



2024/1787

15.7.2024

REGOLAMENTO (UE) 2024/1787 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

del 13 giugno 2024

sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e che modifica il regolamento (UE) 2019/942

(Testo rilevante ai fini del SEE)

IL PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo **192**, paragrafo **1**,

vista la proposta della Commissione europea,

previa trasmissione del progetto di atto legislativo ai parlamenti nazionali,

visto il parere del Comitato economico e sociale europeo ⁽¹⁾,

visto il parere del Comitato delle regioni ⁽²⁾,

deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria ⁽³⁾,

considerando quanto segue:

- (1) Il metano è secondo soltanto all'anidride carbonica (CO₂) in termini di contributo complessivo ai cambiamenti climatici ed è responsabile per circa un terzo del riscaldamento attuale. La quantità di metano nell'atmosfera a livello mondiale è aumentata notevolmente nell'ultimo decennio.
- (2) Il Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (*Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*), creato nell'ambito delle Nazioni Unite (ONU), ha pubblicato nella sua sesta relazione di valutazione la conclusione secondo cui sono necessarie marcate riduzioni delle emissioni antropogeniche di metano entro il 2030 per limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C. La relazione indica che il metano, sebbene abbia un tempo di permanenza medio nell'atmosfera più breve rispetto alla CO₂ (da 10 a 12 anni rispetto a centinaia di anni), ha un effetto serra 80 volte più significativo su un periodo di 20 anni rispetto a quello della CO₂. In particolare, secondo l'IPCC, se su un orizzonte temporale di 100 anni il metano ha un potenziale di riscaldamento globale 29,8 volte superiore a quello della CO₂, su un orizzonte temporale di 20 anni è di 82,5 volte più potente.
- (3) Dalla relazione del 2020 sulla qualità dell'aria in Europa dell'Agenzia europea dell'ambiente risulta che il metano è un gas precursore dell'ozono troposferico e contribuisce all'inquinamento atmosferico. La lotta contro le emissioni di metano non solo sarebbe positiva per l'ambiente e il clima, ma migliorerebbe anche la protezione della salute umana.
- (4) Secondo stime recenti del programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (*UN Environment Programme – UNEP*) e della Coalizione per il clima e l'aria pulita (*Climate and Clean Air Coalition – CCAC*), una riduzione delle emissioni di metano del 45 % entro il 2030, ottenuta con le misure mirate disponibili e con misure aggiuntive in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite, potrebbe evitare un riscaldamento del pianeta di 0,3 °C entro il 2045.
- (5) Secondo il servizio di dati online «World Energy Balances» dell'Agenzia internazionale per l'energia, l'Unione è il maggiore importatore mondiale di energia fossile e, in quanto tale, contribuisce in modo significativo alle emissioni di metano a livello mondiale.
- (6) Il Green Deal europeo combina una serie completa di misure e iniziative che si rafforzano reciprocamente, volte a conseguire la neutralità climatica nell'Unione al più tardi entro il 2050. Nella comunicazione dell'11 dicembre 2019 sul Green Deal europeo la Commissione ha indicato che sarebbe stata facilitata la decarbonizzazione del

⁽¹⁾ GU C 323 del 26.8.2022, pag. 101.

⁽²⁾ GU C 498 del 30.12.2022, pag. 83.

⁽³⁾ Posizione del Parlamento europeo del 10 aprile 2024 (non ancora pubblicata nella Gazzetta ufficiale) e decisione del Consiglio del 27 maggio 2024.

settore del gas, anche affrontando la questione delle emissioni di metano legate all'energia. Nell'ottobre del 2020 la Commissione ha adottato una strategia dell'UE per ridurre le emissioni di metano («strategia sul metano») che stabilisce misure destinate a ridurre le emissioni di metano nell'Unione, anche nel settore dell'energia, e a livello mondiale. Il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽⁴⁾ stabilisce l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica in tutti i settori economici al più tardi entro il 2050 così come l'obiettivo vincolante dell'Unione di ridurre internamente entro il 2030 le emissioni nette di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990. Dalla valutazione d'impatto che accompagna la proposta del presente regolamento emerge che, sulla base delle ipotesi dell'opzione strategica prescelta per la proposta legislativa sul metano, combinate con le ipotesi del pacchetto legislativo «Pronti per il 55 %», il 77 % di tutte le emissioni di metano associate al petrolio, al gas e al carbone previste per il 2030 può essere ridotto in modo efficace in termini di costi da un punto di vista sociale e ambientale. Ciò contribuirebbe a limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C e consentirebbe all'Unione di assumere effettivamente un ruolo guida nella lotta alle emissioni di metano e di rafforzare la sicurezza energetica.

- (7) Le emissioni di metano rientrano negli obiettivi dell'Unione in materia di riduzione dei gas a effetto serra per il 2030, stabiliti nel regolamento (UE) 2021/1119, e negli obiettivi nazionali vincolanti di riduzione delle emissioni ai sensi del regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽⁵⁾. Tuttavia attualmente non esiste un quadro giuridico dell'Unione che stabilisca misure specifiche per ridurre le emissioni antropogeniche di metano nel settore dell'energia. Inoltre la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio⁽⁶⁾, sebbene riguardi le emissioni di metano derivanti dalla raffinazione di petrolio e gas, non copre quelle derivanti da altre attività nel settore dell'energia.
- (8) In tale contesto, il presente regolamento dovrebbe applicarsi alla riduzione delle emissioni di metano nella ricerca e nella coltivazione upstream di petrolio e gas fossile, nei pozzi inattivi, nei pozzi tappati temporaneamente e nei pozzi tappati permanentemente e abbandonati, nella raccolta e nel trattamento del gas fossile, nel trasporto, nella distribuzione e nello stoccaggio sotterraneo del gas e negli impianti per il gas naturale liquefatto (GNL). Il presente regolamento dovrebbe applicarsi anche alle miniere di carbone sotterranee attive, alle miniere di carbone a cielo aperto attive e alle miniere di carbone sotterranee chiuse o abbandonate.
- (9) Le norme in materia di misurazione, monitoraggio, comunicazione e verifica accurati delle emissioni di metano nei settori del petrolio, del gas e del carbone, nonché in materia di loro riduzione, anche attraverso indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite (*leak detection and repair* – LDAR) e restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia, dovrebbero essere iscritte in un adeguato quadro giuridico dell'Unione, garantendo nel contempo la protezione dei lavoratori dalle emissioni di metano. Le norme stabilite nel presente regolamento dovrebbero rafforzare la trasparenza riguardo alle importazioni di energia fossile nell'Unione e contribuire alla più ampia diffusione delle soluzioni di mitigazione delle emissioni del metano in tutto il mondo. È opportuno utilizzare orizzonti temporali di 20 e 100 anni per il potenziale di riscaldamento globale.
- (10) Al fine di rispettare gli obblighi previsti dal presente regolamento saranno probabilmente necessari investimenti da parte di soggetti regolamentati e i costi associati a tali investimenti dovrebbero essere presi in considerazione nella fissazione delle tariffe, nel rispetto dei principi di efficienza. I costi necessari non dovrebbero comportare oneri finanziari sproporzionati per gli utenti finali e i consumatori.
- (11) Ciascuno Stato membro dovrebbe nominare almeno un'autorità competente che vigili sul rispetto effettivo degli obblighi previsti dal presente regolamento da parte dei gestori, delle imprese, dei gestori di miniere e degli importatori e dovrebbe notificare alla Commissione tale nomina e qualsiasi relativo cambiamento. Tali autorità competenti dovrebbero disporre di risorse finanziarie e umane sufficienti e dovrebbero adottare tutte le misure necessarie per garantire il rispetto del presente regolamento conformemente ai compiti specificamente loro attribuiti. Le autorità competenti dovrebbero istituire un punto di contatto. Tenendo conto della natura transfrontaliera delle operazioni del settore dell'energia e delle emissioni di metano, le autorità competenti dovrebbero cooperare tra loro e con la Commissione. In tale contesto, la Commissione e le autorità competenti dovrebbero formare insieme una rete di autorità pubbliche che applicano il presente regolamento al fine di promuovere una stretta cooperazione, adottando i provvedimenti necessari per scambiarsi informazioni e migliori pratiche, e di consentire consultazioni.

⁽⁴⁾ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («normativa europea sul clima») (GU L 243 del 9.7.2021, pag. 1).

⁽⁵⁾ Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 (GU L 156 del 19.6.2018, pag. 26).

⁽⁶⁾ Direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) (GU L 334 del 17.12.2010, pag. 17).

- (12) Al fine di garantire un'attuazione agevole ed efficace del presente regolamento, la Commissione dovrebbe assistere gli Stati membri attraverso lo strumento di sostegno tecnico istituito dal regolamento (UE) 2021/240 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁷⁾, fornendo competenze tecniche su misura per progettare e attuare le riforme, comprese le riforme che promuovono la riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. Tale sostegno tecnico potrebbe comportare, ad esempio, il rafforzamento della capacità amministrativa, l'armonizzazione dei quadri legislativi e la condivisione delle migliori pratiche.
- (13) I gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori dovrebbero fornire alle autorità competenti tutta l'assistenza necessaria all'assolvimento dei loro compiti. I gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori dovrebbero inoltre intraprendere tutte le azioni necessarie individuate dalle autorità competenti entro il termine da esse stabilito o qualsiasi altro termine con esse concordato.
- (14) Uno dei meccanismi principali a disposizione delle autorità competenti dovrebbe essere costituito dalle ispezioni, che comprendono l'esame della documentazione e delle registrazioni, le misurazioni delle emissioni e i controlli in loco. Le ispezioni dovrebbero svolgersi regolarmente, sulla base di una valutazione dei rischi associati a ciascuno sito, ad esempio i rischi ambientali, effettuata dalle autorità competenti. Le autorità competenti dovrebbero tenere conto dei meccanismi di controllo istituiti e delle migliori pratiche a loro disposizione. È inoltre opportuno svolgere ispezioni per indagare sui reclami motivati e sui casi di non conformità, per garantire che le riparazioni o le sostituzioni di componenti e le misure di mitigazione siano effettuate in conformità del presente regolamento, nonché per verificare periodicamente il rispetto del presente regolamento da parte degli importatori. Ove rilevino una violazione grave del presente regolamento, le autorità competenti dovrebbero emanare una notifica delle azioni correttive che devono essere intraprese dal gestore, dall'impresa, dal gestore della miniera o dall'importatore. In alternativa, le autorità competenti dovrebbero poter decidere di incaricare il gestore, l'impresa, il gestore della miniera o l'importatore di sottoporre alla loro approvazione una serie di azioni correttive per affrontare la violazione. È opportuno che le autorità competenti tengano un registro delle ispezioni e che siano rese pubbliche le relative informazioni conformemente alla direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁸⁾.
- (15) Al fine di determinare la gravità di una violazione del presente regolamento, le autorità competenti dovrebbero prendere in considerazione il danno ambientale e l'impatto sulla sicurezza e sulla salute delle persone, nonché la probabilità che la violazione incida in misura significativa sull'affidabilità e sulla solidità dei dati nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e comunicazione previsti dal presente regolamento.
- (16) Tenuto conto della vicinanza di alcune fonti di emissione di metano ad aree urbane o residenziali e del loro impatto sulla salute, l'ambiente e il clima, le persone fisiche o giuridiche dovrebbero poter presentare alle autorità competenti reclami debitamente motivati in merito a eventuali violazioni del presente regolamento. In tale contesto dovrebbe essere possibile utilizzare il portale europeo della giustizia elettronica per ospitare le informazioni pertinenti messe a disposizione dagli Stati membri, in particolare i recapiti delle autorità competenti, le fasi più importanti della procedura di reclamo, nonché i diritti e le norme di base da rispettare. Le autorità competenti dovrebbero tenere informati i reclamanti in merito alla procedura e alle decisioni prese e i reclamanti dovrebbero ricevere una decisione definitiva entro un termine ragionevole dalla presentazione del reclamo.
- (17) Un solido quadro di verifica migliora la credibilità dei dati comunicati. Inoltre, il livello di dettaglio e di complessità tecnica delle misurazioni delle emissioni di metano rende necessaria una verifica adeguata dei dati sulle emissioni di metano comunicati dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere e dagli importatori. Sebbene sia possibile l'autoverifica, la verifica da parte di terzi garantisce maggiore indipendenza e trasparenza. Essa consente anche di disporre di un insieme armonizzato di competenze e di un livello di competenza che potrebbero non essere disponibili per tutti i soggetti pubblici. I verificatori dovrebbero essere accreditati da organismi di accreditamento conformemente al regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁹⁾ o altrimenti autorizzati in un modo comparabile a quanto previsto dal regolamento (CE) n. 765/2008. I verificatori indipendenti dovrebbero quindi garantire che le relazioni sulle emissioni preparate dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere e dagli importatori siano accurate e conformi alle prescrizioni del presente regolamento. Le attività di verifica dovrebbero essere allineate alle pertinenti norme e metodologie europee o internazionali per i verificatori e dovrebbero tenere debitamente conto della natura delle attività verificate. I verificatori dovrebbero esaminare i dati contenuti nelle

⁽⁷⁾ Regolamento (UE) 2021/240 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 10 febbraio 2021, che istituisce uno strumento di sostegno tecnico (GU L 57 del 18.2.2021, pag. 1).

⁽⁸⁾ Direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 gennaio 2003, sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio (GU L 41 del 14.2.2003, pag. 26).

⁽⁹⁾ Regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008, che fissa le norme in materia di accreditamento e abroga il regolamento (CEE) n. 339/93 (GU L 218 del 13.8.2008, pag. 30).

relazioni sulle emissioni per valutarne l'affidabilità, la credibilità e l'accuratezza. Per garantire l'accuratezza dei dati i verificatori, se del caso, dovrebbero effettuare controlli in loco con e senza preavviso. È opportuno che i verificatori, soggetti distinti dalle autorità competenti, siano indipendenti dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere e dagli importatori, che dovrebbero fornire loro tutta l'assistenza necessaria a consentire o agevolare le attività di verifica, in particolare per quanto concerne l'accesso ai siti e la presentazione di documentazione o registri.

- (18) Nell'adempimento dei loro compiti e nell'esercizio dei loro poteri a norma del presente regolamento, la Commissione, le autorità competenti e i verificatori dovrebbero tenere conto delle informazioni messe a disposizione a livello internazionale, ad esempio dall'Osservatorio internazionale delle emissioni di metano (International Methane Emissions Observatory – IMEO), in particolare per quanto concerne le metodologie di aggregazione e analisi dei dati e la verifica delle metodologie e dei processi statistici utilizzati dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere e dagli importatori per quantificare i dati contenuti nelle loro relazioni sulle emissioni. Tra i criteri di riferimento al riguardo possono figurare il quadro in materia di informazione, i documenti tecnici di orientamento e i modelli per le relazioni del partenariato per il petrolio e il gas metano (*Oil and Gas Methane Partnership – OGMP*).
- (19) L'IMEO è stato istituito nell'ottobre del 2020 dall'Unione in collaborazione con l'UNEP, la CCAC e l'Agenzia internazionale per l'energia ed è stato presentato in occasione del vertice del G20 nell'ottobre del 2021. L'IMEO è stato incaricato di raccogliere, riconciliare, verificare e pubblicare i dati sulle emissioni antropogeniche di metano a livello mondiale. L'IMEO potrebbe contribuire all'identificazione dei super emettitori mediante un sistema di rilevamento precoce e di allarme.
- (20) In quanto parte contraente della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC*) ⁽¹⁰⁾ e dell'accordo di Parigi adottato nel quadro della convenzione stessa ⁽¹¹⁾ («accordo di Parigi»), l'Unione è tenuta a presentare annualmente una relazione sull'inventario delle emissioni di gas a effetto serra di origine antropogenica, che costituisce un aggregato degli inventari nazionali dei gas a effetto serra degli Stati membri, redatta utilizzando le buone pratiche metodologiche accettate dall'IPCC.
- (21) Il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹²⁾ impone agli Stati membri di comunicare alla Commissione i dati degli inventari dei gas a effetto serra e le loro proiezioni nazionali. A norma di tale regolamento, tale comunicazione deve essere effettuata secondo gli orientamenti dell'UNFCCC al riguardo e si basa spesso su fattori di emissione predefiniti anziché su misurazioni dirette alla fonte, il che implica incertezze sull'origine, sulla frequenza e sull'entità delle emissioni.
- (22) I dati nazionali comunicati a norma delle disposizioni dell'UNFCCC in materia di comunicazione sono presentati al segretariato dell'UNFCCC secondo diversi livelli di comunicazione, in linea con gli orientamenti dell'IPCC. In tale contesto in genere l'IPCC suggerisce di usare metodi di livello superiore per le fonti di emissione che, in termini di livello assoluto, tendenza o incertezza, hanno un'incidenza significativa sull'inventario totale dei gas a effetto serra di un paese.
- (23) Un livello rappresenta un grado di complessità metodologica. Esistono tre livelli. I metodi di livello 1 in genere utilizzano fattori di emissione predefiniti dell'IPCC e richiedono i dati di processo più basilari e meno disaggregati. I livelli superiori utilizzano di norma metodi più elaborati e fattori di emissione specifici della fonte, della tecnologia, della regione o del paese, che sono spesso basati su misurazioni e solitamente richiedono dati di processo maggiormente disaggregati. In particolare, il livello 2 richiede l'uso di fattori di emissione specifici del paese, anziché predefiniti, mentre il livello 3 richiede dati o misurazioni di ciascun impianto e applica una valutazione rigorosa dal basso verso l'alto per tipo di fonte a livello di singolo impianto. Nella versione perfezionata del 2019 delle linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra, l'IPCC ha dichiarato che il passaggio dal livello 1 al livello 3 rappresenta un aumento della certezza delle misurazioni delle emissioni legate al metano.
- (24) Gli Stati membri hanno pratiche diverse per quanto riguarda il livello scelto per comunicare al segretariato dell'UNFCCC le proprie emissioni di metano legate all'energia. La comunicazione di livello 2 per le grandi fonti di emissione è in linea con gli orientamenti dell'IPCC, essendo questo livello considerato un metodo di grado superiore. La comunicazione di livello 1, il più basso, è ancora molto comune in vari Stati membri per le emissioni di metano generate da carbone, gas e petrolio. Di conseguenza le metodologie di stima e la comunicazione delle emissioni di metano legate all'energia variano tra gli Stati membri.

⁽¹⁰⁾ GU L 33 del 7.2.1994, pag. 13.

⁽¹¹⁾ GU L 282 del 19.10.2016, pag. 4.

⁽¹²⁾ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

- (25) Attualmente le iniziative volontarie guidate dal settore rimangono il modo principale per quantificare e mitigare le emissioni di metano in molti paesi. Un'iniziativa chiave promossa dal settore dell'energia è l'OGMP, un'iniziativa volontaria in materia di misurazione e comunicazione delle emissioni di metano istituita nel 2014 dall'UNEP e dalla CCAC e nel cui consiglio è rappresentata la Commissione. L'OGMP è incentrato sulla definizione delle buone pratiche per migliorare la disponibilità delle informazioni mondiali sulla quantificazione e sulla gestione delle emissioni di metano e per indirizzare le azioni di mitigazione destinate a ridurle. Il lavoro dell'OGMP sullo sviluppo di norme tecniche e metodologie coinvolge i governi, la società civile e le imprese. Ad oggi, oltre 115 imprese con attivi in più di 60 paesi in cinque continenti, che rappresentano oltre il 35 % della produzione mondiale di petrolio e gas e oltre il 70 % dei flussi di GNL, sono diventate membri dell'OGMP 2.0 dell'UNEP. Il quadro OGMP 2.0 è l'ultima versione di una norma tecnica dinamica sulle emissioni di metano e può fornire una base adeguata per le norme tecniche sulle emissioni di metano, basate su norme scientifiche solide.
- (26) In tale contesto, è necessario migliorare la misurazione delle emissioni di metano e la qualità dei dati comunicati, anche per quanto riguarda le fonti principali delle emissioni di metano associate all'energia prodotta e consumata nell'Unione. Dovrebbero inoltre essere garantite la disponibilità di dati a livello di fonte e una solida quantificazione delle emissioni di metano, aumentando così l'affidabilità della comunicazione e la possibilità di adottare misure adeguate di mitigazione.
- (27) Affinché la quantificazione e la comunicazione siano efficaci, i gestori e le imprese dovrebbero essere tenuti a quantificare e comunicare le emissioni di metano per ciascuna fonte e mettere i dati aggregati a disposizione degli Stati membri in modo che questi possano migliorare l'accuratezza degli inventari e delle relazioni. È inoltre necessaria una verifica efficace dei dati comunicati. Al fine di ridurre al minimo l'onere amministrativo per i gestori e le imprese, questi dovrebbero riferire su base annua.
- (28) Il presente regolamento, che si basa sulle parti pertinenti del quadro OGMP 2.0, contribuisce alla raccolta di dati affidabili e solidi che costituiscano una base sufficiente per il monitoraggio delle emissioni di metano e, ove necessario, prevede interventi aggiuntivi intesi a ridurre ulteriormente tali emissioni.
- (29) Il quadro OGMP 2.0 prevede cinque livelli di comunicazione. La comunicazione a livello di fonte inizia dal livello 3, che è considerato paragonabile al livello 3 dell'UNFCCC. Consente l'uso di fattori di emissione generici. Una comunicazione di livello 4 del quadro OGMP 2.0 richiede misurazioni dirette delle emissioni di metano a livello di fonte e consente l'uso di fattori di emissione specifici. Una comunicazione di livello 5 del quadro OGMP 2.0 richiede misurazioni complementari a livello di sito in aggiunta alla quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte. Inoltre, il quadro OGMP 2.0 impone alle imprese di comunicare le misurazioni dirette delle emissioni di metano entro tre anni dall'adesione all'OGMP 2.0 per gli attivi gestiti ed entro cinque anni per gli attivi non gestiti. È opportuno fissare scadenze entro le quali i gestori e le imprese devono presentare le relazioni richieste a norma del presente regolamento, sulla base all'approccio adottato dall'OGMP 2.0 per la comunicazione delle emissioni a livello di fonte e tenuto conto del fatto che un gran numero di imprese dell'Unione ha già aderito all'OGMP 2.0. Oltre alla quantificazione a livello di fonte, la quantificazione a livello di sito consente di valutare, verificare e riconciliare le stime a livello di fonte aggregate per sito, rafforzando così la fiducia nelle emissioni comunicate. Analogamente al quadro OGMP 2.0, dovrebbero essere richieste misurazioni a livello di sito per riconciliare la quantificazione a livello di fonte.
- (30) Secondo i dati dell'inventario dell'Unione dei gas a effetto serra, che si basa sugli inventari nazionali dei gas a effetto serra comunicati a norma del regolamento (UE) 2018/1999, più della metà di tutte le emissioni dirette di metano del settore dell'energia è dovuta al rilascio accidentale di metano nell'atmosfera. Nel caso del petrolio e del gas, tali emissioni di metano accidentali rappresentano la quota maggiore di emissioni di metano.
- (31) Le fuoriuscite accidentali di metano nell'atmosfera possono verificarsi durante la perforazione e l'estrazione, nonché durante il trattamento, lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione ai consumatori finali. Tali fuoriuscite possono verificarsi anche nei pozzi inattivi, nei pozzi tappati temporaneamente o nei pozzi tappati permanentemente e abbandonati. Alcune emissioni di metano possono derivare da difetti o dalla normale usura di componenti tecnici quali giunti, flange e valvole, oppure da componenti danneggiati, ad esempio in caso di incidenti. Anche la corrosione può causare fuoriuscite dalle pareti di apparecchiature sotto pressione.
- (32) Al fine di diminuire le emissioni di metano, i gestori dovrebbero adottare tutte le misure di mitigazione adeguate per ridurre al minimo le emissioni di metano nelle loro operazioni.

- (33) Più specificamente le emissioni di metano da fuoriuscite sono in genere ridotte grazie alle indagini LDAR, condotte innanzitutto per individuare e successivamente riparare le fuoriuscite o per sostituire i componenti in cui è stata constatata la fuoriuscita. È pertanto opportuno che i gestori conducano indagini LDAR periodiche, anche per quanto riguarda i componenti che rilasciano il metano, in modo da verificare la presenza di apparecchiature malfunzionanti.
- (34) A tal fine dovrebbe essere adottato un approccio armonizzato per garantire parità di condizioni per tutti i gestori nell'Unione. L'approccio dovrebbe prevedere requisiti minimi per le indagini LDAR, pur lasciando un congruo grado di flessibilità agli Stati membri e ai gestori. Tale flessibilità è essenziale per consentire l'innovazione e lo sviluppo di nuovi componenti, nuove tecnologie LDAR e nuovi metodi di rilevamento, evitando così, a scapito della protezione ambientale, la dipendenza da una determinata tecnologia. Continuano ad emergere nuove tecnologie LDAR e nuovi metodi di rilevamento e gli Stati membri dovrebbero incoraggiare l'innovazione in questo settore, in modo che possano essere adottati i componenti, le tecnologie LDAR e i metodi di rilevamento a più basse emissioni, e allo stesso tempo accurati ed efficaci in termini di costi.
- (35) Gli obblighi relativi alle indagini LDAR dovrebbero tenere conto delle buone pratiche. Le indagini LDAR dovrebbero mirare principalmente a individuare ed eliminare le fuoriuscite il più rapidamente possibile mediante la riparazione o la sostituzione del componente in cui è stata riscontrata la fuoriuscita, piuttosto che a quantificarle, e le aree soggette a rischio maggiore di fuoriuscite dovrebbero essere controllate più frequentemente. La frequenza delle indagini LDAR e la decisione di riparare o sostituire un componente dovrebbe essere determinata non soltanto dalla necessità di riparare o sostituire i componenti da cui fuoriesce metano oltre la soglia di emissione prestabilita, ma anche da considerazioni operative, tenendo conto dei rischi per la sicurezza. Di conseguenza, se è individuato un rischio più alto per la sicurezza o un rischio più alto di emissioni di metano, le autorità competenti dovrebbero poter raccomandare indagini LDAR più frequenti dei componenti in causa o la sostituzione dei componenti con tecnologie meno soggette a fuoriuscite. Tutte le fuoriuscite, indipendentemente dalle loro dimensioni, dovrebbero essere sottoposte a indagine e controllate, dato che quelle piccole possono trasformarsi in fuoriuscite più grandi. Alla riparazione delle fuoriuscite dovrebbe far seguito la conferma dell'efficacia della riparazione. Al fine di consentire l'uso di componenti o tecnologie di rilevamento delle emissioni di metano nuovi o più avanzati, è opportuno specificare l'entità della perdita di metano in coincidenza o al di sopra del quale è necessaria una riparazione, lasciando nel contempo ai gestori la facoltà di scegliere il dispositivo di rilevamento. Se del caso, dovrebbe essere possibile utilizzare tecnologie di rilevamento, come il monitoraggio continuo, nell'ambito delle indagini LDAR, purché soddisfino i requisiti del presente regolamento relativi alle tecnologie di rilevamento avanzate. I gestori con le prestazioni migliori che producono o trattano petrolio o gas naturale dovrebbero poter effettuare indagini LDAR a frequenze diverse, fatto salvo il rispetto delle condizioni di cui al presente regolamento e previa approvazione delle autorità competenti.
- (36) Le indagini LDAR dovrebbero essere effettuate nel modo seguente, utilizzando le tecnologie e le tecniche di rilevamento adeguate disponibili per individuare le fuoriuscite: il più vicino possibile a ogni singola fonte potenziale di emissione per i componenti fuori terra e per i componenti al di sopra del livello del mare; in un primo tempo nell'interfaccia tra suolo e atmosfera e in un secondo tempo, se si rileva una potenziale fuoriuscita, il più vicino possibile alla fonte di emissione per i componenti sotterranei; e applicando le migliori tecniche di rilevamento disponibili in commercio per i componenti offshore al di sotto del livello del mare o sotto il fondale marino.
- (37) Per quanto riguarda i componenti sotterranei, le indagini LDAR sono generalmente effettuate utilizzando un processo in due fasi. La prima fase consiste nell'effettuare un primo rilevamento delle fuoriuscite e determinare se occorra procedere a scavi nel suolo o effettuare perforazioni di sondaggio se il gasdotto è direttamente accessibile. I gestori procedono a scavi o perforazioni nel suolo se il livello della fuoriuscita è pari o superiore alla soglia applicabile al primo rilevamento delle fuoriuscite. La seconda fase consiste nell'effettuare un secondo rilevamento delle fuoriuscite e nel determinare se occorra riparare la fuoriuscita. I gestori riparano la fuoriuscita se il suo livello è pari o superiore alla soglia applicabile al secondo rilevamento delle fuoriuscite.
- (38) I limiti di rilevamento minimi servono a garantire che i dispositivi di rilevamento siano sufficientemente sensibili da rilevare le fuoriuscite come previsto dal presente regolamento. Tali limiti di rilevamento minimi e le tecniche di rilevamento da utilizzare dovrebbero essere determinati dalla Commissione, tenendo conto dei diversi tipi di componenti e indagini LDAR, per tutte le categorie di componenti, unitamente alle soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR per i componenti sotterranei.
- (39) La riparazione o la sostituzione dovrebbe essere fatta immediatamente dopo il rilevamento di una fuoriuscita pari o superiore alla soglia specificata nel presente regolamento o dopo, non appena possibile. Se da un lato potrebbe essere necessario tenere conto degli aspetti tecnici, amministrativi e di sicurezza eccezionali, dall'altro dovrebbero essere fornite le prove per giustificare eventuali ritardi nella riparazione o nella sostituzione. Le riparazioni o le sostituzioni dovrebbero utilizzare le migliori tecnologie disponibili in commercio in grado di fornire una protezione a lungo termine da fuoriuscite future.

- (40) Ai piccoli sistemi connessi quali definiti nella direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹³⁾ possono interpersi problemi legati alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla stabilità della rete in caso di arresto del sistema. Pertanto, al fine di scongiurare tali rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento, i lavori di riparazione o sostituzione dovrebbero essere eseguiti durante gli arresti pianificati del sistema.
- (41) Alla luce del potente effetto serra delle emissioni, il loro rilascio dovrebbe essere vietato, salvo in caso di emergenze o malfunzionamento o durante determinati eventi specifici in cui un qualche rilascio è inevitabile e strettamente necessario. Per garantire che i gestori non utilizzino apparecchiature progettate per il rilascio, è opportuno adottare norme tecnologiche che consentano l'utilizzo di alternative a più basse emissioni.
- (42) La combustione in torcia è considerata «combustione in torcia di routine» se è effettuata durante la normale produzione di petrolio, gas e carbone, in assenza di impianti adatti o di una struttura geologica adeguata per reiniettare il gas prodotto, utilizzarlo in loco o inviarlo a un mercato. La combustione in torcia di routine dovrebbe essere vietata. La combustione in torcia dovrebbe essere consentita solo se costituisce l'unica alternativa al rilascio e se il rilascio non è vietato. L'eliminazione della combustione in torcia di routine aumenterebbe inoltre la disponibilità di gas naturale per i mercati del gas. Il rilascio è più dannoso per l'ambiente rispetto alla combustione in torcia, perché il gas rilasciato contiene in genere alti livelli di metano, mentre la combustione in torcia ossida il metano in CO₂, che ha un potenziale di riscaldamento globale inferiore. Pertanto, se non c'è altra scelta, la combustione in torcia dovrebbe essere preferita al rilascio.
- (43) Il ricorso alla combustione in torcia come alternativa al rilascio esige che i dispositivi utilizzati per tale operazione siano efficienti nel realizzare la combustione del metano. Per tale motivo dovrebbe essere incluso anche un requisito di efficienza della combustione per i casi in cui è consentita la combustione in torcia, mentre i dispositivi utilizzati per tale operazione aventi un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione inferiore al 99 % dovrebbero essere gradualmente abbandonati. È opportuno altresì imporre l'uso di dispositivi di autoaccensione o di bruciatori pilota continui, che forniscono un'accensione più affidabile in quanto non sono influenzati dal vento.
- (44) La reiniezione o l'uso in loco del metano ovvero l'invio del metano a un mercato dovrebbe essere sempre preferibile al rilascio o alla combustione in torcia. I gestori che effettuano il rilascio dovrebbero dimostrare alle autorità competenti che la reiniezione, l'uso in loco, lo stoccaggio per un uso successivo, l'invio del metano a un mercato o la combustione in torcia non era possibile, e i gestori che effettuano la combustione in torcia dovrebbero dimostrare alle autorità competenti che non era possibile reiniettare il metano, usarlo in loco, stoccarlo per un uso successivo o inviarlo a un mercato.
- (45) I gestori dovrebbero notificare senza indugio alle autorità competenti i principali eventi di rilascio e di combustione in torcia e presentare loro annualmente relazioni più esaustive su tutti gli eventi di rilascio e di combustione in torcia. Dovrebbero inoltre garantire che le apparecchiature e i dispositivi utilizzati per tali operazioni siano conformi alle norme stabilite dal diritto dell'Unione.
- (46) Le emissioni di metano da pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e pozzi tappati permanentemente e abbandonati pongono rischi per la salute, la sicurezza e l'ambiente. Di conseguenza gli obblighi di monitoraggio – compresi la quantificazione e, ove l'apparecchiatura di monitoraggio della pressione sia presente, i monitoraggi della pressione – e di comunicazione dovrebbero continuare ad applicarsi e tali pozzi e i relativi siti dovrebbero essere tappati permanentemente, risanati e bonificati, a seconda del caso. In tali casi gli Stati membri dovrebbero avere un ruolo predominante, in particolare per stabilire inventari e, qualora non sia possibile individuare un responsabile, comunicare le emissioni di metano e stabilire piani di mitigazione entro termini chiari.
- (47) In caso di pozzi tappati permanentemente e abbandonati, è opportuno fornire documentazione adeguata che dimostri che non vi sono emissioni di metano in relazione a tutti i pozzi che sono stati tappati permanentemente e abbandonati nei 30 anni precedenti la data di entrata in vigore del presente regolamento, a tale data o successivamente, e, qualora tale documentazione sia disponibile, in relazione ai pozzi tappati permanentemente e abbandonati da più di 30 anni prima della data di entrata in vigore del presente regolamento. Tale documentazione dovrebbe comprendere almeno una quantificazione basata su fattori di emissione o su campioni oppure prove attendibili dell'isolamento sotterraneo permanente in conformità della norma ISO 16530-1:2017, la norma internazionale applicabile sull'integrità dei pozzi per le industrie del petrolio e del gas naturale.

⁽¹³⁾ Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

- (48) Laddove ricevano prove attendibili di quantità rilevanti di emissioni di metano in un pozzo offshore inattivo, in un pozzo tappato temporaneamente o in un pozzo tappato permanentemente e abbandonato, a seconda dei casi, confermate da un terzo indipendente, le autorità competenti dovrebbero decidere in merito all'applicazione degli obblighi per i pozzi tappati temporaneamente in relazione a tale pozzo.
- (49) Il numero di pozzi inattivi, di pozzi tappati temporaneamente e di pozzi tappati permanentemente e abbandonati nel territorio degli Stati membri varia notevolmente e alcuni Stati membri hanno un numero molto elevato di tali pozzi nei loro territori. Tali Stati membri dovrebbero essere autorizzati ad applicare un approccio più graduale all'adempimento degli obblighi relativi all'istituzione di un inventario di tali pozzi al fine di garantire la proporzionalità dei costi e degli oneri amministrativi associati a tale inventario.
- (50) Poiché la probabilità che le fuoriuscite di metano dai pozzi offshore raggiungano la superficie dipende da diversi fattori e tende a diminuire con la profondità dell'acqua e considerando che le risorse necessarie per ispezionare i pozzi offshore e intervenirevi aumentano con l'aumentare della profondità dell'acqua e della distanza dalla costa, è opportuno prendere in considerazione talune deroghe agli obblighi previsti dal presente regolamento per i pozzi offshore situati a una maggiore profondità dell'acqua, qualora si possano fornire solide prove del fatto che l'impatto sul clima delle possibili emissioni di metano provenienti da tali pozzi sarà con buona probabilità trascurabile.
- (51) Dai dati degli inventari dell'Unione dei gas a effetto serra risulta che le emissioni di metano delle miniere di carbone rappresentano la maggiore fonte singola di emissioni di metano nel settore dell'energia nell'Unione. Nel 2019 le emissioni dirette di metano del settore del carbone rappresentavano il 31 % di tutte le emissioni di questo gas, una percentuale quasi equivalente alla somma di quelle dei settori del petrolio e del gas fossile combinati, ovvero il 33 %.
- (52) Attualmente non esiste una normativa specifica a livello di Unione che limiti le emissioni di metano del settore del carbone, nonostante l'ampia gamma di tecnologie di mitigazione disponibili. Non esiste una norma tecnica, dell'Unione o internazionale, specifica per il monitoraggio, la comunicazione e la verifica di questo settore. Nell'Unione la comunicazione delle emissioni di metano dell'industria carboniera rientra nella comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra da parte degli Stati membri. I dati delle miniere di carbone sotterranee figurano anche nel registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti istituito dal regolamento (CE) n. 166/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁴⁾.
- (53) Da studi recenti emerge che le emissioni di metano sono principalmente legate alle attività minerarie sotterranee nelle miniere attive che in quelle chiuse e abbandonate. Nelle miniere di carbone sotterranee attive la concentrazione di metano nell'aria è controllata continuamente, dal momento che costituisce un pericolo per la salute e la sicurezza. Nelle miniere di carbone sotterranee la grande maggioranza delle emissioni di metano è dovuta ai sistemi di ventilazione e drenaggio o degassificazione, che rappresentano i due modi principali per abbassarne la concentrazione nelle vie d'aria di una miniera di carbone.
- (54) Una volta che la produzione è cessata, la miniera di carbone chiusa o abbandonata continua a rilasciare metano, denominato «metano da miniera abbandonata». In genere tali emissioni di metano provengono da fonti localizzate ben definite, quali pozzi di ventilazione o valvole di decompressione. Con gli obiettivi climatici ora più ambiziosi e la transizione della produzione di energia verso fonti a minore intensità di carbonio, è probabile che nell'Unione le emissioni di metano da miniera abbandonata aumentino. Si stima che, anche 10 anni dopo la cessazione dell'attività mineraria, nelle miniere di carbone non allagate continui a essere emesso metano a livelli pari a circa il 40 % di quelli registrati al momento della chiusura. Inoltre il trattamento del metano da miniera abbandonata rimane frammentato in ragione dei diversi diritti e obblighi di proprietà e sfruttamento esistenti nell'Unione. Gli Stati membri dovrebbero quindi istituire inventari delle miniere di carbone sotterranee chiuse e delle miniere di carbone sotterranee abbandonate in cui le operazioni sono cessate dopo il 3 agosto 1954 e il responsabile identificato dovrebbe essere tenuto a installare dispositivi per la misurazione delle emissioni di metano.
- (55) Le miniere di carbone a cielo aperto attive nell'Unione producono lignite ed emettono meno metano rispetto a quelle sotterranee. Le miniere di lignite nell'Unione sono prevalentemente miniere di carbone a cielo aperto, ad eccezione di una miniera sotterranea di lignite in uno Stato membro. Secondo l'inventario dell'Unione dei gas a effetto serra, nel 2019 le miniere di carbone a cielo aperto attive hanno emesso 166 chilotonnellate di metano, rispetto alle 828 chilotonnellate di metano delle miniere di carbone sotterranee. La misurazione delle emissioni di metano delle miniere di carbone a cielo aperto è difficoltosa per via della tendenza del metano a diffondersi su una vasta superficie. Di conseguenza, e nonostante la disponibilità di tecnologia adeguata, raramente le emissioni di metano

⁽¹⁴⁾ Regolamento (CE) n. 166/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 gennaio 2006, relativo all'istituzione di un registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE del Consiglio (GU L 33 del 4.2.2006, pag. 1).

provenienti dalle miniere di carbone a cielo aperto sono misurate. Le emissioni di metano provenienti dalle miniere di carbone a cielo aperto possono essere ricavate utilizzando fattori di emissione del carbone specifici del bacino e, con maggiore precisione, utilizzando fattori di emissione specifici della miniera o del giacimento, poiché i bacini carboniferi sono composti di giacimenti che producono metano in quantità diverse. I fattori di emissione possono essere ricavati misurando il tenore di gas delle vene campionate per carotaggio. I gestori di miniere dovrebbero pertanto quantificare le emissioni di metano nelle miniere di carbone a cielo aperto usando tali fattori di emissione.

- (56) Le emissioni di metano da miniere di carbone sotterranee completamente allagate tendono a diminuire significativamente nel tempo, man mano che le condizioni idrogeologiche si stabilizzano a seguito della chiusura della miniera di carbone e del completamento del processo di allagamento. Dovrebbe pertanto essere possibile esentare tali miniere di carbone dagli obblighi di quantificazione, ove debitamente giustificato.
- (57) I gestori di miniere dovrebbero operare una misurazione in continuo e quantificare le emissioni di metano dai pozzi di ventilazione delle miniere di carbone sotterranee nonché operare una misurazione in continuo del metano rilasciato in atmosfera e bruciato in torcia nelle stazioni di drenaggio. Dovrebbero utilizzare fattori di emissione specifici per le miniere di carbone a cielo aperto e comunicare tali dati alle autorità competenti.
- (58) Le miniere di carbone sotterranee attive e chiuse o le miniere di carbone sotterranee abbandonate sono quelle in cui le emissioni di metano possono essere mitigate con più efficacia. La mitigazione delle emissioni di metano nelle miniere di carbone a cielo aperto attive e nelle miniere di carbone a cielo aperto chiuse o abbandonate è attualmente meno efficace perché limitata dalla tecnologia. Tuttavia, al fine di sostenere la ricerca e lo sviluppo nelle tecnologie di mitigazione di tali emissioni di metano in futuro, occorre monitorarne, comunicarne e verificarne la portata in modo efficace e dettagliato.
- (59) Le miniere di carbone sotterranee attive sono miniere di carbone termico o coke. Il carbone termico è usato principalmente come fonte di energia, mentre il carbone coke come combustibile e come reagente nella produzione di acciaio. Tanto le miniere di carbone coke quanto quelle di carbone termico dovrebbero essere soggette a obblighi di misurazione, comunicazione e verifica nonché a misure di mitigazione in materia di emissioni di metano. Le misure di mitigazione dovrebbero essere attuate attraverso un abbandono graduale del rilascio e della combustione in torcia. Non dovrebbero inoltre comportare un deterioramento della sicurezza dei lavoratori.
- (60) Per le miniere di carbone sotterranee attive, le misure di mitigazione dovrebbero essere attuate attraverso un abbandono graduale dei dispositivi utilizzati per la combustione in torcia aventi un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione inferiore al 99 %. L'allagamento delle miniere di carbone sotterranee chiuse o abbandonate, pur essendo in grado di prevenire le emissioni di metano, non è una soluzione applicata sistematicamente e presenta rischi per l'ambiente. In tali miniere di carbone, i dispositivi utilizzati per la combustione in torcia aventi un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione inferiore al 99 % dovrebbero altresì essere gradualmente abbandonati. Dato che a causa di vincoli geologici e considerazioni ambientali non è possibile adottare un approccio unico in relazione alle miniere di carbone sotterranee abbandonate, gli Stati membri dovrebbero stabilire propri piani di mitigazione, tenendo conto di tali vincoli e della fattibilità tecnica della mitigazione del metano da miniera abbandonata.
- (61) Al fine di ridurre le emissioni di metano da miniere di carbone attive, gli Stati membri dovrebbero essere autorizzati a introdurre sistemi di incentivi per la riduzione delle emissioni di metano, fatte salve le norme applicabili in materia di aiuti di Stato. Tali sistemi potrebbero in particolare incentivare gli investimenti nella cattura e nell'iniezione di metano nella rete e la riduzione delle emissioni di metano derivanti dai pozzi di ventilazione e dalla combustione in torcia. Gli Stati membri dovrebbero essere autorizzati a introdurre sistemi specifici di tariffe e oneri per facilitare gli investimenti nella riduzione delle emissioni di metano, tra l'altro nell'ambito di programmi di aiuti di Stato volti allo smantellamento delle capacità di produzione di carbone, fatte salve le norme applicabili in materia di aiuti di Stato.
- (62) Le buone pratiche esistenti in materia di mitigazione per ridurre le emissioni di metano dovrebbero essere consentite nelle miniere di carbone chiuse o abbandonate, ad esempio lo sviluppo di progetti di stoccaggio geotermico e termico in miniere di carbone allagate, applicazioni di energia idroelettrica in miniere di carbone non allagate, la cattura delle emissioni di metano mediante degassaggio, l'utilizzo di dispositivi di degassaggio attinenti alla sicurezza, l'utilizzo del gas da miniera per la produzione di energia o l'arginamento delle acque di miniera e altri possibili utilizzi.
- (63) L'Unione dipende dalle importazioni per il 70 % del suo consumo di carbon fossile, il 97 % del suo consumo di petrolio e il 90 % del suo consumo di gas fossile. Benché la quota delle emissioni antropogeniche globali di metano prodotte in Europa sia stimata solo al 6 % circa, il consumo di combustibili fossili e la dipendenza dalla loro importazione contribuiscono in modo significativo alle emissioni di metano dell'Unione.
- (64) Gli effetti del riscaldamento globale causati dalle emissioni di metano sono transfrontalieri. Sebbene alcuni paesi terzi produttori di energia fossile stiano iniziando a prendere provvedimenti al loro interno per ridurre le emissioni di metano del settore energetico, molti paesi terzi produttori ed esportatori non sono soggetti ad alcuna

regolamentazione nei rispettivi mercati nazionali. Essi necessitano di incentivi chiari per ridurre le loro emissioni di metano. È pertanto opportuno mettere a disposizione dei mercati e del pubblico informazioni trasparenti sulle emissioni di metano associate alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione.

- (65) Attualmente è disponibile una quantità limitata di dati accurati – comunicati a livello 3 UNFCCC o usando metodi equivalenti – sulle emissioni internazionali di metano. Molti paesi terzi esportatori di energia fossile non hanno ancora presentato al segretariato dell'UNFCCC dati di inventario completi. Inoltre, è comprovato che negli ultimi 20 anni le emissioni di metano dovute alle attività di produzione di petrolio e gas a livello globale sono nettamente aumentate, passando infatti da 65 a 80 Mt/anno.
- (66) Come annunciato nella strategia sul metano, l'Unione s'impegna a collaborare con i suoi partner nel settore energetico e gli altri importanti paesi terzi importatori ed esportatori di energia fossile al fine di contrastare le emissioni di metano a livello mondiale. La diplomazia energetica in materia di emissioni di metano ha già prodotto risultati importanti. Nel settembre del 2021 l'Unione e gli Stati Uniti hanno annunciato il «Global Methane Pledge», iniziativa avviata in occasione della conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP 26) nel novembre 2021. Il «Global Methane Pledge» è un impegno politico a collaborare al fine di ridurre collettivamente del 30 %, rispetto ai livelli del 2020, le emissioni di metano a livello mondiale entro il 2030 e ad adottare misure generali a livello nazionale per conseguire tale obiettivo. L'iniziativa include l'impegno a passare a utilizzare le migliori metodologie di inventario disponibili per quantificare le emissioni di metano. Oltre 100 paesi, che rappresentano quasi la metà delle emissioni antropogeniche globali di metano, hanno già aderito al Global Methane Pledge.
- (67) L'IMEO svolge un ruolo importante per aumentare la trasparenza circa le emissioni di metano a livello mondiale nel settore dell'energia e la Commissione dovrebbe continuare a cooperare con l'IMEO.
- (68) In parallelo al proseguimento del lavoro diplomatico inteso a realizzare impegni mondiali per ridurre significativamente le emissioni di metano, l'Unione continua a caldeggiare tutte le iniziative per una riduzione significativa di tali emissioni in tutto il pianeta, in particolare nei paesi terzi che forniscono energia fossile all'Unione.
- (69) Gli importatori di petrolio greggio, gas naturale e carbone nell'Unione dovrebbero pertanto essere tenuti a fornire alle autorità competenti interessate informazioni sulle misure adottate dagli esportatori nell'Unione e dai produttori di paesi terzi per misurare, comunicare, verificare e mitigare le emissioni di metano, in particolare sull'applicazione di misure di regolamentazione o volontarie destinate a controllare le emissioni di metano dei produttori di paesi terzi che forniscono petrolio greggio, gas naturale o carbone, quali indagini LDAR o misure di controllo e restrizione degli eventi di rilascio e di combustione in torcia. I livelli di misurazione e comunicazione stabiliti negli obblighi di informativa imposti agli importatori dovrebbero corrispondere a quelli applicati ai gestori dell'Unione. Inoltre, l'obbligo imposto agli importatori di fornire informazioni sulle misure adottate per controllare le emissioni di metano non dovrebbe essere più oneroso di quello imposto ai gestori dell'Unione. È opportuno che gli Stati membri comunichino alla Commissione le informazioni su tali misure. Sulla base di tali informazioni l'Unione dovrebbe istituire e gestire una banca dati per la trasparenza sul metano, contenente, tra l'altro, informazioni comunicate da imprese dell'Unione e da importatori di petrolio greggio, gas naturale e carbone. La banca dati servirebbe da fonte di informazioni per gli importatori di petrolio greggio, gas naturale e carbone al momento delle decisioni di acquisto, così come per gli altri portatori di interessi e il pubblico. Oltre alla banca dati per la trasparenza sul metano, la Commissione dovrebbe elaborare profili di prestazione in materia di metano, contenenti i dati sulle emissioni di metano relativi al petrolio greggio, al gas naturale e al carbone immessi sul mercato dell'Unione. Tali profili dovrebbero inoltre contenere una valutazione degli sforzi compiuti dai produttori dell'Unione, dagli importatori e dai produttori ed esportatori di energia fossile di paesi terzi nell'Unione per misurare e comunicare, nonché per ridurre, le rispettive emissioni di metano. Tali profili dovrebbero altresì contenere informazioni sugli interventi regolamentari in materia di misurazione, comunicazione, verifica e mitigazione messi in campo dai paesi terzi produttori di petrolio greggio, gas naturale e carbone.
- (70) La Commissione dovrebbe inoltre istituire uno strumento di monitoraggio mondiale del metano che fornisca informazioni sul verificarsi, sull'entità e sull'ubicazione degli eventi ad alte emissioni di metano dalle fonti di energia, come pure un meccanismo di reazione rapida per affrontare gli eventi ad alte emissioni di metano che si verificano all'interno o al di fuori dell'Unione. A tale riguardo, la Commissione dovrebbe tenere conto di tutte le informazioni debitamente motivate ricevute dagli Stati membri o da terzi in merito agli eventi ad alte emissioni. Gli Stati membri dovrebbero essere incoraggiati a condividere tali informazioni con la Commissione. Questi strumenti dovrebbero favorire ulteriormente l'ottenimento di risultati effettivi e dimostrabili dall'attuazione delle misure che disciplinano le

emissioni di metano e dalle azioni efficaci di mitigazione adottate dalle imprese dell'Unione e da chi fornisce energia fossile all'Unione. Tali strumenti dovrebbero poter basarsi su strumenti o quadri internazionali esistenti e dovrebbero raccogliere i dati provenienti da diversi fornitori e servizi di dati certificati, tra i quali la componente Copernicus del programma spaziale dell'Unione istituito dal regolamento (UE) 2021/696 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁵⁾ e l'IMEO. Dovrebbero fornire informazioni ai fini dei dialoghi bilaterali che la Commissione coltiva con i paesi terzi pertinenti sulle politiche e sulle misure in materia di emissioni di metano.

- (71) La banca dati per la trasparenza sul metano, i profili di prestazione in materia di metano, lo strumento di monitoraggio mondiale del metano e il meccanismo di reazione rapida dovrebbero, insieme, contribuire a rafforzare la trasparenza per gli acquirenti nell'Unione, consentendo loro di prendere decisioni informate in materia di approvvigionamento, e a migliorare la possibilità di diffondere più ampiamente nel mondo le soluzioni di mitigazione delle emissioni di metano. Tali strumenti dovrebbero inoltre incentivare ulteriormente le imprese dei paesi terzi ad applicare le norme internazionali in materia di misurazione e comunicazione delle emissioni di metano, ad esempio quelle adottate nel quadro dell'OGMP 2.0, o ad adottare misure efficaci di misurazione, comunicazione e mitigazione, e consentire la verifica.
- (72) I nuovi contratti conclusi dagli importatori dell'Unione per la fornitura di petrolio greggio, gas naturale o carbone dovrebbero rafforzare l'adozione, nei paesi terzi, di norme tese a monitorare, comunicare e verificare le emissioni di metano equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento. È opportuno stabilire norme che consentano agli esportatori di paesi terzi e ai fornitori dell'Unione di dimostrare l'equivalenza di tali misure ai requisiti del presente regolamento per quanto riguarda il petrolio greggio, il gas naturale o il carbone importati nell'Unione. Se da un lato non è possibile imporre clausole in tal senso nel caso di contratti esistenti, dall'altro è possibile includerle nei nuovi contratti o nei contratti esistenti in fase di rinnovo, anche tacitamente. In tale contesto, le clausole tipo raccomandate dalla Commissione sarebbero utili per le imprese.
- (73) L'equivalenza del monitoraggio, della comunicazione e della verifica delle emissioni di metano dovrebbe poter essere conseguita non solo mediante misure applicate dalle singole imprese, ma anche a livello di paesi terzi, attraverso i quadri giuridici in vigore che disciplinano il monitoraggio, la comunicazione e la verifica in questione. Alla Commissione dovrebbe pertanto essere conferito il potere di stabilire i requisiti relativi alle prove che i paesi terzi devono fornire a tale riguardo, dialogando attivamente con tutti i paesi terzi esportatori e tenendo debitamente conto delle diverse circostanze presenti in tali paesi terzi e degli obblighi dell'Unione ai sensi del diritto internazionale. Alla Commissione dovrebbe inoltre essere conferito il potere di stabilire e revocare l'equivalenza per singoli paesi terzi, ove opportuno.
- (74) È opportuno prevedere strumenti, compresi dialoghi sugli eventi ad alte emissioni, decisioni di equivalenza in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica e adozione di quadri di cooperazione, al fine di garantire la corretta attuazione degli obblighi che gravano sugli importatori, come pure sui produttori o sugli esportatori stabiliti in paesi terzi che forniscono petrolio greggio, gas naturale o carbone all'Unione. La Commissione dovrebbe poter proporre strumenti di cooperazione con i paesi terzi. L'adozione di tali strumenti dovrebbe essere soggetta alle pertinenti disposizioni dei trattati, ove opportuno.
- (75) La Commissione non dovrebbe avviare un dialogo con i paesi terzi circa gli eventi ad alte emissioni, dovrebbe astenersi dall'adottare decisioni di equivalenza e non dovrebbe raccomandare l'avvio di negoziati per un quadro di cooperazione qualora ciò rischi di comportare un'elusione delle misure restrittive adottate a norma dell'articolo 29 del trattato sull'Unione europea (TUE) o dell'articolo 215 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE) in merito alle importazioni di petrolio greggio, gas naturale e carbone.
- (76) Una volta istituiti la banca dati per la trasparenza sul metano, i profili di prestazione in materia di metano, lo strumento di monitoraggio mondiale del metano e il meccanismo di reazione rapida, la Commissione dovrebbe stabilire la metodologia per calcolare l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone. Questa metodologia dovrebbe essere resa pubblica. Su tale base, la Commissione dovrebbe valutare l'impatto potenziale dei vari livelli di valori massimi di intensità di metano sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, come pure sulla competitività dell'economia dell'Unione.
- (77) Alla Commissione dovrebbe essere conferito il potere di stabilire classi e valori massimi obbligatori di intensità di metano associati alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione, sulla base della metodologia per calcolare l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone e della valutazione dell'impatto potenziale della fissazione dei valori massimi di intensità di metano. Tali

⁽¹⁵⁾ Regolamento (UE) 2021/696 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 aprile 2021, che istituisce il programma spaziale dell'Unione e l'Agenzia dell'Unione europea per il programma spaziale e che abroga i regolamenti (UE) n. 912/2010, (UE) n. 1285/2013 e (UE) n. 377/2014 e la decisione n. 541/2014/UE (GU L 170 del 12.5.2021, pag. 69).

valori dovrebbero essere fissati a livelli che promuovano la riduzione delle emissioni di metano a livello mondiale, preservando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico a livello dell'Unione e nazionale, garantendo un trattamento non discriminatorio e salvaguardando la competitività dell'economia dell'Unione.

- (78) Al fine di garantire un'attuazione armonizzata del presente regolamento e creare un quadro tecnico comune per tutti i soggetti attivi nei settori del petrolio, del gas e del carbone, la Commissione dovrebbe valutare, conformemente al regolamento (UE) n. 1025/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁶⁾, la possibilità di chiedere alle pertinenti organizzazioni europee di normazione di elaborare norme armonizzate per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano nei settori del petrolio, del gas e del carbone, per le indagini LDAR e per le apparecchiature per il rilascio e la combustione in torcia. Tali norme dovrebbero diventare obbligatorie ai fini dell'applicazione del presente regolamento, al fine di garantire un approccio armonizzato tra i gestori, le imprese e i gestori di miniere e coloro che sono coinvolti nel garantire il rispetto del presente regolamento, in particolare la Commissione, le autorità competenti e i verificatori. Qualora non sia possibile fornire norme armonizzate o queste non garantiscano il rispetto dei requisiti del presente regolamento, alla Commissione dovrebbe essere conferito il potere di adottare prescrizioni tecniche in modo da contemplare i requisiti necessari. Fino alla data di applicazione di tali norme o prescrizioni tecniche, i gestori, le imprese e i gestori di miniere dovrebbero seguire le pratiche industriali più avanzate e le migliori tecnologie disponibili.
- (79) Gli Stati membri dovrebbero stabilire norme relative alle sanzioni applicabili in caso di violazione del presente regolamento e adottare tutte le misure necessarie per assicurarne l'applicazione. Le sanzioni previste dovrebbero essere effettive, proporzionate e dissuasive e dovrebbero poter includere ammende e penalità di mora. Affinché abbiano un significativo effetto deterrente, le sanzioni dovrebbero essere adeguate al tipo di violazione, al beneficio economico derivante dalla violazione nonché al tipo e alla gravità del danno ambientale, come anche all'impatto sulla sicurezza e sulla salute delle persone. L'irrogazione delle sanzioni da parte delle autorità pertinenti dovrebbe tenere in debito conto la natura, la gravità e la durata della violazione. Le sanzioni dovrebbero essere irrogate in maniera non discriminatoria e in linea con il diritto dell'Unione, internazionale e nazionale. È opportuno rispettare le garanzie procedurali applicabili e i principi della Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea.
- (80) Per motivi di coerenza dovrebbe essere definito un elenco dei tipi di violazione sanzionabili. Inoltre, per favorire l'applicazione coerente delle sanzioni negli Stati membri è opportuno stabilire criteri comuni non esaustivi e indicativi di applicazione delle sanzioni. L'effetto deterrente delle sanzioni dovrebbe essere rafforzato fornendo la possibilità di pubblicare le informazioni relative alle sanzioni irrogate dagli Stati membri, fatti salvi i regolamenti (UE) 2016/679⁽¹⁷⁾ e (UE) 2018/1725⁽¹⁸⁾ del Parlamento europeo e del Consiglio, qualora le sanzioni siano inflitte a persone fisiche.
- (81) In ragione delle disposizioni che impongono di tenere conto degli investimenti dei soggetti regolamentati nella fissazione delle tariffe, è opportuno modificare il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁹⁾ al fine di affidare all'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) il compito di mettere a disposizione un insieme di indicatori e valori di riferimento per il raffronto dei costi unitari di investimento legati alla misurazione, alla quantificazione, al monitoraggio, alla comunicazione, alla verifica e alla riduzione delle emissioni di metano in progetti comparabili.
- (82) Per definire gli elementi dell'abbandono graduale del rilascio e della combustione in torcia nelle miniere di carbone coke, è opportuno delegare alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE che integrino il presente regolamento stabilendo le restrizioni al rilascio di metano da pozzi di ventilazione nelle miniere di carbone coke. Inoltre, per poter esigere ulteriori informazioni dagli importatori, ove necessario, è opportuno delegare alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE che integrino il presente regolamento modificando le informazioni che devono essere fornite dagli importatori o aggiungendone. Inoltre, al

⁽¹⁶⁾ Regolamento (UE) n. 1025/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sulla normazione europea, che modifica le direttive 89/686/CEE e 93/15/CEE del Consiglio nonché le direttive 94/9/CE, 94/25/CE, 95/16/CE, 97/23/CE, 98/34/CE, 2004/22/CE, 2007/23/CE, 2009/23/CE e 2009/105/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e che abroga la decisione 87/95/CEE del Consiglio e la decisione n. 1673/2006/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 316 del 14.11.2012, pag. 12).

⁽¹⁷⁾ Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati) (GU L 119 del 4.5.2016, pag. 1).

⁽¹⁸⁾ Regolamento (UE) 2018/1725 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2018, sulla tutela delle persone fisiche in relazione al trattamento dei dati personali da parte delle istituzioni, degli organi e degli organismi dell'Unione e sulla libera circolazione di tali dati, e che abroga il regolamento (CE) n. 45/2001 e la decisione n. 1247/2002/CE (GU L 295 del 21.11.2018, pag. 39).

⁽¹⁹⁾ Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 22).

fine di stabilire la metodologia per calcolare l'intensità di metano associata alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione al livello del produttore, nonché al fine di stabilire le classi e i valori massimi di intensità di metano pertinenti, è opportuno delegare alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE per integrare il presente regolamento. Infine, onde garantire un'attuazione armonizzata del presente regolamento, è opportuno delegare alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE per integrare il presente regolamento adottando norme e prescrizioni tecniche armonizzate. È di particolare importanza che durante i lavori preparatori la Commissione svolga adeguate consultazioni, anche a livello di esperti, nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016 ⁽²⁰⁾. In particolare, al fine di garantire la parità di partecipazione alla preparazione degli atti delegati, il Parlamento europeo e il Consiglio ricevono tutti i documenti contemporaneamente agli esperti degli Stati membri, e i loro esperti hanno sistematicamente accesso alle riunioni dei gruppi di esperti della Commissione incaricati della preparazione di tali atti delegati.

- (83) Al fine di garantire condizioni uniformi di esecuzione del presente regolamento, è opportuno attribuire alla Commissione competenze di esecuzione per adottare norme dettagliate riguardanti i modelli per comunicare le emissioni di metano, i limiti di rilevamento minimi e le tecniche di rilevamento per i dispositivi di rilevamento e le soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR, nonché la procedura e le prescrizioni e le decisioni individuali in relazione all'equivalenza delle misure di monitoraggio, comunicazione e verifica in paesi terzi, conformemente all'articolo 291 TFUE. È altresì opportuno che tali competenze siano esercitate conformemente al regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²¹⁾.
- (84) La Commissione dovrebbe monitorare e riesaminare l'applicazione del presente regolamento e presentare una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio. Tale relazione dovrebbe valutare in particolare l'efficacia e l'efficienza del presente regolamento, il livello di riduzione delle emissioni di metano conseguito e l'eventuale necessità di misure aggiuntive o alternative. Essa dovrebbe tenere conto della pertinente legislazione dell'Unione nei settori correlati. In funzione delle conclusioni di tale relazione e nell'ambito del riesame del presente regolamento, la Commissione può valutare la possibilità di presentare proposte legislative, ove opportuno.
- (85) Poiché gli obiettivi del presente regolamento, vale a dire stabilire norme per misurare, quantificare, monitorare, comunicare e verificare con accuratezza nonché per ridurre le emissioni di metano nel settore dell'energia nell'Unione, non possono essere conseguiti in misura sufficiente dagli Stati membri ma, a motivo della portata e degli effetti dell'azione in oggetto, possono essere conseguiti meglio a livello di Unione, quest'ultima può intervenire in base al principio di sussidiarietà sancito dall'articolo 5 TUE. Il presente regolamento si limita a quanto è necessario per conseguire tali obiettivi in ottemperanza al principio di proporzionalità enunciato nello stesso articolo,

HANNO ADOTTATO IL PRESENTE REGOLAMENTO:

CAPO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Oggetto e ambito di applicazione

1. Il presente regolamento stabilisce le norme per misurare, quantificare, monitorare, comunicare e verificare con accuratezza le emissioni di metano nel settore dell'energia dell'Unione, nonché per ridurle, anche attraverso indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite, obblighi di riparazione e restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia. Il presente regolamento stabilisce anche le norme sugli strumenti che garantiscono la trasparenza per quanto riguarda le emissioni di metano.
2. Il presente regolamento si applica:
 - a) alla ricerca e alla coltivazione di petrolio e gas fossile, come pure alla raccolta e al trattamento del gas fossile;

⁽²⁰⁾ GU L 123 del 12.5.2016, pag. 1.

⁽²¹⁾ Regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione (GU L 55 del 28.2.2011, pag. 13).

- b) ai pozzi inattivi, ai pozzi tappati temporaneamente e ai pozzi tappati permanentemente e abbandonati;
 - c) al trasporto e alla distribuzione del gas naturale, eccetto i sistemi di misurazione presso i punti di consumo finale e le parti delle linee di servizio tra la rete di distribuzione e il sistema di misurazione ubicate nella proprietà dei clienti finali, nonché allo stoccaggio sotterraneo e alle operazioni nei terminali e negli impianti del GNL; e
 - d) alle miniere di carbone sotterranee e a cielo aperto attive, alle miniere di carbone sotterranee chiuse e alle miniere di carbone sotterranee abbandonate.
3. Il presente regolamento si applica anche alle emissioni di metano che si verificano al di fuori dell'Unione per quanto riguarda il petrolio greggio, il gas naturale e il carbone immessi sul mercato dell'Unione di cui al capo 5.

Articolo 2

Definizioni

Ai fini del presente regolamento si applicano le definizioni seguenti:

- 1) «emissioni di metano»: tutte le emissioni dirette provenienti da qualsiasi componente, risultanti da rilascio, combustione incompleta in torcia o altre fuoriuscite;
- 2) «componente»: qualsiasi parte o elemento di apparecchiature utilizzate negli impianti o nelle infrastrutture del petrolio, del gas naturale o del carbone che potrebbe emettere metano;
- 3) «gestore»: la persona fisica o giuridica che gestisce o controlla l'attivo oppure, se previsto dal diritto nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico dell'attivo;
- 4) «attivo»: l'unità aziendale od operativa che può essere composta da diversi impianti o siti, compresi gli attivi gestiti e gli attivi non gestiti;
- 5) «attivi gestiti»: gli attivi che sono sotto il controllo operativo del gestore;
- 6) «attivi non gestiti»: gli attivi che non sono sotto il controllo operativo del gestore;
- 7) «sito»: un insieme di componenti con una qualche relazione tra loro che costituisce la suddivisione di un attivo;
- 8) «trasporto»: il trasporto quale definito all'articolo 2, punto 17), della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²²⁾;
- 9) «gestore del sistema di trasporto»: il gestore del sistema di trasporto quale definito all'articolo 2, punto 18), della direttiva (UE) 2024/1788;
- 10) «distribuzione»: la distribuzione quale definita all'articolo 2, punto 19), della direttiva (UE) 2024/1788;
- 11) «gestore del sistema di distribuzione»: il gestore del sistema di distribuzione quale definito all'articolo 2, punto 20), della direttiva (UE) 2024/1788;
- 12) «gestore della miniera»: la persona fisica o giuridica che gestisce o controlla la miniera di carbone oppure, se previsto dal diritto nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico determinante sull'esercizio tecnico della miniera di carbone;
- 13) «verifica»: le attività svolte dal verificatore per valutare la conformità al presente regolamento delle relazioni trasmesse dai gestori, dalle imprese e dai gestori di miniere a norma del presente regolamento;

⁽²²⁾ Direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE (GU L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).

- 14) «verificatore»: la persona giuridica che svolge attività di verifica e che, al momento del rilascio della dichiarazione di verifica, è accreditata da un organismo nazionale di accreditamento ai sensi del regolamento (CE) n. 765/2008, oppure, fatto salvo l'articolo 5, paragrafo 2, di detto regolamento, la persona fisica altrimenti autorizzata a svolgere attività di verifica;
- 15) «fonte»: il componente o la struttura geologica che rilascia metano nell'atmosfera intenzionalmente o accidentalmente, in modo intermittente o continuo;
- 16) «fattore di emissione»: il coefficiente che quantifica le emissioni di un gas per unità di attività, basato su un campione di dati di misurazione oppure su altri metodi di quantificazione, espresso come media per stabilire un tasso di emissione rappresentativo di un dato livello di attività in una determinata serie di condizioni d'esercizio;
- 17) «fattore di emissione generico»: il fattore di emissione standardizzato per ciascun tipo di fonte di emissione ricavato da inventari o banche dati, ma comunque non verificato mediante misurazioni dirette;
- 18) «fattore di emissione specifico»: il fattore di emissione per un tipo di fonte di emissione che è ottenuto da misurazioni dirette;
- 19) «misurazione diretta»: la misurazione delle emissioni di metano a livello di fonte con un dispositivo di misurazione che consente tale misurazione;
- 20) «quantificazione»: attività volte a determinare la quantità di emissioni di metano mediante misurazioni dirette o, ove non siano realizzabili misurazioni dirette, sulla base di altri metodi quali strumenti di simulazione e altri calcoli ingegneristici dettagliati o una combinazione di tali metodi;
- 21) «emissioni di metano a livello di sito»: tutte le fonti di emissione di metano all'interno di un sito;
- 22) «misurazione a livello di sito»: una misurazione che offre una panoramica completa di tutte le emissioni di metano a livello di sito, comprese, nel caso di una rete di gasdotti, le emissioni provenienti da segmenti di tale rete, e che comporta di norma l'uso di sensori montati su una piattaforma mobile, quale un veicolo, un drone, un aeromobile, un'imbarcazione o un satellite, o l'uso di altri mezzi, come sensori fissi o reti continue di sensori a punto;
- 23) «impresa»: la persona fisica o giuridica che svolge almeno una delle attività seguenti: ricerca e coltivazione di petrolio o gas fossile, raccolta e trattamento del gas fossile o trasporto, distribuzione e stoccaggio sotterraneo del gas, anche in relazione al GNL;
- 24) «impianto del GNL»: l'impianto del GNL quale definito all'articolo 2, punto 32), della direttiva 2024/1788;
- 25) «indagine di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite» o «indagine LDAR»: l'indagine volta a individuare e rilevare le fonti di fuoriuscite di metano e altre emissioni di metano accidentali e a riparare o sostituire i componenti in causa;
- 26) «indagine di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite di tipo 1» o «indagine LDAR di tipo 1»: l'indagine di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite effettuata conformemente alle prescrizioni di cui all'articolo 14, paragrafi 2, 7 e 8, e alla parte 1 dell'allegato I per le indagini LDAR di tipo 1;
- 27) «indagine di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite di tipo 2» o «indagine LDAR di tipo 2»: l'indagine di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite effettuata conformemente alle prescrizioni di cui all'articolo 14, paragrafi 2, 7 e 8, e alla parte 1 dell'allegato I per le indagini LDAR di tipo 2;
- 28) «luogo di produzione»: un luogo in cui il petrolio o il gas naturale è estratto dal sottosuolo e in cui non avviene alcun trattamento;
- 29) «luogo di trattamento»: un luogo in cui sono utilizzati processi, quali la separazione del petrolio e del gas naturale dall'acqua, per trattare il petrolio e il gas naturale;
- 30) «arresto»: la situazione in cui un sito o parte dei suoi componenti non funziona più in normali condizioni d'esercizio e si procede al suo arresto, e in cui si rivela necessaria una riduzione della pressione totale o parziale prima di poter avviare i lavori di riparazione o manutenzione;
- 31) «rilascio»: lo sprigionamento diretto in atmosfera di metano incombusto;

- 32) «combustione in torcia»: lo smaltimento di metano tramite combustione controllata, in un dispositivo concepito a tale scopo;
- 33) «combustione in torcia di routine»: la combustione in torcia durante la normale produzione di petrolio o gas fossile e in assenza di impianti adatti o di una struttura geologica adeguata per reiniettare il metano, utilizzarlo in loco o inviarlo a un mercato, a esclusione della combustione in torcia causata da un'emergenza o da malfunzionamento;
- 34) «camino di torcia»: il dispositivo munito di bruciatore pilota utilizzato per la combustione in torcia;
- 35) «emergenza»: la situazione temporanea, imprevista e poco frequente in cui le emissioni di metano sono inevitabili e necessarie per prevenire un impatto negativo imminente e sostanziale sulla sicurezza umana, sulla salute o sull'ambiente, escluse le situazioni derivanti dai seguenti eventi o ad essi correlate:
- a) mancata installazione da parte del gestore di adeguate apparecchiature di capacità sufficiente per il tasso e la pressione di produzione previsti o effettivi;
 - b) mancato rispetto, da parte del gestore, dell'obbligo di limitare la produzione se il tasso di produzione supera la capacità dell'apparecchiatura o del sistema di raccolta relativo, a meno che l'eccesso di produzione sia dovuto a un'emergenza, a un malfunzionamento o a riparazioni non programmate downstream e si protragga per non più di otto ore dalla notifica del problema di capacità downstream;
 - c) manutenzione programmata;
 - d) negligenza del gestore;
 - e) avarie ripetute, vale a dire quattro o più avarie della stessa apparecchiatura nei 30 giorni precedenti;
- 36) «malfunzionamento»: l'avaria o il guasto improvviso e inevitabile di un'apparecchiatura al di fuori del ragionevole controllo del gestore, che perturba sostanzialmente il funzionamento ma non consiste in un'avaria o un guasto di un'apparecchiatura causato interamente o in parte da una manutenzione inadeguata o un uso negligente o dovuto ad altre cause prevenibili;
- 37) «efficienza di distruzione e rimozione»: la percentuale di massa di metano distrutta o eliminata dopo la cessazione della combustione relativamente alla quantità di metano che entra nel camino di torcia;
- 38) «pozzo inattivo»: il pozzo petrolifero o di gas per ricerca o coltivazione o il sito del pozzo, onshore o offshore, in cui da almeno un anno non sono effettuate operazioni di ricerca o coltivazione, a eccezione dei pozzi tappati temporaneamente e dei pozzi tappati permanentemente e abbandonati;
- 39) «pozzo tappato temporaneamente»: il pozzo petrolifero o di gas per ricerca o coltivazione o il sito del pozzo, onshore o offshore, in cui sono state installate barriere per pozzi per isolare temporaneamente il giacimento di produzione e in cui è ancora previsto l'accesso al pozzo;
- 40) «pozzo tappato permanentemente e abbandonato»: il pozzo petrolifero o di gas per ricerca o coltivazione o il sito del pozzo, onshore o offshore, che è stato tappato e al quale non si avrà più possibile accesso, in cui tutte le operazioni sono state interrotte e tutte le installazioni associate al pozzo sono state rimosse conformemente ai requisiti normativi applicabili e per cui può essere fornita una documentazione come stabilito nell'allegato V, parte 1, punto 3;
- 41) «bonifica»: il processo di disinquinamento delle acque e del suolo contaminati;
- 42) «risanamento»: il processo di ripristino delle condizioni pedologiche e vegetali di un pozzo petrolifero o di gas o del sito del pozzo analoghe a quelle esistenti prima dell'alterazione;
- 43) «miniera di carbone»: il sito in cui si estrae o si è estratto carbone, compresi terreni, scavi, tunnel, condotte, versanti, gallerie e siti di lavorazione, strutture, impianti, apparecchiature, macchinari e utensili situati in superficie o sotterranei e utilizzati per o risultanti da lavori di estrazione della lignite, del carbone sub-bituminoso, del carbone bituminoso o dell'antracite dai depositi naturali nella terra con qualsiasi mezzo o metodo; sono inclusi i lavori di preparazione del carbone per l'estrazione;

- 44) «miniera di carbone attiva»: la miniera di carbone in cui la maggior parte delle entrate proviene dall'estrazione di lignite, carbone sub-bituminoso, carbone bituminoso o antracite e in cui sussiste almeno una delle seguenti condizioni:
- a) l'attività mineraria è in corso;
 - b) negli ultimi 90 giorni è stato prodotto carbone;
 - c) i ventilatori per la ventilazione della miniera sono in funzione;
- 45) «miniera di carbone sotterranea»: la miniera di carbone in cui il carbone è prodotto scavando tunnel nella terra fino allo strato carbonifero e in cui il carbone è poi estratto con apparecchiature per l'estrazione di carbone sotterranea, come macchine da taglio e minatori continui per pareti lunghe e corte, e trasportato in superficie;
- 46) «miniera di carbone a cielo aperto»: la miniera di carbone in cui il minerale è situato in prossimità della superficie e può essere estratto eliminando gli strati di roccia e suolo che lo ricoprono;
- 47) «pozzo di ventilazione»: passaggio ad asse verticale utilizzato per fornire aria fresca sottoterra o per eliminare metano e altri gas da una miniera di carbone sotterranea;
- 48) «stazione di drenaggio»: la stazione che raccoglie il metano proveniente dal sistema di drenaggio dei gas della miniera di carbone;
- 49) «sistema di drenaggio»: il sistema che può comprendere più fonti di metano e che drena gas ricco di metano dalle vene di carbone o dagli strati rocciosi circostanti e lo trasporta in una stazione di drenaggio;
- 50) «attività post estrattive»: le attività svolte dopo l'estrazione e il trasporto in superficie del carbone; includono la movimentazione, il trattamento, lo stoccaggio e il trasporto del carbone;
- 51) «misurazione in continuo»: la misurazione che prevede almeno una lettura al minuto;
- 52) «giacimento di carbone»: una zona contenente significative concentrazioni e quantità estraibili di carbone, definita in base alla metodologia dello Stato membro per la documentazione dei giacimenti minerari;
- 53) «miniera di carbone chiusa»: la miniera di carbone in cui la produzione di carbone è cessata, che è chiusa conformemente alle prescrizioni applicabili in materia di licenze o ad altre disposizioni e per la quale un gestore, un proprietario o un licenziatario possiede ancora un'autorizzazione, una licenza o un altro documento giuridico in corso di validità che conferisce la responsabilità della miniera di carbone;
- 54) «miniera di carbone abbandonata»: la miniera di carbone in cui la produzione di carbone è cessata, ma per la quale non è possibile identificare un gestore, un proprietario o un licenziatario quale soggetto agli obblighi in virtù di un'autorizzazione, una licenza o un altro documento giuridico in corso di validità che conferisce la responsabilità della miniera di carbone, o che non è stata chiusa in modo regolamentato;
- 55) «uso alternativo di una miniera di carbone sotterranea abbandonata»: l'uso dell'infrastruttura mineraria sotterranea e dell'apparecchiatura per l'estrazione di carbone per scopi diversi dalla produzione di carbone;
- 56) «apparecchiatura per l'estrazione di carbone»: qualsiasi apparecchiatura che rimane collegata agli strati contenenti metano, come gli sfiatatoi e i tubi di drenaggio;
- 57) «miniera di carbone coke»: una miniera di carbone in cui almeno il 50 % della produzione media degli ultimi tre anni disponibili è costituita da carbone coke, ai sensi dell'allegato B del regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²³⁾;
- 58) «produttore»: un'impresa che, nel corso di un'attività commerciale, produce petrolio greggio, gas naturale o carbone, estraendolo dal sottosuolo in un'area autorizzata, trattandolo o convogliandolo tramite infrastrutture collegate all'interno di tale area autorizzata;

⁽²³⁾ Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche dell'energia (GU L 304 del 14.11.2008, pag. 1).

- 59) «importatore»: la persona fisica o giuridica che, nel corso di un'attività commerciale, immette sul mercato dell'Unione petrolio greggio, gas naturale o carbone provenienti da un paese terzo, comprese le persone fisiche o giuridiche stabilite nell'Unione nominate per l'espletamento degli atti e delle formalità previsti dal capo 5;
- 60) «esportatore»: la controparte contrattuale dell'importatore in ogni contratto concluso dall'importatore per la fornitura di petrolio greggio, gas naturale o carbone nell'Unione;
- 61) «profilo di prestazione in materia di metano»: le singole informazioni e schede di dati per gli Stati membri, i paesi terzi e, se del caso, i produttori o gli importatori dell'Unione, nonché per i produttori o gli esportatori di paesi terzi che forniscono petrolio greggio, gas naturale o carbone all'Unione o che immettono petrolio greggio, gas naturale o carbone sul mercato dell'Unione, se del caso, che sono pubblicate nella banca dati per la trasparenza sul metano;
- 62) «evento ad alte emissioni»: un evento che si verifica all'interno o all'esterno dell'Unione in cui una fonte o un insieme di fonti strettamente collegate in un sito emette oltre 100 kg di metano all'ora;
- 63) «processo di riconciliazione»: l'indagine e la spiegazione dei motivi di eventuali discrepanze statisticamente significative tra la quantificazione a livello di fonte e la misurazione a livello di sito delle emissioni di metano.

Articolo 3

Costi sostenuti dagli operatori

1. Nel fissare o approvare le tariffe o le metodologie che devono essere utilizzate dai gestori dei sistemi di trasporto, dai gestori dei sistemi di distribuzione, dai gestori degli impianti GNL o da altri soggetti regolamentati, compresi, ove applicabile, i gestori dello stoccaggio sotterraneo del gas, le autorità di regolazione ai sensi dell'articolo 57 della direttiva (UE) 2019/944 e del capo X della direttiva (UE) 2024/1788 tengono conto dei costi sostenuti e degli investimenti effettuati per rispettare gli obblighi previsti dal presente regolamento, nella misura in cui corrispondono a quelli di un soggetto regolamentato efficiente e strutturalmente comparabile e sono trasparenti.

I costi unitari di investimento di cui al paragrafo 2 possono essere utilizzati dalle autorità di regolazione per confrontare i costi sostenuti dai gestori.

2. Ogni tre anni l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) stabilisce e rende pubblici una serie di indicatori e i corrispondenti valori di riferimento per il raffronto dei costi unitari di investimento legati alla misurazione, alla quantificazione, al monitoraggio, alla comunicazione, alla verifica e alla riduzione delle emissioni di metano, anche provenienti da fuoriuscite, rilascio o combustione in torcia, in progetti comparabili.

Le autorità di regolazione competenti di cui al paragrafo 1 e i soggetti regolamentati pertinenti forniscono all'ACER tutti i dati necessari per il raffronto di cui al primo comma del presente paragrafo.

CAPO 2

AUTORITÀ COMPETENTI E VERIFICA INDIPENDENTE

Articolo 4

Autorità competenti

1. Lo Stato membro designa una o più autorità competenti cui spetta monitorare e garantire il rispetto del presente regolamento.

Gli Stati membri notificano alla Commissione le denominazioni e i recapiti delle rispettive autorità competenti entro il 5 febbraio 2025. Gli Stati membri notificano senza indugio alla Commissione eventuali modifiche delle denominazioni o dei recapiti delle rispettive autorità competenti.

2. La Commissione mette a disposizione del pubblico un elenco delle autorità competenti e lo aggiorna regolarmente ogniqualvolta riceve da uno Stato membro una notifica di eventuali modifiche.

3. Gli Stati membri provvedono a che le autorità competenti istituiscano un punto di contatto e dispongano di poteri e risorse adeguati per l'esecuzione dei compiti previsti dal presente regolamento.

Articolo 5

Compiti delle autorità competenti

1. Nell'eseguire i loro compiti le autorità competenti adottano le misure necessarie per assicurare il rispetto del presente regolamento.
2. I gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori forniscono alle autorità competenti tutta l'assistenza necessaria per consentire o agevolare l'esecuzione dei compiti cui sono tenute a norma del presente regolamento, in particolare per quanto concerne la presentazione di documentazione o registri, l'accesso al sito, e, qualora il sito si trovi offshore, il trasporto da e verso il sito.
3. Le autorità competenti cooperano tra loro e con la Commissione e possono cooperare con le autorità dei paesi terzi per assicurare il rispetto del presente regolamento. La Commissione istituisce una rete di autorità competenti per promuovere la cooperazione, definendo le modalità necessarie per lo scambio di informazioni, relative in particolare a monitoraggio, regolamentazione e conformità, e di migliori pratiche, e per consentire consultazioni. I punti di contatto istituiti in seno alle autorità competenti sostengono tali attività.
4. Se le comunicazioni devono essere rese pubbliche ai sensi del presente regolamento, le autorità competenti le mettono a disposizione del pubblico gratuitamente, su un sito web apposito e in un formato liberamente accessibile, scaricabile e leggibile meccanicamente.

Se alcune informazioni sono state omesse per uno o più motivi di cui all'articolo 4 della direttiva 2003/4/CE o, se del caso, ai sensi del diritto dell'Unione in materia di protezione dei dati personali, le autorità competenti indicano il tipo di informazioni che sono state omesse e le ragioni dell'omissione.

Articolo 6

Ispezioni

1. Le ispezioni comprendono ispezioni di routine per i gestori e i gestori di miniere e ispezioni straordinarie per i gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori, come stabilito al presente articolo.
2. Le ispezioni includono, se del caso, controlli in loco o audit sul campo, l'esame della documentazione e delle registrazioni che dimostrano la conformità alle prescrizioni del presente regolamento, il rilevamento e la misurazione delle emissioni di metano, nonché qualsiasi azione di seguito intrapresa da o per conto delle autorità competenti per verificare e promuovere la conformità alle prescrizioni del presente regolamento.

Se un'ispezione ha individuato una violazione grave del presente regolamento, le autorità competenti emanano, nel contesto della relazione di cui al paragrafo 5, la notifica delle azioni correttive che devono essere intraprese dal gestore, dall'impresa, dal gestore della miniera o dall'importatore e in cui sono fissate scadenze chiare per tali azioni.

In alternativa, le autorità competenti possono decidere di incaricare il gestore, l'impresa, il gestore della miniera o l'importatore di sottoporre all'autorità competente interessata per l'approvazione di una serie di azioni correttive per affrontare le violazioni gravi individuate entro un mese dalla data in cui si è conclusa l'ispezione. Tali azioni sono incluse nella relazione di cui al paragrafo 5.

3. La prima ispezione di routine è completata entro il 5 maggio 2026. Dopo la prima ispezione di routine, le autorità competenti stilano i programmi delle ispezioni di routine sulla base di una valutazione del rischio. L'autorità competente può decidere in merito alla portata e alla frequenza delle ispezioni di routine, sulla base di una valutazione dei rischi associati a ciascun sito quali il rischio ambientale, compreso l'impatto cumulativo di tutte le emissioni di metano come inquinante, la sicurezza umana e i rischi per la salute, nonché eventuali violazioni individuate del presente regolamento.

Il periodo che intercorre tra le ispezioni non supera i tre anni. Se un'ispezione ha individuato una violazione grave del presente regolamento, l'ispezione successiva ha luogo entro 10 mesi.

4. Fatto salvo il paragrafo 3 del presente articolo, le autorità competenti effettuano ispezioni straordinarie per:

- a) indagare in merito a reclami motivati di cui all'articolo 7 e a casi di non conformità il prima possibile dopo la data in cui esse vengono a conoscenza di tali reclami o non conformità, e non oltre 10 mesi dopo tale data;
 - b) garantire, laddove le autorità competenti lo ritengano pertinente, che le riparazioni di fuoriuscite o le sostituzioni di componenti siano state effettuate conformemente all'articolo 14 e che le misure di mitigazione siano state attuate conformemente agli articoli 18, 22 e 26;
 - c) garantire la conformità qualora sia stata concessa una deroga a norma dell'articolo 14, paragrafo 5;
 - d) verificare, se ritenuto pertinente dalle autorità competenti, il rispetto del presente regolamento da parte delle imprese e degli importatori.
5. Dopo ogni ispezione, le autorità competenti preparano una relazione che espone la base giuridica dell'ispezione, le fasi procedurali seguite, le risultanze e le raccomandazioni relative alle ulteriori azioni da intraprendere da parte del gestore, dell'impresa, del gestore della miniera o dell'importatore, e include scadenze per la loro attuazione.

Se del caso, le autorità competenti possono preparare una relazione riguardante molteplici ispezioni di attivi, siti o componenti dello stesso gestore, della stessa impresa, dello stesso gestore della miniera o dello stesso importatore, a condizione che tali ispezioni siano effettuate prima dell'ispezione periodica successiva.

La relazione è notificata al gestore, all'impresa, al gestore della miniera o all'importatore in questione e resa pubblica entro due mesi dalla data dell'ispezione. Se l'ispezione è avviata in seguito a un reclamo presentato in conformità dell'articolo 7, le autorità competenti informano il reclamante non appena la relazione è pubblica.

La relazione è resa pubblica dalle autorità competenti conformemente alla direttiva 2003/4/CE. Se le informazioni sono state omesse per uno o più motivi di cui all'articolo 4 di tale direttiva, le autorità competenti indicano nella relazione il tipo di informazioni che sono state omesse e il motivo della loro omissione.

6. Se dalla relazione di cui al paragrafo 5 si evince il mancato rispetto delle prescrizioni del presente regolamento da parte di un gestore, di un'impresa, di un gestore della miniera o di un importatore, questi intraprende tutte le azioni necessarie per rendere le sue operazioni conformi al presente regolamento. Le azioni sono intraprese senza indugio entro il termine fissato dalle autorità competenti.
7. Gli Stati membri possono concludere accordi formali con pertinenti istituzioni, organi e organismi dell'Unione o con altri Stati membri o con altre organizzazioni intergovernative o altri organismi pubblici adeguati, se disponibili, per la messa a disposizione di competenze specialistiche al fine di sostenere le loro autorità competenti nello svolgimento dei compiti attribuiti loro dal presente articolo.

Ai fini del presente paragrafo, un'organizzazione intergovernativa o un organismo pubblico non sono ritenuti adeguati se la loro obiettività può essere compromessa da un conflitto d'interessi.

Articolo 7

Reclami

1. Qualsiasi persona fisica o giuridica può presentare reclamo per iscritto alle autorità competenti in merito a una potenziale violazione del presente regolamento da parte di un gestore, un'impresa, un gestore di miniere o un importatore.
2. Il reclamo è debitamente motivato e contiene prove sufficienti dell'asserita violazione.
3. Se risulta evidente che il reclamo non fornisce prove sufficienti per giustificare un'indagine, le autorità competenti informano il reclamante, entro un lasso di tempo ragionevole e comunque non superiore a due mesi dalla ricezione del reclamo, dei motivi della loro decisione di non avviare un'indagine.

Il presente paragrafo non si applica qualora i reclami che non sono sufficientemente motivati siano presentati ripetutamente e per tale motivo ritenuti abusivi dalle autorità competenti.

4. Fatti salvi il paragrafo 3 e il diritto nazionale applicabile, le autorità competenti tengono informato il reclamante delle fasi della procedura e, se del caso, lo informano in merito alle possibilità alternative di ricorso, come la facoltà di adire gli organi giurisdizionali nazionali o di avvalersi di qualsiasi altra procedura di reclamo nazionale o internazionale.

5. Fatto salvo il diritto nazionale applicabile e sulla base di procedure comparabili, le autorità competenti stabiliscono e rendono pubblici i termini indicativi entro i quali deliberare sui reclami.

Articolo 8

Attività di verifica e dichiarazione di verifica

1. I verificatori svolgono attività di verifica per valutare la conformità delle relazioni sulle emissioni presentate loro dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere o dagli importatori alle prescrizioni del presente regolamento. Tali attività di verifica comprendono l'esame di tutte le fonti di dati e delle metodologie utilizzate per valutare l'affidabilità, la credibilità e l'accuratezza delle relazioni sulle emissioni, in particolare per quanto riguarda:

- a) la scelta e l'utilizzo dei fattori di emissione;
- b) le metodologie, i calcoli, i campionamenti o le distribuzioni statistiche che hanno portato alla determinazione delle emissioni di metano;
- c) qualsiasi rischio di misurazione o comunicazione inappropriata;
- d) qualsiasi sistema di controllo o di garanzia della qualità applicato dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere o dagli importatori.

2. Nello svolgimento delle attività di verifica di cui al paragrafo 1 del presente articolo, i verificatori fanno ricorso alle norme e alle prescrizioni tecniche, a seconda dei casi, per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano e la mitigazione stabilite conformemente all'articolo 32.

Fino alla data di applicazione di tali norme e prescrizioni tecniche, i gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori, a seconda dei casi, forniscono ai verificatori informazioni sulle pertinenti norme, incluse le norme europee o altre norme internazionali, o sulle metodologie da loro utilizzate ai fini delle attività di verifica.

Le attività di verifica possono inoltre includere, se del caso, controlli in loco, con o senza preavviso, per stabilire l'affidabilità, la credibilità e l'accuratezza delle fonti di dati e delle metodologie utilizzate.

3. Le attività di verifica di cui al presente articolo sono allineate alle norme e alle metodologie europee o internazionali per i verificatori e le loro attività al fine di limitare l'onere per i gestori, le imprese, i gestori di miniere o gli importatori nonché per le autorità competenti, e tengono debitamente conto della natura delle attività verificate e degli orientamenti della Commissione al riguardo.

4. Se a seguito della valutazione del verificatore, lo stesso conclude con ragionevole certezza che la relazione sulle emissioni è conforme alle prescrizioni del presente regolamento, il verificatore rilascia una dichiarazione di verifica che attesta la conformità della relazione sulle emissioni e illustra le attività di verifica svolte.

Il verificatore rilascia una dichiarazione di verifica solo in presenza di dati e informazioni affidabili, credibili e accurati che consentono di determinare con un grado ragionevole di certezza le emissioni di metano e purché i dati comunicati siano coerenti con i dati stimati e siano completi e congruenti.

Se a seguito della valutazione del verificatore, lo stesso conclude che la relazione sulle emissioni non è conforme alle prescrizioni del presente regolamento, il verificatore ne informa il gestore, l'impresa, il gestore della miniera o l'importatore e fornisce un riscontro motivato al gestore, all'impresa, al gestore della miniera o all'importatore alla luce di norme riconosciute. Il gestore, l'impresa, il gestore della miniera o l'importatore presentano senza indugio al verificatore, entro il termine fissato da quest'ultimo, una relazione sulle emissioni riveduta.

5. I gestori, le imprese, i gestori di miniere e gli importatori forniscono ai verificatori tutta l'assistenza necessaria per consentire o facilitare l'esecuzione delle attività di verifica, in particolare per quanto concerne l'accesso al sito e la presentazione di documentazione o registri.

*Articolo 9***Indipendenza e accreditamento o autorizzazione dei verificatori**

1. I verificatori sono indipendenti dai gestori, dalle imprese, dai gestori di miniere e dagli importatori e svolgono le attività di verifica di cui al presente regolamento nell'interesse pubblico. A tale scopo né il verificatore né alcuna parte della medesima persona giuridica è gestore, impresa, gestore di miniera o importatore, è proprietario di un gestore, di un'impresa, di un gestore di miniera o di un importatore, o è di proprietà di un gestore, di un'impresa, di un gestore di miniera o di un importatore.

I verificatori non intrattengono con i gestori, le imprese, i gestori di miniere o gli importatori relazioni che possono comprometterne l'indipendenza e l'imparzialità.

2. I verificatori che sono persone giuridiche sono accreditati da un organismo nazionale di accreditamento in applicazione del regolamento (CE) n. 765/2008.

In assenza di disposizioni specifiche in materia di accreditamento dei verificatori nel presente regolamento, si applica il regolamento (CE) n. 765/2008.

3. Gli Stati membri possono decidere di autorizzare le persone fisiche ad agire in qualità di verificatori ai fini del presente regolamento. Tali verificatori sono autorizzati da un'autorità nazionale diversa dall'organismo nazionale di accreditamento designato ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 765/2008.

4. Qualora uno Stato membro decida di applicare il paragrafo 3, esso garantisce che l'autorità nazionale competente rispetti il presente regolamento e fornisca alla Commissione e agli altri Stati membri tutte le prove documentali necessarie per la verifica della competenza dei verificatori autorizzati a norma di tale paragrafo.

*Articolo 10***Uso e condivisione delle informazioni**

1. Nell'adempimento dei loro compiti e nell'esercizio dei loro poteri a norma del presente regolamento, la Commissione, le autorità competenti e i verificatori tengono conto delle informazioni rese pubbliche dall'Osservatorio internazionale delle emissioni di metano (IMEO) o dal partenariato per il petrolio e il gas metano (*Oil and Gas Methane Partnership – OGMP*) o di altre informazioni disponibili a livello internazionale, in particolare per quanto concerne:

- a) aggregazione dei dati sulle emissioni di metano secondo congrui metodi statistici;
- b) verifica e convalida delle metodologie e dei processi statistici utilizzati dall'industria per quantificare i dati sulle emissioni di metano;
- c) sviluppo di metodologie di aggregazione e analisi dei dati secondo le buone pratiche scientifiche e statistiche per garantire una maggiore accuratezza delle stime delle emissioni di metano, con un'adeguata caratterizzazione dell'incertezza;
- d) pubblicazione dei dati aggregati comunicati per fonte principale e per livello di comunicazione, classificati, ove tali informazioni siano disponibili, per attivi gestiti e non gestiti, nel rispetto degli obblighi di concorrenza e riservatezza;
- e) comunicazione delle discrepanze più importanti constatate tra le fonti di dati, in modo da contribuire allo sviluppo di metodologie scientifiche più solide;
- f) comunicazione di eventi ad alte emissioni identificati mediante un sistema di rilevamento precoce e di allarme.

2. La Commissione presenta all'IMEO i dati pubblici sulle emissioni di metano che ritiene pertinenti, così come sono messi a disposizione della Commissione dalle autorità competenti in conformità del presente regolamento.

CAPO 3

EMISSIONI DI METANO NEI SETTORI DEL PETROLIO E DEL GAS

Articolo 11

Ambito di applicazione

Il presente capo si applica alle attività di cui all'articolo 1, paragrafo 2, lettere a), b) e c).

Articolo 12

Monitoraggio e comunicazione

1. Entro il 5 agosto 2025 i gestori presentano alle autorità competenti una relazione contenente la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, per tutte le fonti, stimate utilizzando almeno fattori di emissione generici. Tale relazione può contenere una quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, per alcune o per tutte le fonti, conformemente alle prescrizioni di cui al paragrafo 2.

2. I gestori e le imprese stabiliti nell'Unione presentano alle autorità competenti dello Stato membro in cui è ubicato l'attivo una relazione contenente la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte:

a) per gli attivi gestiti entro il 5 febbraio 2026; e

b) per gli attivi non gestiti entro il 5 febbraio 2027, se tali attivi non sono stati comunicati conformemente alla lettera a).

Qualora la misurazione diretta non sia possibile, per la comunicazione è necessario ricorrere a fattori di emissione specifici basati sulla quantificazione o sul campionamento a livello di fonte.

3. I gestori e le imprese stabiliti nell'Unione presentano alle autorità competenti dello Stato membro in cui è ubicato l'attivo una relazione contenente la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, integrata dalle misurazioni delle emissioni di metano a livello di sito, consentendo così di valutare e confrontare le stime a livello di fonte aggregate per sito:

a) per gli attivi gestiti entro il 5 febbraio 2027, e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno; e

b) per gli attivi non gestiti entro il 5 agosto 2028, e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, se tali attivi non sono stati comunicati conformemente alla lettera a).

Prima di presentarla alle autorità competenti, i gestori e le imprese si assicurano che la relazione sia valutata da un verificatore e includa una dichiarazione di verifica rilasciata a norma dell'articolo 8.

4. Le relazioni di cui al presente articolo riguardano l'ultimo anno civile disponibile e includono almeno le seguenti informazioni:

a) tipo e ubicazione delle fonti di emissione;

b) dati dettagliati per ciascun tipo di fonte di emissione, comunicati in tonnellate di metano e in tonnellate di CO₂ equivalente, utilizzando i potenziali di riscaldamento globale definiti nella sesta relazione di valutazione del Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

c) informazioni dettagliate sulle metodologie di quantificazione;

d) tutte le emissioni di metano per gli attivi gestiti;

e) la quota di proprietà e le emissioni di metano provenienti da attivi non gestiti moltiplicate per la quota di proprietà;

f) un elenco dei soggetti che esercitano il controllo operativo sugli attivi non gestiti.

La Commissione, mediante atti di esecuzione, stabilisce un modello per le relazioni di cui al presente articolo, tenendo conto delle relazioni sugli inventari nazionali già esistenti e degli ultimi documenti tecnici di orientamento e modelli per le relazioni dell'OGMP. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura consultiva di cui all'articolo 35, paragrafo 2.

Fino all'adozione dei pertinenti atti di esecuzione, i gestori e le imprese utilizzano i documenti tecnici di orientamento e i modelli per le relazioni dell'OGMP 2.0 per le operazioni upstream, midstream e downstream, a seconda dei casi.

5. Le misurazioni e le quantificazioni di cui al presente articolo sono effettuate conformemente alle norme e alle prescrizioni tecniche, a seconda dei casi, stabilite a norma dell'articolo 32. Fino alla data di applicazione di tali norme o prescrizioni tecniche, i gestori e le imprese seguono le pratiche industriali più avanzate e utilizzano le migliori tecnologie disponibili per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano. In tale contesto, i gestori e le imprese stabiliti nell'Unione possono utilizzare a tali fini gli ultimi documenti tecnici di orientamento dell'OGMP 2.0 approvati entro il 4 agosto 2024.

I gestori e le imprese forniscono alle autorità competenti e ai verificatori informazioni sulle norme, comprese le norme europee o altre norme internazionali, o sulle metodologie utilizzate.

6. I gestori e le imprese stabiliti nell'Unione confrontano la quantificazione a livello di fonte e la misurazione a livello di sito delle emissioni di metano. In caso di discrepanze statisticamente significative tra la quantificazione a livello di fonte e la misurazione a livello di sito delle emissioni di metano, i gestori e le imprese:

- a) ne informano senza indugio le autorità competenti prima della fine del periodo di riferimento;
- b) procedono quanto prima a un processo di riconciliazione e informano l'autorità competente in merito ai risultati del processo di riconciliazione, compresi eventuali prove e documenti giustificativi se necessario, non oltre il successivo periodo di riferimento.

Il processo di riconciliazione affronta i possibili motivi delle discrepanze, tra cui almeno l'accuratezza e l'adeguatezza delle tecnologie e dei metodi utilizzati per la quantificazione a livello di fonte e la misurazione a livello di sito delle emissioni di metano, o qualsiasi incertezza relativa ai dati nei risultati dovuta ai metodi, alle tecnologie o all'estrapolazione dei risultati selezionati.

Ai fini del processo di riconciliazione, i gestori e le imprese prendono in considerazione una quantificazione aggiuntiva a livello di fonte o misurazioni aggiuntive a livello di sito al fine di fornire le prove necessarie a spiegare i motivi delle discrepanze. Sulla base dei risultati del processo di riconciliazione, i gestori e le imprese procedono, se del caso, a successivi adeguamenti numerici nella quantificazione a livello di fonte o nelle misurazioni a livello di sito.

Se ritengono che le informazioni fornite dal gestore o dall'impresa conformemente alla lettera b) del primo comma non spieghino adeguatamente i motivi delle discrepanze, le autorità competenti possono chiedere al gestore o all'impresa di fornire ulteriori informazioni o di adottare misure aggiuntive.

7. Se alcune informazioni sono riservate ai sensi della direttiva (UE) 2016/943 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽²⁴⁾, il gestore o le imprese interessati indicano nella relazione il tipo di informazioni che sono omesse e il motivo della loro omissione.

8. Le autorità competenti mettono a disposizione del pubblico e della Commissione le relazioni di cui al presente articolo conformemente all'articolo 5, paragrafo 4, entro 3 mesi dalla loro presentazione da parte dei gestori o delle imprese interessati.

Articolo 13

Obbligo generale di mitigazione

I gestori adottano tutte le misure di mitigazione appropriate per prevenire e ridurre al minimo le emissioni di metano nelle loro operazioni.

⁽²⁴⁾ Direttiva (UE) 2016/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'8 giugno 2016, sulla protezione del know-how riservato e delle informazioni commerciali riservate (segreti commerciali) contro l'acquisizione, l'utilizzo e la divulgazione illeciti (GU L 157 del 15.6.2016, pag. 1).

Articolo 14

Rilevamento e riparazione delle fuoriuscite

1. Entro il 5 maggio 2025 per i siti esistenti ed entro 6 mesi dalla data di entrata in funzione per i nuovi siti, i gestori presentano alle autorità competenti un programma di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite («programma LDAR»).

Il programma LDAR comprende una descrizione dettagliata delle indagini e delle attività LDAR, compresi i relativi calendari, da effettuare in conformità del presente articolo, dell'allegato I, parti 1e 2, e delle pertinenti norme e prescrizioni tecniche, a seconda dei casi, stabilite a norma dell'articolo 32. In caso di modifiche al programma LDAR, i gestori presentano quanto prima alle autorità competenti un programma LDAR aggiornato.

Fino alla data di applicazione delle norme o prescrizioni tecniche stabilite a norma dell'articolo 32, i gestori seguono le pratiche industriali più avanzate e le migliori tecnologie disponibili in commercio per le indagini LDAR. I gestori forniscono alle autorità competenti e ai verificatori informazioni sulle norme, comprese le norme internazionali, o sulle metodologie utilizzate.

Le autorità competenti possono imporre al gestore di modificare il programma LDAR tenendo conto delle prescrizioni del presente regolamento.

2. I gestori avviano la prima indagine LDAR di tipo 2 di tutti i componenti sotto la loro competenza conformemente al programma LDAR il prima possibile dopo il 4 agosto 2024.

In ogni caso, i gestori effettuano la prima indagine LDAR di tipo 2 entro il 5 agosto 2025 per i siti esistenti. Fatte salve le frequenze stabilite nell'allegato I, parte 1, le indagini LDAR di tipo 2 effettuate tra il 3 agosto 2022 e il 4 agosto 2024 possono essere considerate dai gestori come la prima indagine LDAR di tipo 2.

Entro nove mesi dalla data di entrata in funzione dei nuovi siti, i gestori effettuano la prima indagine LDAR di tipo 2 di tutti i componenti sotto la loro competenza in conformità del programma LDAR.

Dopo aver effettuato la prima indagine LDAR di tipo 2, i gestori effettuano indagini LDAR di tipo 1 e di tipo 2 con le seguenti frequenze:

- a) per i componenti fuori terra e sotterranei, escluse le reti di distribuzione e di trasporto, conformemente alle frequenze minime di cui all'allegato I, parte 1, punto 1;
- b) per i componenti delle reti di distribuzione e di trasporto, conformemente alle frequenze minime di cui all'allegato I, parte 1, punto 2;
- c) per tutti i componenti offshore, conformemente alle frequenze minime di cui all'allegato I, parte 1, punto 3;
- d) per tutti gli altri componenti, conformemente alle frequenze minime di cui all'allegato I, parte 1, punto 4.

3. Fatto salvo l'obbligo di effettuare indagini LDAR di tipo 2 in conformità del presente articolo, quando è richiesta un'indagine LDAR di tipo 1 i gestori possono scegliere di effettuare un'indagine LDAR di tipo 2 anziché un'indagine LDAR di tipo 1.

4. Nell'ambito delle indagini LDAR, i gestori possono utilizzare tecnologie di rilevamento avanzate, a condizione che:

- a) le autorità competenti ne approvino l'uso nel contesto del programma LDAR;
- b) la misurazione sia effettuata al livello di ogni singola fonte potenziale di emissione; e
- c) le tecnologie di rilevamento avanzate rispettino le prescrizioni di cui ai paragrafi 6 e 7 e siano conformi alle prescrizioni di cui all'allegato I, parte 2.

5. In deroga al paragrafo 2, quarto comma, del presente articolo, se i gestori che producono o trattano petrolio o gas naturale forniscono prove, sulla base delle misurazioni dei cinque anni precedenti comunicate dai gestori in conformità dell'articolo 12 e valutate da un verificatore, del fatto che meno dell'1 % di tutti i loro componenti e sottocomponenti in ciascun sito presenta fuoriuscite e che le emissioni aggregate di metano associate a tali fuoriuscite rappresentano meno dello 0,08 % del volume totale di gas o dello 0,015 % della massa totale di petrolio trattato o estratto, possono essere effettuate indagini LDAR con frequenze diverse per i componenti nei siti per i quali non sono state individuate fuoriuscite, fatta salva l'approvazione delle autorità competenti e a condizione che:

- a) per tutti i componenti nei luoghi di trattamento siano effettuate indagini LDAR di tipo 1 almeno ogni 12 mesi;
- b) per almeno il 25 % di tutti i componenti nei luoghi di trattamento siano effettuate indagini LDAR di tipo 2 ogni 12 mesi e tutti i componenti siano controllati almeno ogni 48 mesi;
- c) per tutti i componenti nei luoghi di produzione siano effettuate indagini LDAR di tipo 1 almeno ogni 36 mesi;
- d) per tutti i componenti nei luoghi di produzione siano effettuate indagini LDAR di tipo 2 almeno ogni 60 mesi.

Se, a seguito delle indagini LDAR effettuate conformemente al primo comma del presente paragrafo, l'1 % o più di tutti i componenti e sottocomponenti in ciascun sito presenta fuoriuscite o se le emissioni aggregate di metano associate a tali fuoriuscite rappresentano più dello 0,08 % del volume totale di gas o dello 0,015 % della massa totale di petrolio greggio trattato o estratto, il gestore interessato è soggetto agli obblighi di cui al paragrafo 2 in tale sito.

L'autorità competente notifica alla Commissione le deroghe concesse a norma del presente paragrafo ed effettua le ispezioni straordinarie di cui all'articolo 6, paragrafo 4.

6. Le indagini LDAR sono effettuate con dispositivi di rilevamento che consentono di individuare le fuoriuscite come segue, per ciascun tipo di componente:

- a) a un livello il più vicino possibile a ogni singola fonte potenziale di emissione per i componenti fuori terra e per i componenti al di sopra del livello del mare;
- b) in un primo tempo nell'interfaccia tra suolo e atmosfera per i componenti sotterranei e in un secondo tempo, se si rileva una fuoriuscita quale specificata nell'atto di esecuzione adottato conformemente al paragrafo 7, il più vicino possibile alla fonte di emissione;
- c) applicando le migliori tecniche di rilevamento disponibili in commercio per i componenti offshore al di sotto del livello del mare o sotto il fondale marino.

7. Entro il 5 agosto 2025, la Commissione specifica mediante un atto di esecuzione:

- a) i limiti di rilevamento minimi e le tecniche di rilevamento da utilizzare per i diversi dispositivi di rilevamento impiegati per soddisfare le prescrizioni di cui al paragrafo 8 per tutti i componenti;
- b) le soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR da utilizzare per soddisfare le prescrizioni di cui al paragrafo 8 per i componenti sotterranei.

Tali limiti di rilevamento minimi, tecniche e soglie si basano sulle migliori tecnologie disponibili e sulle migliori tecniche di rilevamento disponibili, tenendo conto dei diversi tipi di componenti e indagini LDAR. Tale atto di esecuzione è adottato secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 35, paragrafo 3.

Fino all'adozione di tale atto di esecuzione, al fine di soddisfare le prescrizioni di cui al paragrafo 8, i gestori utilizzano le migliori tecnologie disponibili e le migliori tecniche di rilevamento disponibili, conformemente alle specifiche del fabbricante per quanto riguarda il funzionamento e la manutenzione.

8. I gestori riparano o sostituiscono tutti i componenti in cui è constatata un'emissione di metano pari o superiore ai livelli seguenti a temperatura e pressione standard e utilizzando dispositivi di rilevamento conformemente alle specifiche del fabbricante per quanto riguarda il funzionamento e la manutenzione:

- a) per le indagini LDAR di tipo 1: 7 000 parti per milione di volume di metano o 17 grammi all'ora di metano;
- b) per le indagini LDAR di tipo 2:
 - i) 500 parti per milione di volume di metano o 1 grammo all'ora di metano per i componenti fuori terra e per i componenti offshore al di sopra del livello del mare;

- ii) 1 000 parti per milione di volume di metano o 5 grammi all'ora di metano per la seconda fase delle indagini LDAR dei componenti sotterranei;
- iii) 7 000 parti per milione di volume di metano o 17 grammi all'ora per i componenti offshore al di sotto del livello del mare o sotto il fondale marino.

9. La riparazione o la sostituzione dei componenti di cui al paragrafo 8 è fatta immediatamente dopo il rilevamento. Se non può essere effettuata immediatamente dopo il rilevamento, la riparazione è oggetto di un nuovo tentativo il più presto possibile e comunque entro 5 giorni dal rilevamento ed è completata entro 30 giorni dal rilevamento.

Se un gestore può dimostrare che la riparazione o la sostituzione non andrebbe a buon fine o non sarebbe possibile entro 5 giorni lavorativi per un primo tentativo o se un gestore esclude la possibilità di una riparazione completa entro 30 giorni a causa di considerazioni tecniche, amministrative o di sicurezza, ne informa le autorità competenti e fornisce loro prove al riguardo insieme a calendari di riparazione e monitoraggio che includano almeno gli elementi di cui all'allegato II non oltre 12 giorni dalla data del rilevamento.

Tali calendari di riparazione e monitoraggio includono tutte le prove necessarie a giustificare eventuali ritardi. Essi garantiscono che l'impatto ambientale sia ridotto al minimo, nel rispetto delle pertinenti considerazioni tecniche, amministrative e di sicurezza. Le autorità competenti possono imporre al gestore di modificare i calendari di riparazione e monitoraggio tenuto conto delle prescrizioni del presente regolamento. In ogni caso, la riparazione o la sostituzione è effettuata quanto prima.

I gestori si occupano in via prioritaria delle fuoriuscite più grandi.

Per le riparazioni o le sostituzioni di cui al presente paragrafo si utilizzano le migliori tecnologie disponibili in commercio in grado di fornire una protezione a lungo termine da fuoriuscite future.

Le considerazioni tecniche, amministrative e di sicurezza di cui al presente paragrafo si limitano ai seguenti aspetti:

- a) sicurezza del personale e delle altre persone nelle vicinanze della fuoriuscita rilevata;
- b) eventuale impatto negativo sull'ambiente se il gestore può dimostrare che tale impatto sarebbe superiore ai benefici ambientali, ad esempio quando una riparazione potrebbe portare a un livello complessivo di emissioni di metano superiore a quello che si verificherebbe in assenza della riparazione;
- c) accessibilità di un componente, compresa la manutenzione programmata, gli obblighi relativi alle procedure di autorizzazione o l'autorizzazione amministrativa necessaria;
- d) indisponibilità dei pezzi di ricambio necessari per la riparazione del componente o dei componenti di ricambio; e
- e) significativo deterioramento della situazione dell'approvvigionamento di gas suscettibile di portare a uno dei livelli di crisi di cui all'articolo 11, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽²⁵⁾.

10. Se sussistono una o più delle condizioni di cui al paragrafo 9, sesto comma, lettere da a) a e), e prima di effettuare la riparazione o la sostituzione è necessario un arresto, i gestori riducono al minimo la fuoriuscita entro 24 ore dal rilevamento e la riparano entro la fine del successivo arresto pianificato o, se più vicino, entro un anno, a meno che si possa ragionevolmente prevedere che una riparazione anticipata comporti una situazione in cui la quantità di metano rilasciata durante le operazioni di riparazione sarebbe con buona probabilità nettamente superiore alla quantità di metano che fuoriuscirebbe in assenza di riparazione, o a meno che si possa ragionevolmente prevedere che l'esecuzione della riparazione anticipata comporti problemi di sicurezza dell'approvvigionamento nei piccoli sistemi connessi quali definiti nella direttiva (UE) 2019/944.

Il gestore fornisce senza indugio alle autorità competenti tutte le prove necessarie a giustificare la sua decisione di ritardare la riparazione.

⁽²⁵⁾ Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1).

La decisione di ritardare la riparazione a causa di considerazioni tecniche, amministrative e di sicurezza è soggetta all'approvazione delle autorità competenti ed è inclusa nei calendari di riparazione e monitoraggio. Le autorità competenti possono imporre al gestore interessato di modificare i calendari di riparazione e monitoraggio tenuto conto delle prescrizioni del presente regolamento.

11. I gestori istituiscono senza indugio, tengono aggiornato e mettono pienamente a disposizione delle autorità competenti un registro di tutte le decisioni di ritardare la riparazione a norma del presente articolo, comprese tutte le prove necessarie a giustificare ciascuna decisione e i relativi calendari di riparazione e monitoraggio.

12. Fatto salvo il paragrafo 2, i gestori controllano i componenti in cui è stata constatata un'emissione:

- a) di livelli di metano pari o superiori alle soglie di cui al paragrafo 8 a temperatura e pressione standard nel corso di una precedente indagine LDAR immediatamente dopo la riparazione effettuata in applicazione del paragrafo 9 e successivamente non oltre 45 giorni dopo, per assicurarsi che la riparazione sia andata a buon fine; e
- b) di livelli di metano al di sotto delle soglie di cui al paragrafo 8 a temperatura e pressione standard, non oltre tre mesi dalla data in cui le emissioni sono state rilevate, per verificare almeno una volta se l'entità della perdita di metano è cambiata e se sia necessaria una riparazione.

Se è individuato un rischio più elevato per la sicurezza o un rischio più elevato di perdite di metano, le autorità competenti possono raccomandare di intensificare la frequenza delle indagini LDAR dei componenti in causa.

13. Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui al paragrafo 14, i gestori registrano tutte le fuoriuscite rilevate, indipendentemente dalla loro entità, e le sottopongono a un controllo regolare e si assicurano che siano riparate conformemente al paragrafo 9.

I gestori conservano la registrazione per almeno 10 anni e forniscono tali informazioni alle autorità competenti, su loro richiesta.

14. Ogni anno i gestori presentano alle autorità competenti dello Stato membro in cui sono ubicati i pertinenti attivi tutti i calendari di riparazione e monitoraggio e una relazione che sintetizza i risultati di tutte le indagini LDAR portate a termine nell'anno precedente.

Le autorità competenti possono imporre ai gestori di modificare la relazione o i calendari di riparazione e monitoraggio tenuto conto delle prescrizioni del presente regolamento.

15. I gestori possono delegare qualsiasi compito di cui al presente articolo. I compiti delegati non modificano la responsabilità dei gestori e non alterano l'efficacia della vigilanza esercitata dalle autorità competenti.

16. Gli Stati membri assicurano che i prestatori di servizi LDAR e i gestori abbiano accesso a sistemi di certificazione, di accreditamento o di qualificazione equivalenti, compresi adeguati programmi di formazione, per quanto riguarda le indagini LDAR.

17. Fatte salve le direttive 2008/56/CE⁽²⁶⁾ e 2013/30/UE⁽²⁷⁾ del Parlamento europeo e del Consiglio, le autorità competenti possono decidere di esentare dai requisiti di cui al presente articolo i componenti offshore petroliferi e di gas situati nel loro territorio a una profondità dell'acqua superiore a 700 metri se il gestore interessato è in grado di fornire prove solide del fatto che con buone probabilità l'impatto sul clima delle potenziali emissioni di metano da tali componenti sarà trascurabile.

Articolo 15

Restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia

1. Il rilascio è vietato, fatta eccezione nelle circostanze previste dal presente articolo. La combustione in torcia di routine è vietata.
2. Il rilascio o la combustione in torcia sono consentiti soltanto in caso di emergenza o malfunzionamento.

⁽²⁶⁾ Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino) (GU L 164 del 25.6.2008, pag. 19).

⁽²⁷⁾ Direttiva 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE (GU L 178 del 28.6.2013, pag. 66).

3. In deroga al paragrafo 2, il rilascio o la combustione in torcia sono consentiti se inevitabili e strettamente necessari e nel rispetto degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 16.

Il rilascio e la combustione in torcia sono considerati inevitabili e strettamente necessari nelle seguenti situazioni specifiche, nelle quali il rilascio o la combustione in torcia, a seconda del caso, non possono essere completamente eliminati o sono necessari per motivi di sicurezza:

- a) durante il normale esercizio di dispositivi pneumatici, compressori, serbatoi di stoccaggio a pressione atmosferica, dispositivi di campionamento e misurazione e tenute a gas secco, o altri componenti progettati per il rilascio, a condizione che tali apparecchiature soddisfino le norme o le prescrizioni tecniche di cui all'articolo 32 e siano sottoposte a manutenzione adeguata al fine di ridurre al minimo le perdite di metano;
- b) per estrarre o pulire l'holdup liquido nel pozzo alla pressione atmosferica;
- c) durante la misurazione o il campionamento di un serbatoio di stoccaggio o altro recipiente a bassa pressione, a condizione che il serbatoio o il recipiente soddisfi le norme o le prescrizioni tecniche di cui all'articolo 32;
- d) durante il trasferimento di liquidi da un serbatoio di stoccaggio o da altro recipiente a bassa pressione a un veicolo di trasporto, a condizione che il serbatoio o il recipiente soddisfi le norme o le prescrizioni tecniche di cui all'articolo 32;
- e) durante gli interventi di riparazione e manutenzione, le procedure di collaudo e gli interventi di smantellamento, compreso lo sfiato (blowing down) e la depressurizzazione delle apparecchiature per eseguire gli interventi di riparazione e manutenzione;
- f) durante una prova della testa di tubaggio (bradenhead test);
- g) durante una prova di tenuta del packer;
- h) durante una prova di produzione di durata inferiore a 24 ore;
- i) se il metano non soddisfa le specifiche del collettore, a condizione che il gestore analizzi campioni di metano due volte la settimana per stabilire se le specifiche sono state soddisfatte e, non appena lo sono, instradi il metano in un collettore;
- j) durante la messa in servizio di condutture, apparecchiature o impianti, soltanto per il tempo necessario a spurgare la condotta o l'apparecchiatura dalle impurità che vi si sono introdotte;
- k) durante il piggaggio, il blow-down a fini di riparazione, la dismissione o lo spurgo di una condotta a fini di riparazione o manutenzione, e soltanto se il gas non può essere contenuto o reindirizzato in una parte non interessata della condotta.

4. Se il rilascio è consentito ai sensi dei paragrafi 2 e 3, i gestori lo effettuano solo se la combustione in torcia non è tecnicamente fattibile a causa dell'assenza di infiammabilità o dell'incapacità di mantenere la fiamma, rischia di mettere in pericolo la sicurezza delle operazioni o del personale o avrebbe un impatto ambientale peggiore in termini di emissioni. In tal caso, nell'ambito degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 16, i gestori notificano alle autorità competenti la necessità di utilizzare il rilascio anziché la combustione in torcia e trasmettono loro le necessarie prove.

5. Le apparecchiature che effettuano il rilascio sono sostituite da dispositivi alternativi a zero emissioni laddove questi siano disponibili in commercio e soddisfino le norme o le prescrizioni tecniche relative ai componenti progettati per il rilascio di cui all'articolo 32.

6. In aggiunta alle condizioni stabilite ai paragrafi 2 e 3, la combustione in torcia è consentita soltanto se la reiniezione, l'uso in loco, lo stoccaggio per un uso successivo o l'invio del metano a un mercato non sono fattibili per ragioni diverse da considerazioni economiche. In tal caso, nel contesto degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 16, i gestori dimostrano alle autorità competenti la necessità di utilizzare la combustione in torcia anziché la reiniezione, l'uso in loco, lo stoccaggio per un uso successivo o l'invio del metano a un mercato.

7. In sede di costruzione, sostituzione o riqualificazione completa di un sito, i gestori installano e utilizzano solo dispositivi pneumatici, compressori, serbatoi di stoccaggio a pressione atmosferica, dispositivi di campionamento e misurazione e tenute a gas secco disponibili in commercio a zero emissioni. In sede di sostituzione o riqualificazione parziale di un sito, i gestori installano e utilizzano in tale parte solo dispositivi pneumatici, compressori, serbatoi di stoccaggio a pressione atmosferica, dispositivi di campionamento e misurazione e tenute a gas secco disponibili in commercio a zero emissioni.

8. I gestori si conformano al presente articolo senza indugio e, in ogni caso, non oltre il 5 febbraio 2026 per i siti esistenti e non oltre 12 mesi dalla data di entrata in funzione per i nuovi siti. Qualora non siano in grado di conformarsi al presente articolo a causa di un ritardo eccezionale dovuto alla necessità di ottenere un'autorizzazione o qualsiasi altra autorizzazione amministrativa da parte delle autorità competenti o dell'indisponibilità di apparecchiature per il rilascio o la combustione in torcia, i gestori forniscono alle autorità competenti un calendario di attuazione dettagliato. Tale calendario comprende prove sufficienti del rispetto delle condizioni di cui al presente paragrafo. Le autorità competenti possono richiedere modifiche del calendario.

Articolo 16

Comunicazione di eventi di rilascio e di eventi di combustione in torcia

1. I gestori notificano alle autorità competenti gli eventi di rilascio e gli eventi di combustione in torcia:

a) causati da un'emergenza o da un malfunzionamento; o

b) di durata complessiva, per il singolo evento, di 8 ore o più entro un periodo di 24 ore.

La notifica di cui al primo comma è effettuata senza indugio dopo l'evento e al più tardi entro 48 ore dall'inizio dell'evento o dal momento in cui il gestore ne è venuto a conoscenza, in conformità degli elementi di cui all'allegato III.

In deroga al primo comma, la combustione in torcia controllata che si verifica durante gli arresti è segnalata nella relazione annuale.

2. I gestori presentano alle autorità competenti relazioni annuali su tutti gli eventi di rilascio e gli eventi di combustione in torcia di cui al paragrafo 1 del presente articolo e all'articolo 15, conformemente agli elementi di cui all'allegato III e nel quadro della pertinente relazione di cui all'articolo 12.

Articolo 17

Requisiti in materia di efficienza della combustione in torcia

1. In sede di costruzione, sostituzione o riqualificazione totale o parziale di un sito, oppure in sede d'installazione di camini di torcia o altri dispositivi di combustione, i gestori installano soltanto camini di torcia o dispositivi di combustione dotati di autoaccensione o bruciatore pilota continuo e con un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione pari almeno al 99 %.

2. I gestori garantiscono che entro il 5 febbraio 2026 tutti i camini di torcia o altri dispositivi di combustione siano conformi ai requisiti di cui al paragrafo 1.

3. I gestori ispezionano i camini di torcia o gli altri dispositivi di combustione ogni 15 giorni conformemente all'allegato IV, salvo se non sono usati regolarmente. Se i camini di torcia o gli altri dispositivi di combustione non sono usati regolarmente, i gestori li ispezionano prima di ogni utilizzo.

In alternativa alle ispezioni periodiche, previa approvazione da parte delle autorità competenti, i gestori possono utilizzare sistemi di monitoraggio a distanza o automatizzati, come precisato conformemente all'allegato IV, punti 1) e 2).

Qualora siano rilevate irregolarità, i gestori indagano sulla causa dell'irregolarità e vi pongono rimedio entro sei ore o, in caso di gravi eventi meteorologici o di altre condizioni estreme, entro sei ore dal ritorno a condizioni di normalità.

4. In presenza di dispositivi di autoaccensione o bruciatori pilota continui, i gestori utilizzano apparecchiature di controllo della fiamma per monitorare costantemente la fiamma della torcia principale o la fiamma pilota al fine di impedire il rilascio causato da una situazione di estinzione della fiamma.

Articolo 18

Pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e pozzi tappati permanentemente e abbandonati

1. Entro il 5 agosto 2025 gli Stati membri redigono e rendono pubblico un inventario di tutti i pozzi inattivi, i pozzi tappati temporaneamente e i pozzi tappati permanentemente e abbandonati situati nel loro territorio o soggetti alla loro giurisdizione che sono registrati o sulla cui ubicazione esistono informazioni o prove o la cui ubicazione può essere individuata con un ragionevole sforzo. Tale inventario include almeno gli elementi di cui all'allegato V, parte 1.

Gli Stati membri mantengono e tengono aggiornato tale inventario, anche compiendo ogni ragionevole sforzo per localizzare e documentare tutti i pozzi inattivi, i pozzi tappati temporaneamente e i pozzi tappati permanentemente e abbandonati identificati situati nel loro territorio o soggetti alla loro giurisdizione, sulla base di una valutazione rigorosa che tenga conto dei risultati scientifici più aggiornati e delle migliori tecniche disponibili.

2. In deroga al paragrafo 1, gli Stati membri che notificano alla Commissione prove dell'esistenza nel loro territorio o sotto la loro giurisdizione di 40 000 o più pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e pozzi tappati permanentemente e abbandonati registrati, considerati complessivamente, possono adottare un piano per completare l'inventario di cui al paragrafo 1 e quantificare le emissioni di metano o dimostrare che non vi sono emissioni di metano, a seconda dei casi, in relazione a tali pozzi, includendo almeno gli elementi di cui all'allegato V, parte 1, e lo rendono pubblico, a condizione che:

- a) entro il 5 agosto 2025 almeno il 20 % di detti pozzi sia incluso nell'inventario, dando priorità ai pozzi inattivi e ai pozzi tappati temporaneamente;
- b) entro il 5 agosto 2026, almeno il 40 % di detti pozzi sia incluso nell'inventario;
- c) ogni 12 mesi a partire dal 5 agosto 2026, almeno il 15 % di detti pozzi sia incluso nell'inventario;
- d) tutti i pozzi siano inclusi nell'inventario entro il 5 agosto 2030.

Il piano è soggetto all'approvazione delle autorità competenti.

3. Fatto salvo il paragrafo 4, le relazioni contenenti informazioni relative alla quantificazione delle emissioni di metano e, ove sia presente l'apparecchiatura di monitoraggio della pressione, informazioni relative al monitoraggio della pressione di tutti i pozzi inattivi e i pozzi tappati temporaneamente sono presentate alle autorità competenti entro il 5 maggio 2026 e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno.

Tali relazioni includono la quantificazione delle emissioni di metano nell'atmosfera e nelle acque e informazioni sul monitoraggio della pressione, se del caso, utilizzando le norme o le prescrizioni tecniche di cui all'articolo 32. Fino alla data di applicazione di tali norme o prescrizioni tecniche, i gestori e gli Stati membri, a seconda dei casi, seguono le pratiche industriali più avanzate e utilizzano le migliori tecnologie disponibili per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano.

Qualora i gestori o gli Stati membri comunicano le emissioni di metano nel quadro di accordi internazionali o regionali di cui l'Unione o lo Stato membro interessato è parte, le relazioni di cui al presente paragrafo possono includere le informazioni comunicate nel quadro di tali accordi.

Le relazioni relative ai pozzi inattivi e ai pozzi tappati temporaneamente situati in Stati membri con 40 000 o più pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e pozzi tappati permanentemente e abbandonati, considerati complessivamente, sono presentate entro 12 mesi dall'inclusione di ciascuno dei pozzi nell'inventario e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno.

4. Qualora le autorità competenti ricevano una quantificazione delle emissioni di metano nonché, ove sia presente l'apparecchiatura di monitoraggio della pressione, dati di monitoraggio della pressione che dimostrano che non vi sono state emissioni di metano da un pozzo onshore tappato temporaneamente negli ultimi cinque anni, il paragrafo 3 cessa di applicarsi a tale pozzo.

Qualora le autorità competenti ricevano una quantificazione delle emissioni di metano nonché, ove sia presente l'apparecchiatura di monitoraggio della pressione, dati di monitoraggio della pressione che dimostrano che non vi sono state emissioni di metano da un pozzo offshore inattivo o da un pozzo offshore tappato temporaneamente negli ultimi tre anni, il paragrafo 3 cessa di applicarsi a tale pozzo.

5. Qualora ricevano prove attendibili di quantità rilevanti di emissioni di metano in un pozzo offshore inattivo o in un pozzo tappato temporaneamente dopo il periodo di cui al paragrafo 4, o in un pozzo tappato permanentemente e abbandonato e qualora tali prove siano state confermate da un terzo indipendente, le autorità competenti decidono in merito all'applicazione a tale pozzo degli obblighi di cui al presente articolo relativi ai pozzi tappati temporaneamente.

6. Qualora siano rilevate emissioni di metano in pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente o pozzi tappati permanentemente e abbandonati, gli Stati membri o il responsabile a norma del paragrafo 8 adottano tutte le misure necessarie a loro disposizione per bonificare, risanare eappare permanentemente tali pozzi, a seconda dei casi, ove tecnicamente fattibile e tenendo conto dell'impatto ambientale dei lavori necessari in considerazione della relativa riduzione delle emissioni di metano.

7. Prima di essere presentate alle autorità competenti, le relazioni di cui al paragrafo 3 del presente articolo sono valutate da un verificatore e includono una dichiarazione di verifica rilasciata a norma dell'articolo 8.

8. Gli Stati membri fanno in modo che i gestori adempiano agli obblighi di cui ai paragrafi da 3 a 7 e al paragrafo 9. Qualora un gestore, un proprietario, un licenziatario o una parte altrimenti responsabile del pozzo ai sensi del diritto nazionale fornisca all'autorità competente prove adeguate e affidabili per dimostrare che non dispone dei mezzi finanziari adeguati per adempiere tali obblighi o qualora il responsabile non possa essere identificato, la responsabilità di tali obblighi ricade sullo Stato membro.

9. Entro il 5 agosto 2026, gli Stati membri o il responsabile a norma del paragrafo 8 elaborano un piano di mitigazione inteso a bonificare, risanare eappare permanentemente i pozzi inattivi e i pozzi tappati temporaneamente, che includa almeno gli elementi di cui all'allegato V, parte 2, e lo attuano entro 12 mesi dalla data di presentazione della prima relazione di cui al paragrafo 3.

In deroga al primo comma, uno Stato membro o il responsabile a norma del paragrafo 8 può dimostrare che l'attuazione di tale piano di mitigazione non è possibile entro il suddetto termine a causa di considerazioni tecniche, amministrative o di sicurezza, può ritardarne l'attuazione. Il piano di mitigazione comprende tutte le prove necessarie a giustificare tale decisione. In tali casi, l'attuazione è effettuata quanto prima garantendo che la data di conclusione delle azioni di mitigazione per ciascun pozzo non superi i tre anni dalla presentazione della prima relazione di cui al paragrafo 3.

Le autorità competenti possono imporre al responsabile di modificare il piano di mitigazione tenuto conto delle prescrizioni del presente regolamento.

Gli Stati membri o il responsabile a norma del paragrafo 8 aggiornano periodicamente il piano di mitigazione, in linea con l'inventario di cui al paragrafo 1, con le relazioni di cui al paragrafo 3 e con le eventuali modifiche o nuove informazioni da esso derivate, nonché sulla base di una solida valutazione che tenga conto dei risultati scientifici più aggiornati e delle migliori tecniche disponibili.

I piani di mitigazione sono basati sull'inventario di cui al paragrafo 1 e sulle relazioni di cui al paragrafo 3 per stabilire la priorità delle attività, tra le quali:

- a) bonifica e risanamento dei pozzi e posa di tappi permanenti;
- b) risanamento delle strade di accesso corrispondenti o della superficie sommersa circostante, a seconda dei casi;
- c) ripristino di terreni, acque, fondali marini e habitat interessati dai pozzi e dalle operazioni precedenti;
- d) monitoraggio per garantire che i pozzi tappati non siano una fonte di emissioni di metano conformemente al presente articolo.

10. Le autorità competenti riesaminano le relazioni e i piani di mitigazione di cui al presente articolo e li mettono a disposizione del pubblico e della Commissione conformemente all'articolo 5, paragrafo 4, entro tre mesi dalla loro presentazione da parte di un gestore o dal completamento di un piano di mitigazione da parte di uno Stato membro.

11. Fatte salve le direttive 2008/56/CE e 2013/30/UE, le autorità competenti possono decidere di esentare dalle prescrizioni di cui al presente articolo, paragrafo 3 o 9, i pozzi offshore petroliferi e di gas situati a una profondità dell'acqua superiore a 700 metri, se possono essere fornite prove solide del fatto che con buona probabilità l'impatto sul clima delle potenziali emissioni di metano da tali componenti sarà trascurabile.

12. Fatte salve le direttive 2008/56/CE e 2013/30/UE e previa approvazione da parte delle autorità competenti, i pozzi offshore tappati temporaneamente e i pozzi tappati permanentemente e abbandonati situati a una profondità dell'acqua compresa tra i 200 e i 700 metri possono essere esentati dalle prescrizioni di cui al paragrafo 3 o 9 del presente articolo se il gestore può dimostrare, facendo riferimento a una valutazione di impatto ambientale condotta prima della perforazione oppure in seguito a incidenti durante le operazioni, che con buona probabilità l'impatto sul clima delle potenziali emissioni di metano da tali pozzi sarà trascurabile.

CAPO 4

EMISSIONI DI METANO NEL SETTORE DEL CARBONE

Sezione I

Monitoraggio e comunicazione per le miniere di carbone attive

Articolo 19

Ambito di applicazione

1. La presente sezione si applica alle miniere di carbone sotterranee e a cielo aperto attive.
2. Le emissioni di metano risultanti dalle miniere di carbone sotterranee attive includono le seguenti:
 - a) emissioni di metano da tutti i pozzi di ventilazione utilizzati dal gestore della miniera;
 - b) emissioni di metano dalle stazioni di drenaggio e dal sistema di drenaggio del metano, siano esse dovute a rilasci intenzionali o accidentali oppure a combustione in torcia incompleta;
 - c) emissioni di metano che hanno luogo durante le attività post estrattive e all'interno dell'area della miniera di carbone.
3. Le emissioni di metano risultanti dalle miniere di carbone a cielo aperto attive includono le seguenti:
 - a) emissioni di metano che si verificano presso la miniera di carbone durante il processo di estrazione;
 - b) emissioni di metano che hanno luogo durante le attività post estrattive e all'interno dell'area della miniera di carbone.

Articolo 20

Monitoraggio e comunicazione

1. Per le miniere di carbone sotterranee, i gestori di miniere effettuano misurazioni in continuo dirette a livello di fonte e quantificazioni presso tutti i pozzi di ventilazione dell'aria di scarico. I gestori di miniere comunicano alle autorità competenti le emissioni di metano per pozzo di ventilazione, all'anno, in chilotonnellate di metano, utilizzando apparecchiature e metodologie che consentono un'accuratezza della misurazione con una tolleranza di 0,5 kt/anno di metano o del 5 % del quantitativo segnalato, se tale valore è inferiore.
2. I gestori delle stazioni di drenaggio effettuano misurazioni in continuo dirette a livello di fonte e quantificazioni delle emissioni totali di metano rilasciato e bruciato in torcia, indipendentemente dai motivi del rilascio e della combustione in torcia.
3. Per le miniere di carbone a cielo aperto, i gestori di miniere utilizzano fattori di emissione di metano da miniere di carbone specifici del giacimento per quantificare le emissioni di metano risultanti dalle operazioni di estrazione. I gestori di miniere stabiliscono tali fattori di emissione su base trimestrale, conformemente a norme scientifiche adeguate e tenendo conto delle emissioni di metano dagli strati circostanti.
4. Le misurazioni e le quantificazioni di cui ai paragrafi 1, 2 e 3 sono effettuate conformemente alle norme o prescrizioni tecniche applicabili di cui all'articolo 32. Fino alla data di applicazione di tali norme o prescrizioni tecniche, i gestori di miniere seguono le pratiche industriali più avanzate e utilizzano le migliori tecnologie disponibili per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano. I gestori di miniere forniscono alle autorità competenti e ai verificatori informazioni sulle norme, comprese le norme internazionali, o sulle metodologie utilizzate.

Per quanto concerne le misurazioni in continuo dirette a livello di fonte e la quantificazione di cui ai paragrafi 1 e 2, se parte dell'apparecchiatura di misurazione non funziona per un determinato periodo, le letture effettuate nel periodo in cui l'apparecchiatura funzionava possono essere utilizzate per stimare i dati su base pro rata per il periodo in cui l'apparecchiatura non funzionava.

L'apparecchiatura utilizzata per le misurazioni in continuo dirette a livello di fonte e la quantificazione di cui ai paragrafi 1 e 2 funziona per oltre il 90 % del periodo in cui è usata per monitorare le emissioni di metano, esclusi i tempi di fermo necessari per la ricalibratura e le riparazioni.

5. Se del caso, i gestori di miniere stimano le emissioni di metano risultanti dall'estrazione di carbone utilizzando fattori di emissione dell'attività carbonifera aggiornati annualmente, sulla base di campioni di carbone specifici del giacimento e in conformità di norme scientifiche adeguate.

6. Entro il 5 agosto 2025 e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, i gestori di miniere e i gestori di stazioni di drenaggio presentano alle autorità competenti una relazione contenente dati sulle emissioni annuali di metano a livello di fonte in conformità del presente articolo.

Tale relazione riguarda l'ultimo anno civile disponibile e include gli elementi di cui all'allegato VI, parte 1, per le miniere di carbone sotterranee attive, all'allegato VI, parte 2, per le miniere di carbone a cielo aperto attive e all'allegato VI, parte 3, per le stazioni di drenaggio.

Prima di presentarle alle autorità competenti, i gestori di miniere e i gestori di stazioni di drenaggio si assicurano che le relazioni di cui al presente paragrafo siano valutate da un verificatore e includano una dichiarazione di verifica rilasciata a norma dell'articolo 8.

7. Le autorità competenti mettono a disposizione del pubblico e della Commissione le relazioni di cui al presente articolo conformemente all'articolo 5, paragrafo 4, entro tre mesi dalla presentazione da parte dei gestori di miniere.

Sezione II

Mitigazione delle emissioni di metano risultanti dalle miniere di carbone sotterranee attive

Articolo 21

Ambito di applicazione

La presente sezione si applica alle emissioni di metano dalle miniere di carbone sotterranee di cui all'articolo 19, paragrafo 2.

Articolo 22

Misure di mitigazione

1. Dal 1° gennaio 2025 sono vietati la combustione in torcia con un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione inferiore al 99 % e il rilascio del metano dai sistemi di drenaggio, fatta eccezione in caso di emergenza o malfunzionamento, o se inevitabile e strettamente necessario a fini di manutenzione, e fatta eccezione per il rilascio conformemente al paragrafo 2. In tali casi i gestori delle stazioni di drenaggio effettuano il rilascio solo se la combustione in torcia non è tecnicamente fattibile o rischia di mettere in pericolo la sicurezza delle operazioni o del personale. In tal caso, nell'ambito degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 23, i gestori delle stazioni di drenaggio dimostrano alle autorità competenti la necessità del rilascio anziché della combustione in torcia.

2. Dal 1° gennaio 2027 è vietato il rilascio di metano attraverso pozzi di ventilazione nelle miniere di carbone che emettono più di cinque tonnellate di metano per chilotonnellata di carbone estratto, diverse dalle miniere di carbone coke, eccetto in caso di emergenza.

Dal 1° gennaio 2031 è vietato il rilascio di metano attraverso pozzi di ventilazione nelle miniere di carbone che emettono più di tre tonnellate di metano per chilotonnellata di carbone estratto, diverse dalle miniere di carbone coke, eccetto in caso di emergenza.

Tali soglie si applicano per anno, per miniera e per gestore, se un soggetto gestisce varie miniere di carbone.

Le misure adottate a norma del presente paragrafo non comportano un deterioramento della sicurezza dei lavoratori.

3. Entro il 5 agosto 2027 la Commissione adotta un atto delegato a norma dell'articolo 34 per integrare il presente regolamento stabilendo restrizioni per il rilascio di metano dai pozzi di ventilazione delle miniere di carbone coke.

4. Fatti salvi gli articoli 107 e 108 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), per ridurre le emissioni di metano gli Stati membri possono utilizzare un sistema di incentivi basato su tariffe, oneri o sanzioni quale previsto all'articolo 33, al fine di assicurare che i gestori delle miniere di carbone esistenti rispettino gli obblighi di cui ai paragrafi 1 e 2 del presente articolo.

Articolo 23

Comunicazione di eventi di rilascio e di eventi di combustione in torcia

1. Dal 1° gennaio 2025, i gestori delle stazioni di drenaggio notificano alle autorità competenti tutti gli eventi di rilascio e tutti gli eventi di combustione in torcia con un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione inferiore al 99%:

- a) causati da un'emergenza o da malfunzionamento;
- b) che hanno luogo inevitabilmente a causa della manutenzione del sistema di drenaggio.

Tale notifica è effettuata conformemente all'allegato VII, senza indugio dopo l'evento e al più tardi entro 48 ore dall'inizio dell'evento o dal momento in cui il gestore ne è venuto a conoscenza.

2. Le autorità competenti mettono a disposizione del pubblico e della Commissione su base annuale e conformemente all'articolo 5, paragrafo 4, le informazioni che sono state presentate loro a norma del presente articolo.

Sezione III

Emissioni di metano da miniere di carbone sotterranee chiuse e da miniere di carbone sotterranee abbandonate

Articolo 24

Ambito di applicazione

La presente sezione si applica alle seguenti emissioni di metano da miniere di carbone sotterranee chiuse e da miniere di carbone sotterranee abbandonate nelle quali la produzione di carbone è cessata dopo il 3 agosto 1954:

- a) emissioni di metano da tutti i pozzi di ventilazione che continuano a emettere metano;
- b) emissioni di metano da apparecchiature per l'estrazione di carbone il cui uso è stato interrotto;
- c) emissioni di metano da altre fonti localizzate ben definite come specificato nell'allegato VIII, parte 1.

Articolo 25

Monitoraggio e comunicazione

1. Entro il 5 agosto 2025 gli Stati membri istituiscono e rendono pubblico un inventario di tutte le miniere di carbone sotterranee chiuse e le miniere di carbone sotterranee abbandonate nel loro territorio o soggette alla loro giurisdizione in cui le operazioni sono cessate dopo il 3 agosto 1954, conformemente alla metodologia e includendo almeno gli elementi di cui all'allegato VIII, parte 1.

2. A decorrere dal 5 maggio 2026 le emissioni di metano sono misurate in tutte le miniere di carbone sotterranee chiuse e le miniere di carbone sotterranee abbandonate in cui le operazioni sono cessate dopo il 3 agosto 1954.

Le apparecchiature di misurazione sono installate in tutti gli elementi di cui all'allegato VIII, parte 1, punto 1.5, per i quali, sulla base dell'inventario di cui al paragrafo 1 del presente articolo, sono state riscontrate emissioni superiori a 0,5 tonnellate di metano all'anno. Tali apparecchiature di misurazione effettuano misurazioni dirette a livello di fonte o quantificazioni a livello di fonte conformemente alle norme o alle prescrizioni tecniche applicabili stabilite ai sensi dell'articolo 32, almeno con cadenza oraria e di qualità sufficiente a consentire una stima rappresentativa delle emissioni annue di metano presso tutti gli elementi elencati nell'allegato VIII, parte 1, punto 1.5, che sono risultati emettere metano.

Fino alla data di applicazione di tali norme o prescrizioni tecniche, i gestori di miniere seguono le pratiche industriali più avanzate e utilizzano le migliori tecnologie disponibili per la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano. I gestori di miniere forniscono alle autorità competenti e ai verificatori informazioni sulle norme, comprese le norme europee o altre norme internazionali, sulle prescrizioni tecniche o sulle metodologie utilizzate.

Le apparecchiature di misurazione funzionano per oltre il 90 % del periodo in cui sono utilizzate per monitorare le emissioni di metano, esclusi i tempi di fermo necessari per la ricalibratura e le riparazioni.

3. Se le emissioni annue di metano osservate di uno degli elementi elencati nell'allegato VIII, parte 1, punto 1.5, sono inferiori a 1 tonnellata di metano per sei anni consecutivi nel caso di miniere di carbone sotterranee allagate o per dodici anni consecutivi nel caso di miniere di carbone sotterranee non allagate, per tale elemento specifico non sono effettuati ulteriori monitoraggi e comunicazioni.

4. Su richiesta del responsabile, le autorità competenti possono esentare le miniere di carbone sotterranee chiuse e le miniere di carbone sotterranee abbandonate dagli obblighi di cui ai paragrafi 2 e 3 del presente regolamento e all'allegato VIII, parte 1, punto 1.5, se il responsabile dimostra che tali miniere sono completamente allagate da almeno dieci anni prima della data della richiesta.

Tale richiesta è corredata di una relazione del responsabile. Detta relazione dimostra che le condizioni idrogeologiche si sono stabilizzate e che non vi sono quantità rilevanti di emissioni di metano dalla miniera di carbone in questione. Le autorità competenti rendono pubblica la relazione conformemente al diritto nazionale.

5. Se le autorità competenti ricevono prove attendibili di quantità rilevanti di emissioni di metano provenienti da una miniera di carbone sotterranea chiusa o da una miniera di carbone sotterranea abbandonata di cui al paragrafo 4, a tale miniera di carbone si applicano gli obblighi di cui ai paragrafi 2 e 3.

6. Entro il 5 agosto 2026 e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, sono presentate alle autorità competenti relazioni contenenti le stime dei dati sulle emissioni annuali di metano a livello di fonte.

Tali relazioni riguardano l'ultimo anno civile disponibile e includono gli elementi di cui all'allegato VIII, parte 2.

Prima di essere presentate alle autorità competenti, le relazioni di cui al presente paragrafo sono valutate da un verificatore e includono una dichiarazione di verifica rilasciata a norma dell'articolo 8.

7. I gestori di miniere o gli Stati membri sono responsabili del rispetto delle prescrizioni di cui ai paragrafi da 2 a 6 del presente articolo per quanto concerne le miniere di carbone sotterranee chiuse. Gli Stati membri sono responsabili del rispetto delle prescrizioni di cui ai paragrafi da 2 a 6 del presente articolo per quanto concerne le miniere di carbone sotterranee abbandonate. In caso di usi alternativi delle miniere di carbone sotterranee abbandonate, il titolare dell'autorizzazione di cui all'articolo 26, paragrafo 3, è responsabile per il rispetto delle prescrizioni di cui ai paragrafi 2, 3 e 6 del presente articolo.

8. Le autorità competenti mettono a disposizione del pubblico e della Commissione le relazioni di cui al presente articolo conformemente all'articolo 5, paragrafo 4, entro tre mesi dalla presentazione da parte del responsabile.

Articolo 26

Misure di mitigazione

1. Sulla base dell'inventario di cui all'articolo 25, gli Stati membri elaborano e attuano un piano di mitigazione delle emissioni di metano dalle miniere di carbone sotterranee chiuse e dalle miniere di carbone sotterranee abbandonate in cui le operazioni sono cessate dopo il 3 agosto 1954.

Tale piano di mitigazione è presentato alle autorità competenti entro il 5 febbraio 2027. Esso include le tappe fondamentali per la sua attuazione e almeno gli elementi di cui all'allegato VIII, parte 3.

2. Il rilascio e la combustione in torcia dalle apparecchiature di cui all'articolo 25, paragrafo 2, sono vietati a decorrere dal 1° gennaio 2030, fatto salvo il caso in cui l'uso del metano o la riduzione delle emissioni di metano non sia tecnicamente fattibile o rischi di mettere in pericolo la sicurezza ambientale, la sicurezza umana, compresa quella del

personale, o la salute. In tal caso, nell'ambito degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 25, i gestori di miniere o gli Stati membri dimostrano la necessità di procedere a rilascio o combustione in torcia anziché usare il metano o ridurre le emissioni di metano.

3. L'uso alternativo delle miniere di carbone sotterranee abbandonate è consentito previa procedura di autorizzazione adattata al tipo specifico di uso alternativo della miniera di carbone sotterranea abbandonata. Il richiedente presenta alle autorità competenti un piano dettagliato di misure per evitare le emissioni di metano. Il titolare dell'autorizzazione rispetta gli obblighi di monitoraggio, comunicazione e mitigazione di cui all'articolo 25 e al presente articolo.

4. Fatto salvo il diritto settoriale dell'Unione applicabile, per le miniere di carbone sotterranee chiuse sono consentite le buone pratiche esistenti in materia di mitigazione volte a ridurre le emissioni di metano.

CAPO 5

EMISSIONI DI METANO DA PETROLIO GREGGIO, GAS NATURALE E CARBONE IMMESSI SUL MERCATO DELL'UNIONE

Articolo 27

Obblighi applicabili agli importatori

1. Entro il 5 maggio 2025 e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, gli importatori forniscono le informazioni di cui all'allegato IX alle autorità competenti dello Stato membro in cui sono stabiliti. Qualora non forniscano, in tutto o in parte, tali informazioni, gli importatori forniscono a dette autorità competenti una valida giustificazione di tale mancanza e specificano le azioni intraprese per ottenere tali informazioni.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 31 per modificare il presente regolamento modificando le informazioni che devono essere richieste agli importatori.

2. Entro il 5 agosto 2025 e successivamente entro il 31 agosto di ogni anno, gli Stati membri trasmettono alla Commissione le informazioni fornite dagli importatori.

La Commissione mette a disposizione tali informazioni conformemente all'articolo 30.

Articolo 28

Equivalenza delle misure di monitoraggio, comunicazione e verifica

1. A decorrere dal 1° gennaio 2027 gli importatori dimostrano, e comunicano conformemente all'articolo 27, paragrafo 1, alle autorità competenti dello Stato membro in cui sono stabiliti che i contratti conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente a tale data per la fornitura di petrolio greggio, gas naturale o carbone prodotti al di fuori dell'Unione riguardano solo petrolio greggio, gas naturale o carbone soggetto a misure di monitoraggio, comunicazione e verifica applicate al livello del produttore che sono equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento.

2. Per i contratti conclusi prima del 4 agosto 2024 per la fornitura di petrolio greggio, gas naturale o carbone prodotti al di fuori dell'Unione, gli importatori compiono ogni ragionevole sforzo per esigere che il petrolio greggio, il gas naturale o il carbone sia soggetto a misure di monitoraggio, comunicazione e verifica applicate al livello del produttore che siano equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento. Tra tali sforzi può figurare la modifica di detti contratti.

A decorrere dal 1° gennaio 2027 gli importatori informano annualmente le autorità competenti dello Stato membro in cui sono stabiliti in merito ai risultati di tali sforzi, nel quadro delle informazioni da fornire a norma dell'articolo 27, paragrafo 1, e in caso di mancato adempimento forniscono una valida giustificazione a tali autorità competenti e indicano le azioni intraprese come parte di tali sforzi.

3. La Commissione formula raccomandazioni contenenti clausole tipo facoltative relative alle informazioni da fornire ai fini dei paragrafi 1 e 2, a uso degli importatori che immettono petrolio greggio, gas naturale e carbone sul mercato dell'Unione nel processo di modifica o rinnovo di contratti esistenti o di sottoscrizione di nuovi contratti per la fornitura di petrolio greggio, gas naturale e carbone.

4. Le autorità competenti degli Stati membri proteggono la riservatezza delle informazioni ricevute dagli importatori a norma del presente articolo, in conformità del diritto dell'Unione. Le autorità competenti trasmettono tali informazioni alla Commissione, che ne protegge la riservatezza, in conformità del diritto dell'Unione.

5. Ai fini del presente articolo le misure di monitoraggio, comunicazione e verifica sono considerate equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento nei seguenti casi:

a) il petrolio greggio, il gas naturale e il carbone sono soggetti a una verifica da parte di un terzo indipendente equivalente a quella stabilita agli articoli 8 e 9, e il produttore stabilito in un paese terzo applica:

i) per il petrolio greggio e il gas naturale, misure di monitoraggio e comunicazione che garantiscono la quantificazione delle emissioni di metano equivalenti a quelle stabilite all'articolo 12 o un monitoraggio e una comunicazione di livello 5 nel quadro OGPM 2.0;

ii) per il carbone, misure di monitoraggio e comunicazione equivalenti a quelle stabilite all'articolo 20; o

b) il paese terzo ha istituito un quadro normativo in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica almeno equivalente a quello applicato nell'Unione e lo applica ai produttori e agli esportatori stabiliti in tale paese terzo che forniscono petrolio greggio, gas naturale o carbone al mercato dell'Unione; il paese terzo ha dimostrato in particolare che tali obblighi di monitoraggio e comunicazione garantiscono almeno la quantificazione a livello di fonte e di sito e relazioni periodiche equivalenti a quelle stabilite all'articolo 12 per il petrolio greggio e il gas naturale e all'articolo 20 per il carbone e che sono in atto una verifica efficace da parte di un terzo indipendente, equivalente a quella stabilita agli articoli 8 e 9, nonché una vigilanza e un'applicazione efficaci.

6. Ai fini del paragrafo 5, lettera b), la Commissione stabilisce, mediante un atto di esecuzione, la procedura e i requisiti relativi alle prove che un paese terzo deve fornire per stabilire l'equivalenza. Tale atto di esecuzione è adottato secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 35, paragrafo 3.

La procedura per stabilire l'equivalenza può essere avviata su richiesta di un paese terzo o dalla Commissione.

La Commissione dialoga attivamente con tutti i paesi terzi che esportano petrolio greggio, gas naturale o carbone verso il mercato dell'Unione al fine di ottenere il loro accordo per avviare tale procedura, tenendo conto delle quantità importate da tali paesi terzi e del loro potenziale di riduzione delle rispettive emissioni di metano.

L'equivalenza è stabilita dalla Commissione, mediante atti di esecuzione per ciascun paese terzo interessato, solo qualora il paese terzo soddisfi tutte le condizioni di cui al paragrafo 5, lettera b), del presente articolo e siano fornite tutte le prove richieste. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 35, paragrafo 3, del presente regolamento. La Commissione si astiene dall'adottare tali atti di esecuzione nel caso in cui la loro adozione eluderebbe le misure restrittive adottate ai sensi dell'articolo 215 TFUE che limitano l'importazione di petrolio greggio, gas naturale o carbone.

La Commissione può revocare in qualsiasi momento l'equivalenza mediante un atto di esecuzione qualora il paese terzo, per un periodo di almeno 12 mesi, non soddisfi più, di diritto o di fatto, le condizioni di cui al paragrafo 5, lettera b), del presente articolo. Tale atto di esecuzione è adottato secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 35, paragrafo 3. Prima dell'adozione di tale atto di esecuzione la Commissione notifica al paese terzo le sue preoccupazioni dandogli l'opportunità di pronunciarsi in merito.

Nel preparare gli atti di esecuzione di cui al presente paragrafo, la Commissione ne informa il gruppo di coordinamento per il petrolio istituito dalla direttiva 2009/119/CE del Consiglio⁽²⁸⁾, il gruppo di coordinamento del gas istituito dal regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽²⁹⁾ e il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica istituito dalla Commissione, nonché altri portatori di interessi pertinenti. Tali atti di esecuzione entrano in vigore non prima di 30 giorni di calendario dalla loro data di adozione.

7. Gli importatori sono esentati dagli obblighi di comunicazione di cui ai paragrafi 1 e 2 qualora importino petrolio greggio, gas naturale o carbone da un paese terzo per il quale sia stata stabilita l'equivalenza in conformità del paragrafo 6.

⁽²⁸⁾ Direttiva 2009/119/CE del Consiglio, del 14 settembre 2009, che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi (GU L 265 del 9.10.2009, pag. 9).

⁽²⁹⁾ Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1).

8. Dal 4 agosto 2024, se del caso e fatte salve le procedure applicabili, la Commissione propone e mira a far sottoscrivere all'Unione quadri di cooperazione con i paesi terzi da cui l'Unione importa petrolio greggio, gas naturale o carbone al fine di sostenerli nell'istituzione di un sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica equivalente a quello istituito dal presente regolamento. La Commissione non raccomanda la sottoscrizione di tali quadri di cooperazione nel caso in cui essi eluderebbero le misure restrittive adottate ai sensi dell'articolo 215 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea relativamente all'importazione di petrolio greggio, gas naturale o carbone.

Articolo 29

Intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone

1. Entro il 5 agosto 2028 e successivamente ogni anno, per i contratti di fornitura conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente a tale data, i produttori dell'Unione e, a norma dell'articolo 27, paragrafo 1, gli importatori comunicano alle autorità competenti degli Stati membri in cui sono stabiliti l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone da loro immessi sul mercato dell'Unione, calcolata secondo la metodologia stabilita in conformità del paragrafo 4 del presente articolo.

Per i contratti di fornitura conclusi prima del 4 agosto 2024, i produttori dell'Unione e, a norma dell'articolo 27, paragrafo 1, gli importatori compiono ogni ragionevole sforzo per comunicare alle autorità competenti degli Stati membri in cui sono stabiliti l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone da loro immessi sul mercato dell'Unione, calcolata secondo la metodologia stabilita in conformità del paragrafo 4 del presente articolo. Dal 5 agosto 2028 i produttori e gli importatori dell'Unione che immettono sul mercato dell'Unione petrolio greggio, gas naturale e carbone riferiscono annualmente alle autorità competenti degli Stati membri in cui sono stabiliti in merito ai risultati di tali sforzi.

2. Entro il 5 agosto 2030 e successivamente ogni anno, i produttori e gli importatori dell'Unione che immettono sul mercato dell'Unione petrolio greggio, gas naturale e carbone nel quadro di contratti di fornitura conclusi o rinnovati dopo il 5 agosto 2030 dimostrano alle autorità competenti degli Stati membri in cui sono stabiliti che l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone da loro immessi sul mercato dell'Unione, calcolata secondo la metodologia stabilita in conformità del paragrafo 4, è inferiore ai valori massimi di intensità di metano stabiliti in conformità del paragrafo 6 per promuovere le riduzioni delle emissioni globali di metano per tali prodotti.

3. Le autorità competenti degli Stati membri proteggono la riservatezza delle informazioni ricevute dai produttori e dagli importatori dell'Unione a norma del presente articolo, in conformità del diritto dell'Unione. Le autorità competenti trasmettono tali informazioni alla Commissione, che ne protegge la riservatezza, in conformità del diritto dell'Unione.

4. Entro il 5 agosto 2027 la Commissione adotta un atto delegato in conformità dell'articolo 34 per integrare il presente regolamento definendo la metodologia di calcolo, al livello del produttore, dell'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione. Tale metodologia tiene conto dei diversi processi di produzione e delle condizioni del sito, nonché delle metodologie e migliori pratiche internazionali esistenti per il calcolo dell'intensità di metano. Tale metodologia è non discriminatoria ed è fondata su criteri trasparenti e oggettivi. Nel preparare tali atti delegati, la Commissione ne informa il gruppo di coordinamento per il petrolio, il gruppo di coordinamento del gas, il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica e altri portatori di interessi pertinenti.

5. Entro il 5 agosto 2029 la Commissione valuta l'impatto potenziale di vari livelli di valori massimi di intensità di metano associati al petrolio greggio, al gas naturale e al carbone immessi sul mercato dell'Unione al livello del produttore e presenta una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio. La relazione include una valutazione della potenziale riduzione delle emissioni di metano a livello mondiale, dell'impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico a livello dell'Unione e nazionale e sulla competitività dell'economia dell'Unione, come anche delle potenziali distorsioni del mercato a livello mondiale e regionale. Tale relazione include altresì una valutazione del mercato per quanto riguarda l'intensità di metano delle forniture attuali e future all'Unione fino al 2049, mediante sia contratti a lungo termine che acquisti puntuali. Tale valutazione analizza la situazione per Stato membro, tenendo conto degli impegni contrattuali assunti prima del 4 agosto 2024, delle capacità delle infrastrutture energetiche e dei potenziali vincoli.

6. Sulla base della valutazione di cui al paragrafo 5 e di criteri oggettivi, la Commissione adotta atti delegati in conformità dell'articolo 34 per integrare il presente regolamento definendo i valori massimi di intensità di metano associati al petrolio greggio, al gas naturale e al carbone immessi sul mercato dell'Unione al livello del produttore. Tali atti delegati sono coerenti con la metodologia di calcolo dell'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione, definita in conformità del presente articolo. Tali atti delegati specificano altresì diverse classi di intensità di metano per il petrolio greggio, il gas naturale e il carbone. Detti valori massimi di intensità di metano sono determinati separatamente per il petrolio greggio, il gas naturale e il carbone e comprendono la classe o le classi con le prestazioni migliori. Tali valori massimi di intensità di metano e classi di intensità di metano tengono conto delle differenze in termini di fonti, processi produttivi e condizioni del sito e sono fissati a livelli che promuovono la

riduzione delle emissioni di metano a livello mondiale relativamente al petrolio greggio, al gas naturale e al carbone immessi sul mercato dell'Unione, preservando al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico a livello dell'Unione e nazionale, garantendo una distribuzione equilibrata dei volumi di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione come anche un trattamento non discriminatorio, e proteggendo la competitività dell'economia dell'Unione.

Articolo 30

Banca dati per la trasparenza sul metano e profili di prestazione in materia di metano

1. Entro il 5 febbraio 2026 la Commissione istituisce e mantiene una banca dati per la trasparenza sul metano, comprese informazioni pertinenti sulle imprese, sugli importatori e sui volumi di petrolio greggio, gas naturale e carbone degli Stati membri e dei paesi terzi immessi sul mercato dell'Unione, in particolare le informazioni presentate in applicazione dell'articolo 12, paragrafo 8, dell'articolo 18, paragrafo 10, dell'articolo 20, paragrafo 7, dell'articolo 23, paragrafo 2, dell'articolo 25, paragrafo 8, dell'articolo 27, paragrafo 2, dell'articolo 28, paragrafo 4, e dell'articolo 29, paragrafo 3.
2. Oltre alle informazioni di cui al paragrafo 1, la banca dati contiene almeno le informazioni seguenti:
 - a) l'elenco dei paesi terzi nei quali il petrolio greggio, il gas naturale o il carbone è prodotto e dai quali è esportato verso l'Unione;
 - b) per ciascuno Stato membro o ciascun paese terzo di cui alla lettera a), le seguenti informazioni:
 - i) se vi vigono misure di regolamentazione obbligatorie sulle emissioni di metano del settore dell'energia, riguardanti le misure previste dal presente regolamento in materia di misurazione, comunicazione, verifica e mitigazione delle emissioni di metano del settore dell'energia, in particolare le restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia;
 - ii) se ha firmato l'accordo di Parigi adottato nel quadro della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) e se ha aderito all'impegno mondiale sul metano;
 - iii) se presenta relazioni sugli inventari nazionali in conformità delle prescrizioni dell'UNFCCC, se del caso;
 - iv) se le relazioni sugli inventari nazionali presentate a norma dell'UNFCCC includono una comunicazione di livello 3 delle emissioni di metano del settore dell'energia, ove applicabile, e specificano le categorie delle emissioni di metano comunicate a livello 3;
 - v) la quantità di emissioni di metano del settore dell'energia specificate nelle relazioni sugli inventari nazionali presentate ai sensi dell'UNFCCC, se applicabile, e se tali dati sono stati sottoposti a verifica indipendente;
 - vi) se disponibili, collegamenti elettronici a fonti nazionali di dati con informazioni sulle emissioni di metano del settore dell'energia;
 - c) per ciascuno Stato membro un elenco di importatori che immettono petrolio greggio, gas naturale o carbone sul mercato dell'Unione;
 - d) per ciascun paese terzo di cui alla lettera a), le seguenti informazioni:
 - i) un elenco dei produttori o degli esportatori verso l'Unione di petrolio greggio, gas naturale o carbone, a seconda dei casi, con l'indicazione della loro eventuale partecipazione a iniziative globali di riduzione delle emissioni di metano, quali l'OGMP e l'iniziativa «Zero Routine Flaring» (zero combustione in torcia di routine);
 - ii) valori indicativi di stima delle emissioni di metano connesse al trasporto di petrolio greggio, gas naturale e carbone.

La banca dati per la trasparenza sul metano funge da strumento informativo disponibile pubblicamente a titolo gratuito.

La banca dati per la trasparenza sul metano indica se la qualità e l'affidabilità delle informazioni trasmesse sono state verificate da terzi indipendenti.

3. Entro il 5 agosto 2026, sulla base delle informazioni disponibili nella banca dati per la trasparenza sul metano, la Commissione pubblica i profili di prestazione in materia di metano degli Stati membri e dei produttori o importatori dell'Unione, a seconda dei casi, che immettono petrolio greggio, gas naturale o carbone sul mercato dell'Unione, come anche dei paesi terzi da cui l'Unione importa petrolio greggio, gas naturale o carbone e dei produttori o esportatori di paesi terzi che li forniscono all'Unione.
4. I profili di prestazione in materia di metano pubblicati in conformità del paragrafo 3 sono aggiornati annualmente e contengono, per lo meno e se del caso:
 - a) le emissioni di metano connesse al petrolio greggio, al gas naturale e al carbone immessi sul mercato dell'Unione e una valutazione della qualità dei dati relativi alle emissioni di metano comunicate, compreso il livello della comunicazione del quadro OGMP 2.0, se del caso;
 - b) una valutazione degli sforzi intrapresi per monitorare, comunicare e ridurre le emissioni di metano da parte dei produttori o importatori dell'Unione, come anche dei produttori o esportatori di paesi terzi, che immettono petrolio greggio, gas naturale o carbone sul mercato dell'Unione, anche per regione, se pertinente;
 - c) analisi di eventi di super-emissione verificatisi in Stati membri o in paesi terzi da cui l'Unione importa petrolio greggio, gas naturale o carbone e delle modalità con cui tali eventi sono stati affrontati.
5. I profili di prestazione in materia di metano pubblicati in conformità del paragrafo 3 sono resi pubblici online a titolo gratuito.
6. Il presente articolo si applica fatta salva la direttiva (UE) 2016/943.

Articolo 31

Strumento di monitoraggio mondiale del metano e meccanismo di reazione rapida

1. Entro il 5 agosto 2026 la Commissione istituisce uno strumento di monitoraggio mondiale del metano basato su dati satellitari e sul contributo di vari fornitori e servizi di dati certificati, compresa la componente Copernicus del programma spaziale dell'Unione istituito dal regolamento (UE) 2021/696. A tal fine la Commissione può ricorrere a strumenti o quadri internazionali esistenti, se disponibili.

Lo strumento di monitoraggio mondiale del metano è reso pubblico e fornisce aggiornamenti regolari almeno sul verificarsi, sull'entità e sull'ubicazione degli eventi ad alte emissioni di metano da fonti di energia all'interno o all'esterno dell'Unione.

2. Entro il 5 febbraio 2026 la Commissione istituisce un meccanismo di reazione rapida per affrontare gli eventi ad alte emissioni.

La Commissione notifica tempestivamente qualsiasi evento ad alte emissioni rilevato allo Stato membro o al paese terzo sotto la cui giurisdizione si è verificato l'evento, secondo il caso. Ove possibile la Commissione notifica anche il produttore connesso alla fonte o all'insieme di fonti collegate che emettono metano. La notifica comprende una richiesta di fornire tempestivamente informazioni supplementari sull'evento ad alte emissioni e sulle misure correttive adottate o di cui si prevede l'adozione al fine di attenuare l'impatto dell'evento o fermarlo, inclusa la tempistica per la realizzazione delle misure. La Commissione prende tutti i contatti necessari per ottenere e verificare le informazioni ricevute in relazione all'evento, anche, se del caso, in cooperazione con le organizzazioni internazionali competenti. A tal fine la Commissione può ricorrere a strumenti o quadri internazionali esistenti, se disponibili.

3. La Commissione propone l'avvio, a nome dell'Unione, di dialoghi bilaterali con i paesi terzi da cui l'Unione importa petrolio greggio, gas naturale o carbone, al fine di istituire un quadro per lo scambio di informazioni e un sistema di rilevamento precoce e di allarme per rilevare il verificarsi di eventi ad alte emissioni e avvertirsi reciprocamente a tale proposito e in relazione alle misure correttive adottate o da adottare per prevenire o fermare tali eventi. Detti dialoghi mirano inoltre a individuare modi per accelerare la riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e, se del caso, possono offrire l'opportunità di scambiare migliori pratiche e consigli relativamente all'introduzione di misure di monitoraggio, comunicazione, verifica e riduzione equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento.

La Commissione non propone di avviare dialoghi bilaterali con paesi terzi nel caso in cui ciò eluderebbe le misure restrittive adottate ai sensi dell'articolo 215 TFUE relativamente all'importazione di petrolio greggio, gas naturale e carbone.

4. Sulla base del monitoraggio effettuato nel contesto dei dialoghi di cui ai paragrafi 2 e 3, la Commissione tiene informati il Parlamento europeo e il Consiglio in merito alla notifica degli eventi ad alte emissioni, all'attuazione di misure correttive nell'Unione e nei paesi terzi da cui l'Unione importa petrolio greggio, gas naturale o carbone e al possibile impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico a livello dell'Unione e nazionale.

5. Il presente articolo si applica fatta salva la direttiva (UE) 2016/943.

CAPO 6

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 32

Norme e prescrizioni tecniche

1. La Commissione, in conformità dell'articolo 10, paragrafi da 1 a 5, del regolamento (UE) n. 1025/2012, chiede a una o più organizzazioni europee di normazione di elaborare norme armonizzate per:

- a) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 12, paragrafo 5;
- b) le indagini LDAR di cui all'articolo 14, paragrafo 1;
- c) le apparecchiature di cui all'articolo 15, paragrafi 3 e 5;
- d) la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 18, paragrafo 3; e
- e) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 20, paragrafo 4, e all'articolo 25, paragrafo 2.

Una volta ricevuto un progetto di norma da un'organizzazione europea di normazione, la Commissione ne valuta la conformità rispetto alla pertinente richiesta di normazione, al presente regolamento e ad altre disposizioni applicabili del diritto dell'Unione.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati in conformità dell'articolo 34 per integrare il presente regolamento stabilendo norme obbligatorie o parti delle stesse, come indicato al presente paragrafo.

2. Qualora non sia stato adottato alcun atto delegato in conformità del paragrafo 1 del presente articolo, alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati in conformità dell'articolo 34 per integrare il presente regolamento stabilendo prescrizioni tecniche obbligatorie o parti delle stesse, ai seguenti fini:

- a) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 12, paragrafo 5;
- b) le indagini LDAR di cui all'articolo 14, paragrafo 1;
- c) le apparecchiature di cui all'articolo 15, paragrafi 3 e 5;
- d) la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 18, paragrafo 3; e
- e) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 20, paragrafo 4, e all'articolo 25, paragrafo 2.

La Commissione può adottare tali atti delegati solo qualora abbia presentato una richiesta di normazione a una o più organizzazioni europee di normazione e sia soddisfatta una delle seguenti condizioni:

- a) la richiesta non è stata accettata;
- b) le norme richieste non sono state fornite entro il termine stabilito;
- c) le norme elaborate dalle organizzazioni europee di normazione non soddisfano la richiesta; o
- d) le norme elaborate dall'organizzazione europea di normazione sono ritenute insufficienti a soddisfare, in tutto o in parte, le prescrizioni del presente regolamento.

*Articolo 33***Sanzioni**

1. Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione del presente regolamento e adottano tutte le misure necessarie per assicurarne l'applicazione.

Le sanzioni previste sono effettive, proporzionate e dissuasive e includono almeno:

- a) ammende proporzionate al danno ambientale e all'impatto sulla sicurezza umana e sulla salute, fissate a un livello che:
 - i) per lo meno privi effettivamente i responsabili dei benefici economici derivanti dalla violazione; e
 - ii) aumenti gradualmente per le violazioni gravi ripetute;
- b) penalità di mora per obbligare i gestori, le imprese, i gestori di miniere o gli importatori a porre fine a una violazione, a conformarsi a una decisione che ordina l'adozione di azioni o misure correttive, a fornire informazioni o a sottoporsi a un'ispezione, secondo il caso.

Entro il 5 agosto 2025 gli Stati membri notificano tali norme e misure alla Commissione e provvedono poi a dare immediata notifica delle eventuali modifiche successive.

2. Gli Stati membri garantiscono, in conformità del diritto nazionale, che le autorità competenti abbiano il potere di irrogare almeno le seguenti sanzioni amministrative e misure amministrative per le violazioni dell'articolo 12, dell'articolo 14, paragrafo 14, dell'articolo 16, paragrafo 2, dell'articolo 20, dell'articolo 23, paragrafo 1, dell'articolo 27, paragrafo 1, dell'articolo 28, paragrafi 1 e 2, e dell'articolo 29, paragrafi 1 e 2, a condizione che non compromettano la sicurezza dell'approvvigionamento energetico:

- a) adozione di una decisione che imponga all'interessato di porre fine alla violazione;
- b) confisca dei guadagni realizzati o delle perdite evitate grazie alla violazione, nella misura in cui possano essere determinati;
- c) diramazione di comunicazioni o avvisi pubblici;
- d) adozione di una decisione che imponga penalità di mora;
- e) adozione di una decisione che imponga sanzioni amministrative pecuniarie.

Nel caso delle persone giuridiche, l'importo delle sanzioni amministrative pecuniarie di cui alla lettera e) non supera il 20 % del fatturato annuo nell'esercizio precedente. Nel caso delle persone fisiche, l'importo di tali sanzioni pecuniarie non supera il 20 % del reddito annuo nell'anno civile precedente.

3. Qualora il sistema giuridico dello Stato membro non preveda sanzioni amministrative pecuniarie, le competenti autorità giurisdizionali nazionali possono irrogare sanzioni pecuniarie su richiesta delle autorità competenti. Dette sanzioni pecuniarie sono effettive e il loro effetto è equivalente a quello delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dalle autorità amministrative.

4. Nell'esercizio dei poteri loro conferiti dal presente articolo, le autorità competenti cooperano strettamente per garantire che i loro poteri siano esercitati e che le sanzioni amministrative e misure amministrative da loro imposte siano concepite e applicate in modo efficace e coerente in tutta l'Unione.

5. Sono sanzionabili almeno le violazioni seguenti:

- a) mancata prestazione alle autorità competenti o ai verificatori da parte dei gestori, delle imprese, dei gestori di miniere o degli importatori dell'assistenza necessaria per l'esecuzione dei compiti cui sono tenuti dal presente regolamento;
- b) mancata esecuzione da parte dei gestori o dei gestori di miniere delle azioni stabilite nelle relazioni di ispezione di cui all'articolo 6, paragrafi 5 e 6;
- c) mancata presentazione da parte dei gestori o dei gestori di miniere delle relazioni sulle emissioni di metano cui sono tenuti in conformità dell'articolo 12, dell'articolo 18, paragrafo 3, dell'articolo 20 e dell'articolo 25, paragrafo 6, compresa la dichiarazione di verifica rilasciata da un verificatore indipendente in conformità dell'articolo 8, paragrafo 4;

- d) mancata presentazione di un programma LDAR in conformità dell'articolo 14, paragrafo 1, o mancata esecuzione di un'indagine LDAR in conformità dell'articolo 14, paragrafi 2, 5 e 6, da parte dei gestori;
 - e) mancata riparazione o sostituzione dei componenti, mancata indagine continua dei componenti e mancata registrazione delle fuoriuscite da parte dei gestori in conformità dell'articolo 14, paragrafi da 8 a 13;
 - f) mancata presentazione da parte dei gestori di una relazione in conformità dell'articolo 14, paragrafo 14;
 - g) rilascio o combustione in torcia, inclusa la combustione in torcia di routine, da parte dei gestori o dei gestori di miniere, a eccezione delle situazioni previste dall'articolo 15, paragrafi 2 e 3, dall'articolo 22, paragrafi 1 e 2, e dall'articolo 26, paragrafo 2;
 - h) mancata dimostrazione da parte dei gestori o dei gestori di miniere della necessità di ricorrere al rilascio anziché alla combustione in torcia, e della necessità di ricorrere alla combustione in torcia anziché alla reiniezione, all'uso in loco, allo stoccaggio per uso successivo o all'invio del metano a un mercato, nel caso dei gestori, oppure all'uso o alla mitigazione, nel caso dei gestori di miniere, in conformità dell'articolo 15, paragrafi 4 e 6, dell'articolo 22, paragrafi 1 e 2, e dell'articolo 26, paragrafo 2;
 - i) mancata sostituzione o mancato utilizzo delle apparecchiature di rilascio da parte dei gestori in conformità dell'articolo 15, paragrafi 5 e 7;
 - j) mancata notifica o comunicazione da parte dei gestori o dei gestori di miniere di eventi di rilascio e di combustione in torcia in conformità dell'articolo 16, dell'articolo 23, paragrafo 1, o dell'articolo 26, secondo il caso;
 - k) uso di camini di torcia o dispositivi di combustione in violazione delle prescrizioni di cui agli articoli 17, 22 e 23;
 - l) mancata applicazione da parte del responsabile delle misure di mitigazione in conformità dell'articolo 18, paragrafi 6 e 9;
 - m) mancata comunicazione da parte degli importatori delle informazioni obbligatorie in conformità dell'articolo 27, paragrafo 1, e dell'allegato IX;
 - n) mancata comunicazione da parte degli importatori delle informazioni obbligatorie in conformità dell'articolo 28, paragrafi 1 e 2;
 - o) mancata comunicazione da parte dei produttori o degli importatori dell'Unione delle informazioni obbligatorie in conformità dell'articolo 29, paragrafi 1 e 2;
 - p) mancato rispetto da parte dei produttori o degli importatori dell'Unione dei valori massimi di intensità di metano indicati negli atti delegati adottati in conformità dell'articolo 29, paragrafo 6.
6. Qualora siano soddisfatte le condizioni di cui all'articolo 15, paragrafo 8, gli Stati membri valutano la possibilità di ridurre o non imporre sanzioni ai gestori per il periodo di attuazione ritenuto necessario dalle autorità nazionali.
7. Per l'imposizione delle sanzioni gli Stati membri tengono conto almeno dei criteri indicativi seguenti, secondo il caso:
- a) la durata o gli effetti temporali, la natura e la gravità della violazione;
 - b) qualsiasi azione intrapresa dal gestore, dall'impresa, dal gestore della miniera o dall'importatore per mitigare il danno o porvi rimedio tempestivamente;
 - c) il carattere intenzionale o colposo della violazione;
 - d) eventuali violazioni precedenti o ripetute da parte del gestore, dell'impresa, del gestore della miniera o dell'importatore;
 - e) i benefici economici ottenuti o le perdite evitate, direttamente o indirettamente, dal gestore, dall'impresa, dal gestore della miniera o dall'importatore grazie alla violazione, se sono disponibili i dati pertinenti;
 - f) la dimensione del gestore, dell'impresa, del gestore della miniera o dell'importatore;
 - g) il grado di cooperazione con le autorità;
 - h) la maniera in cui le autorità hanno preso conoscenza della violazione, in particolare se e in che misura il gestore, l'impresa, il gestore di miniere o l'importatore ha notificato prontamente la violazione;

i) eventuali altri fattori aggravanti o attenuanti applicabili alle circostanze del caso, ivi comprese azioni di terzi.

8. Gli Stati membri pubblicano annualmente informazioni sul tipo e sull'entità delle sanzioni irrogate a norma del presente regolamento, sulle violazioni e sui gestori, le imprese, i gestori di miniere o gli importatori ai quali le sanzioni sono state irrogate.

Se del caso, tali informazioni sono comunicate in conformità dell'articolo 22 della direttiva (UE) 2024/1203 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁰⁾.

Articolo 34

Esercizio della delega

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.
2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 22, paragrafo 3, all'articolo 27, paragrafo 1, all'articolo 29, paragrafi 4 e 6, e all'articolo 32 è conferito alla Commissione per un periodo di cinque anni a decorrere dal 4 agosto 2024 prorogabile tacitamente per periodi di identica durata.
3. Il Parlamento europeo o il Consiglio possono revocare la delega di potere di cui all'articolo 22, paragrafo 3, all'articolo 27, paragrafo 1, all'articolo 29, paragrafi 4 e 6, e all'articolo 32 in qualsiasi momento. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.
4. Prima dell'adozione dell'atto delegato la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.
5. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.
6. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 3, dell'articolo 27, paragrafo 1, dell'articolo 29, paragrafi 4 e 6, o dell'articolo 32 entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

Articolo 35

Procedura di comitato

1. La Commissione è assistita dal comitato dell'Unione dell'energia istituito dall'articolo 44 del regolamento (UE) 2018/1999. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.
2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 4 del regolamento (UE) n. 182/2011.
3. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011.

Articolo 36

Monitoraggio, riesame e presentazione di relazioni da parte della Commissione

1. La Commissione monitora e riesamina l'applicazione del presente regolamento e presenta, entro il 1° gennaio 2028 e successivamente ogni 5 anni, una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio.

⁽³⁰⁾ Direttiva (UE) 2024/1203 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 aprile 2024, sulla tutela penale dell'ambiente, che sostituisce le direttive 2008/99/CE e 2009/123/CE (GU L, 2024/1203, 30.4.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1203/oj>).

2. La prima relazione di cui al paragrafo 1 riesamina in particolare gli aspetti seguenti:
- l'efficacia e l'efficienza del presente regolamento nella definizione di norme trasparenti e accurate in materia di misurazione, comunicazione e verifica e nella riduzione delle emissioni di metano associate alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione;
 - se fattibile, il livello raggiunto di riduzione delle emissioni di metano associate alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione a seguito del presente regolamento;
 - se siano necessarie misure aggiuntive o alternative per promuovere e accelerare la riduzione delle emissioni di metano nella catena di valore del petrolio greggio, del gas naturale e del carbone immessi sul mercato dell'Unione al fine di sostenere l'obiettivo dell'Unione di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 e gli impegni da essa assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi.

Tale relazione tiene conto della pertinente legislazione dell'Unione nei settori correlati. La Commissione, se del caso, presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una proposta legislativa unitamente alla sua relazione, tenendo conto della pertinente legislazione dell'Unione nei settori correlati.

3. Ai fini del presente articolo, la Commissione può richiedere informazioni agli Stati membri e alle autorità competenti e tiene conto in particolare delle informazioni fornite dagli Stati membri nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima, nei relativi aggiornamenti e nelle loro relazioni intermedie nazionali sull'energia e il clima ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

Articolo 37

Modifica del regolamento (UE) 2019/942

All'articolo 15 del regolamento (UE) 2019/942 è aggiunto il paragrafo seguente:

«8. Ogni tre anni l'ACER, previa consultazione degli Stati membri, stabilisce e rende pubblicamente disponibile una serie di indicatori e corrispondenti valori di riferimento per il raffronto dei costi unitari di investimento legati alla misurazione, alla quantificazione, al monitoraggio, alla comunicazione, alla verifica e alla riduzione, anche attraverso il rilascio e la combustione in torcia, delle emissioni di metano in progetti comparabili. L'ACER formula raccomandazioni sugli indicatori e sui valori di riferimento per i costi unitari di investimento al fine di ottemperare agli obblighi di cui al regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio (*), come previsto all'articolo 3 di tale regolamento.

(*) Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e recante modifica del regolamento (UE) 2019/942 (GU L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).».

Articolo 38

Entrata in vigore

Il presente regolamento entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

Fatto a Bruxelles, il 13 giugno 2024

Per il Parlamento europeo

Il presidente

R. METSOLA

Per il Consiglio

Il presidente

H. LAHBIB

ALLEGATO I

Indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite di cui all'articolo 14

Parte 1

Frequenza delle indagini LDAR

1. Per tutti i componenti fuori terra e sotterranei, escluse le reti di distribuzione e trasmissione, le indagini LDAR sono effettuate alla frequenza minima riportata di seguito:

Tipo di indagine LDAR	Tipo di componente	Frequenza
Indagine LDAR di tipo 1	Stazione di compressione Stoccaggio sotterraneo Impianto GNL Stazione di regolazione e misura	4 mesi
	Stazione delle valvole	9 mesi
Indagine LDAR di tipo 2	Stazione di compressione Stoccaggio sotterraneo Impianto GNL Stazione di regolazione e misura	8 mesi
	Stazione delle valvole	18 mesi
Tipo di indagine LDAR	Tipo di materiale	Frequenza
Indagine LDAR di tipo 1	Membrane bituminose Ghisa grigia	3 mesi
	Amianto Ghisa duttile	6 mesi
	Acciaio non protetto Rame	9 mesi
	Polietilene PVC Acciaio protetto	15 mesi
Indagine LDAR di tipo 2	Membrane bituminose Ghisa grigia	6 mesi
	Amianto Ghisa duttile	12 mesi
	Acciaio non protetto Polietilene PVC Rame	18 mesi

Tipo di indagine LDAR	Tipo di materiale	Frequenza
	Acciaio protetto	30 mesi

Se il tipo di materiale non può essere determinato, si utilizza la frequenza più alta per il rispettivo tipo di indagine LDAR.

2. Per tutti i componenti delle reti di distribuzione e trasmissione, le indagini LDAR sono effettuate alla frequenza minima riportata qui di seguito:

Tipo di indagine LDAR	Tipo di componente	Frequenza
Indagine LDAR di tipo 1 (pressione di progetto > 16 bar)	Stazione di compressione	4 mesi
	Stazione di regolazione e misura	
	Stazione delle valvole	9 mesi
Indagine LDAR di tipo 2 (pressione di progetto > 16 bar)	Stazione di compressione	8 mesi
	Stazione di regolazione e misura	
	Stazione delle valvole	18 mesi
Indagine LDAR di tipo 2 (pressione di progetto ≤ 16 bar)	Stazione di regolazione e misura	9 mesi
	Stazione delle valvole	
	Stazione delle valvole	21 mesi

Tipo di indagine LDAR	Tipo di materiale	Frequenza dell'indagine
Indagine LDAR di tipo 1 (pressione di progetto > 16 bar)	Ghisa grigia	3 mesi
	Membrane bituminose	
	Amianto	6 mesi
	Ghisa duttile	
	Acciaio non protetto	12 mesi
	Rame	
	Polietilene	24 mesi
	PVC	
	Acciaio protetto	
Indagine LDAR di tipo 2 (pressione di progetto > 16 bar)	Ghisa grigia	6 mesi
	Membrane bituminose	
	Amianto	12 mesi
	Ghisa duttile	
	Acciaio non protetto	24 mesi
	Rame	

Tipo di indagine LDAR	Tipo di materiale	Frequenza dell'indagine
	Polietilene PVC Acciaio protetto	36 mesi
Indagine LDAR di tipo 2 (pressione di progetto \leq 16 bar)	Ghisa grigia Membrane bituminose	6 mesi
	Amianto Ghisa duttile	12 mesi
	Acciaio non protetto Rame	24 mesi
	Polietilene PVC Acciaio protetto	36 mesi

Quando il tipo di materiale non può essere determinato, si utilizza la frequenza più alta per il rispettivo tipo di indagine LDAR.

Le indagini LDAR possono essere effettuate utilizzando un approccio in due fasi: prima a distanza e, solo qualora si rilevi una fuoriuscita, tramite una seconda indagine quanto più possibile vicina alla fonte.

Per i gasdotti in acciaio protetto sotterranei o al di sotto del livello del mare con pressione di progetto superiore a 16 bar, i gestori effettuano anche una gestione preventiva dell'integrità del gasdotto basata sul rischio per prevenire qualsiasi fuoriuscita conformemente alle pertinenti norme europee o alla legislazione nazionale in materia di gestione dell'integrità dei gasdotti. La gestione preventiva dell'integrità del gasdotto deve comprendere il monitoraggio costante del flusso, della composizione fluida, della pressione e della temperatura del gas trasportato nel sistema per garantire che tali parametri corrispondano alle specifiche di integrità del gasdotto applicabili, nonché per individuare la fonte delle potenziali emissioni di metano e stimarle. Tenendo conto dei risultati di tale gestione preventiva dell'integrità dei gasdotti, l'autorità competente può approvare una frequenza diversa, fino a 36 mesi per un'indagine LDAR di tipo 1 e fino a 48 mesi per un'indagine LDAR di tipo 2.

3. Per tutti i componenti offshore, le indagini LDAR sono effettuate alla frequenza minima riportata qui di seguito:

Tipo di indagine LDAR	Tipo di componente	Frequenza
Indagine LDAR di tipo 1	Componenti offshore al di sopra del livello del mare	12 mesi
	Componenti offshore al di sotto del livello del mare	24 mesi
	Componenti offshore sotto il fondale marino	36 mesi
Indagine LDAR di tipo 2	Componenti offshore al di sopra del livello del mare	24 mesi

4. Per tutti gli altri componenti, le indagini LDAR di tipo 1 sono effettuate ogni 6 mesi e le indagini LDAR di tipo 2 ogni 12 mesi.

Parte 2

Obblighi in materia di informazioni sui dispositivi utilizzati nelle indagini LDAR

Nell'ambito del programma LDAR di cui all'articolo 14, paragrafo 1, i gestori sono tenuti a fornire:

- 1) informazioni del fabbricante sul dispositivo;
 - 2) informazioni sulla capacità di rilevamento delle fuoriuscite, l'affidabilità e le limitazioni del dispositivo, compresi, ma non solo, la capacità di individuare fuoriuscite o ubicazioni specifiche, i limiti di rilevamento e le eventuali restrizioni d'uso, nonché i dati giustificativi;
 - 3) una descrizione di dove, quando e come sarà utilizzato il dispositivo.
-

ALLEGATO II

Calendari di rilevamento, riparazione e monitoraggio delle fuoriuscite di cui all'articolo 14

Calendario di riparazione

Il calendario di riparazione deve comprendere almeno gli elementi seguenti:

- 1) inventario e individuazione di tutti i componenti che sono stati controllati;
- 2) esito dell'ispezione indicante se è stata rilevata una perdita di metano e, in tal caso, entità della perdita;
- 3) per i componenti in cui durante un'indagine LDAR è stata constatata un'emissione pari o superiore alle soglie di cui all'articolo 14, paragrafo 8, indicazione se la riparazione o la sostituzione è stata effettuata durante l'indagine LDAR e, in caso negativo, il motivo, alla luce degli elementi che possono giustificare un ritardo nella riparazione o sostituzione di cui all'articolo 14, paragrafo 9, e il calendario di riparazione indicante la data per la riparazione o la sostituzione;
- 4) per i componenti in cui è stata constatata un'emissione inferiore alle soglie di cui all'articolo 14, paragrafo 8, in una precedente indagine LDAR ma pari o superiore a tali soglie nel monitoraggio svolto dopo l'indagine LDAR, per verificare se l'entità della perdita di metano è cambiata, un'indicazione dell'immediatezza o meno della riparazione o sostituzione e, in caso di intervento non immediato, del motivo, alla luce degli elementi che possono giustificare un ritardo nella riparazione o sostituzione di cui all'articolo 14, paragrafo 8, e il calendario di riparazione indicante la data per la riparazione o la sostituzione.

A tale calendario di riparazione deve seguire un calendario di monitoraggio post riparazione indicante quando le riparazioni o sostituzioni sono state effettivamente eseguite.

Calendario di monitoraggio

Il calendario di monitoraggio deve comprendere almeno gli elementi seguenti:

- 1) inventario e individuazione di tutti i componenti che sono stati controllati;
- 2) esito dell'ispezione indicante se è stata rilevata una perdita di metano e, in tal caso, entità della perdita;
- 3) per i componenti in cui è stata constatata un'emissione pari o superiore alle soglie di cui all'articolo 14, paragrafo 8, in una precedente indagine LDAR, informazioni sulla riparazione o sostituzione effettuata e risultati del monitoraggio post riparazione per controllare l'esito della riparazione o sostituzione;
- 4) per i componenti in cui è stata constatata un'emissione inferiore alle soglie di cui all'articolo 14, paragrafo 8, in una precedente indagine LDAR, risultati del monitoraggio svolto dopo l'indagine LDAR per verificare se l'entità della perdita di metano è cambiata e raccomandazioni basate su tali risultanze.

ALLEGATO III

Comunicazione di eventi di rilascio e di eventi di combustione in torcia di cui all'articolo 16

I gestori notificano alle autorità competenti almeno le seguenti informazioni relative agli eventi di rilascio e agli eventi di combustione in torcia:

- 1) nome del gestore;
- 2) ubicazione, nome e tipo di attivo;
- 3) apparecchiature interessate;
- 4) data/e e ora/e in cui l'evento è stato riscontrato oppure è iniziato e terminato;
- 5) quantificazione del volume di metano rilasciato o bruciato in torcia;
- 6) livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione e tipo di camino di torcia o altro dispositivo di combustione utilizzato;
- 7) causa e natura dell'evento;
- 8) misure adottate per limitare la durata e l'entità dell'evento;
- 9) azioni correttive intraprese per eliminare la causa e il ripetersi di tali eventi;
- 10) risultati delle ispezioni, da effettuare una volta ogni 2 settimane, dei camini di torcia o di altri dispositivi di combustione e dei sistemi di monitoraggio a distanza o automatizzati, a seconda dei casi, effettuate conformemente all'articolo 17, in particolare qualora sia stata rilevata un'irregolarità;
- 11) decisione di sostituire le apparecchiature di rilascio e calendario di sostituzione, se del caso.

ALLEGATO IV

Ispezioni dei camini di torcia e di altri dispositivi di combustione

Le ispezioni dei camini di torcia o di altri dispositivi di combustione devono includere un'ispezione uditiva, visiva e olfattiva completa, che comprende l'ispezione visiva esterna dei camini di torcia o di altri dispositivi di combustione, l'ascolto per ricercare perdite di pressione e fuoriuscite di liquido e il rilevamento di odori insoliti e forti.

Le osservazioni che seguono sono incluse nella relazione:

- 1) nel caso di camini di torcia o di altri dispositivi di combustione accesi: se la combustione è considerata adeguata o inadeguata;
- 2) nel caso di camini di torcia o di altri dispositivi di combustione spenti: se la torcia spenta presenta o meno uno sfiato del gas; se il camino di torcia o altro dispositivo di combustione è dotato di un sistema di monitoraggio a distanza o automatizzato, le emissioni di metano sono calcolate sulla base della portata (velocità di flusso) e del metano incombusto in presenza di uno sfiato del gas.

Ai fini del punto 1), per combustione inadeguata si intende una combustione in cui le emissioni visibili superano un totale di 5 minuti su un lasso di tempo di 2 ore consecutive o, nel caso di un camino di torcia o di un altro dispositivo di combustione dotato di un sistema di monitoraggio a distanza o automatizzato, una combustione in cui le emissioni visibili superano un totale di 5 minuti su un lasso di tempo di 2 ore consecutive, registrate in tempo reale.

ALLEGATO V

Inventari e piani di mitigazione per pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e pozzi tappati permanentemente e abbandonati di cui all'articolo 18

Parte 1

1. Gli inventari dei pozzi inattivi, dei pozzi tappati temporaneamente e dei pozzi tappati permanentemente e abbandonati devono contenere almeno gli elementi seguenti:
 - a) nome e indirizzo del gestore, del proprietario o del licenziatario, ove applicabile;
 - b) nome, tipo e ubicazione del pozzo o del sito del pozzo, specificando se si tratti di un pozzo inattivo, di un pozzo tappato temporaneamente o di un pozzo tappato permanentemente e abbandonato;
 - c) se fattibile, pianta indicante i confini del pozzo o del sito del pozzo;
 - d) i risultati della quantificazione delle emissioni di metano nell'atmosfera e nelle acque effettuata.
2. Gli inventari dei pozzi inattivi, dei pozzi tappati temporaneamente e dei pozzi tappati permanentemente e abbandonati possono contenere gli elementi seguenti:
 - a) le date della perforazione iniziale e dell'ultima operazione;
 - b) l'orientamento (verticale, orizzontale e inclinato);
 - c) la profondità complessiva del pozzo;
 - d) se si siano verificati eventi degni di nota durante il processo di perforazione, per esempio «kick»;
 - e) se il pozzo sia entrato in contatto con un gas contenente quantità significative di composti di zolfo (gas acido) o tracce di composti di zolfo (gas dolce);
 - f) i dati sismici disponibili per il pozzo relativamente ai 1 000 metri più alti della sua traiettoria, in un raggio di 1 000 metri;
 - g) la più recente relazione di valutazione dell'integrità del pozzo;
 - h) se il pozzo sia un pozzo di ricerca o di coltivazione;
 - i) se il pozzo sia entrato in contatto con sacche di gas poco profonde, zone di gas poco profonde o zone con perdita di circolazione;
 - j) se il pozzo sia ubicato onshore (indicare se area urbana, rurale o di altro tipo) o offshore (indicare la profondità dell'acqua);
 - k) nel caso dei pozzi offshore, informazioni relative a eventuali condizioni del fondale marino che possano coadiuvare la migrazione del metano attraverso la colonna d'acqua;
 - l) informazioni sullo stato del ciclo di vita del pozzo (attivo, inattivo, fondo pozzo tappato, superficie dismessa, ecc.);
 - m) se il tappo del pozzo associato a un pozzo dismesso abbia uno sfianto.
3. Per quanto riguarda i pozzi tappati permanentemente e abbandonati, gli inventari devono comprendere anche:
 - a) le ultime misurazioni o quantificazione note delle emissioni di metano nell'atmosfera e nelle acque, se del caso;
 - b) informazioni indicanti che l'autorità competente interessata ha attestato che il pozzo o il sito del pozzo in questione soddisfa i criteri di cui all'articolo 2, punto 40);
 - c) documentazione atta a dimostrare che non vi sono emissioni di metano dal pozzo o dal sito del pozzo, comprese una quantificazione basata su fattori di emissione o su campioni oppure prove attendibili dell'isolamento sotterraneo permanente conformemente alla norma ISO 16530-1:2017:
 - i) per tutti i pozzi tappati permanentemente e abbandonati il o dopo il 3 agosto 1994 o successivamente a tale data;
 - ii) se disponibile, per tutti i pozzi tappati permanentemente e abbandonati prima del 3 agosto 1994.

Parte 2

I piani di mitigazione per pozzi inattivi e pozzi tappati temporaneamente devono contenere almeno gli elementi seguenti:

- 1) il calendario per ciascun pozzo inattivo e pozzo tappato temporaneamente, comprese le azioni da svolgere;
 - 2) il nome e l'indirizzo del gestore, del proprietario o del licenziatario del pozzo inattivo o del pozzo tappato temporaneamente, se del caso;
 - 3) la data di fine prevista degli interventi di bonifica, risanamento o posa di tappi di pozzi inattivi e di pozzi tappati temporaneamente.
-

ALLEGATO VI

Relazioni relative alle miniere di carbone attive di cui all'articolo 20

Parte 1

Le relazioni sulle miniere di carbone sotterranee attive devono contenere almeno gli elementi seguenti:

- 1) nome e indirizzo del gestore della miniera;
- 2) indirizzo della miniera di carbone;
- 3) tonnellaggio di ogni tipo di carbone prodotto dalla miniera di carbone;
- 4) per tutti i pozzi di ventilazione utilizzati dalla miniera di carbone:
 - a) nome (se presente);
 - b) periodo d'uso, se diverso dal periodo di riferimento;
 - c) coordinate;
 - d) finalità (immissione, scarico);
 - e) specifiche tecniche dell'apparecchiatura di misurazione utilizzata per misurare e quantificare le emissioni di metano e condizioni d'esercizio ottimali indicate dal fabbricante;
 - f) porzione di tempo durante il quale l'apparecchiatura di misurazione in continuo ha operato;
 - g) riferimento alle norme o alle prescrizioni tecniche applicabili per:
 - posizione di campionamento dell'apparecchiatura di misurazione del metano;
 - misurazione della portata (velocità di flusso);
 - misurazione delle concentrazioni di metano;
 - h) emissioni di metano registrate dall'apparecchiatura di misurazione in continuo (in tonnellate);
 - i) emissioni di metano registrate tramite campionamento mensile (in tonnellate/ora) comprese informazioni riguardanti:
 - data del campionamento;
 - tecnica di campionamento;
 - letture delle condizioni atmosferiche (pressione, temperatura, umidità), rilevate a una congrua distanza per rispecchiare le condizioni in cui funziona l'apparecchiatura di misurazione in continuo;
 - j) se la miniera di carbone è collegata a un'altra miniera di carbone in qualsiasi modo che consenta un flusso d'aria tra le due, nome della seconda miniera di carbone;
- 5) fattori di emissione post estrattivi e descrizione del metodo utilizzato per calcolarli;
- 6) emissioni post estrattive (in tonnellate).

Parte 2

Le relazioni sulle miniere di carbone a cielo aperto attive devono contenere almeno gli elementi seguenti:

- 1) nome e indirizzo del gestore della miniera;
- 2) indirizzo della miniera di carbone;
- 3) tonnellaggio di ogni tipo di carbone prodotto dalla miniera di carbone;
- 4) pianta di tutti i giacimenti utilizzati dalla miniera di carbone, delineando i confini di tali giacimenti;
- 5) per ciascun giacimento di carbone:
 - a) nome (se presente);

- b) periodo d'uso, se diverso dal periodo di riferimento;
- c) descrizione del metodo sperimentale utilizzato per determinare le emissioni di metano dovute alle attività minerarie, inclusa la scelta della metodologia per tenere conto delle emissioni di metano provenienti dagli strati circostanti;
- 6) fattori di emissione post estrattivi e descrizione del metodo usato per calcolarli;
- 7) emissioni post estrattive.

Parte 3

Le relazioni sulle stazioni di drenaggio devono contenere almeno gli elementi seguenti:

- 1) nome e indirizzo del gestore della miniera;
 - 2) tonnellaggio di metano, per miniera, trasportato dal sistema di drenaggio di miniera;
 - 3) tonnellaggio di metano rilasciato;
 - 4) tonnellaggio di metano bruciato in torcia;
 - 5) livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione del camino di torcia o di un altro dispositivo di combustione;
 - 6) uso del metano catturato.
-

ALLEGATO VII

Comunicazione di eventi di rilascio e di combustione in torcia nelle stazioni di drenaggio di cui all'articolo 23

I gestori delle stazioni di drenaggio comunicano alle autorità competenti almeno gli elementi seguenti in merito agli eventi di rilascio e di combustione in torcia:

- 1) nome e indirizzo del gestore della stazione di drenaggio;
- 2) momento in cui l'evento è stato rilevato;
- 3) causa dell'evento;
- 4) motivazione per l'utilizzo del rilascio anziché della combustione in torcia, ove applicabile;
- 5) tonnellaggio di metano rilasciato o bruciato in torcia, o una stima se la quantificazione non è possibile.

ALLEGATO VIII

Inventari, relazioni e piani di mitigazione per le miniere di carbone sotterranee chiuse e le miniere di carbone sotterranee abbandonate di cui agli articoli 24, 25 e 26

Parte 1

1. Per ciascun sito, l'inventario delle miniere di carbone sotterranee chiuse e delle miniere di carbone sotterranee abbandonate di cui agli articoli 24 e 25 deve comprendere almeno gli elementi seguenti:
 - 1.1. nome e indirizzo del gestore, del proprietario o del licenziatario, a seconda del caso;
 - 1.2. indirizzo del sito;
 - 1.3. pianta indicante i confini della miniera di carbone;
 - 1.4. schemi degli strati di carbone coltivati e loro stato;
 - 1.5. risultati della misurazione diretta del metano a livello di fonte o della quantificazione alle seguenti fonti localizzate di emissione:
 - a) tutti i pozzi utilizzati dalla miniera di carbone quando era attiva, specificando:
 - i) le coordinate del pozzo;
 - ii) il nome del pozzo (se presente);
 - iii) lo stato di sigillatura e il metodo di sigillatura, se noto;
 - b) tubi di ventilazione non utilizzati;
 - c) pozzi di drenaggio del gas non utilizzati;
 - d) altre fonti localizzate potenziali di emissione registrate.
2. Le misurazioni di cui al punto 1.5. sono effettuate secondo i principi seguenti:
 - 2.1. le misurazioni devono essere effettuate a pressione atmosferica in modo da consentire di rilevare potenziali fuoriuscite di metano e in conformità di norme scientifiche adeguate;
 - 2.2. le misurazioni devono essere effettuate utilizzando apparecchiature con un'accuratezza della misurazione di almeno 0,5 tonnellate all'anno;
 - 2.3. le misurazioni devono essere accompagnate da informazioni su:
 - a) data della misurazione;
 - b) pressione atmosferica;
 - c) dettagli tecnici dell'apparecchiatura di misurazione utilizzata;
 - 2.4. i pozzi di ventilazione storicamente utilizzati da due o più miniere di carbone sono attribuiti a una sola, per evitare doppi conteggi.

Parte 2

La relazione di cui all'articolo 25, paragrafo 6, deve includere i seguenti elementi:

1. nome e indirizzo del gestore, del proprietario o del licenziatario, a seconda del caso;
2. indirizzo del sito;
3. emissioni di metano provenienti da tutte le fonti localizzate di cui alla parte 1, specificando anche:
 - a) tipo di fonte localizzata di emissione;
 - b) dettagli tecnici dell'apparecchiatura e del metodo di misurazione utilizzati per stimare le emissioni di metano, compresa la sensibilità;
 - c) porzione di tempo durante il quale è stata in funzione l'apparecchiatura di misurazione;

- d) concentrazione di metano registrata dall'apparecchiatura di misurazione;
- e) stime delle emissioni di metano provenienti dalla fonte localizzata di emissione.

Parte 3

1. Il piano di mitigazione di cui all'articolo 26, paragrafo 1, deve comprendere almeno gli elementi seguenti:
 - 1.1. un elenco di tutte le fonti localizzate di emissione di cui alla parte 1;
 - 1.2. fattibilità tecnica della mitigazione delle emissioni di metano a livello del sito, sulla base delle fonti localizzate di emissione;
 - 1.3. calendario della mitigazione delle emissioni di metano da ciascun sito;
 - 1.4. valutazione dell'efficienza dei progetti di raccolta del metano da miniere di carbone abbandonate, ove attuati.
 2. Il piano di mitigazione può includere una panoramica delle pratiche in materia di mitigazione utilizzate per ridurre le emissioni di metano, ad esempio lo sviluppo di progetti di stoccaggio geotermico e termico in miniere di carbone allagate, applicazioni di energia idroelettrica in miniere di carbone non allagate, la cattura di metano mediante degassaggio, l'utilizzo di dispositivi di degassaggio attinenti alla sicurezza, l'utilizzo del gas da miniera come risorsa energetica o l'arginamento delle acque di miniera e altri possibili utilizzi.
-

ALLEGATO IX

Informazioni che gli importatori devono fornire a norma dell'articolo 27, paragrafo 1, dell'articolo 28, paragrafi 1, 2 e 3, e dell'articolo 29, paragrafo 1

Gli importatori forniscono le informazioni seguenti:

- 1) nome e indirizzo dell'esportatore e, se diverso dall'esportatore, nome e indirizzo del produttore;
- 2) regioni e paesi terzi esportatori secondo la classificazione comune delle unità territoriali per la statistica (NUTS) di livello 1 nei quali i prodotti sono stati prodotti, nonché paesi e regioni secondo la classificazione NUTS di livello 1 attraverso i quali i prodotti sono stati trasportati prima di essere immessi sul mercato dell'Unione;
- 3) per quanto concerne il petrolio greggio e il gas naturale, indicazione del fatto che il produttore o l'esportatore, a seconda dei casi, effettua o meno misurazioni e quantificazioni a livello di fonte e di sito, se tali dati sono oggetto di verifica da parte di un terzo indipendente, se le sue emissioni di metano sono comunicate, in maniera indipendente o nel contesto degli impegni di comunicazione degli inventari nazionali dei gas a effetto serra conformemente a quanto prescritto dall'UNFCCC, e se sono conformi alle prescrizioni dell'UNFCCC in materia di comunicazione o alle norme dell'OGMP 2.0; una copia dell'ultima relazione sulle emissioni di metano, comprese, ove disponibili, le informazioni di cui all'articolo 12, paragrafo 4, se fornite in tale relazione; e il metodo di quantificazione (come i livelli UNFCCC o i livelli OGMP 2.0) utilizzato nella comunicazione per ciascun tipo di emissione di metano;
- 4) per quanto concerne il petrolio greggio e il gas naturale, indicazione del fatto che il produttore o l'esportatore, a seconda dei casi, applica o meno misure di regolamentazione o volontarie per controllare le proprie emissioni di metano, comprese misure quali indagini LDAR o misure per controllare e limitare gli eventi di rilascio e gli eventi di combustione in torcia, compresa una descrizione di tali misure, unitamente, se disponibili, alle pertinenti relazioni delle indagini LDAR e degli eventi di rilascio e di combustione in torcia in relazione all'ultimo anno civile disponibile;
- 5) per quanto concerne il carbone, indicazione del fatto che il produttore o l'esportatore, a seconda dei casi, effettua o meno la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, che tali emissioni di metano sono calcolate e quantificate conformemente all'allegato VI, che tali dati sono oggetto di verifica da parte di un terzo indipendente, che le sue emissioni di metano sono comunicate, in maniera indipendente o nel contesto degli impegni di comunicazione degli inventari nazionali dei gas a effetto serra conformemente a quanto prescritto dall'UNFCCC, e che sono conformi alle prescrizioni dell'UNFCCC in materia di comunicazione o a una norma tecnica europea o altra norma internazionale in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica delle emissioni di metano; una copia dell'ultima relazione sulle emissioni di metano, comprese, ove disponibili, le informazioni di cui all'articolo 20, paragrafo 6; e il metodo di quantificazione (come i livelli UNFCCC) utilizzato nella comunicazione per ciascun tipo di emissione di metano;
- 6) per quanto concerne il carbone, indicazione del fatto che il produttore o l'esportatore applica o meno misure di regolamentazione o volontarie per controllare le proprie emissioni di metano, comprese misure per controllare e limitare gli eventi di rilascio e gli eventi di combustione in torcia; e, se disponibili, i volumi di metano rilasciato e bruciato in torcia calcolati per ciascuna miniera di carbone almeno durante l'ultimo anno civile e i piani di mitigazione esistenti per ciascuna miniera di carbone, unitamente a una descrizione di tali misure, comprese, se disponibili, le relazioni relative a eventi di rilascio ed eventi di combustione in torcia rispetto all'ultimo anno civile disponibile;
- 7) nome del soggetto che ha effettuato la verifica da parte di un terzo indipendente delle relazioni di cui ai punti 3) e 5), se del caso;
- 8) informazioni di cui all'articolo 28, paragrafi 1 o 2, a seconda dei casi, da cui risulti che il petrolio greggio, il gas naturale o il carbone è soggetto a misure di monitoraggio, comunicazione e verifica a livello di produttore equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento per i contratti conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente a tale data e informazioni sugli sforzi intrapresi per garantire che il petrolio greggio, il gas naturale o il carbone fornito nell'ambito di contratti conclusi prima del 4 agosto 2024 sia soggetto a misure di monitoraggio, comunicazione e verifica a livello di produttore equivalenti a quelle stabilite nel presente regolamento;
- 9) indicazioni del fatto che nei contratti di fornitura sono utilizzate o meno le clausole tipo di cui all'articolo 28, paragrafo 3, specificando quali clausole tipo;
- 10) informazioni di cui all'articolo 29, paragrafo 1, sull'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione nell'ambito dei pertinenti contratti di fornitura.