

Raccomandazioni sulla politica relativa al metano dell'UE



Introduzione

Ridurre le emissioni di metano è il **modo più rapido per rallentare il riscaldamento globale**. La proposta della Commissione Europea di limitare le emissioni di metano nel settore energetico rappresenta dunque un'opportunità critica da cogliere per **portare avanti riduzioni di scala globale**.

Nel corso dell'ultimo secolo, la quantità di metano nell'atmosfera si è più che raddoppiata¹ ed è arrivata ad essere responsabile per circa il 30% del riscaldamento globale dall'epoca pre-industriale.

Aumenta oggi in maniera più veloce di quanto non l'abbia mai fatto da quando è iniziata la rilevazione dei dati negli anni Ottanta.² Nel suo [Sesto Rapporto di Valutazione](#), il Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico delle Nazioni Unite ha sottolineato la necessità urgente di “marcate riduzioni” degli inquinanti dal breve ciclo di vita ma altamente pericolosi, come il metano, per poter raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Inoltre, le ricerche mostrano che uno sforzo rapido e su vasta scala per ridurre le emissioni di metano, utilizzando le tecnologie oggi disponibili, potrebbe [rallentare il tasso di riscaldamento mondiale del 30%](#). La crescente domanda di dati affidabili e fondati sulle emissioni di metano su scala globale ha dato luogo allo sviluppo di tecnologie “remote-sensing”, inclusi nuovi satelliti come [MethaneSAT](#), che rendono più veloce, facile ed economico controllare le emissioni di metano.

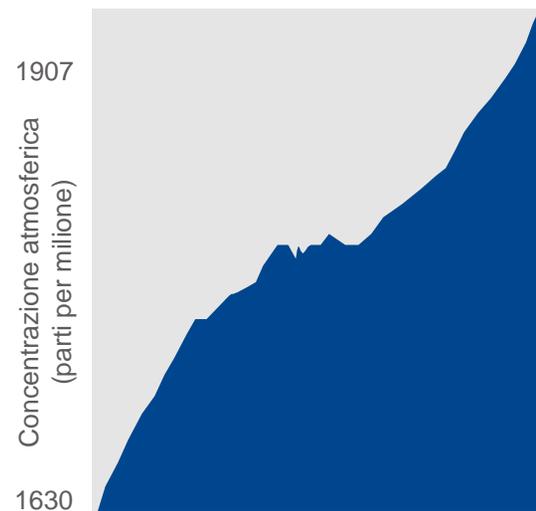
In quanto principale importatore di gas naturale al mondo, con quasi il 90% di quanto consumato proveniente da oltreoceano, **l'UE ha sia l'influenza sia la responsabilità di contribuire a ridurre significativamente le emissioni di metano**, non solo negli Stati membri ma anche nel resto del mondo. Per farlo, deve adottare un quadro rigoroso ed esaustivo, finalizzato a ridurre le emissioni nazionali e *upstream* lungo tutta la *supply chain*.

Noi accogliamo con favore la norma proposta e la consideriamo un buon punto di partenza per la riduzione del metano nel settore dell'energia nell'UE. Tuttavia, per poter essere uno strumento più completo e più efficace, la norma adottata dovrebbe includere i seguenti punti:

- Regole rigorose di misurazione, comunicazione, verifica (MRV, Measuring, Reporting and Verification) integrate con un robusto framework per il rilevamento e la riparazione delle fuoriuscite (LDAR, Leak Detection And Repair) e con regole rigorose per limitare il rilascio e la combustione in torcia (LVF, Limiting Venting and Flaring). Tutto questo è essenziale per raggiungere l'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni di gas serra portandole almeno il 55% sotto i livelli del 1990 entro il 2030. Per questo motivo, **la norma adottata deve, come minimo, includere le best practices**.
- L'UE è dipendente dalle importazioni per il 90% del gas e il 97% del petrolio consumati. La norma deve pertanto affrontare in modo credibile le emissioni upstream associate a tali importazioni.
- L'UE si è impegnata a diventare leader nell'azione sul clima globale. La norma adottata pertanto deve rispondere agli **impegni presi dall'UE con il [Global Methane Pledge](#)** e, idealmente, andare anche oltre.

Oggi si consuma più metano che mai

Fonte dei dati: NOAA global monitoring laboratory



● Aumento della concentrazione di metano nell'atmosfera: 1983-2021

1 www.iea.org/reports/methane-tracker-2021/methane-and-climate-change.

2 www.unep.org/news-and-stories/story/methane-emissions-are-driving-climate-change-heres-how-reduce-them.

Raccomandazioni in dettaglio

CAPO 3 - EMISSIONI DI METANO NEI SETTORI DEL PETROLIO E DEL GAS

MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE (ARTICOLO 12)

Best practice: Per quanto riguarda MRV si utilizza il framework OGMP 2.0 sviluppato dal [Partenariato per il petrolio e il gas metano \(Oil and Gas Methane Partnership, OGMP\)](#). La regola d'oro per MRV ai sensi di tale framework è il Level 5, che richiede misurazioni dirette delle emissioni di metano alla fonte, integrate da misurazioni delle emissioni di metano a livello di singoli siti. Ciò si riflette negli Articoli 12(3) e (5). Viene richiesto questo livello di comunicazione tramite relazioni dettagliate, specialmente di fronte alla significativa mancanza cronica di rendicontazione.

Opportunità di miglioramento: Le aziende aderenti a OGMP 2.0 avranno già raggiunto il Level 5 per gli asset gestiti entro circa il 2023 e per gli asset non gestiti entro circa il 2025. Il Regolamento proposto impone soltanto di raggiungere questo livello dopo 36 mesi per gli asset gestiti (e dunque con molta probabilità per la metà del 2027) e 48 mesi per quelli non gestiti (all'incirca a metà 2028).

Per assicurarsi che le regole riflettano effettivamente le *best practices*, **raccomandiamo che le tempistiche dell'articolo siano allineate a quelle di OGMP 2.0 e anticipate di due anni**. Un ulteriore vantaggio dall'adozione di questa raccomandazione sarà dato dal fatto che la tempistica per raggiungere il Level 5 di OGMP 2.0 è allineata agli obblighi LDAR di cui all'Articolo 14(2).

OBBLIGO GENERALE DI MITIGAZIONE (ARTICOLO 13)

Questo articolo pone in capo ai gestori un obbligo generale di *'[adottare] tutte le misure a loro disposizione per prevenire e ridurre al minimo le emissioni di metano nelle loro operazioni'*. Si tratta di una disposizione importante, ma la mancanza di dettagli specifici ne rende difficile l'applicazione da parte delle autorità pubbliche.

Secondo l’Agenzia internazionale per l’energia (IEA), approcci prescrittivi come LDAR e l’azzeramento di *venting* e *flaring* in condizioni non di emergenza consentirebbe di raggiungere meno del 40% di mitigazione delle emissioni di metano sul totale del 70% di obiettivo potenziale delle misure in essere.³ Saranno pertanto necessari dei quadri di monitoraggio basati su misurazioni rigorose, uniti a regolamentazioni aggiuntive, per realizzare concretamente tutti gli abbattimenti tecnicamente fattibili.⁴

Opportunità di miglioramento: Questo obbligo dovrebbe essere reso più specifico in modo da consentirne l’applicazione concreta. Si tratta anche di un’opportunità per aumentare il livello di riduzione delle emissioni di metano ben oltre il tasso che sarà raggiunto applicando le regole per LDAR e LVF. Per questo motivo, **raccomandiamo che in questo articolo venga incluso uno standard di performance:**

- Vi è un precedente riguarda al livello potenziale di uno standard di performance, ovvero quello sull’intensità di metano di “ben sotto lo 0,2%” per il 2025 fissato dalla Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). Le aziende leader di questo gruppo, incluse molte con sede in Europa, si sono impegnate a ridurre l’intensità di metano allo 0,2% entro il 2025 e hanno già avviato l’implementazione di misure di mitigazione.⁵ Lo standard OGCI si applica alle emissioni *upstream*, ma raccomandiamo l’applicazione di standard di performance sulle emissioni all’intera *supply chain* (con obiettivi di intensità delle emissioni specifici per segmento). Questo articolo dovrebbe essere rivolto ai gestori nell’UE, mentre il Capo 5, relativo alle importazioni, dovrebbe introdurre gli standard per le emissioni *upstream*. L’obbligo generale di mitigazione di cui all’Articolo 13 dovrebbe essere così formulato:

‘I gestori adottano tutte le misure a loro disposizione per prevenire e ridurre al minimo le emissioni di metano nelle loro operazioni **a un livello di intensità delle emissioni massimo del [X]%**’.⁶

RILEVAMENTO E RIPARAZIONE DELLE FUORIUSCITE (ARTICOLO 14)

Il rilevamento e la riparazione delle fuoriuscite (LDAR) rappresentano la base per la prevenzione delle perdite. Imprevedibili e molto diffuse, le perdite sono imputabili a varie cause, tra cui raccordi non montati correttamente, tenute e guarnizioni deteriorate, variazioni della pressione, stress meccanici, manutenzione o pratiche operative inadeguate.

Best practice: Per quanto riguarda LDAR ci aspettiamo di vedere incluse, come minimo, le regolamentazioni vigenti in alcuni Stati USA, come Colorado e New Mexico. In entrambi questi Stati sono state adottate politiche rigorose e complete per imporre frequenti ispezioni rispetto a LDAR presso quasi tutte le strutture di produzione dei pozzi. Inoltre, l’EPA statunitense ha proposto delle regole che richiedono LDAR trimestrali come *baseline* per i pozzi di petrolio e di gas, sia nuovi che esistenti, in tutto il Paese.

³ IEA, 2022.

⁴ IEA, 2021, p. 27-30.

⁵ Vedere anche, ad esempio, SEC. 136. Methane fee from petroleum and natural gas systems in the Build Back Better Act: www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text. Degli standard di intensità delle emissioni, con obiettivi specifici per segmento, dovrebbero idealmente essere definiti anche per gli impianti di lavorazione, *boosting* e raccolta nonché per i segmenti *midstream* e *downstream*.

⁶ Devono essere specificati i livelli di intensità per i vari segmenti.

Frequenza delle ispezioni (Articolo 14(2))

La conduzione di ispezioni regolari e frequenti è una strategia chiave nella riduzione delle emissioni di metano. La frequenza delle ispezioni è infatti direttamente correlata alla riduzione delle perdite. Secondo le autorità di regolamentazione statunitensi, le potenziali riduzioni delle emissioni di metano dovute alla frequenza delle ispezioni LDAR sono le seguenti: 40% per ispezioni annuali, 60% per ispezioni semestrali, 80% per ispezioni trimestrali e 90% per ispezioni mensili.⁷

Best practice: Vi sono dei precedenti rispetto alle ispezioni trimestrali – come proposto nell’Articolo 14(2) – in Colorado e California e regole simili sono in fase di messa a punto anche in New Mexico. L’elemento interessante dell’approccio del Colorado è rappresentato dalle sfumature che apporta alle regolamentazioni. Ad esempio, in questo Stato è stato adottato recentemente un nuovo programma di ispezione mensile per i nuovi pozzi (segmento *upstream*). Per i siti esistenti, è implementato un programma LDAR a più livelli, con la frequenza delle ispezioni legata alle emissioni: i siti con le emissioni maggiori vengono ispezionati mensilmente, mentre quelli con emissioni più contenute una volta all’anno. La maggioranza delle strutture produttive dei pozzi del Colorado è così soggetta ad ispezioni LDAR almeno trimestrali.

Opportunità di miglioramento: La frequenza dei controlli dovrebbe essere aumentata, passando dalla cadenza trimestrale a una mensile⁸, a meno che non venga condotto un monitoraggio continuo. Ciò sarebbe conforme alla regola d’oro per i programmi LDAR e consentirebbe di catturare un 10% aggiuntivo di emissioni di metano.

Dispositivi consentiti (Articolo 14(3))

Con il continuo miglioramento tecnologico e la sempre crescente disponibilità di funzionalità di monitoraggio avanzate, i tradizionali LDAR con OGI (Optical Gas Imaging) dovrebbero essere affiancati ad altre soluzioni.

Best practice: Il Colorado (così come molti altri Stati USA) richiede l’utilizzo di una videocamera OGI, un dispositivo Method 21 o ‘altra tecnologia o metodo di rilevamento delle perdite approvato’. Inoltre, l’EPA statunitense ha proposto di consentire agli operatori di abbinare ispezioni aeree frequenti dei siti (6 volte all’anno), volte a identificare i “grandi emettitori”, a ispezioni meno frequenti (annuali) a terra con OGI o Method 21. La combinazione delle tecnologie rappresenta la strategia più efficace per rilevare sia “grandi emettitori” funzionali che le onnipresenti perdite più piccole.

Opportunità di miglioramento: L’attuale formulazione dell’Articolo 14(3) potrebbe essere interpretata nel senso di consentire solo tecnologie in grado di rilevare perdite pari o superiori a 500 ppm. Noi sosteniamo invece l’adozione di un programma LDAR che imponga il rilevamento anche delle fuoriuscite piccole, ovvero inferiori a 500 ppm. Per consentire il ricorso alle tecnologie emergenti, come le ispezioni aeree, il Regolamento dovrebbe dunque permettere ai gestori di utilizzare una tecnologia diversa.

⁷ www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2021-11-15/pdf/2021-24202.pdf

⁸ www.socalgas.com/regulatory/documents/r-15-01-008/SB1371_SoCalGas_2018_Amended_Compliance_Plan_FINAL-7-20-18.pdf

o un metodo diverso, purché tale alternativa consenta di raggiungere riduzioni delle emissioni equivalenti a quelle del metodo approvato. **Raccomandiamo pertanto di aggiungere una formulazione simile a quella della proposta dell'EPA per consentire ai gestori di adottare programmi di ispezioni aeree in combinazione con le annuali ispezioni a terra con dispositivi OGI.**

Obbligo di riparazione (Articolo 14(4))

Best practice: La legislazione del Colorado impone di condurre il primo tentativo di riparazione entro 5 giorni. Rapporti annuali all'amministrazione pubblica del Colorado, redatti a cura dei gestori, mostrano che il 99% delle perdite viene riparato immediatamente.

Opportunità di miglioramento: Dovrebbero essere riparati o sostituiti il prima possibile (a meno che non sia necessario un fermo impianto) tutti i componenti su cui è stata rilevata una perdita di metano durante un'ispezione e non soltanto, come invece indicato nella norma proposta, quelli relativi a perdite superiori a 500 parti per milione. Questo è importante in quanto le piccole perdite possono trasformarsi rapidamente in perdite più rilevanti. Va notato che l'esperienza del Colorado dimostra che questo approccio è completamente fattibile.

LIMITI AL RILASCIO E ALLA COMBUSTIONE IN TORCIA (ARTICOLO 15)

Best practice: Per quanto riguarda i limiti al rilascio e alla combustione in torcia (LVF, Limits to Venting and Flaring) ci aspettiamo di vedere inclusa, come minimo, la legislazione vigente in alcuni Stati USA, come Colorado e New Mexico, nonché la legislazione dell'EPA statunitense. L'articolo è in linea, a livello generale, con le regole adottate nel New Mexico Oil Conservation Commission, 19.15.27.8. New Mexico Administrative Code e dalla Colorado Oil and Gas Conservation Commission, R.912.

Opportunità di miglioramento: Le regole del New Mexico impongono alcuni requisiti aggiuntivi all'elenco delle eccezioni al divieto di rilascio (*venting*) che gli Stati membri dell'UE e il Parlamento Europeo dovrebbero prendere in considerazione nell'adozione della norma. In particolare, il divieto di *venting* dovrebbe essere rafforzato in modo che il rilascio sia consentito solo in caso di emergenza, quando i rischi di *flaring* mettono a rischio la sicurezza delle operazioni e del personale, in linea con gli standard recentemente proposti dall'EPA. L'EPA ha anche proposto di imporre l'instradamento del gas associato verso le infrastrutture di trasporto, ma consente il *flaring* se tale infrastruttura non è disponibile.

CAPO 5 EMISSIONI DI METANO CHE HANNO LUOGO AL DI FUORI DELL'UNIONE

L'UE è spesso citata come il principale importatore di combustibili fossili del mondo, a causa della sua dipendenza dalle importazioni che sono in effetti pari al 90% dei consumi di gas e al 97% di quelli di petrolio. L'UE gioca quindi un ruolo significativo sul fronte delle emissioni di metano a livello globale. Ciò è particolarmente critico in quanto la *methane footprint* delle emissioni dovute al gas prima che arrivi ai confini dell'UE, secondo le stime, è tra tre e otto volte quella delle emissioni della *supply chain* del gas interna all'UE. In quanto consumatore di combustibili fossili, l'UE ha pertanto una responsabilità chiara, oltre che l'opportunità, di intervenire sulle emissioni. **La legislazione proposta deve pertanto essere modificata in modo da includere la riduzione delle emissioni di metano nelle importazioni.**

Non sussiste alcun precedente nell'UE rispetto alla regolamentazione delle importazioni di metano per fini energetici, ma il *Low Carbon Fuel Standard* della California offre un modello che interessa l'impronta di gas serra dei combustibili importati, emissioni di metano incluse. Inoltre, l'UE dispone di programmi ben testati per le importazioni in altre aree, come il settore alimentare e i prodotti agricoli, le sostanze chimiche, le automobili, il legno raccolto in maniera illegale e i biocombustibili non sostenibili, senza dimenticare le recenti proposte legislative sulla deforestazione *commodity-driven* (causata dalla richiesta di materie prime) e sul CBAM.

Raccomandiamo che:

- Il quadro normativo per MRV, LDAR e LVF sia applicato anche ai *gestori che esportano combustibili fossili verso l'UE*.
- Lo standard di prestazioni sulle emissioni proposto per l'Articolo 13 sia applicato anche al gas importato, in modo che lo standard copra *tutto il gas consumato nell'UE*, sia prodotto localmente che importato. Ciò può essere fatto aggiungendo un obbligo in capo ai *gas shipper* dell'UE affinché si approvvigionino di gas con intensità di emissioni *upstream* non superiore allo 0,2%.^{9, 10}
- A ciò dovrebbero affiancarsi misure in caso di mancata conformità, come sanzioni proporzionali, sviluppate in modo tale da non pregiudicare la sicurezza delle forniture.

Non è chiaro, invece, in che modo la proposta della Commissione di creare una banca dati pubblica per la trasparenza del metano, basata sui dati forniti dagli importatori, possa influenzare il comportamento di tali aziende e consentire di ottenere riduzioni significative delle emissioni di metano. Ecco perché proponiamo l'approccio delineato sopra.

⁹ Vedere [Mohlin, Piebalgs and Olczak, 2020](#)

¹⁰ methaneguidingprinciples.org/wp-content/uploads/2021/10/EU-Methane-Policy-Addressing-methane-emissions-v5.pdf. Alcuni membri dell'organizzazione Methane Guiding Principles hanno espresso l'opinione secondo cui gli 'obiettivi sono parte integrante di una serie di politiche mirate a rispondere al problema delle emissioni di tutto il gas consumato nell'UE' e hanno affermato di 'concordare con la strategia sul metano dell'UE, secondo la quale porre livelli minimi di standard, obiettivi o altri simili incentivi alla riduzione delle emissioni di metano basati su fondate analisi scientifiche può effettivamente svolgere un ruolo efficace per garantire la riduzione delle emissioni di metano nell'UE e in tutto il mondo'.

Qualora, tuttavia, i colegislatori preferiscano attenersi all'approccio della Commissione, questo dovrebbe essere rafforzato **aggiungendo un meccanismo di verifica delle informazioni fornite dagli importatori**, in particolare dei dati sulle emissioni. Attualmente, la proposta richiede soltanto il nome dell'organismo che ha svolto una verifica indipendente dei dati. Noi riteniamo che un approccio migliore consisterebbe nell'accettare solo soggetti verificatori certificati nell'UE o sviluppare un sistema per incrociare i dati sulle emissioni con quelli forniti da altre fonti di dati disponibili.

Accogliamo con favore la clausola dedicata al riesame. Tuttavia, dobbiamo esprimere la nostra preoccupazione rispetto alla data di tale riesame, che riteniamo troppo lontana nel tempo: nel caso in cui la Commissione europea proponga nuove misure, il processo legislativo potrebbe procrastinarsi fino al 2027-2028. Ciò significa che dalla pubblicazione dell'attuale proposta, nel mese di dicembre 2021, all'inizio di validità delle misure sulle importazioni, **verrebbero persi 7 anni di potenziali azioni sulla gran parte delle emissioni di metano consumato nell'UE**. Pertanto **raccomandiamo che la clausola di riesame conferisca invece alla Commissione europea il mandato di adottare atti delegati relativi a misure appropriate** ai sensi dello stesso articolo. L'ultimo paragrafo dell'Articolo 27(3) dovrebbe quindi essere modificato nel senso seguente:

‘Se del caso e sulla base degli elementi di prova necessari ad assicurare il pieno rispetto degli obblighi internazionali applicabili dell'Unione, la Commissione **adotterà atti delega ai sensi dell'Articolo 31 per integrare il presente regolamento incorporando e stabilendo prescrizioni** in capo agli importatori al fine di garantire un livello comparabile di efficacia per quanto riguarda la misurazione, la comunicazione, la verifica e la mitigazione delle emissioni di metano del settore dell'energia.’