheit des Personals und anderer Personen in der Nähe des erkannten Lecks,
- b) nachteilige Umweltauswirkungen, wenn der Betreiber nachweisen kann, dass die Auswirkungen größer sind als der Nutzen für die Umwelt, z. B. wenn eine Reparatur zu insgesamt höheren Methanemissionen führen könnte, als der Verzicht auf die Reparatur,
- c) die Zugänglichkeit einer Komponente, einschließlich planmäßiger Wartung, Anforderungen im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens oder erforderlicher Verwaltungsgenehmigung,
- d) die Nichtverfügbarkeit von Ersatzteilen, die für die Reparatur der Komponente erforderlich sind, oder von Austauschkomponenten und
- e) die erhebliche Verschlechterung der Gasversorgungslage, die voraussichtlich zu einer Krisenstufe gemäß Artikel 11 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁵⁾ führt.

(10) Wenn eine oder mehrere der in Absatz 9 Unterabsatz 6 Buchstaben a bis e genannten Bedingungen zutreffen und eine Abschaltung erforderlich ist, damit die Reparatur oder der Austausch durchgeführt werden kann, minimieren die Betreiber die Leckage innerhalb von 24 Stunden nach Erkennung und reparieren das Leck bis zum Ende der nächsten planmäßigen Abschaltung oder innerhalb eines Jahres, je nachdem, welcher Zeitpunkt früher liegt, es sei denn, eine frühere Reparatur könnte in Bezug auf die Emissionen nach vernünftigem Ermessen zu einer Situation führen, in der während der Reparaturarbeiten sehr wahrscheinlich eine deutlich höhere Methanmenge abgelassen würde als ohne Reparatur entweichen würde, oder eine frühere Reparatur könnte nach vernünftigem Ermessen in kleinen Verbundnetzen im Sinne der Richtlinie (EU) 2019/944 zu Problemen der Versorgungssicherheit führen.

Der Betreiber legt den zuständigen Behörden unverzüglich alle erforderlichen Nachweise vor, die seine Entscheidung, die Reparatur aufzuschieben, rechtfertigen.

⁽²⁵⁾ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (ABl. L 280 vom 28.10.2017, S. 1).

Eine Entscheidung über den Aufschub einer Reparatur aus Sicherheitsgründen oder aufgrund von verwaltungstechnischen oder technischen Erwägungen muss von den zuständigen Behörden genehmigt werden und ist in die Reparatur- und Überwachungszeitpläne aufzunehmen. Die zuständigen Behörden können vom betreffenden Betreiber verlangen, die Reparatur- und Überwachungszeitpläne unter Berücksichtigung der Anforderungen dieser Verordnung zu ändern.

(11) Die Betreiber erstellen unverzüglich ein Verzeichnis aller Entscheidungen über den Aufschub von Reparaturen gemäß diesem Artikel, einschließlich aller erforderlichen Nachweise zur Begründung jeder Entscheidung und der entsprechenden Reparatur- und Überwachungszeitpläne, aktualisieren dieses und machen es den zuständigen Behörden vollständig zugänglich.

(12) Unbeschadet Absatz 2 führen Betreiber Untersuchungen an Komponenten durch, bei denen

- a) während einer früheren LDAR-Untersuchung Methanemissionen in Höhe oder oberhalb der Schwellenwerte nach Absatz 8 bei Standardtemperatur und -druck festgestellt wurden, und zwar unverzüglich nach Durchführung der Reparatur gemäß Absatz 9 und spätestens 45 Tage danach, um sicherzustellen, dass die Reparatur erfolgreich war, und
- b) Methanemissionen unterhalb der Schwellenwerte nach Absatz 8 bei Standardtemperatur und -druck festgestellt wurden, und zwar spätestens drei Monate ab dem Zeitpunkt der Feststellung der Emissionen, um zumindest einmal zu kontrollieren, ob sich der Umfang des Methanverlusts verändert hat und eine Reparatur erforderlich ist.

Wenn ein höheres Sicherheitsrisiko oder ein höheres Risiko von Methanverlusten festgestellt wird, können die zuständigen Behörden empfehlen, in kürzeren Abständen LDAR-Untersuchungen der betreffenden Komponenten durchzuführen.

(13) Unbeschadet der Berichterstattungspflichten nach Absatz 14 führen die Betreiber Aufzeichnungen über alle festgestellten Lecks unabhängig von deren Umfang, überwachen diese Lecks regelmäßig und stellen sicher, dass sie im Einklang mit Absatz 9 repariert werden.

Die Betreiber bewahren die entsprechenden Aufzeichnungen mindestens zehn Jahre lang auf und legen die Informationen den zuständigen Behörden auf Anfrage vor.

(14) Die Betreiber legen den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sich die betreffenden Betriebseinheiten befinden, jedes Jahr sämtliche Reparatur- und Überwachungszeitpläne sowie einen Bericht mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse aller im vorangegangenen Jahr durchgeführten LDAR-Untersuchungen vor.

Die zuständigen Behörden können von den Betreibern verlangen, dass sie den Bericht oder die Reparatur- und Überwachungszeitpläne unter Berücksichtigung der Anforderungen dieser Verordnung ändern.

(15) Die Betreiber können die in diesem Artikel vorgesehenen Aufgaben delegieren. Die Delegation von Aufgaben lässt die Verantwortung der Betreiber unberührt und hat keinen Einfluss auf die Wirksamkeit der Überwachung durch die zuständigen Behörden.

(16) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass für LDAR-Dienstleister und Betreiber Zertifizierungs- und Akkreditierungssysteme oder gleichwertige Qualifikationssysteme einschließlich geeigneter Schulungsprogramme für die LDAR-Untersuchungen verfügbar sind.

(17) Unbeschadet der Richtlinien 2008/56/EG⁽²⁶⁾ und 2013/30/EU⁽²⁷⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates können die zuständigen Behörden beschließen, Offshore-Öl- und -Erdgaskomponenten, die sich in ihrem Hoheitsgebiet in einer Wassertiefe von mehr als 700 Metern befinden, von den Anforderungen dieses Artikels auszunehmen, wenn der betreffende Betreiber belastbare Nachweise dafür erbringen kann, dass die Auswirkungen potenzieller Methanemissionen aus diesen Komponenten auf das Klima höchstwahrscheinlich vernachlässigbar sind.

Artikel 15

Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln

(1) Das Ausblasen ist außer unter den in diesem Artikel genannten Umständen verboten. Routinemäßiges Abfackeln ist verboten.

(2) Das Ausblasen oder Abfackeln ist nur in einem Notfall oder bei einer Betriebsstörung erlaubt.

⁽²⁶⁾ Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie) (ABl. L 164 vom 25.6.2008, S. 19).

⁽²⁷⁾ Richtlinie 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juni 2013 über die Sicherheit von Offshore-Erdöl- und -Erdgasaktivitäten und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG (ABl. L 178 vom 28.6.2013, S. 66).

(3) Unbeschadet des Absatzes 2 ist das Ausblasen oder Abfackeln erlaubt, wenn es unvermeidbar und unbedingt notwendig ist und die Berichterstattungspflichten nach Artikel 16 eingehalten werden.

Das Ausblasen und Abfackeln gilt in den folgenden spezifischen Situationen als unvermeidbar und unbedingt notwendig, in denen ein Ausblasen bzw. Abfackeln nicht vollständig vermieden werden kann oder aus Sicherheitsgründen erforderlich ist:

- a) während des normalen Betriebs von pneumatischen Vorrichtungen, Kompressoren, Atmosphärendruck-Lagertanks, Vorrichtungen für Probenahmen und Messungen und trockenablaufenden Gasdichtungen oder anderen Komponenten, die für das Ausblasen konzipiert sind, sofern diese Ausrüstung den gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften entspricht und ordnungsgemäß gewartet wird, um Methanverluste zu minimieren;
- b) um Flüssigkeiten in einem Bohrloch zu entlasten oder auf Atmosphärendruck zu bringen;
- c) während des Kalibrierens oder Beprobens eines Lagertanks oder sonstigen Niederdruckbehälters, sofern der Tank oder der Behälter den gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften entspricht;
- d) während des Umfüllens von Flüssigkeiten aus einem Lagertank oder sonstigen Niederdruckbehälter in ein Transportfahrzeug, sofern der Tank oder der Behälter die gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften erfüllt;
- e) während der Reparatur, Wartung, Testverfahren und Außerbetriebnahme, einschließlich Abblasen und Drucklosmachen, um Reparatur und Wartung durchführen zu können;
- f) während eines Kopfdruck-Tests;
- g) während einer Packer-Dichtheitsprüfung;
- h) während eines Fördertests mit einer Dauer von weniger als 24 Stunden;
- i) wenn das Methan die Spezifikationen der Sammelleitung nicht erfüllt, vorausgesetzt, der Betreiber analysiert zweimal wöchentlich Methanproben, um festzustellen, ob die Spezifikationen erreicht werden, und leitet das Methan in eine Sammelleitung, sobald die Leitungsspezifikationen erfüllt werden;
- j) während der Inbetriebnahme von Rohrleitungen, Ausrüstung oder Anlagen, jedoch nur solange dies notwendig ist, um Verunreinigungen, die in die Rohrleitung oder Ausrüstung gelangt sind, herauszuspülen;
- k) während des Molchens, des Abblasens einer Leitung zum Zweck der Reparatur, während der Außerbetriebnahme oder des Durchspülens einer Leitung zum Zweck der Reparatur oder Wartung, jedoch nur, wenn das Gas nicht eingeschlossen oder in einen nicht betroffenen Teil der Leitung umgeleitet werden kann.

(4) In den Fällen, in denen Ausblasen gemäß den Absätzen 2 und 3 erlaubt ist, erfolgt das Ausblasen durch die Betreiber nur dann, wenn das Abfackeln technisch nicht durchführbar ist, weil die Flamme nicht entzündet oder aufrechterhalten werden kann, die Sicherheit des Betriebs oder des Personals gefährdet oder in Bezug auf die Emissionen schlechtere Umweltauswirkungen hätte. In einer solchen Situation unterrichten die Betreiber als Teil der Berichterstattungspflichten gemäß Artikel 16 die zuständigen Behörden über die Notwendigkeit des Rückgriffs auf Ausblasen statt Abfackeln und legen ihnen die entsprechenden Nachweise vor.

(5) Ausrüstung zum Ausblasen wird durch nicht emittierende Alternativen ersetzt, wenn diese auf dem Markt erhältlich sind und den gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften für Komponenten, die für das Ausblasen ausgelegt sind, entsprechen.

(6) Zusätzlich zu den Bedingungen gemäß den Absätzen 2 und 3 ist Abfackeln nur erlaubt, wenn eine Wiedereinspeisung, Nutzung vor Ort, Lagerung zur späteren Nutzung oder Weiterleitung des Methans an einen Markt aus anderen Gründen als wirtschaftlichen Erwägungen nicht durchführbar ist. In einer solchen Situation weisen die Betreiber im Rahmen der Berichterstattungspflichten nach Artikel 16 gegenüber den zuständigen Behörden die Notwendigkeit des Rückgriffs auf Abfackeln statt Wiedereinspeisung, Nutzung vor Ort, Lagerung zur späteren Nutzung oder Weiterleitung des Methans an einen Markt nach.

(7) Wird ein Standort insgesamt gebaut, ersetzt oder modernisiert, so dürfen die Betreiber nur auf dem Markt verfügbare emissionsfreie pneumatische Vorrichtungen, Kompressoren, Atmosphärendruck-Lagertanks, Vorrichtungen für Probenahmen und Messungen und kontaktlose Dichtungen installieren und verwenden. Wird ein Teil eines Standorts ersetzt oder modernisiert, so dürfen die Betreiber in diesem Teil nur auf dem Markt verfügbare emissionsfreie pneumatische Vorrichtungen, Kompressoren, Atmosphärendruck-Lagertanks, Vorrichtungen für Probenahmen und Messungen und kontaktlose Dichtungen installieren und verwenden.

(8) Die Betreiber kommen diesem Artikel bei bestehenden Standorten unverzüglich und in jedem Fall spätestens am 5. Februar 2026 und bei neuen Standorten spätestens 12 Monate nach Aufnahme des Betriebs nach. Können die Betreiber aufgrund einer außergewöhnlichen Verzögerung diesem Artikel nicht nachkommen, weil sie von den zuständigen Behörden noch eine Genehmigung oder eine anderweitige behördliche Zulassung erhalten müssen oder nicht über Ausrüstung zum Ausblasen und Abfackeln verfügen, so legen sie den zuständigen Behörden einen detaillierten Durchführungszeitplan vor. Dieser Zeitplan enthält ausreichende Nachweise für die Erfüllung der in diesem Absatz festgelegten Bedingungen. Die zuständigen Behörden können verlangen, dass Änderungen an diesem Zeitplan vorgenommen werden.

Artikel 16

Meldung von Ausblasvorgänge und Abfackelvorgängen

(1) Die Betreiber melden den zuständigen Behörden Ausblasvorgänge und Abfackelvorgänge,

a) die durch einen Notfall oder eine Betriebsstörung verursacht wurden oder

b) die insgesamt 8 Stunden oder länger innerhalb von 24 Stunden nach Beginn eines einzelnen Vorgangs andauern.

Die Meldung nach Unterabsatz 1 erfolgt unverzüglich nach dem betreffenden Vorgang und spätestens innerhalb von 48 Stunden nach dessen Beginn bzw. nach dem Zeitpunkt, zu dem der Betreiber davon Kenntnis erlangt hat, mit den in Anhang III genannten Angaben.

Abweichend von Unterabsatz 1 ist das kontrollierte Abfackeln während einer Abschaltung im jährlichen Bericht anzugeben.

(2) Die Betreiber legen den zuständigen Behörden im Rahmen der einschlägigen Berichte gemäß Artikel 12 jährliche Berichte über alle in Absatz 1 und in Artikel 15 genannten Ausblasvorgänge und Abfackelvorgänge mit den in Anhang III genannten Angaben vor.

Artikel 17

Anforderungen an den Zerstörungs- und Abscheidegrad

(1) Wenn ein Standort insgesamt oder teilweise gebaut, ersetzt oder modernisiert wird oder wenn neue Gasfackeln oder andere Verbrennungsvorrichtungen installiert werden, installieren die Betreiber ausschließlich Gasfackeln oder Verbrennungsvorrichtungen mit Selbstzünder oder Dauerzündbrenner und einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad von mindestens 99 %.

(2) Die Betreiber stellen sicher, dass alle Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen bis zum 5. Februar 2026 den Anforderungen gemäß Absatz 1 entsprechen.

(3) Die Betreiber führen alle 15 Tage Inspektionen der Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen im Einklang mit Anhang IV durch, es sei denn, sie werden nicht regelmäßig verwendet. Wenn die Gasfackeln oder andere Verbrennungsvorrichtungen nicht regelmäßig eingesetzt werden, müssen die Betreiber sie vor jeder Verwendung inspizieren.

Alternativ zur regelmäßigen Inspektion können die Betreiber vorbehaltlich der Billigung der zuständigen Behörden Fernüberwachungssysteme oder automatisierte Überwachungssysteme, wie sie im Einklang mit Anhang IV Nummern 1 und 2 festgelegt sind, einsetzen.

Werden Unregelmäßigkeiten festgestellt, so untersuchen die Betreiber die Ursache der Unregelmäßigkeit und beheben sie innerhalb von sechs Stunden bzw. bei schweren Wetterereignissen oder anderen extremen Bedingungen innerhalb von sechs Stunden, nachdem sich die Bedingungen wieder normalisiert haben.

(4) Werden Selbstzünder oder Dauerzündbrenner verwendet, so müssen die Betreiber Flammenwächter zur kontinuierlichen Überwachung der Hauptflamme oder der Pilotflamme verwenden, um sicherzustellen, dass kein Gas unverbrannt abgelassen wird.

Artikel 18

Inaktive Bohrlöcher, vorübergehend verfüllte Bohrlöcher und dauerhaft verfüllte und aufgegebene Bohrlöcher

(1) Die Mitgliedstaaten erstellen und veröffentlichen bis zum 5. August 2025 ein Bestandsverzeichnis aller inaktiven Bohrlöcher, vorübergehend verfüllten Bohrlöcher und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöcher in ihrem Hoheitsgebiet oder unter ihrer Gerichtsbarkeit, die erfasst sind oder über deren Lage Informationen oder Nachweise verfügbar sind oder deren Lage mit vertretbarem Aufwand ermittelt werden kann. Dieses Bestandsverzeichnis enthält zumindest die in Anhang V Teil 1 genannten Angaben.

Die Mitgliedstaaten führen dieses Bestandsverzeichnis und halten es auf dem neuesten Stand, indem sie unter anderem alle zumutbaren Anstrengungen unternehmen, um alle ermittelten inaktiven Bohrlöcher, vorübergehend verfüllten Bohrlöcher und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöcher in ihrem Hoheitsgebiet oder unter ihrer Gerichtsbarkeit zu lokalisieren und zu dokumentieren, wobei sie sich auf eine solide Bewertung unter Berücksichtigung der aktuellsten wissenschaftlichen Erkenntnisse und der besten verfügbaren Techniken stützen.

(2) Abweichend von Absatz 1 können Mitgliedstaaten, die der Kommission Nachweise darüber vorlegen, dass sich in ihrem Hoheitsgebiet oder unter ihrer Gerichtsbarkeit insgesamt 40 000 oder mehr erfasste inaktive Bohrlöcher, vorübergehend verfüllte Bohrlöcher und dauerhaft verfüllte und aufgegebene Bohrlöcher befinden, einen Plan für die Vervollständigung des Bestandsverzeichnisses gemäß Absatz 1 und für die Quantifizierung von Methanemissionen bzw. den Nachweis des Nichtvorhandenseins von Methanemissionen im Zusammenhang mit diesen Bohrlöchern, der zumindest die in Anhang V Teil 1 genannten Angaben enthält, annehmen und veröffentlichen, sofern

- a) bis zum 5. August 2025 mindestens 20 % dieser Bohrlöcher in das Bestandsverzeichnis aufgenommen werden, wobei inaktive Bohrlöcher und vorübergehend verfüllte Bohrlöcher vorrangig behandelt werden,
- b) bis zum 5. August 2026 mindestens 40 % dieser Bohrlöcher in das Bestandsverzeichnis aufgenommen werden,
- c) alle 12 Monate nach dem 5. August 2026 mindestens weitere 15 % dieser Bohrlöcher in das Bestandsverzeichnis aufgenommen werden,
- d) bis zum 5. August 2030 alle Bohrlöcher in das Bestandsverzeichnis aufgenommen sind.

Dieser Plan bedarf der Genehmigung durch die zuständigen Behörden.

(3) Unbeschadet Absatz 4 werden Berichte, die Angaben zur Quantifizierung von Methanemissionen und — sofern Drucküberwachungsvorrichtungen vorhanden sind — Angaben zur Drucküberwachung sämtlicher inaktiven Bohrlöcher und vorübergehend verfüllten Bohrlöcher enthalten, den zuständigen Behörden bis zum 5. Mai 2026 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres vorgelegt.

Diese Berichte enthalten eine Quantifizierung von in die Luft und ins Wasser abgegebenen Methanemissionen und gegebenenfalls Angaben zur Drucküberwachung, wobei die gemäß Artikel 32 festgelegten Standards oder technischen Vorschriften angewandt werden. Bis zum Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards oder technischen Vorschriften halten sich die Betreiber bzw. Mitgliedstaaten an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie und verwenden die beste verfügbare Technologie für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen.

Melden Betreiber oder Mitgliedstaaten Methanemissionen im Rahmen internationaler oder regionaler Übereinkommen, denen die Union oder der betreffende Mitgliedstaat als Vertragspartei angehört, so können die Berichte nach diesem Absatz die im Rahmen dieser Übereinkommen gemeldeten Informationen enthalten.

Die Berichte über inaktive Bohrlöcher und vorübergehend verfüllte Bohrlöcher in Mitgliedstaaten mit insgesamt 40 000 oder mehr inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern sind innerhalb von 12 Monaten nach der Aufnahme jedes Bohrlochs in das Bestandsverzeichnis und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres vorzulegen.

(4) Werden den zuständigen Behörden Quantifizierungen von Methanemissionen und — sofern Drucküberwachungsvorrichtungen vorhanden sind — Angaben zur Drucküberwachung vorgelegt, aus denen hervorgeht, dass in den letzten fünf Jahren kein Methan aus einem vorübergehend verfüllten Onshore-Bohrloch ausgetreten ist, so ist Absatz 3 nicht mehr auf dieses Bohrloch anwendbar.

Werden den zuständigen Behörden Quantifizierungen von Methanemissionen und — sofern entsprechende Drucküberwachungsvorrichtungen vorhanden sind — Angaben zur Drucküberwachung vorgelegt, aus denen hervorgeht, dass in den letzten drei Jahren kein Methan aus einem inaktiven Offshore-Bohrloch oder einem vorübergehend verfüllten Offshore-Bohrloch ausgetreten ist, so ist Absatz 3 nicht mehr auf dieses Bohrloch anwendbar.

(5) Wird den zuständigen Behörden ein zuverlässiger Nachweis über wesentliche Mengen von Methanemissionen an einem inaktiven Offshore-Bohrloch oder einem nach dem Zeitraum gemäß Absatz 4 vorübergehend verfüllten Bohrloch oder einem dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrloch vorgelegt und wurde dieser Nachweis von einem unabhängigen Dritten bestätigt, entscheiden die zuständigen Behörden darüber, ob die in diesem Artikel festgelegten Verpflichtungen für vorübergehend verfüllte Bohrlöcher auf das betreffende Bohrloch angewandt werden.

(6) Werden Methanemissionen an inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern oder dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern ermittelt, ergreifen die Mitgliedstaaten oder die verantwortliche Partei gemäß Absatz 8 alle ihnen zur Verfügung stehenden erforderlichen Maßnahmen, um dieses Bohrloch zu sanieren bzw. zurückzubauen oder dauerhaft zu verfüllen, sofern dies technisch realisierbar ist, wobei die Umweltauswirkungen der notwendigen Arbeiten im Hinblick auf die damit verbundene Verringerung der Methanemissionen zu berücksichtigen sind.

(7) Die in Absatz 3 genannten Berichte müssen vor Einreichung bei den zuständigen Behörden von einer Prüfstelle bewertet werden und einen gemäß Artikel 8 ausgestellten Prüfvermerk enthalten.

(8) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Betreiber die Verpflichtungen gemäß den Absätzen 3 bis 7 und Absatz 9 erfüllen. Legt ein Betreiber, Eigentümer oder Lizenznehmer oder eine nach nationalem Recht anderweitig für das Bohrloch verantwortliche Partei der zuständigen Behörde angemessene und zuverlässige Nachweise vor, aus denen hervorgeht, dass sie nicht über ausreichende finanzielle Mittel zur Erfüllung dieser Verpflichtungen verfügen, oder kann die verantwortliche Partei nicht ermittelt werden, so liegt die Verantwortung für diese Verpflichtungen bei dem Mitgliedstaat.

(9) Die Mitgliedstaaten oder die verantwortliche Partei gemäß Absatz 8 erstellt bis zum 5. August 2026 einen Emissionsminderungsplan für die Sanierung, den Rückbau und die dauerhafte Verfüllung inaktiver Bohrlöcher und vorübergehend verfüllter Bohrlöcher, die zumindest die in Anhang V Teil 2 genannten Angaben enthalten, und setzen ihn innerhalb von 12 Monaten nach Vorlage des ersten Berichts gemäß Absatz 3 um.

Abweichend von Unterabsatz 1 kann ein Mitgliedstaat oder die nach Absatz 8 verantwortliche Partei die Umsetzung dieses Emissionsminderungsplans verschieben, wenn er bzw. sie nachweisen kann, dass die Umsetzung dieses Emissionsminderungsplans aus Sicherheitsgründen, verwaltungstechnischen oder technischen Erwägungen nicht innerhalb dieser Frist möglich ist. Der Emissionsminderungsplan enthält alle erforderlichen Nachweise, die eine solche Entscheidung rechtfertigen. In diesen Fällen erfolgt die Umsetzung so bald wie möglich, um sicherzustellen, dass das Enddatum für die Emissionsminderungsmaßnahmen bei jedem Bohrloch nicht drei Jahre nach Vorlage des ersten Berichts gemäß Absatz 3 überschreitet.

Die zuständigen Behörden können von der verantwortlichen Partei verlangen, den Emissionsminderungsplan unter Berücksichtigung der Anforderungen dieser Verordnung zu ändern.

Die Mitgliedstaaten oder die verantwortliche Partei gemäß Absatz 8 aktualisieren regelmäßig den Emissionsminderungsplan im Einklang mit dem in Absatz 1 genannten Bestandsverzeichnis und den in Absatz 3 genannten Berichten und allen sich daraus ergebenden Änderungen oder neuen Informationen und auf der Grundlage einer soliden Bewertung unter Berücksichtigung der aktuellsten wissenschaftlichen Erkenntnisse und der besten verfügbaren Techniken.

Die Emissionsminderungspläne stützen sich auf das in Absatz 1 genannte Bestandsverzeichnis und die in Absatz 3 genannten Berichte, um die vorrangigen Maßnahmen zu bestimmen, darunter:

- a) Sanierung, Rückbau und dauerhafte Verfüllung von Bohrlöchern;
- b) Rückbau der zugehörigen Zufahrtsstraßen bzw. Wiedergewinnung der angrenzenden gefluteten Flächen;
- c) Wiederherstellung der Flächen, Gewässer, Meeresböden und Habitate, die durch Bohrlöcher und durch die früheren Betriebstätigkeiten beeinträchtigt wurden;
- d) Überwachung, um sicherzustellen, dass verfüllte Bohrlöcher keine Methanemissionsquelle gemäß diesem Artikel sind.

(10) Die zuständigen Behörden überprüfen die in diesem Artikel genannten Berichte und Emissionsminderungspläne und machen sie der Öffentlichkeit und der Kommission gemäß Artikel 5 Absatz 4 innerhalb von drei Monaten nach ihrer Vorlage durch einen Betreiber oder ihrer Fertigstellung durch einen Mitgliedstaat zugänglich.

(11) Unbeschadet der Richtlinien 2008/56/EG und 2013/30/EU können die zuständigen Behörden beschließen, Offshore-Öl- und -Erdgasbohrlöcher, die sich in ihrem Hoheitsgebiet in einer Wassertiefe von mehr als 700 Metern befinden, von den Anforderungen gemäß den Absätzen 3 oder 9 dieses Artikels auszunehmen, wenn belastbare Nachweise dahingehend vorgelegt werden können, dass die Auswirkungen potenzieller Methanemissionen aus diesen Bohrlöchern auf das Klima höchstwahrscheinlich vernachlässigbar sind.

(12) Unbeschadet der Richtlinien 2008/56/EG und 2013/30/EU und vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständigen Behörden können vorübergehend verfüllte Offshore-Bohrlöcher sowie dauerhaft verfüllte und aufgegebene Offshore-Bohrlöcher, die sich in einer Wassertiefe zwischen 200 und 700 m befinden, von den Anforderungen gemäß den Absätzen 3 oder 9 dieses Artikels ausgenommen werden, wenn der Betreiber nachweisen kann, dass die Auswirkungen potenzieller Methanemissionen aus diesen Komponenten auf das Klima unter Bezugnahme auf eine Umweltverträglichkeitsprüfung, die vor dem Bohren oder nach Unfällen während des Betriebs durchgeführt wurde, höchstwahrscheinlich vernachlässigbar sind.

KAPITEL 4

METHANEMISSIONEN IM KOHLESEKTOR

Abschnitt I

Überwachung und Berichterstattung für aktive Kohlebergwerke

Artikel 19

Anwendungsbereich

- (1) Dieser Abschnitt gilt für aktive untertägige und obertägige Kohlebergwerke.
- (2) Zu den Methanemissionen von aktiven untertägigen Kohlebergwerken zählen die folgenden Emissionen:
 - a) Methanemissionen aus allen vom Bergwerksbetreiber genutzten Wetterschacht;
 - b) Methanemissionen aus Absaugstationen und aus dem Methanabsaugsystem, unabhängig davon, ob sie durch beabsichtigtes oder unbeabsichtigtes Ausblasen oder unvollständige Verbrennung beim Abfackeln entstehen;
 - c) Methanemissionen, die während nachbergbaulicher Tätigkeiten und im Bereich des Kohlebergwerks entstehen.
- (3) Zu den Methanemissionen von aktiven obertägigen Kohlebergwerken zählen die folgenden Emissionen:
 - a) Methanemissionen, die im Kohlebergwerk während des Abbauprozesses entstehen;
 - b) Methanemissionen, die während nachbergbaulicher Tätigkeiten und im Bereich des Kohlebergwerks entstehen.

Artikel 20

Überwachung und Berichterstattung

- (1) Für untertägige Kohlebergwerke nehmen Bergwerksbetreiber an allen Wetterschächten kontinuierliche direkte Messungen und Quantifizierungen der Emissionen an der Quelle vor. Die Bergwerksbetreiber melden den zuständigen Behörden die Methanfreisetzungen pro Lüftungsschacht und Jahr in Kilotonnen Methan, wobei sie Geräte und Methoden verwenden, die eine Messgenauigkeit mit einer Toleranz von 0,5 Kilotonnen Methan pro Jahr oder von 5 % der gemeldeten Menge — je nachdem, welcher Wert niedriger ist — sicherstellen.
- (2) Die Betreiber von Absaugstationen nehmen kontinuierliche direkte Messungen und Quantifizierungen der gesamten Freisetzungen von abgelassenem und abgefackeltem Methan an der Quelle vor, unabhängig davon, aus welchen Gründen der Ausblas- oder Abfackelvorgang erfolgt.
- (3) Bei übertägigen Kohlebergwerken verwenden Bergwerksbetreiber lagerstättenspezifische Methanemissionsfaktoren für Kohlebergwerke, um die durch die Bergbautätigkeiten verursachten Methanemissionen zu quantifizieren. Die Bergwerksbetreiber bestimmen diese Emissionsfaktoren vierteljährlich nach geeigneten wissenschaftlichen Standards und unter Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten.
- (4) Die Messungen und Quantifizierungen nach den Absätzen 1, 2 und 3 erfolgen nach den geltenden Standards oder den gemäß Artikel 32 festgelegten technischen Vorschriften. Bis zum Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards oder technischen Vorschriften halten sich die Bergwerksbetreiber an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie und verwenden die beste verfügbare Technologie für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen. Die Bergwerksbetreiber stellen den zuständigen Behörden und Prüfstellen Informationen über die angewandten Standards, einschließlich internationaler Standards, oder Methoden zur Verfügung.

Bei den kontinuierlichen direkten Messungen und Quantifizierungen an der Quelle nach den Absätzen 1 und 2 können, wenn die Messvorrichtungen über einen bestimmten Zeitraum nicht in Betrieb sind, zur anteiligen Schätzung der Werte für den fehlenden Zeitraum diejenigen Werte verwendet werden, die in den Zeiträumen, in denen die Messvorrichtungen in Betrieb waren, gemessen wurden.

Die für kontinuierliche direkte Messungen und Quantifizierungen an der Quelle nach den Absätzen 1 und 2 genutzten Messvorrichtungen müssen mehr als 90 % des Zeitraums, in dem sie zur Methanemissionsüberwachung eingesetzt werden, in Betrieb sein, ausgenommen Ausfallzeiten für Rekalibrierung und Reparaturen.

(5) Wenn angezeigt schätzen Kohlebergwerksbetreiber die Methanemissionen nachbergbaulicher Tätigkeiten anhand von Emissionsfaktoren für nachbergbauliche Tätigkeiten, die jährlich auf der Grundlage von lagerstättenspezifischen Kohleproben nach geeigneten wissenschaftlichen Standards aktualisiert werden.

(6) Bergwerksbetreiber und Betreiber von Absaugstationen legen den zuständigen Behörden bis zum 5. August 2025 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres einen Bericht mit Daten über die jährlichen Methanemissionen an der Quelle gemäß diesem Artikel vor.

Der Bericht bezieht sich auf den Zeitraum des letzten verfügbaren Kalenderjahres und enthält für aktive untertägige Kohlebergwerke die in Anhang VI Teil 1 genannten Angaben, für aktive übertägige Kohlebergwerke die in Anhang VI Teil 2 genannten Angaben und für Absaugstationen die in Anhang VI Teil 3 genannten Angaben.

Vor Einreichung bei den zuständigen Behörden stellen Bergwerksbetreiber und Betreiber von Absaugstationen sicher, dass die in diesem Absatz genannten Berichte von einer Prüfstelle bewertet werden und einen gemäß Artikel 8 ausgestellten Prüfungsvermerk enthalten.

(7) Die zuständigen Behörden machen die in diesem Artikel genannten Berichte der Öffentlichkeit und der Kommission gemäß Artikel 5 Absatz 4 innerhalb von drei Monaten nach der Vorlage durch die Bergwerksbetreiber zugänglich.

Abschnitt II

Minderung der Methanemissionen aus aktiven untertägigen Kohlebergwerken

Artikel 21

Anwendungsbereich

Dieser Abschnitt gilt für die in Artikel 19 Absatz 2 genannten Methanemissionen von untertägigen Kohlebergwerken.

Artikel 22

Emissionsminderungsmaßnahmen

(1) Das Abfackeln mit einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad von weniger als 99 % und das Ausblasen von Methan aus Gasabsaugsystemen ist ab dem 1. Januar 2025 verboten, außer in Notfällen, bei einer Betriebsstörung oder falls es zum Zweck der Wartung unvermeidbar und unbedingt notwendig ist, und außer beim Ausblasen gemäß Absatz 2. In solchen Fällen lassen Betreiber von Absaugstationen Methan nur dann ab, wenn ein Abfackeln technisch nicht durchführbar ist oder die Sicherheit des Betriebs oder des Personals gefährdet ist. In einer solchen Situation weisen Betreiber von Absaugstationen als Teil der Berichterstattungspflichten nach Artikel 23 gegenüber den zuständigen Behörden die Notwendigkeit des Ausblasens statt des Abfackelns nach.

(2) Das Ausblasen von Methan über Wetterschächten in Kohlebergwerken mit Emissionen von mehr als 5 Tonnen Methan pro Kilotonne geförderter Kohle, mit Ausnahme von Kokskohlebergwerken, ist ab dem 1. Januar 2027 verboten, außer in Notfällen.

Das Ausblasen von Methan über Wetterschächten in Kohlebergwerken mit Emissionen von mehr als 3 Tonnen Methan pro Kilotonne abgebauter Kohle, mit Ausnahme von Kokskohlebergwerken, ist ab dem 1. Januar 2031 verboten, außer in Notfällen.

Die betreffenden Schwellenwerte gelten pro Jahr, pro Bergwerk und pro Betreiber, wenn ein Unternehmen mehrere Kohlebergwerke betreibt.

Die gemäß diesem Absatz getroffenen Maßnahmen dürfen nicht zu einer Verschlechterung der Sicherheit der Arbeitnehmer führen.

(3) Die Kommission erlässt bis zum 5. August 2027 gemäß Artikel 34 einen delegierten Rechtsakt zur Ergänzung dieser Verordnung, um Beschränkungen für das Ausblasen von Methan aus Wetterschächten für Kokskohlebergwerke festzulegen.

(4) Unbeschadet der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) können die Mitgliedstaaten ein System von Anreizen zur Verringerung der Methanemissionen auf der Grundlage von Gebühren, Abgaben oder Sanktionen gemäß Artikel 33 nutzen, um sicherzustellen, dass die Betreiber bestehender Kohlebergwerke die Verpflichtungen gemäß den Absätzen 1 und 2 des vorliegenden Artikels einhalten.

Artikel 23

Meldung von Ausblas- und Abfackelvorgängen

(1) Ab dem 1. Januar 2025 melden Betreiber von Absaugstationen den zuständigen Behörden alle Ausblas- und Abfackelvorgänge mit einem konzeptionsbedingten Zerstörungs- und Abscheidegrad unter 99 %,

- a) die durch einen Notfall oder eine Betriebsstörung verursacht sind,
- b) die aufgrund der Wartung des Gasabsaugsystems unvermeidbar sind.

Die betreffende Meldung erfolgt entsprechend Anhang VII umgehend nach dem Vorgang und spätestens innerhalb von 48 Stunden nach dessen Beginn bzw. ab dem Zeitpunkt, an dem der Betreiber davon Kenntnis erlangt hat.

(2) Die zuständigen Behörden machen die Informationen, die ihnen gemäß dem vorliegenden Artikel vorgelegt werden, der Öffentlichkeit und der Kommission gemäß Artikel 5 Absatz 4 jährlich zugänglich.

Abschnitt III

Methanemissionen aus stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken

Artikel 24

Anwendungsbereich

Dieser Abschnitt gilt für die folgenden Methanemissionen aus stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken, in denen die Kohleförderung nach dem 3. August 1954 eingestellt wurde:

- a) Methanemissionen aus allen Wetterschächten, aus denen weiterhin Methan entweicht;
- b) Methanemissionen aus Ausrüstung für den Kohleabbau, die nicht mehr verwendet wird;
- c) Methanemissionen aus anderen klar definierten punktuellen Emissionsquellen, wie in Anhang VII Teil 1 angegeben.

Artikel 25

Überwachung und Berichterstattung

(1) Bis zum 5. August 2025 erstellen und veröffentlichen die Mitgliedstaaten nach der Methode gemäß Anhang VIII Teil 1 ein Bestandsverzeichnis aller stillgelegten untertägigen Kohlebergwerke und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerke in ihrem Hoheitsgebiet oder unter ihrer Gerichtsbarkeit, deren Betrieb nach dem 3. August 1954 eingestellt worden ist, das mindestens die in Anhang VIII Teil 1 genannten Angaben enthält.

(2) Ab dem 5. Mai 2026 werden in allen stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken, deren Betrieb nach dem 3. August 1954 eingestellt worden ist, die Methanemissionen gemessen.

An allen in Anhang VIII Teil 1 Nummer 1.5 aufgelisteten Elementen, bei denen auf der Grundlage des Bestandsverzeichnisses in Absatz 1 des vorliegenden Artikels Methanemissionen von mehr als 0,5 Tonnen Methan pro Jahr festgestellt wurden, werden Messvorrichtungen installiert. Mit den betreffenden Messvorrichtungen werden direkte Messungen an der Quelle oder Quantifizierungen an der Quelle nach den geltenden Standards oder gemäß Artikel 32 festgelegten technischen Vorschriften durchgeführt, und zwar mindestens stündlich und mit ausreichender Qualität, um eine repräsentative Schätzung der jährlichen Methanemissionen zu ermöglichen, und an allen in Anhang VIII Teil 1 Nummer 1.5 aufgelisteten

Elementen, bei denen Methanemissionen festgestellt wurden. Bis zum Zeitpunkt der Anwendung dieser Standards oder technischen Vorschriften halten sich die Bergwerksbetreiber an die dem Stand der Technik entsprechenden Verfahren der Industrie und verwenden die beste verfügbare Technologie für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen. Die Bergwerksbetreiber stellen den zuständigen Behörden und Prüfstellen Informationen über die angewandten Standards — einschließlich europäischer oder anderer internationaler Standards —, technischen Vorschriften oder Methoden zur Verfügung.

Die Messausrüstung muss mehr als 90 % des Zeitraums, in dem sie zur Methanemissionsüberwachung eingesetzt wird, in Betrieb sein, ausgenommen die Ausfallzeit für die Rekalibrierung und Reparatur.

(3) Beträgt die beobachtete jährliche Methanemissionen eines in Anhang VIII Teil 1 Nummer 1.5 aufgelisteten Elements in sechs aufeinanderfolgenden Jahren bei gefluteten untertägigen Kohlebergwerken bzw. in zwölf aufeinanderfolgenden Jahren bei nicht gefluteten untertägigen Kohlebergwerken weniger als eine Tonne Methan, so wird für dieses spezifische Element keine weitere Überwachung und Berichterstattung vorgenommen.

(4) Auf Antrag der verantwortlichen Partei können die zuständigen Behörden stillgelegte untertägige Kohlebergwerke und aufgegebene untertägige Kohlebergwerke von den Anforderungen der Absätze 2 und 3 dieses Artikels und des Anhangs VIII Teil 1 Nummer 1.5 ausnehmen, wenn die verantwortliche Partei nachweist, dass diese Bergwerke zum Zeitpunkt der Antragstellung bereits mindestens zehn Jahre lang vollständig geflutet waren.

Diesem Antrag ist ein Bericht der verantwortlichen Partei beizufügen. In diesem Bericht werden die Stabilisierung der hydrogeologischen Bedingungen sowie das Nichtbestehen wesentlicher Mengen an Methanemissionen aus dem betreffenden Kohlebergwerk nachgewiesen. Die zuständigen Behörden machen diesen Bericht im Einklang mit dem nationalen Recht öffentlich zugänglich.

(5) Erhalten die zuständigen Behörden zuverlässige Nachweise für wesentliche Mengen von Methanemissionen aus einem stillgelegten untertägigen Kohlebergwerk oder aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerk gemäß Absatz 4, so gelten für dieses Kohlebergwerk die in den Absätzen 2 und 3 festgelegten Verpflichtungen.

(6) Die Berichte mit den Schätzungen der jährlichen Methanemissionen an der Quelle werden den zuständigen Behörden bis zum 5. August 2026 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres vorgelegt.

Die betreffenden Berichte beziehen sich auf das letzte verfügbare Kalenderjahr und enthalten die in Anhang VIII Teil 2 genannten Angaben.

Die in diesem Absatz genannten Berichte müssen vor Einreichung bei den zuständigen Behörden von einer Prüfstelle bewertet werden. Sie müssen einen gemäß Artikel 8 ausgestellten Prüfungsvermerk enthalten.

(7) Bei stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken sind die Bergwerksbetreiber oder die Mitgliedstaaten dafür verantwortlich, den in den Absätzen 2 bis 6 des vorliegenden Artikels genannten Anforderungen nachzukommen. Bei aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken sind die Mitgliedstaaten für die Einhaltung der in den Absätzen 2 bis 6 des vorliegenden Artikels genannten Anforderungen verantwortlich. Im Falle einer alternativen Nutzung aufgebener untertägiger Kohlebergwerke ist der in Artikel 26 Absatz 3 genannte Genehmigungsinhaber für die Einhaltung der in den Absätzen 2, 3 und 6 des vorliegenden Artikels genannten Anforderungen verantwortlich.

(8) Die zuständigen Behörden machen die in diesem Artikel genannten Berichte der Öffentlichkeit und der Kommission gemäß Artikel 5 Absatz 4 innerhalb von drei Monaten nach der Vorlage durch die verantwortliche Partei zugänglich.

Artikel 26

Emissionsminderungsmaßnahmen

(1) Von den Mitgliedstaaten wird auf der Grundlage des in Artikel 25 genannten Bestandsverzeichnisses ein Emissionsminderungsplan erstellt und umgesetzt, um gegen Methanemissionen aus stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerken, deren Betrieb nach dem 3. August 1954 eingestellt ist, vorzugehen.

Der Emissionsminderungsplan wird den zuständigen Behörden bis zum 5. Februar 2027 vorgelegt. Er enthält wichtige Etappenziele für seine Umsetzung sowie mindestens die in Anhang VIII Teil 3 genannten Angaben.

(2) Das Ausblasen und Abfackeln im Zusammenhang mit den in Artikel 25 Absatz 2 genannten Vorrichtungen ist ab dem 1. Januar 2030 verboten, es sei denn, die Nutzung des Methans oder die Minderung der Methanemissionen sind technisch nicht durchführbar oder die Sicherheit der Umwelt oder von Menschen, einschließlich des Personals, oder die

Gesundheit sind gefährdet. In einer solchen Situation weisen die Bergwerksbetreiber bzw. die Mitgliedstaaten als Teil der Berichterstattungspflichten nach Artikel 25 die Notwendigkeit des Ausblasens oder des Abfackelns statt der Nutzung oder Minderung der Methanemissionen nach.

(3) Die alternative Nutzung aufgegebenener untertägiger Kohlebergwerke ist zulässig, nachdem ein entsprechendes, für die spezifische Art der alternativen Nutzung des aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerks angepasstes Genehmigungsverfahren stattgefunden hat. Der Antragsteller legt den zuständigen Behörden einen detaillierten Maßnahmenplan zur Vermeidung von Methanemissionen vor. Der Genehmigungsinhaber erfüllt die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Emissionsminderungspflichten gemäß Artikel 25 und dem vorliegenden Artikel.

(4) Unbeschadet des geltenden sektorspezifischen Unionsrechts sind für stillgelegte untertägige Kohlebergwerke bestehende bewährte Minderungsverfahren zur Verringerung der Methanemissionen zulässig.

KAPITEL 5

METHANEMISSIONEN VON ROHÖL, ERDGAS UND KOHLE, DIE IN DER UNION IN VERKEHR GEBRACHT WERDEN

Artikel 27

Für Importeure geltende Anforderungen

(1) Importeure legen den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, bis zum 5. Mai 2025 und bis zum 31. Mai jedes Folgejahres die in Anhang IX genannten Informationen vor. Wenn Importeure diese Informationen nicht — ganz oder teilweise — zur Verfügung stellen, legen sie den betreffenden zuständigen Behörden eine stichhaltige Begründung für diese Unterlassung vor und führen die Maßnahmen auf, die sie ergriffen haben, um die betreffenden Informationen zu erlangen.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, gemäß Artikel 34 delegierte Rechtsakte zur Änderung dieser Verordnung zu erlassen, um Änderungen in Bezug auf die von Importeuren vorzulegenden erforderlichen Informationen vorzunehmen.

(2) Die Mitgliedstaaten übermitteln der Kommission bis zum 5. August 2025 und bis zum 31. August jedes Folgejahres die ihnen von den Importeuren vorgelegten Informationen.

Die Kommission macht die Informationen gemäß Artikel 30 zugänglich.

Artikel 28

Gleichwertigkeit der Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungsmaßnahmen

(1) Ab dem 1. Januar 2027 weisen die Importeure den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, nach und melden ihnen entsprechend Artikel 27 Absatz 1, dass die am oder nach dem 4. August 2024 geschlossenen oder erneuerten Verträge über die Lieferung von Rohöl, Erdgas oder Kohle, die außerhalb der Union erzeugt wurden, nur Rohöl, Erdgas oder Kohle umfassen, das bzw. die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungsmaßnahmen auf Erzeugerebene unterliegen, die den in dieser Verordnung festgelegten gleichwertig sind.

(2) Bei vor dem 4. August 2024 geschlossenen Verträgen über die Lieferung von Rohöl, Erdgas oder Kohle, die außerhalb der Union erzeugt wurden, unternehmen die Importeure alle zumutbaren Anstrengungen, um zu verlangen, dass Rohöl, Erdgas oder Kohle Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungsmaßnahmen auf Erzeugerebene unterliegen, die den in dieser Verordnung festgelegten gleichwertig sind. Diese Anstrengungen können auch die Änderung dieser Verträge umfassen.

Ab dem 1. Januar 2027 unterrichten die Importeure die zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, jährlich im Rahmen der gemäß Artikel 27 Absatz 1 vorzulegenden Informationen über die Ergebnisse dieser Anstrengungen und legen im Falle von Ergebnislosigkeit der Anstrengungen diesen zuständigen Behörden eine stichhaltige Begründung für die Ergebnislosigkeit vor und führen die von ihnen als Teil dieser Anstrengungen ergriffenen Maßnahmen auf.

(3) Die Kommission gibt Empfehlungen mit fakultativen Musterklauseln in Bezug auf die für die Zwecke der Absätze 1 und 2 bereitzustellenden Informationen ab, die von Importeuren, die Rohöl, Erdgas und Kohle in der Union in Verkehr bringen, bei der Änderung oder Verlängerung bestehender Verträge oder der Unterzeichnung neuer Verträge über die Lieferung von Rohöl, Erdgas und Kohle zu verwenden sind.

(4) Die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten schützen die Vertraulichkeit der von den Importeuren gemäß diesem Artikel erhaltenen Informationen im Einklang mit dem Unionsrecht. Die zuständigen Behörden stellen diese Informationen der Kommission zur Verfügung, die die Vertraulichkeit dieser Informationen im Einklang mit dem Unionsrecht schützt.

(5) Für die Zwecke dieses Artikels gelten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungsmaßnahmen in folgenden Fällen als den in dieser Verordnung festgelegten gleichwertig:

a) Rohöl, Erdgas und Kohle unterliegen einer Prüfung durch unabhängige Dritte, die der Prüfung gemäß den Artikeln 8 und 9 gleichwertig ist, und der in einem Drittland ansässige Erzeuger wendet Folgendes an:

i) für Rohöl und Erdgas Überwachungs- und Berichterstattungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Quantifizierung von Methanemissionen die den in Artikel 12 dargelegten Maßnahmen gleichwertig sind, oder Überwachung und Berichterstattung nach OGMP 2.0 Ebene 5,

ii) für Kohle Überwachungs- und Berichterstattungsmaßnahmen, die den in Artikel 20 dargelegten gleichwertig sind, oder

b) das Drittland verfügt über einen Regelungsrahmen für Überwachung, Berichterstattung und Prüfung, der dem in der Union angewandten Rahmen mindestens gleichwertig ist, und wendet ihn auf die in dem betreffenden Drittland niedergelassenen Erzeuger und Exporteure, die Rohöl, Erdgas oder Kohle an den Unionsmarkt liefern, an; insbesondere hat das Drittland nachgewiesen, dass diese Überwachungs- und Berichterstattungsanforderungen mindestens eine Quantifizierung auf Quellen- und Standortebeine und eine regelmäßige Berichterstattung gewährleisten, die den in Artikel 12 für Rohöl und Erdgas und in Artikel 20 für Kohle festgelegten gleichwertig sind, und dass eine wirksame Prüfung durch einen unabhängigen Dritten, die der in den Artikeln 8 und 9 genannten gleichwertig ist, sowie eine wirksame Überwachung und Durchsetzung bestehen.

(6) Für die Zwecke von Absatz 5 Buchstabe b legt die Kommission im Wege eines Durchführungsrechtsakts das Verfahren und die Anforderungen an die von einem Drittland zur Feststellung der Gleichwertigkeit vorzulegenden Nachweise fest. Dieser Durchführungsrechtsakt wird gemäß dem in Artikel 35 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

Das Verfahren zur Feststellung der Gleichwertigkeit kann auf Antrag eines Drittlands oder von der Kommission eingeleitet werden.

Die Kommission arbeitet aktiv mit allen Drittländern zusammen, die Rohöl, Erdgas oder Kohle auf den Unionsmarkt exportieren, um ihre Zustimmung zur Einleitung eines solchen Verfahrens zu erhalten, wobei sie die aus den betreffenden Drittländern eingeführte Menge und ihr Potenzial zur Reduzierung ihrer Methanemissionen berücksichtigt.

Die Gleichwertigkeit wird von der Kommission im Wege von Durchführungsrechtsakten für jedes betroffene Drittland nur dann festgestellt, wenn das Drittland alle in Absatz 5 Buchstabe b des vorliegenden Artikels genannten Bedingungen erfüllt und alle erforderlichen Nachweise erbracht werden. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 35 Absatz 3 der vorliegenden Verordnung genannten Prüfverfahren erlassen. Die Kommission unterlässt den Erlass solcher Durchführungsrechtsakte, wenn mit ihrem Erlass die gemäß Artikel 215 AEUV erlassenen restriktiven Maßnahmen zur Beschränkung der Einfuhr von Rohöl, Erdgas oder Kohle umgangen würden.

Die Gleichwertigkeit kann von der Kommission im Wege eines Durchführungsrechtsakts jederzeit widerrufen werden, wenn das Drittland die in Absatz 5 Buchstabe b des vorliegenden Artikels genannten Bedingungen während eines Zeitraums von mindestens 12 Monaten rechtlich oder praktisch nicht mehr erfüllt. Dieser Durchführungsrechtsakt wird gemäß dem in Artikel 35 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen. Vor dem Erlass dieses Durchführungsrechtsakts teilt die Kommission dem Drittland ihre Bedenken mit und gibt ihm Gelegenheit zur Stellungnahme.

Bei der Ausarbeitung der in diesem Absatz genannten Durchführungsrechtsakte unterrichtet die Kommission die mit der Richtlinie 2009/119/EG des Rates⁽²⁸⁾ eingesetzte Koordinierungsgruppe für Erdöl und Erdölerzeugnisse, die mit der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates⁽²⁹⁾ eingesetzte Koordinierungsgruppe „Gas“ und die von der Kommission eingesetzte Koordinierungsgruppe „Strom“ sowie andere einschlägige Interessenträger. Diese Durchführungsrechtsakte treten frühestens 30 Kalendertage nach dem Tag ihrer Annahme in Kraft.

(7) Importeure sind von den Berichterstattungspflichten gemäß den Absätzen 1 und 2 befreit, wenn sie Rohöl, Erdgas oder Kohle aus einem Drittland einführen, für das die Gleichwertigkeit gemäß Absatz 6 festgestellt wurde.

⁽²⁸⁾ Richtlinie 2009/119/EG des Rates vom 14. September 2009 zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Rohöl und/oder Erdölerzeugnissen zu halten (ABl. L 265 vom 9.10.2009, S. 9).

⁽²⁹⁾ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (ABl. L 280 vom 28.10.2017, S. 1).

(8) Ab dem 4. August 2024 schlägt die Kommission, wenn angezeigt und vorbehaltlich der geltenden Verfahren, Kooperationsrahmen mit Drittländern vor, aus denen die Union Rohöl, Erdgas oder Kohle einführt, und strebt den Abschluss dieser Kooperationsrahmen durch die Union an, um diese bei der Einrichtung eines Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungssystems zu unterstützen, das dem in dieser Verordnung festgelegten System gleichwertig ist. Die Kommission empfiehlt nicht den Abschluss solcher Kooperationsrahmen, wenn mit diesen Rahmen die gemäß Artikel 215 AEUV erlassenen restriktiven Maßnahmen zur Beschränkung der Einfuhr von Rohöl, Erdgas oder Kohle umgangen würden.

Artikel 29

Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle

(1) Bis zum 5. August 2028 und danach jedes Jahr melden die Erzeuger und gemäß Artikel 27 Absatz 1 Importeure der Union für die am oder nach dem 4. August 2024 geschlossenen oder erneuerten Lieferverträge den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, die Methanintensität der von ihnen in der Union in Verkehr gebrachten Rohöl-, Erdgas- und Kohleförderung, berechnet nach der gemäß Absatz 4 des vorliegenden Artikels festgelegten Methode.

Bei Lieferverträgen, die vor dem 4. August 2024 geschlossen wurden, unternehmen die Erzeuger und gemäß Artikel 27 Absatz 1 Importeure der Union alle zumutbaren Anstrengungen, um den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, die nach der in Absatz 4 des vorliegenden Artikels festgelegten Methode berechnete Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die von ihnen in der Union in Verkehr gebracht werden, zu melden. Ab dem 5. August 2028 erstatten die Erzeuger und Importeure der Union, die Rohöl, Erdgas oder Kohle in der Union in Verkehr bringen, den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, jährlich über die Ergebnisse dieser Anstrengungen Bericht.

(2) Bis zum 5. August 2030 und danach jedes Jahr weisen Erzeuger und Importeure der Union, die Rohöl, Erdgas und Kohle in der Union im Rahmen von Lieferverträgen in der Union in Verkehr bringen, die nach dem 5. August 2030 geschlossen oder erneuert wurden, den zuständigen Behörden des Mitgliedstaats, in dem sie niedergelassen sind, nach, dass die nach der im Einklang mit Absatz 4 festgelegten Methode berechnete Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, unter den gemäß Absatz 6 zur Verringerung der weltweiten Methanemissionen für diese Erzeugnisse festgelegten Höchstwerten für die Methanintensität liegt.

(3) Die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten schützen die Vertraulichkeit der gemäß diesem Artikel von Erzeugern und Importeuren der Union erhaltenen Informationen im Einklang mit dem Unionsrecht. Die zuständigen Behörden stellen diese Informationen der Kommission zur Verfügung, die die Vertraulichkeit dieser Informationen im Einklang mit dem Unionsrecht schützt.

(4) Bis zum 5. August 2027 erlässt die Kommission gemäß Artikel 34 einen delegierten Rechtsakt zur Ergänzung dieser Verordnung durch Festlegung der Methode zur Berechnung der Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, auf Erzeugerebene. Diese Methode berücksichtigt die unterschiedlichen Förderungsprozesse und Standortbedingungen sowie bestehenden internationalen Methoden und bewährten Verfahren für die Berechnung der Methanintensität. Diese Methode muss diskriminierungsfrei sein und auf transparenten und objektiven Kriterien beruhen. Bei der Ausarbeitung dieser delegierten Rechtsakte unterrichtet die Kommission die Koordinierungsgruppe für Erdöl und Erdölzeugnisse, die Koordinierungsgruppe „Gas“, die Koordinierungsgruppe „Strom“ sowie andere einschlägige Interessenträger.

(5) Bis zum 5. August 2029 bewertet die Kommission die potenziellen Auswirkungen verschiedener Höchstwerte der Methanintensität im Zusammenhang mit Rohöl, Erdgas und Kohle, die auf Erzeugerebene in der Union in Verkehr gebracht werden, und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht vor. Dieser Bericht enthält eine Bewertung der potenziellen Verringerung der weltweiten Methanemissionen, der Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit auf Unionsebene und nationaler Ebene und auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft der Union sowie der potenziellen globalen und regionalen Marktverzerrungen. Dieser Bericht enthält auch eine Marktbewertung in Bezug auf die Methanintensität der derzeitigen und künftigen Lieferungen an die Union bis 2049 sowohl über langfristige Verträge als auch über Kassakäufe. Bei dieser Bewertung wird die Lage je Mitgliedstaat unter Berücksichtigung der vor dem 4. August 2024 eingegangenen vertraglichen Verpflichtungen, der Energieinfrastrukturkapazitäten und möglicher Einschränkungen analysiert.

(6) Auf der Grundlage der in Absatz 5 genannten Bewertung und anhand objektiver Kriterien erlässt die Kommission gemäß Artikel 34 delegierte Rechtsakte zur Ergänzung dieser Verordnung, in denen die Methanintensitätshöchstwerte festgelegt werden, die mit Rohöl, Erdgas und Kohle, die auf Erzeugerebene in der Union in Verkehr gebracht werden, verbunden sind. Diese delegierten Rechtsakte müssen mit der gemäß diesem Artikel festgelegten Methode zur Berechnung der Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, in Einklang stehen. In diesen delegierten Rechtsakten werden auch verschiedene Methanintensitätsklassen für Rohöl, Erdgas und Kohle festgelegt. Diese Methanintensitätshöchstwerte werden für Rohöl, Erdgas und Kohle getrennt bestimmt und decken die leistungsstärkste(n) Klasse(n) ab. Diese Methanintensitätshöchstwerte und die Methanintensitätsklassen berücksichtigen die verschiedenen Quellen, Förderungsverfahren und Standortbedingungen und werden in einer Höhe festgesetzt, die eine

Verringerung der globalen Methanemissionen im Zusammenhang mit Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, fördert, wobei gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit auf Unionsebene und auf nationaler Ebene gewahrt, eine ausgewogene Verteilung der in der Union auf den Markt gebrachten Mengen von Rohöl, Erdgas und Kohle sowie eine diskriminierungsfreie Behandlung gewährleistet und die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft der Union geschützt werden.

Artikel 30

Methan-Transparenzdatenbank und Methan-Leistungsprofile

(1) Bis zum 5. Februar 2026 wird von der Kommission eine Methan-Transparenzdatenbank eingerichtet und geführt, die die einschlägigen Informationen über Mitgliedstaaten und Drittländer, Unternehmen, Importeure und Volumen von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, einschließt, insbesondere die ihr gemäß Artikel 12 Absatz 8, Artikel 18 Absatz 10, Artikel 20 Absatz 7, Artikel 23 Absatz 2, Artikel 25 Absatz 8, Artikel 27 Absatz 2, Artikel 28 Absatz 4 und Artikel 29 Absatz 3 vorgelegten Informationen.

(2) Zusätzlich zu den in Absatz 1 genannten Informationen enthält die Datenbank mindestens die folgenden Informationen:

- a) eine Liste der Länder, in denen Rohöl, Erdgas oder Kohle gefördert und aus denen diese anschließend in die Union eingeführt werden;
- b) für jeden unter Buchstabe a genannten Mitgliedstaat oder jedes unter Buchstabe a genannte Drittland die folgenden Informationen, und zwar darüber,
 - i) ob er bzw. es über verbindliche Regulierungsmaßnahmen zu Methanemissionen im Energiesektor verfügt, die die in dieser Verordnung für die Messung, Berichterstattung, Prüfung sowie Minderung von Methanemissionen im Energiesektor festgelegten Maßnahmen abdecken, insbesondere Beschränkungen in Bezug auf Ausblasen und Abfackeln;
 - ii) ob er bzw. es das im Rahmen des Rahmenabkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) angenommene Pariser Übereinkommen unterzeichnet hat und ob er bzw. es sich der Globalen Verpflichtung zur Verringerung der Methanemissionen angeschlossen hat;
 - iii) ob er bzw. es, falls anwendbar, nationale Verzeichnisberichte im Einklang mit den UNFCCC-Anforderungen vorlegt;
 - iv) falls anwendbar, ob die gemäß dem UNFCCC übermittelten nationalen Verzeichnisberichte die Berichterstattung auf Ebene 3 für Methanemissionen des Energiesektors enthalten, unter Angabe der Kategorien der bei der Berichterstattung auf Ebene 3 gemeldeten Methanemissionen;
 - v) falls anwendbar, welchen Umfang die Methanemissionen des Energiesektors nach den nationalen Verzeichnisberichten, die gemäß dem UNFCCC übermittelt wurden, aufweisen, unter Angabe, ob die betreffenden Daten einer unabhängigen Prüfung unterzogen wurden;
 - vi) sofern verfügbar, welche elektronischen Links zu nationalen Datenquellen mit Informationen über Methanemissionen im Energiesektor vorhanden sind;
- c) für jeden Mitgliedstaat eine Liste der Importeure, die Rohöl, Erdgas oder Kohle in der Union in Verkehr bringen;
- d) für jedes unter Buchstabe a genannte Drittland die folgenden Informationen:
 - i) eine Liste der Erzeuger bzw. Exporteure von Rohöl, Erdgas oder Kohle in die Union, und die Angabe, ob sie Teil globaler Initiativen zur Verringerung der Methanemissionen sind, wie z. B. der OGMP und der Initiative „Zero Routine Flaring“ („kein routinemäßiges Abfackeln“);
 - ii) Richtwerte zur Schätzung der Methanemissionen im Zusammenhang mit dem Transport von Rohöl, Erdgas und Kohle.

Die Methan-Transparenzdatenbank dient als ein Informationsinstrument, das der Öffentlichkeit kostenlos zugänglich gemacht wird.

In der Methan-Transparenzdatenbank wird angegeben, wo die Qualität und die Zuverlässigkeit der übermittelten Informationen von unabhängigen Dritten überprüft wurden.

- (3) Bis zum 5. August 2026 veröffentlicht die Kommission auf der Grundlage der in der Methan-Transparenzdatenbank verfügbaren Informationen die Methanleistungsprofile der Mitgliedstaaten und der Erzeuger oder Importeure in der Union, die Rohöl, Erdgas oder Kohle in der Union in Verkehr bringen, sowie von Drittländern, aus denen die Union Rohöl, Erdgas oder Kohle importiert, und von Erzeugern oder Exporteuren aus Drittländern, die diese in die Union liefern.
- (4) Die gemäß Absatz 3 veröffentlichten Methanleistungsprofile werden jährlich aktualisiert und enthalten mindestens und, falls anwendbar,
- a) die Angabe der Methanemissionen im Zusammenhang mit Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, und eine Bewertung der Datenqualität für gemeldete Methanemissionen, einschließlich, wenn relevant, der Stufe der OGMP-2.0-Meldung;
 - b) eine Bewertung der Anstrengungen, die von Erzeugern oder Importeuren in der Union sowie von Erzeugern oder Exporteuren aus Drittländern, die Rohöl, Erdgas oder Kohle auf dem Unionsmarkt in Verkehr bringen, unternommen wurden, um Methanemissionen zu überwachen, zu berichten und zu reduzieren, gegebenenfalls auch nach Regionen;
 - c) eine Analyse von Vorgängen mit extrem hohen Emissionen in Mitgliedstaaten oder Drittländern, aus denen die Union Rohöl, Erdgas oder Kohle importiert, und die Angabe, wie diese Vorgänge angegangen wurden.
- (5) Die gemäß Absatz 3 veröffentlichten Methanleistungsprofile werden gebührenfrei online zugänglich gemacht.
- (6) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Richtlinie (EU) 2016/943.

Artikel 31

Globales Methan-Überwachungsinstrument und Krisenreaktionsmechanismus

- (1) Die Kommission richtet bis zum 5. August 2026 ein globales Methan-Überwachungsinstrument ein, das sich auf Daten von Satelliten und verschiedenen zertifizierten Datenanbietern und Diensten stützt, einschließlich der Copernicus-Komponente des mit der Verordnung (EU) 2021/696 eingerichteten Weltraumprogramms der Union. Zu diesem Zweck kann die Kommission bestehende internationale Instrumente oder Rahmen nutzen, sofern verfügbar.

Das globale Methan-Überwachungsinstrument wird öffentlich zugänglich gemacht und stellt regelmäßig aktualisierte Informationen über zumindest das Auftreten, den Umfang und den Ort von Vorgängen mit hohen Methanemissionen, die von Energiequellen innerhalb oder außerhalb der Union ausgehen, bereit.

- (2) Bis zum 5. Februar 2026 richtet die Kommission einen Krisenreaktionsmechanismus ein, um Vorgänge mit extrem hohen Emissionen zu bewältigen.

Die Kommission unterrichtet den Mitgliedstaat bzw. das Drittland, unter dessen Rechtshoheit der Vorgang stattgefunden hat, unverzüglich über alle festgestellten Vorgänge mit extrem hohen Emissionen. Wenn möglich, unterrichtet die Kommission auch den Erzeuger, der mit der Quelle oder der Gruppe verbundener Methanemissionsquellen in Verbindung steht. Diese Mitteilung umfasst eine Aufforderung, unverzüglich zusätzliche Informationen über den Vorgang mit extrem hohen Emissionen und die ergriffenen oder geplanten Abhilfemaßnahmen vorzulegen, mit denen die Auswirkungen abgemildert oder der Vorgang beendet werden sollen, einschließlich des Zeitrahmens, innerhalb dessen diese Maßnahmen stattfinden sollen. Die Kommission nimmt alle erforderlichen Kontakte auf, um die im Zusammenhang mit dem Vorgang eingegangenen Informationen einzuholen und zu überprüfen, falls anwendbar, auch in Zusammenarbeit mit den zuständigen internationalen Organisationen. Zu diesem Zweck kann die Kommission bestehende internationale Instrumente oder Rahmen nutzen, sofern verfügbar.

- (3) Die Kommission schlägt vor, im Namen der Union bilaterale Dialoge mit Drittländern aufzunehmen, aus denen die Union Rohöl, Erdgas oder Kohle einführt, mit dem Ziel, einen Rahmen für einen Informationsaustausch und ein Früherkennungs- und Frühwarnsystem zu schaffen, um das Auftreten von Vorgängen mit extrem hohen Emissionen zu erkennen und sich gegenseitig zu warnen und über Abhilfemaßnahmen zu unterrichten, die ergriffen wurden oder zu ergreifen sind, um solche Vorgänge zu verhindern oder zu beenden. Die betreffenden Dialoge müssen auch darauf abzielen, Wege zu ermitteln, wie die Reduzierung der Methanemissionen im Energiesektor beschleunigt werden kann, und können erforderlichenfalls einen Austausch bewährter Verfahren und von Beratung in Bezug auf die Einführung von Überwachungs-, Berichterstattungs-, Prüfungs- und Reduzierungsmaßnahmen anbieten, die den in dieser Verordnung festgelegten Maßnahmen gleichwertig sind.

Die Kommission schlägt solche Kooperationsrahmen nicht vor, wenn mit diesen Rahmen die gemäß Artikel 215 AEUV erlassenen restriktiven Maßnahmen zur Beschränkung der Einfuhr von Rohöl, Erdgas oder Kohle umgangen würden.

(4) Auf der Grundlage der Überwachung, die im Rahmen der in den Absätzen 2 und 3 genannten Dialoge durchgeführt wird, unterrichtet die Kommission das Europäische Parlament und den Rat über die Mitteilung der Vorgänge mit extrem hohen Emissionen und über die Umsetzung von Abhilfemaßnahmen in der Union und in Drittländern, aus denen die Union Rohöl, Erdgas oder Kohle einführt, sowie über etwaige Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit auf Unionsebene und auf nationaler Ebene.

(5) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Richtlinie (EU) 2016/943.

KAPITEL 6

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 32

Standards und technische Vorschriften

(1) Die Kommission beauftragt gemäß Artikel 10 Absätze 1 bis 5 der Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 eine oder mehrere europäische Normungsorganisationen damit, harmonisierte Standards für Folgendes zu erarbeiten:

- a) Messung und Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 12 Absatz 5;
- b) LDAR-Untersuchungen gemäß Artikel 14 Absatz 1;
- c) Ausrüstung gemäß Artikel 15 Absätze 3 und 5;
- d) Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 18 Absatz 3; und
- e) Messung und Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 20 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 2.

Nachdem eine europäische Normungsorganisation einen Entwurf einer Norm eingereicht hat, prüft die Kommission die Übereinstimmung mit dem jeweiligen Normungsauftrag, mit dieser Verordnung und mit den anderen geltenden Rechtsvorschriften der Union.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, delegierte Rechtsakte gemäß Artikel 34 zu erlassen, um diese Verordnung durch die Festlegung von in diesem Absatz genannten verbindlichen Standards oder Teilen davon zu ergänzen.

(2) Wurde kein delegierter Rechtsakt gemäß Absatz 1 des vorliegenden Artikels erlassen, so wird der Kommission die Befugnis übertragen, delegierte Rechtsakte gemäß Artikel 34 zu erlassen, um diese Verordnung durch die Festlegung verbindlicher technischer Vorschriften oder von Teilen davon für folgende Zwecke zu ergänzen:

- a) Messung und Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 12 Absatz 5;
- b) LDAR-Untersuchungen gemäß Artikel 14 Absatz 1;
- c) Ausrüstung gemäß Artikel 15 Absätze 3 und 5;
- d) Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 18 Absatz 3; und
- e) Messung und Quantifizierung von Methanemissionen gemäß Artikel 20 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 2.

Die Kommission kann diese delegierten Rechtsakte nur erlassen, wenn sie einen Normungsauftrag an eine oder mehrere europäische Normungsorganisationen erteilt hat und eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- a) der Auftrag wurde nicht angenommen;
- b) die angeforderten Standards wurden nicht innerhalb der festgelegten Frist vorgelegt;
- c) die von den europäischen Normungsorganisationen entwickelten Standards entsprechen nicht dem Auftrag; oder
- d) die von der europäischen Normungsorganisation entwickelten Standards werden als unzureichend betrachtet, um den Anforderungen dieser Verordnung ganz oder teilweise zu genügen.

*Artikel 33***Sanktionen**

(1) Die Mitgliedstaaten erlassen Vorschriften über Sanktionen, die bei Verstößen gegen diese Verordnung zu verhängen sind, und treffen alle für die Anwendung der Sanktionen erforderlichen Maßnahmen.

Die vorgesehenen Sanktionen müssen wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein und mindestens Folgendes umfassen:

- a) Bußgelder, die im Verhältnis zu der Umweltschädigung und den Auswirkungen auf die menschliche Sicherheit und die Gesundheit stehen, in einer Höhe, die
 - i) den Verantwortlichen mindestens den wirtschaftlichen Vorteil aus dem Verstoß effektiv entzieht; und
 - ii) bei wiederholten schweren Verstößen schrittweise angehoben wird;
- b) Zwangsgelder, um Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeure zu zwingen, je nach Situation einen Verstoß zu beenden, einem Beschluss, der Abhilfemaßnahmen oder Korrekturmaßnahmen auferlegt, nachzukommen, Informationen bereitzustellen oder sich einer Inspektion zu unterziehen.

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission diese Vorschriften und Maßnahmen bis zum 5. August 2025 mit und melden ihr unverzüglich alle späteren diesbezüglichen Änderungen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen im Einklang mit dem nationalen Recht sicher, dass die zuständigen Behörden befugt sind, mindestens die folgenden verwaltungsrechtlichen Sanktionen und Maßnahmen für Verstöße gegen Artikel 12, Artikel 14 Absatz 14, Artikel 16 Absatz 2, Artikel 20, Artikel 23 Absatz 1, Artikel 27 Absatz 1, Artikel 28 Absätze 1 und 2 und Artikel 29 Absätze 1 und 2 zu verhängen, sofern sie die Energieversorgungssicherheit nicht gefährden:

- a) Erlass eines Beschlusses, mit dem die Person aufgefordert wird, den Verstoß zu beenden;
- b) Anordnung des Einzugs der durch die Verstöße erzielten Gewinne oder vermiedenen Verluste, sofern diese sich beziffern lassen;
- c) Herausgabe öffentlicher Warnungen oder Mitteilungen;
- d) Erlass eines Beschlusses über die Verhängung von Zwangsgeldern;
- e) Erlass eines Beschlusses über die Verhängung von Bußgeldern.

Bei juristischen Personen darf der Betrag der Bußgelder gemäß Buchstabe e 20 % des Jahresumsatzes des vorangegangenen Geschäftsjahres nicht überschreiten. Bei natürlichen Personen darf der Betrag dieser Bußgelder 20 % des Jahreseinkommens des vorangegangenen Kalenderjahres nicht überschreiten.

(3) Sind in der Rechtsordnung des Mitgliedstaats keine Bußgelder vorgesehen, so können die zuständigen nationalen Gerichte auf Antrag der zuständigen Behörden Geldbußen verhängen. Diese Bußgelder müssen wirksam sein und ihre Wirkung muss jener der von Verwaltungsbehörden verhängten Bußgelder entsprechen.

(4) Die zuständigen Behörden arbeiten bei der Ausübung ihrer Befugnisse gemäß diesem Artikel eng zusammen, um sicherzustellen, dass ihre Befugnisse ausgeübt werden und dass die von ihnen verhängten verwaltungsrechtlichen Sanktionen und Maßnahmen in der gesamten Union wirksam und einheitlich gestaltet und angewandt werden.

(5) Zu den Verstößen, die Sanktionen nach sich ziehen, zählen mindestens folgende:

- a) Versäumnis der Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeure, den zuständigen Behörden oder den Prüfstellen die erforderliche Unterstützung für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben gemäß dieser Verordnung zu leisten;
- b) Versäumnis der Betreiber oder Bergwerksbetreiber, die in den Inspektionsberichten nach Artikel 6 Absätze 5 und 6 festgelegten Maßnahmen durchzuführen;
- c) Versäumnis der Betreiber oder Bergwerksbetreiber, die gemäß Artikel 12, Artikel 18 Absatz 3, Artikel 20 und Artikel 25 Absatz 6 vorgeschriebenen Berichte über Methanemissionen vorzulegen, einschließlich des von einer unabhängigen Prüfstelle gemäß Artikel 8 Absatz 4 ausgestellten Prüfungsvermerks;

- d) Versäumnis der Betreiber, ein LDAR-Programm gemäß Artikel 14 Absatz 1 vorzulegen oder eine LDAR-Untersuchung gemäß Artikel 14 Absätze 2, 5 und 6 durchzuführen;
 - e) Versäumnis der Betreiber, gemäß Artikel 14 Absätze 8 bis 13 Komponenten zu reparieren oder auszutauschen, Komponenten kontinuierlich zu überwachen und Aufzeichnungen über Lecks zu führen;
 - f) Versäumnis der Betreiber, einen Bericht gemäß Artikel 14 Absatz 14 vorzulegen;
 - g) Ausblasen oder Abfackeln, einschließlich routinemäßigen Abfackelns, durch Betreiber oder Bergwerksbetreiber, außer in den in Artikel 15 Absätze 2 und 3, Artikel 22 Absätze 1 und 2 und Artikel 26 Absatz 2 genannten Situationen;
 - h) Versäumnis der Betreiber oder Bergwerksbetreiber, gemäß Artikel 15 Absätze 4 und 6, Artikel 22 Absätze 1 und 2 und Artikel 26 Absatz 2 den Nachweis für die Notwendigkeit des Rückgriffs auf Ausblasen statt Abfackeln und — im Fall von Betreibern — auf Abfackeln statt Wiedereinspeisung, Nutzung vor Ort, Lagerung zur späteren Nutzung oder Weiterleitung des Methans an einen Markt bzw. — im Fall von Bergwerksbetreibern — auf Abfackeln statt Nutzung oder Minderung der Emissionen zu erbringen;
 - i) Versäumnis der Betreiber, Ausblasvorrichtungen gemäß Artikel 15 Absätze 5 und 7 zu ersetzen oder zu verwenden;
 - j) Versäumnis der Betreiber oder Bergwerksbetreiber, Ausblas- und Abfackelvorgänge gemäß Artikel 16, Artikel 23 Absatz 1 bzw. Artikel 26 zu melden;
 - k) Verwendung von Gasfackeln oder Verbrennungsvorrichtungen unter Verstoß gegen die in den Artikeln 17, 22 und 23 festgelegten Anforderungen;
 - l) Versäumnis der verantwortlichen Partei, Minderungsmaßnahmen gemäß Artikel 18 Absätze 6 und 9 anzuwenden;
 - m) Versäumnis der Importeure, die Informationen gemäß Artikel 27 Absatz 1 und Anhang IX vorzulegen;
 - n) Versäumnis der Importeure, die Informationen gemäß Artikel 28 Absätze 1 und 2 vorzulegen;
 - o) Versäumnis der Erzeuger oder Importeure in der Union, die Informationen gemäß Artikel 29 Absätze 1 und 2 vorzulegen;
 - p) Versäumnis Erzeuger oder Importeure in der Union, die im gemäß Artikel 29 Absatz 6 erlassenen Durchführungsrechtsakt festgelegten Methanintensitätshöchstwerte einzuhalten.
- (6) Sind die Bedingungen gemäß Artikel 15 Absatz 8 erfüllt, so erwägen die Mitgliedstaaten, die Sanktionen gegen Betreiber in dem von den nationalen Behörden für notwendig erachteten Durchführungszeitraum zu mindern oder nicht zu verhängen.
- (7) Die Mitgliedstaaten berücksichtigen zumindest die folgenden Richtkriterien für die Auferlegung von Sanktionen, soweit zutreffend:
- a) Dauer oder zeitliche Auswirkungen, Art und Schwere des Verstoßes;
 - b) alle vom Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur ergriffenen Maßnahmen, um den Schaden rechtzeitig zu mindern oder zu beheben;
 - c) Vorsätzlichkeit oder Fahrlässigkeit des Verstoßes;
 - d) frühere oder wiederholte Verstöße des Betreibers, Unternehmens, Bergwerksbetreibers oder Importeurs;
 - e) unmittelbar oder mittelbar vom Betreiber, Unternehmen, Bergwerksbetreiber oder Importeur durch den Verstoß erlangte wirtschaftliche Vorteile oder vermiedene Verluste, falls die entsprechenden Daten verfügbar sind;
 - f) Größe des Betreibers, Unternehmens, Bergwerksbetreibers oder Importeurs;
 - g) Umfang der Zusammenarbeit mit den Behörden;
 - h) Weg, auf dem die Behörden Kenntnis von dem Verstoß erlangt haben, insbesondere ob und, wenn ja, inwieweit der Betreiber, das Unternehmen, der Bergwerksbetreiber oder der Importeur den Verstoß rechtzeitig gemeldet hat;

i) andere erschwerende oder mildernde Umstände im jeweiligen Fall, einschließlich Handlungen Dritter.

(8) Die Mitgliedstaaten veröffentlichen jährlich Informationen zu Art und Höhe der gemäß dieser Verordnung verhängten Sanktionen, zu den Verstößen und zu den Betreibern, Unternehmen, Bergwerksbetreibern oder Importeuren, gegen die die Sanktionen verhängt wurden.

Gegebenenfalls werden diese Informationen gemäß Artikel 22 der Richtlinie (EU) 2024/1203 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁰⁾ gemeldet.

Artikel 34

Ausübung der Befugnisübertragung

(1) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte wird der Kommission unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen übertragen.

(2) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 22 Absatz 3, Artikel 27 Absatz 1, Artikel 29 Absätze 4 und 6 und Artikel 32 wird der Kommission für einen Zeitraum von fünf Jahren ab dem 4. August 2024 übertragen, mit stillschweigender Verlängerung um Zeiträume gleicher Länge.

(3) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 22 Absatz 3, Artikel 27 Absatz 1, Artikel 29 Absätze 4 und 6 und Artikel 32 kann vom Europäischen Parlament oder vom Rat jederzeit widerrufen werden. Der Beschluss über den Widerruf beendet die Übertragung der in diesem Beschluss angegebenen Befugnis. Er wird am Tag nach seiner Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* oder zu einem im Beschluss über den Widerruf angegebenen späteren Zeitpunkt wirksam. Die Gültigkeit von delegierten Rechtsakten, die bereits in Kraft sind, wird von dem Beschluss über den Widerruf nicht berührt.

(4) Vor dem Erlass eines delegierten Rechtsakts konsultiert die Kommission die von den einzelnen Mitgliedstaaten benannten Sachverständigen im Einklang mit den in der Interinstitutionellen Vereinbarung vom 13. April 2016 über bessere Rechtsetzung enthaltenen Grundsätzen.

(5) Sobald die Kommission einen delegierten Rechtsakt erlässt, übermittelt sie ihn gleichzeitig dem Europäischen Parlament und dem Rat.

(6) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 22 Absatz 3, Artikel 27 Absatz 1, Artikel 29 Absätze 4 und 6 oder Artikel 32 erlassen wurde, tritt nur in Kraft, wenn weder das Europäische Parlament noch der Rat innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Übermittlung dieses Rechtsakts an das Europäische Parlament und den Rat Einwände erhoben haben oder wenn vor Ablauf dieser Frist das Europäische Parlament und der Rat beide der Kommission mitgeteilt haben, dass sie keine Einwände erheben werden. Auf Initiative des Europäischen Parlaments oder des Rates wird diese Frist um zwei Monate verlängert.

Artikel 35

Ausschussverfahren

(1) Die Kommission wird von dem nach Artikel 44 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingerichteten Ausschuss für die Energieunion unterstützt. Dieser Ausschuss ist ein Ausschuss im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

(2) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, so gilt Artikel 4 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

(3) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, so gilt Artikel 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

Artikel 36

Überwachung, Überprüfung und Berichterstattung durch die Kommission

(1) Die Kommission überwacht und überprüft die Anwendung dieser Verordnung und legt dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum 1. Januar 2028 und danach alle fünf Jahre einen Bericht vor.

⁽³⁰⁾ Richtlinie (EU) 2024/1203 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. April 2024 über den strafrechtlichen Schutz der Umwelt und zur Ersetzung der Richtlinien 2008/99/EG und 2009/123/EG (ABl. L, 2024/1203, 30.4.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1203/oj>).

(2) In dem ersten Bericht nach Absatz 1 wird insbesondere Folgendes überprüft:

- a) die Wirksamkeit und Effizienz dieser Verordnung für die Festlegung transparenter und genauer Mess-, Berichterstattungs- und Prüfvorschriften und für die Verringerung der Methanemissionen im Zusammenhang mit der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden;
- b) wenn machbar das Niveau der durch diese Verordnung erreichten Reduzierung der Methanemissionen im Zusammenhang mit der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden;
- c) ob zusätzliche oder alternative Maßnahmen erforderlich sind, um die Reduzierung der Methanemissionen in der Wertschöpfungskette von Rohöl, Erdgas und Kohle, die in der Union in Verkehr gebracht werden, zu fördern und zu beschleunigen, um das Ziel der Union der Klimaneutralität bis 2050 und ihre Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris zu unterstützen.

Bei dieser Überprüfung werden die einschlägigen Rechtsvorschriften der Union in verwandten Bereichen berücksichtigt. Wenn angezeigt legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat zusammen mit diesem Bericht einen Gesetzgebungsvorschlag vor, der den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union in verwandten Bereichen Rechnung trägt.

(3) Für die Zwecke dieses Artikels kann die Kommission Informationen von den Mitgliedstaaten und zuständigen Behörden anfordern und berücksichtigt die Kommission insbesondere die Informationen, die von den Mitgliedstaaten in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und den Aktualisierungen dieser Pläne sowie den nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 bereitgestellt werden.

Artikel 37

Änderung der Verordnung (EU) 2019/942

In Artikel 15 der Verordnung (EU) 2019/942 wird folgender Absatz angefügt:

„(8) ACER erstellt und veröffentlicht alle drei Jahre nach Konsultation der Mitgliedstaaten eine Reihe von Indikatoren und entsprechenden Referenzwerten, mit deren Hilfe die Investitionskosten pro Einheit im Zusammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Berichterstattung, Prüfung und Reduzierung — einschließlich des Ausblasens und Abfakeln — der Methanemissionen bei vergleichbaren Projekten verglichen werden können. ACER unterbreitet Empfehlungen zu den Indikatoren und Referenzwerten für die Investitionskosten pro Einheit für die Zwecke der Einhaltung der Verpflichtungen aus der Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates (*) gemäß Artikel 3 der genannten Verordnung.

(*) Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (ABl. L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).“

Artikel 38

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Geschehen zu Brüssel am 13. Juni 2024.

Im Namen des Europäischen Parlaments

Die Präsidentin

R. METSOLA

Im Namen des Rates

Die Präsidentin

H. LAHBIB

ANHANG I

Untersuchung zur Leckerkennung und -reparatur gemäß Artikel 14

Teil 1

Zeitabstand der LDAR-Untersuchungen

1. Für alle oberirdischen und unterirdischen Komponenten, ausgenommen Verteilungs- und Fernleitungsnetze, werden mindestens in den folgenden Zeitabständen LDAR-Untersuchungen durchgeführt:

Art der LDAR-Untersuchung	Art der Komponente	Zeitabstand
LDAR-Untersuchung Typ 1	Verdichterstation	4 Monate
	Untertagespeicherung	
	LNG-Anlage	
	Gas-Druckregel- und Messanlage	
	Armaturenstation	9 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2	Verdichterstation	8 Monate
	Untertagespeicherung	
	LNG-Anlage	
	Gas-Druckregel- und Messanlage	
	Armaturenstation	18 Monate
Art der LDAR-Untersuchung	Art des Materials	Zeitabstand
LDAR-Untersuchung Typ 1	Grauguss mit/ohne Bitumenumhüllung	3 Monate
	Asbest	6 Monate
	Duktilguss mit Kugelgraphit	
	Ungeschützter Stahl	9 Monate
	Kupfer	
	Polyethylen	15 Monate
	PVC	
	Geschützter Stahl	
LDAR-Untersuchung Typ 2	Grauguss mit/ohne Bitumenumhüllung	6 Monate
	Asbest	12 Monate
	Duktilguss mit Kugelgraphit	
	Ungeschützter Stahl	18 Monate
	Polyethylen	
	PVC	
	Kupfer	

Art der LDAR-Untersuchung	Art des Materials	Zeitabstand
	Geschützter Stahl	30 Monate

Kann die Art des Materials nicht bestimmt werden, so wird der geringste Zeitabstand für den jeweiligen Typ der LDAR-Untersuchung gewählt.

2. Für alle Komponenten von Verteilungs- und Fernleitungsnetzen werden mindestens in den folgenden Zeitabständen LDAR-Untersuchungen durchgeführt:

Art der LDAR-Untersuchung	Art der Komponente	Zeitabstand
LDAR-Untersuchung Typ 1 (Auslegungsdruck > 16 bar)	Verdichterstation	4 Monate
	Gas-Druckregel- und Messanlage	
	Armaturenstation	9 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2 (Auslegungsdruck > 16 bar)	Verdichterstation	8 Monate
	Gas-Druckregel- und Messanlage	
	Armaturenstation	18 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2 (Auslegungsdruck ≤ 16 bar)	Gas-Druckregel- und Messanlage	9 Monate
	Armaturenstation	
	Armaturenstation	21 Monate

Art der LDAR-Untersuchung	Art des Materials	Zeitabstand zwischen Untersuchungen
LDAR-Untersuchung Typ 1 (Auslegungsdruck > 16 bar)	Grauguss mit/ohne Bitumenumhüllung	3 Monate
	Asbest	6 Monate
	Duktilguss mit Kugelgraphit	
	Ungeschützter Stahl Kupfer	12 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2 (Auslegungsdruck > 16 bar)	Polyethylen PVC Geschützter Stahl	24 Monate
	Grauguss mit/ohne Bitumenumhüllung	6 Monate
	Asbest	
	Duktilguss mit Kugelgraphit	12 Monate
	Ungeschützter Stahl Kupfer	24 Monate

Art der LDAR-Untersuchung	Art des Materials	Zeitabstand zwischen Untersuchungen
	Polyethylen PVC Geschützter Stahl	36 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2 (Auslegungsdruck ≤ 16 bar)	Grauguss mit/ohne Bitumenumhüllung	6 Monate
	Asbest Duktilguss mit Kugelgraphit	12 Monate
	Ungeschützter Stahl Kupfer	24 Monate
	Polyethylen PVC Geschützter Stahl	36 Monate

Kann die Art des Materials nicht bestimmt werden, so wird der geringste Zeitabstand für den jeweiligen Typ der LDAR-Untersuchung gewählt.

LDAR-Untersuchungen können nach einem zweistufigen Ansatz durchgeführt werden: zunächst aus der Ferne und, nur wenn ein Leck erkannt wird, über eine zweite Erkennung so nah wie möglich an der Quelle.

Bei unterirdischen Rohrleitungen und Unterwasser-Rohrleitungen aus geschütztem Stahl mit einem Druck von mehr als 16 bar führen die Betreiber auch eine risikobasierte präventive Bewertung der Betriebssicherheit von Rohrleitungen (Pipeline Integrity Management) durch, um Leckagen im Einklang mit den einschlägigen europäischen Standards oder den nationalen Rechtsvorschriften zur Bewertung des Integritätsmanagements von Rohrleitungen zu verhindern. Die präventive Bewertung der Betriebssicherheit von Rohrleitungen umfasst die kontinuierliche Überwachung des Durchflusses, der Zusammensetzung der Fluide, des Drucks und der Temperatur des in dem System transportierten Gases, damit sichergestellt ist, dass diese Parameter den geltenden Spezifikationen für die Betriebssicherheit von Rohrleitungen entsprechen, und damit die Quelle potenzieller Methanemissionen ermittelt werden kann und die Emissionen geschätzt werden können. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse dieser präventiven Bewertung der Betriebssicherheit von Rohrleitungen kann die zuständige Behörde für LDAR-Untersuchungen von Typ 1 einen Zeitabstand von bis zu 36 Monaten und für LDAR-Untersuchungen von Typ 2 einen Zeitabstand von bis zu 48 Monaten genehmigen.

3. Für alle Offshore-Komponenten werden in den folgenden Mindestabständen LDAR-Untersuchungen durchgeführt:

Art der LDAR-Untersuchung	Art der Komponente	Zeitabstand
LDAR-Untersuchung Typ 1	Überwasser-Offshore-Komponenten	12 Monate
	Unterwasser-Offshore-Komponenten	24 Monate
	Offshore-Komponenten unter dem Meeresgrund	36 Monate
LDAR-Untersuchung Typ 2	Überwasser-Offshore-Komponenten	24 Monate

4. Für alle anderen Komponenten werden alle sechs Monate LDAR-Untersuchungen von Typ 1 und alle zwölf Monate LDAR-Untersuchungen von Typ 2 durchgeführt.

Teil 2

Informationsanforderungen an Geräte, die bei LDAR-Untersuchungen zur Lecksuche und Reparatur eingesetzt werden

Im Rahmen des LDAR-Programms gemäß Artikel 14 Absatz 1 müssen die Betreiber folgende Angaben machen:

1. Geräteinformationen des Herstellers;
 2. Angaben zu den Leckerkennungskapazitäten, der Zuverlässigkeit und den Einschränkungen der Geräte, einschließlich, aber nicht beschränkt auf die Fähigkeit, bestimmte Leckagen oder Orte zu erkennen, Grenzen der Leckerkennungskapazität und etwaige Nutzungsbeschränkungen, sowie unterstützende Daten;
 3. eine Beschreibung, wo, wann und wie das Gerät verwendet wird.
-

ANHANG II

Leckerkennung: Reparatur- und Überwachungszeitpläne gemäß Artikel 14

Reparaturzeitplan

Der Reparaturzeitplan muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Verzeichnis und Kennung aller überprüften Komponenten;
2. Ergebnisse der Überprüfung, d. h. ggf. festgestellte Methanverluste und deren Umfang;
3. für Komponenten, bei denen bei einer LDAR-Untersuchung Emissionen festgestellt wurden, die mindestens die in Artikel 14 Absatz 8 festgelegten Schwellenwerte erreichen: eine Angabe, ob im Rahmen der LDAR-Untersuchung eine Reparatur oder ein Austausch durchgeführt wurde bzw. aus welchen Gründen dies ggf. nicht geschehen ist, unter Berücksichtigung der Aspekte gemäß Artikel 14 Absatz 9, die den Aufschub der Reparatur oder des Austauschs rechtfertigen können, sowie Reparaturplan mit Angabe des Datums der Reparatur oder des Austauschs;
4. für Komponenten, bei denen bei einer früheren LDAR-Untersuchung Emissionen unterhalb der in Artikel 14 Absatz 8 festgelegten Schwellenwerte festgestellt wurden, im Zuge der anschließenden Überwachung auf Veränderungen des Umfangs der Methanverluste jedoch Emissionen festgestellt wurden, die mindestens diese Schwellenwerte erreichen: Angabe, ob unverzüglich eine Reparatur oder ein Austausch durchgeführt wurde bzw. aus welchen Gründen dies ggf. nicht geschehen ist, unter Berücksichtigung der Aspekte gemäß Artikel 14 Absatz 9, die den Aufschub der Reparatur oder des Austauschs rechtfertigen können, sowie Reparaturplan mit Angabe des Datums der Reparatur oder des Austauschs.

Im Anschluss an diesen Reparaturzeitplan ist ein Zeitplan für die Überwachung nach der Reparatur auszufertigen, in dem angegeben ist, wann die Reparaturen oder Austausche tatsächlich durchgeführt wurden.

Überwachungszeitplan

Der Überwachungszeitplan muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Verzeichnis und Kennung aller überprüften Komponenten;
2. Ergebnisse der Überprüfung, d. h. ggf. festgestellte Methanverluste und deren Umfang;
3. für Komponenten, bei denen bei einer früheren LDAR-Untersuchung Emissionen festgestellt wurden, die mindestens die in Artikel 14 Absatz 8 festgelegten Schwellenwerte erreichen: Informationen über die durchgeführten Reparaturen oder Austausche und Ergebnisse der Überwachung nach der Reparatur zur Kontrolle der erfolgreichen Durchführung der Reparatur oder des Austauschs;
4. für Komponenten, bei denen bei einer früheren LDAR-Untersuchung Emissionen unterhalb der in Artikel 14 Absatz 8 festgelegten Schwellenwerte festgestellt wurden: Ergebnisse der anschließenden Überwachung auf Veränderungen des Umfangs der Methanverluste und darauf basierende Empfehlungen.

ANHANG III

Berichterstattung über Ausblas- und Abfackelvorgänge gemäß Artikel 16

Die Betreiber müssen den zuständigen Behörden mindestens die folgenden Angaben zu Ausblas- und Abfackelvorgängen übermitteln:

1. Name des Betreibers;
2. Lage, Bezeichnung und Art der Betriebseinheit;
3. betroffene Ausrüstung;
4. Zeitpunkt(e) (Datum und Uhrzeit), zu dem/denen der Vorgang festgestellt oder begonnen und beendet wurde;
5. Quantifizierung der Menge des abgelassenen oder abgefackelten Methans;
6. konzeptionsbedingter Zerstörungs- und Abscheidegrad und Art der Gasfackel oder sonstigen Verbrennungsvorrichtung;
7. Ursache und Art des Vorgangs;
8. Maßnahmen, die zur Begrenzung der Dauer oder des Umfangs des Vorgangs ergriffen wurden;
9. Korrekturmaßnahmen, die ergriffen wurden, um die Ursache dieser Vorgänge zu beseitigen und eine Wiederholung zu verhindern;
10. Ergebnisse der gemäß Artikel 17 durchgeführten alle zwei Wochen stattfindenden Inspektionen der Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen bzw. der Fernüberwachungssysteme oder automatisierten Überwachungssysteme, insbesondere wenn eine Unregelmäßigkeit festgestellt wurde;
11. gegebenenfalls Entscheidung über den Austausch der Ausblasvorrichtung und Zeitplan für den Austausch.

ANHANG IV

Inspektion der Gasfackeln und sonstigen Verbrennungsvorrichtungen

Die Inspektionen der Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen beinhalten eine umfassende akustische, visuelle und olfaktorische Überprüfung, einschließlich äußerer visueller Begutachtung der Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen, Hörkontrolle auf Druck- und Flüssigkeitslecks und Geruchskontrolle auf ungewöhnliche und starke Gerüche.

Die folgenden Feststellungen werden in den Bericht aufgenommen:

1. bei brennenden Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen: ob die Verbrennung als ordnungsgemäß angesehen wird oder nicht;
2. bei nicht brennenden Gasfackeln oder sonstigen Verbrennungsvorrichtungen: ob aus der nicht brennenden Gasfackel Gas austritt oder nicht; ist die Gasfackel oder sonstige Verbrennungsvorrichtung mit einem Fernüberwachungssystem oder einem automatisierten Überwachungssystem ausgestattet, so werden die Methanemissionen, wenn Gas austritt, anhand der Durchflussmenge und des unverbrannten Methans berechnet.

Für die Zwecke von Nummer 1 gilt eine Verbrennung als nicht ordnungsgemäß, wenn sie im Laufe von zwei aufeinanderfolgenden Stunden für mehr als fünf Minuten sichtbare Emissionen aufweist oder, im Fall einer Gasfackel oder sonstigen Verbrennungsvorrichtung, die mit einem Fernüberwachungssystem oder einem automatisierten Überwachungssystem ausgestattet ist, wenn sie im Laufe von zwei aufeinanderfolgenden Stunden auf der Grundlage einer Echtzeit-Aufzeichnung für mehr als fünf Minuten sichtbare Emissionen aufweist.

ANHANG V

Bestandsverzeichnisse und Emissionsminderungspläne für inaktive Bohrlöcher, vorübergehend verfüllte Bohrlöcher und dauerhaft verfüllte und aufgegeben Bohrlöcher gemäß Artikel 18

Teil 1

1. Bestandsverzeichnisse von inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern müssen mindestens die folgenden Angaben enthalten:
 - a) Name und Anschrift des Betreibers, Eigentümers bzw. Lizenznehmers;
 - b) Bezeichnung, Art und Lage des Bohrlochs oder Bohrungsstandorts, wobei anzugeben ist, ob es sich um ein inaktives Bohrloch, ein vorübergehend verfülltes Bohrloch oder ein dauerhaft verfülltes und aufgegebenes Bohrloch handelt;
 - c) wenn möglich eine Karte, auf der die Grenzen des Bohrlochs oder des Bohrungsstandorts eingezeichnet sind;
 - d) Ergebnisse der durchgeführten Quantifizierung von Methanemissionen in der Luft und im Wasser.
2. Bestandsverzeichnisse von inaktiven Bohrlöchern, vorübergehend verfüllten Bohrlöchern und dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöchern können die folgenden Angaben enthalten:
 - a) Daten des Bohrbeginns und des letzten Betriebs;
 - b) Ausrichtung (vertikal, horizontal und schräg);
 - c) Gesamttiefe des Bohrlochs;
 - d) ob während des Bohrprozesses nennenswerte Ereignisse eingetreten sind, beispielsweise „Kicks“;
 - e) ob das Bohrloch mit einem Gas in Kontakt gekommen ist, das Schwefelverbindungen in erheblichen Mengen (Sauggas) oder in Spuren (Süßgas) enthält;
 - f) seismische Daten für das Bohrloch in den oberen 1 000 m seines Verlaufs im Umkreis von 1 000 m;
 - g) den aktuellen Bericht über die Bewertung der Betriebssicherheit des Bohrlochs;
 - h) ob es sich bei der Bohrung um eine Explorations- oder Förderbohrung handelt;
 - i) ob das Bohrloch mit oberflächennahen Gastaschen, oberflächennahen Gaszonen oder Spülungsverlustzonen in Kontakt gekommen ist;
 - j) ob das Bohrloch onshore (Angabe ob städtisch, ländlich oder anderweitig) oder offshore (Angabe der Wassertiefe) liegt;
 - k) im Falle von Offshore-Bohrlöchern: Informationen über alle Bedingungen am Meeresboden, die eine Methanmigration durch die Wassersäule begünstigen könnten;
 - l) Informationen über den Lebenszykluszustand des Bohrlochs (aktiv, inaktiv, verfüllt, an der Oberfläche stillgelegt usw.);
 - m) ob der Bohrlochverschluss in Verbindung mit einem stillgelegten Bohrloch belüftet wird.
3. In Bezug auf dauerhaft verfüllte und aufgegeben Bohrlöcher müssen die Bestandsverzeichnisse auch Folgendes umfassen:
 - a) gegebenenfalls die letzten bekannten Messungen oder Quantifizierungen von Methanemissionen in Luft und Wasser;
 - b) Informationen, aus denen hervorgeht, dass die jeweils zuständige Behörde bescheinigt hat, dass das betreffende Bohrloch bzw. der betreffende Bohrungsstandort die Kriterien gemäß Artikel 2 Nummer 40 erfüllt;
 - c) Unterlagen, die für den Nachweis geeignet sind, dass es keine Methanemissionen aus dem Bohrloch oder dem Bohrungsstandort gibt, einschließlich einer auf den Emissionsfaktor oder auf Probenahmen gestützten Quantifizierung oder eines zuverlässigen Nachweises der dauerhaften unterirdischen Isolierung gemäß der Norm ISO 16530-1:2017:
 - i) für alle am oder nach dem 3. August 1994 dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöcher;
 - ii) wenn verfügbar, für alle vor dem 3. August 1994 dauerhaft verfüllten und aufgegebenen Bohrlöcher.

Teil 2

Emissionsminderungspläne für inaktive Bohrlöcher und vorübergehend verfüllte Bohrlöcher müssen mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Zeitplan für die Behandlung jedes inaktiven Bohrlochs und vorübergehend verfüllten Bohrlochs, einschließlich der durchzuführenden Maßnahmen;
 2. Name und Anschrift des Betreibers, Eigentümers bzw. Lizenznehmers des inaktiven Bohrlochs oder vorübergehend verfüllten Bohrlochs;
 3. voraussichtliches Enddatum der Sanierungs-, Rückbau- oder Verfüllungsmaßnahmen bei inaktiven und vorübergehend verfüllten Bohrlöchern.
-

ANHANG VI

Berichterstattung über aktive Kohlebergwerke gemäß Artikel 20

Teil 1

Die Berichte über aktive untertägige Kohlebergwerke müssen mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Name und Anschrift des Bergwerksbetreibers;
2. Standort des Kohlebergwerks;
3. Fördermenge in Tonnen für jede im Kohlebergwerk geförderte Kohlenart;
4. für alle genutzten Wetterschächten des Kohlebergwerks:
 - a) Bezeichnung (falls zutreffend);
 - b) Nutzungszeitraum, falls verschieden vom Berichtszeitraum;
 - c) Koordinaten;
 - d) Zweck (Zuluft, Abluft);
 - e) technische Spezifikationen der zur Messung und Quantifizierung von Methanemissionen verwendeten Messvorrichtungen und vom Hersteller angegebene optimale Betriebsbedingungen;
 - f) Zeitanteil, in dem Vorrichtungen für kontinuierliche Messungen in Betrieb waren;
 - g) Verweis auf die geltenden Standards oder technischen Vorschriften für:
 - Probenahmestelle der Methanmessvorrichtungen;
 - Messung der Durchflussmengen;
 - Messung der Methankonzentrationen;
 - h) Methanemissionen (in Tonnen), die von Vorrichtungen für kontinuierliche Messungen aufgezeichnet wurden;
 - i) Methanemissionen (in Tonnen/Stunde), die bei monatlichen Probenahmen aufgezeichnet wurden, einschließlich Angaben zu:
 - Datum der Probenahme;
 - Probenahmeverfahren;
 - Messwerte der Witterungsverhältnisse (Druck, Temperatur, Feuchtigkeit), die in einem geeigneten Abstand ermittelt wurden, um die Bedingungen widerzuspiegeln, unter denen Vorrichtungen für kontinuierliche Messungen arbeiten;
 - j) wenn durch eine Verbindung des Kohlebergwerks mit einem anderen Kohlebergwerk Luft zwischen den Kohlebergwerken strömen kann, Name des anderen Kohlebergwerks;
5. Emissionsfaktoren nachbergbaulicher Tätigkeiten und Beschreibung der zu ihrer Ermittlung verwendeten Methode;
6. Emissionen nachbergbaulicher Tätigkeiten (in Tonnen).

Teil 2

Die Berichte über aktive übertägige Kohlebergwerke müssen mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Name und Anschrift des Bergwerksbetreibers;
2. Standort des Kohlebergwerks;
3. Fördermenge in Tonnen für jede im Kohlebergwerk geförderte Kohlenart;
4. eine Karte aller vom Kohlebergwerk genutzten Lagerstätten, auf der die Grenzen dieser Lagerstätten eingezeichnet sind;
5. für jede Kohlelagerstätte:
 - a) Bezeichnung (falls zutreffend);

- b) Nutzungszeitraum, falls verschieden vom Berichtszeitraum;
- c) Beschreibung der Versuchsmethode, die zur Ermittlung der durch die Bergbauaktivitäten verursachten Methanemissionen verwendet wird, einschließlich der Methodik zur Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten;
- 6. Emissionsfaktoren nachbergbaulicher Tätigkeiten und Beschreibung der zu ihrer Ermittlung verwendeten Methode;
- 7. Emissionen nachbergbaulicher Tätigkeiten.

Teil 3

Die Berichte über Absaugstationen müssen mindestens die folgenden Angaben enthalten:

- 1. Name und Anschrift des Bergwerksbetreibers;
- 2. Menge in Tonnen des vom Gasabsaugsystem des Bergwerks oder der Bergwerke transportierten Methans pro Bergwerk;
- 3. abgelassene Methanmenge in Tonnen;
- 4. abgefackelte Methanmenge in Tonnen;
- 5. konzeptionsbedingter Zerstörungs- und Abscheidegrad der Gasfackel oder sonstigen Verbrennungsvorrichtung Effizienz der Zerstörung und Abscheidung der Gasfackel oder sonstigen Verbrennungsvorrichtung;
- 6. Verwertung des aufgefangenen Methans.

ANHANG VII

Berichterstattung über Ausblas- und Abfackelvorgänge bei Absaugstationen gemäß Artikel 23

Die Betreiber der Absaugstation müssen den zuständigen Behörden mindestens die folgenden Angaben zu Ausblas- und Abfackelvorgängen übermitteln:

1. Name und Anschrift des Betreibers der Absaugstation;
 2. Zeitpunkt, zu dem der Vorgang erkannt wurde;
 3. Ursache des Vorgangs;
 4. gegebenenfalls Begründung für die Wahl des Ausblasens anstelle des Abfackelns;
 5. Menge in Tonnen des abgelassenen oder abgefackelten Methans, oder ein Schätzwert, wenn eine genaue Quantifizierung nicht möglich ist.
-

ANHANG VIII

Bestandsverzeichnisse, Berichte und Emissionsminderungspläne für stillgelegte untertägige Kohlebergwerke und aufgegebene untertägige Kohlebergwerke gemäß den Artikeln 24, 25 und 26

Teil 1

1. Für jeden Standort muss das Bestandsverzeichnis der stillgelegten untertägigen Kohlebergwerke und aufgegebenen untertägigen Kohlebergwerke gemäß den Artikeln 24 und 25 mindestens die folgenden Angaben enthalten:
 - 1.1. Name und Anschrift des Betreibers, Eigentümers bzw. Lizenznehmers;
 - 1.2. Standort;
 - 1.3. Karte, auf der die Grenzen des Kohlebergwerks eingezeichnet sind;
 - 1.4. Pläne der Gebäude des Kohlebergwerks mit Angabe ihres Zustands;
 - 1.5. Ergebnisse der direkten Methanmessung an der Quelle oder Quantifizierung an den folgenden punktuellen Emissionsquellen:
 - a) allen beim Betrieb des Kohlebergwerks genutzten Schächten, einschließlich der folgenden Angaben:
 - i) Schachtkoordinaten;
 - ii) Name/Bezeichnung des Schachts (falls zutreffend);
 - iii) Versiegelungszustand und -methode, falls bekannt;
 - b) ungenutzten Entlüftungsrohren;
 - c) ungenutzten Gasabsaugbohrungen;
 - d) sonstigen aufgezeichneten potenziellen punktuellen Emissionsquellen.
2. Die unter Nummer 1.5 genannten Messungen müssen nach den folgenden Grundsätzen vorgenommen werden:
 - 2.1. Die Messungen werden nach den geeigneten wissenschaftlichen Standards und bei Atmosphärendruck vorgenommen, damit potenzielle Methanleckagen erkannt werden können.
 - 2.2. Die Messungen werden mit Vorrichtungen vorgenommen, die eine Genauigkeit von mindestens 0,5 Tonnen pro Jahr bieten.
 - 2.3. Den Messergebnissen werden die folgenden Angaben beigefügt:
 - a) Datum der Messung;
 - b) Atmosphärendruck;
 - c) technische Eigenschaften der verwendeten Messvorrichtungen.
 - 2.4. Wetterschächten, die in der Vergangenheit für zwei oder mehr Kohlebergwerke genutzt wurden, werden einem Kohlebergwerk zugeordnet, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

Teil 2

Der Bericht gemäß Artikel 25 Absatz 6 muss die folgenden Angaben enthalten:

1. Name und Anschrift des Betreibers, Eigentümers bzw. Lizenznehmers;
2. Standort;
3. Methanemissionen aus allen in Teil 1 genannten punktuellen Emissionsquellen, einschließlich
 - a) Art der punktuellen Emissionsquelle;
 - b) technische Eigenschaften der zur Schätzung der Methanemissionen verwendeten Messvorrichtungen und angewandten Methode, einschließlich Empfindlichkeit;
 - c) Zeitanteil, in dem die Messvorrichtungen in Betrieb waren;

- d) Methankonzentration, die von den Messvorrichtungen aufgezeichnet wurde;
- e) Schätzwerte der Methanemissionen der punktuellen Emissionsquelle.

Teil 3

1. Der Emissionsminderungsplan gemäß Artikel 26 Absatz 1 muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:
 - 1.1. eine Liste aller in Teil 1 genannten punktuellen Emissionsquellen;
 - 1.2. technische Durchführbarkeit der Minderung der Methanemissionen auf Standortebeine auf der Grundlage punktueller Emissionsquellen;
 - 1.3. Zeitleiste der Minderung der Methanemissionen an jedem Standort;
 - 1.4. Bewertung der Effizienz von Projekten zur Sammlung von Methan aus einem aufgegebenen Kohlebergwerk, sofern durchgeführt.
 2. Der Minderungsplan kann einen Überblick über die zur Verringerung der Methanemissionen verwendeten Minderungsverfahren enthalten, wie etwa Entwicklung von Geothermie- und Wärmespeicherprojekten in gefluteten Kohlebergwerken, Wasserkraftanwendungen in nicht gefluteten Kohlebergwerken, Abfangen von Methan durch Entgasung, Verwendung sicherheitsrelevanter Entgasungsvorrichtungen, Nutzung von Grubengas als Energie-ressource oder Aufstauung von Grubenwasser sowie andere mögliche Verwendungen.
-

ANHANG IX

Von den Importeuren vorzulegende Informationen gemäß Artikel 27 Absatz 1, Artikel 28 Absätze 1, 2 und 3 und Artikel 29 Absatz 1

Die Importeure müssen die folgenden Informationen bereitstellen:

1. Name und Anschrift des Exporteurs und, falls verschieden vom Exporteur, Name und Anschrift des Erzeugers;
2. exportierende Drittländer und Regionen der NUTS-1-Ebene nach der Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik der Union, in denen die Produkte erzeugt wurden, und Länder und Regionen der NUTS-1-Ebene, durch die die Produkte befördert wurden, bevor sie in der Union in Verkehr gebracht wurden;
3. im Falle von Rohöl und Erdgas die Angabe, ob der Erzeuger bzw. der Exporteur Messungen und Quantifizierungen auf Quellen- und Standortebebene durchführt, ob diese Daten einer Prüfung durch unabhängige Dritte unterliegen, ob seine Methanemissionen entweder unabhängig oder im Rahmen von Verpflichtungen zur Meldung nationaler Treibhausgasverzeichnisse im Einklang mit den UNFCCC-Anforderungen gemeldet werden, und ob sie den UNFCCC-Berichterstattungsanforderungen oder den Standards der OGMP 2.0 entsprechen; eine Kopie des letzten Berichts über Methanemissionen, einschließlich — sofern verfügbar — der Angaben gemäß Artikel 12 Absatz 4, sofern sie in diesem Bericht enthalten sind; und für jede Art von Methanemission die Quantifizierungsmethode, die in dem Bericht verwendet wird (beispielsweise die Ebene nach dem System der UNFCCC oder der OGMP 2.0);
4. im Falle von Rohöl und Erdgas die Angabe, ob der Erzeuger bzw. der Exporteur regulatorische oder freiwillige Maßnahmen zur Eindämmung seiner Methanemissionen anwendet, darunter Maßnahmen wie LDAR-Untersuchungen oder Maßnahmen zur Kontrolle und Beschränkung von Ausblas- und Abfackelvorgängen, einschließlich einer Beschreibung dieser Maßnahmen, zusammen mit einschlägigen Berichten über LDAR-Untersuchungen und Ausblas- und Abfackelvorgänge für das letzte verfügbare Kalenderjahr, wenn verfügbar;
5. im Falle von Kohle die Angabe, ob der Erzeuger bzw. der Exporteur Messungen und Quantifizierungen von Methanemissionen auf Quellenebene durchführt, ob diese Methanemissionen gemäß Anhang VI berechnet und quantifiziert werden, ob diese Daten einer Prüfung durch unabhängige Dritte unterliegen, ob seine Methanemissionen entweder unabhängig oder im Rahmen von Verpflichtungen zur Meldung nationaler Treibhausgasverzeichnisse im Einklang mit den UNFCCC-Anforderungen gemeldet werden, und ob sie den UNFCCC-Berichterstattungsanforderungen oder einem europäischen oder anderen internationalen Standard für die Überwachung, Meldung und Prüfung von Methanemissionen entsprechen; eine Kopie des letzten Berichts über Methanemissionen, einschließlich — sofern verfügbar — der Angaben gemäß Artikel 20 Absatz 6; und für jede Art von Methanemission die Quantifizierungsmethode, die in dem Bericht verwendet wird (beispielsweise die Ebene nach dem System der UNFCCC);
6. im Falle von Kohle die Angabe, ob der Erzeuger oder der Exporteur regulatorische oder freiwillige Maßnahmen anwendet, um seine Methanemissionen einzudämmen, einschließlich Maßnahmen zur Kontrolle und Beschränkung von Ausblas- und Abfackelvorgängen; und, wenn verfügbar, die Mengen des abgelassenen und abgefackelten Methans, die für jedes Kohlebergwerk mindestens im vergangenen Kalenderjahr berechnet wurden, und die bestehenden Emissionsminderungspläne für jedes Kohlebergwerk, zusammen mit einer Beschreibung dieser Maßnahmen, einschließlich — sofern verfügbar — Berichten über Ausblas- und Abfackelvorgänge für das letzte verfügbare Kalenderjahr;
7. ggf. Name der Stelle, die die unabhängige Prüfung der Berichte durch Dritte im Sinne der Nummern 3 und 5 durchgeführt hat;
8. Informationen gemäß Artikel 28 Absatz 1 bzw. 2, aus denen hervorgeht, dass das Rohöl, das Erdgas oder die Kohle Maßnahmen zur Überwachung, Meldung und Prüfung auf Erzeugerebene unterliegt, die gleichwertig mit den in dieser Verordnung festgelegten Maßnahmen für am oder nach dem 4. August 2024 geschlossene oder verlängerte Verträge sind, und Informationen über die Anstrengungen, die unternommen wurden, um sicherzustellen, dass Rohöl, Erdgas oder Kohle, das bzw. die im Rahmen von vor dem 4. August 2024 geschlossenen Verträgen geliefert wird, Maßnahmen der Überwachung, Meldung und Prüfung auf Erzeugerebene unterliegt, die gleichwertig mit den in dieser Verordnung festgelegten Maßnahmen sind;
9. Angabe, ob die in Artikel 28 Absatz 3 genannten Musterklauseln in den Lieferverträgen verwendet werden, mit Angabe der betreffenden Musterklauseln;
10. Informationen gemäß Artikel 29 Absatz 1 zur Methanintensität der Förderung von Rohöl, Erdgas und Kohle, das bzw. die in der Union in Verkehr gebracht wird, gemäß den jeweiligen Lieferverträgen.