

TOP UTILITY
WORKING PAPER



SOSTENIBILITÀ E INNOVAZIONE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO

LE TECNOLOGIE DI RICOMPRESSIONE
E RECUPERO NELLE RETI GAS

In collaborazione con



**L'eccellenza
delle utility italiane**

Si ringrazia per la preziosa collaborazione VPS Italy che ha collaborato all'analisi e le aziende che hanno contribuito alle case history. Si intende che la responsabilità circa i contenuti, le valutazioni e le tesi sostenute rimane a totale carico dell'Autore.

INDICE

Introduzione

1. Le emissioni di metano e gli impatti

1.1. L'impatto sul clima e le origini delle emissioni

1.2. Le emissioni del settore energetico e della filiera gas

2. Le iniziative internazionali

3. Le emissioni di metano in Europa e Italia

4. Le politiche UE e il Regolamento 2024/1787

4.1. Il percorso per ridurre le emissioni

4.2. Il Regolamento: soggetti coinvolti, obblighi, impatti

5. Il quadro in Italia e l'attuazione del Regolamento

5.1. Il quadro regolatorio

5.2. Il processo attuativo del Regolamento

6. Le soluzioni possibili e le tecnologie

6.1. Le opzioni tecnologiche, le pratiche, la ricomprensione

6.2. Case history sulla ricomprensione

7. Alcune proposte di policy



Introduzione

Nel quadro delle politiche per la transizione, l'Unione Europea ha introdotto obblighi sempre più stringenti in tema di emissioni climalteranti, prevedendo, tra l'altro, di intervenire su misurazione, controllo e riduzione delle emissioni di metano provenienti dal settore dell'energia. In particolare, il Regolamento UE n. 2024/1787 mira a limitare il rilascio volontario e involontario di metano in atmosfera da parte delle aziende attive nelle filiere energetiche.

I soggetti obbligati sono le imprese operanti nell'esplorazione e nella produzione di petrolio o gas naturale, nel trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas, anche nella modalità di GNL, nonché nell'importazione di energia fossile.

Gli obblighi e le scadenze stabilite dal Regolamento comportano l'adozione di nuove pratiche e tecniche per monitorare e ridurre le emissioni di metano. Inoltre, altri termini e impegni sono richiesti agli Stati membri, che devono individuare le autorità nazionali competenti a seguire l'attuazione delle norme.

Il lavoro, dopo avere inquadrato a livello globale il problema delle emissioni di metano, il loro impatto e le iniziative intraprese per ridurle, fornisce dati sull'incidenza del settore energetico sui rilasci di CH₄ in atmosfera in Europa e Italia. Si focalizza, quindi, sulle emissioni nazionali nelle fasi di trasporto e distribuzione del gas, che incidono sensibilmente su quelle complessive della relativa catena del valore (oltre il 60% in Italia), attraverso fuoriuscite singolarmente di minor entità rispetto a quelle più localizzate dell'upstream, ma diffuse e frequenti lungo condotte e impianti.

Sono poi messi in rilievo i contenuti del Regolamento, il suo stato di attuazione a livello nazionale. Si esaminano, anche attraverso alcune case history, le possibili tecniche innovative e sostenibili atte a contenere le emissioni per adempiere ai nuovi obblighi, quali la compressione e il riutilizzo del metano rilasciato, che evita pratiche vietate dal Regolamento anche nella distribuzione e trasporto del gas.

Lo studio si chiude con alcune indicazioni per un completamento armonico del contesto di regole su scala europea e nazionale e con proposte regolatorie per riconoscere i costi che dovranno essere sostenuti dagli operatori per adempiere alle nuove disposizioni UE, nonché per incentivare la realizzazione degli interventi volti alla riduzione delle emissioni dannose in ambito urbano per ambiente e sicurezza.

1. Le emissioni di metano e gli impatti

1.1. L'impatto sul clima e le origini delle emissioni

Metano secondo solo alla CO₂ per impatto sul riscaldamento globale

Il metano è un gas serra valutato come secondo solo all'anidride carbonica (CO₂) in termini di impatto totale sul riscaldamento globale ed è considerato responsabile di circa un terzo dell'attuale aumento delle temperature¹. Sebbene la CO₂ in atmosfera sia molto più abbondante del metano e abbia un tempo di permanenza di migliaia di anni, mentre il secondo scompare in circa 10-15 anni, il metano assorbe la radiazione infrarossa termica in modo maggiore. Conseguentemente ha un potenziale di riscaldamento globale, il cosiddetto *Global Warming Potential* (GWP)², di circa 80 volte più forte per unità di massa della CO₂ su una scala temporale di vent'anni e di circa 28 volte su una scala temporale di cento anni.

1 tonn Metano = 28 tonn CO_{2eq}

Un valore di GWP uguale a 28 per il metano significa che ogni unità di metano ha un impatto sul clima pari a 28 volte l'impatto di una quantità equivalente di CO₂, calcolato nell'arco di 100 anni³.

Ridurre le emissioni di metano contiene più rapidamente l'aumento delle temperature

Di conseguenza, il rapido decadimento del metano e il suo alto impatto sulla temperatura atmosferica lo rendono un obiettivo primario per intervenire in maniera tempestiva ed efficace sui cambiamenti climatici⁴. La relativamente breve vita atmosferica del metano comporta che tutti gli atti e gli strumenti diretti a diminuirne le emissioni possono ridurre in maniera più rapida il tasso di riscaldamento, rendendoli potenzialmente i più incisivi per limitare l'aumento delle temperature nei prossimi decenni.

Il Gruppo Intergovernativo delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (IPCC) considera che per procedere sul percorso di contenimento di 1,5°C dell'aumento della temperatura globale, sarebbe necessario eliminare circa un terzo delle emissioni di metano di natura antropica entro il 2030 e circa il 45% entro il

¹ Considerato n. 1 del Regolamento UE n. 2024/1787.

² Per tenere conto dell'impatto sul sistema climatico dei differenti gas serra (GHG), il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC) ha preso in considerazione diversi indici per riportare alla stessa scala le emissioni dei diversi gas, tra cui il *Global Warming Potential*, che misura il forcing radiativo in seguito all'emissione di una massa unitaria di una determinata sostanza, accumulato rispetto ad un orizzonte temporale prescelto (20, 100, 500 anni), e riferito a quello della sostanza di riferimento, ossia l'anidride carbonica. Il GWP rappresenta quindi un indicatore utilizzato per convertire le emissioni dei vari GHG in una misura standard, la CO₂ equivalente (CO_{2eq}), permettendo così di quantificare e confrontare il loro impatto complessivo e relativo.

³ Ad esempio, 1 tonnellata di metano equivale a circa 28 tCO_{2eq}.

⁴ ISPRA, *Il metano nell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra. L'Italia e il Global Methane Pledge 2022*.

2040, mentre ci si dirige verso il difficile obiettivo dello zero netto di CO₂ al 2050. Nei prossimi venticinque anni, la traiettoria della temperatura sarà quindi fortemente condizionata da ciò che verrà fatto per il metano, mentre nella seconda metà del secolo, sarà impattata da ciò che sarà fatto per la CO₂. 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 altre aggiuntive in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite, potrebbe evitare un riscaldamento di 0,3° entro il 2045⁵.

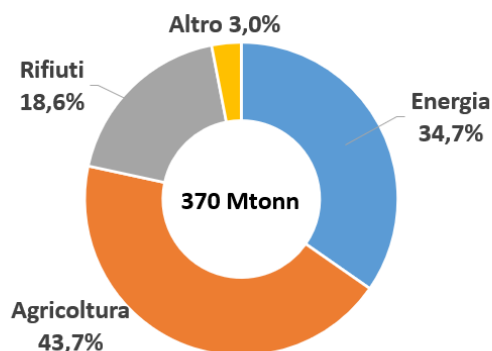
Dalle relazioni sulla qualità dell'aria in Europa dell'Agenzia Europea dell'Ambiente (EEA) emerge come il metano sia anche un gas precursore dell'ozono troposferico e contribuisca all'inquinamento atmosferico; quindi, la riduzione delle sue emissioni è positiva anche per proteggere la salute umana⁶.

Il metano viene emesso da diversi processi (di tipo biogenico, termogenico o pirogenico) e può essere di origine naturale (zone umide, sistemi di acqua dolce, fonti geologiche come i depositi di idrati di metano, processi biologici) o antropica. Il 60% delle emissioni globali di metano risultano dall'attività umana.

Il 60% del metano emesso ha natura antropica

Riguardo alla dimensione e l'origine di queste emissioni a livello mondiale, diverse fonti⁷, pur con dati non allineati, conducono a stimare mediamente che il 44% deriva dall'agricoltura, il 19% circa dai rifiuti e il 35% dal sistema energetico (Fig. 1).

Fig. 1 – Provenienza emissioni antropogeniche di metano nel mondo



35% delle emissioni mondiali proviene dal sistema energetico

Fonte: elaborazioni Althesys su dati e stime IEA e altri

⁵ Considerato n. 4 del Regolamento UE n. 2024/1787.

⁶ Considerato n. 3 del Regolamento UE n. 2024/1787.

⁷ International Energy Agency (IEA), United Nations Climate Change, Crippa e altri.

1.2. Le emissioni del settore energetico e della filiera gas

Il settore energetico ha il maggior potenziale di riduzione delle emissioni di metano

Il settore energetico, rispetto agli altri ambiti, è per sua natura caratterizzato dal maggior potenziale di contenimento delle emissioni di metano in termini di tempo e di sostenibilità economica. L'IPCC, tra le misure con un maggiore effetto di mitigazione delle emissioni climalteranti al 2030, analizzando efficacia e costi, mette nelle prime tre posizioni il solare fotovoltaico (4,5 mld. tonn. di CO_{2eq}/anno), l'energia eolica (3,85 mld. tonn. CO_{2eq}/anno) e il contenimento delle emissioni di metano nel settore energetico (1,65 mld. tonn. CO_{2eq}/anno).

La filiera del gas incide per il 25% sulle emissioni dell'energia

Il comparto energetico comprendente, dal punto di vista delle emissioni di metano, petrolio, gas naturale, carbone e bioenergia, offre alcune delle più efficaci opportunità per ridurre questo tipo di GHG⁸. A livello globale, il settore petrolifero conta per circa il 30% delle emissioni di metano, mentre la filiera del gas naturale incide per il 25%. Il 26% circa deriva dalla catena del carbone⁹ e il 14% dalle bioenergie¹⁰, mentre il resto è per lo più collegabile a siti di estrazione e miniere abbandonati. Si calcola che 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 ambientale¹¹.

77% emissioni delle filiere fossili è riducibile in modo efficace sotto il profilo economico e ambientale

Nella maggior parte del mondo, per segnalare le emissioni di metano sono usati pochi dati basati su misurazioni reali. Si tratta di un problema rilevante, poiché le emissioni misurate tendono ad essere superiori a quelle segnalate dagli Stati, spesso sulla base di stime approssimative. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) valuta le emissioni totali di metano legate all'energia a livello globale (stime basate sui dati più recenti e migliori disponibili, inclusi studi scientifici, campagne di misurazione e grandi eventi di emissione rilevati dai satelliti) superiori di circa l'80% rispetto al totale riportato dai Paesi alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Questo divario è minore in Europa, dove i Paesi presentano con regolarità gli

Ancora pochi dati basati su misurazioni reali

⁸ IEA, *Global Methane Tracker 2025*, 2025.

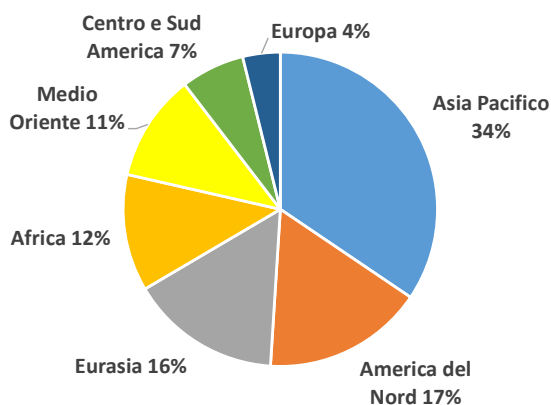
⁹ Le emissioni di metano derivanti dalla produzione di carbone sono inerenti al carbone termico (utilizzato soprattutto per la produzione di energia elettrica) e il carbone da coke (usato principalmente per uso industriale). Altre fonti derivanti dal carbone includono quelle associate alla produzione di lignite e torba e le emissioni legate al consumo da parte degli utenti finali (fonte IEA).

¹⁰ Le emissioni di metano delle bioenergie derivano dalla fornitura e dall'uso di biogas, biodiesel e altri biocarburanti liquidi, nonché dalla bioenergia solida, come pellet, legna da ardere e residui agricoli (fonte IEA).

¹¹ Considerato n. 6 del Regolamento UE n. 2024/1787.

inventari e alcuni produttori riportano le emissioni sulla base dei dati misurati. Il grafico della Fig. 2 mostra l'incidenza delle varie aree, come stimato dall'IEA, sulle emissioni globali di metano da parte del settore energetico¹².

Fig. 2 - Emissioni di metano del settore energetico in varie aree regionali



Fonte: elaborazioni Althesys su IEA e altri

L'Europa incide direttamente per circa il 4% sulle emissioni globali di metano del settore energetico, ma è anche il maggiore importatore mondiale di energia fossile e contribuisce in quanto tale in modo anche più significativo alle emissioni derivanti dal gas naturale a livello mondiale¹³.

Europa incide per il 4%, ma è il maggior importatore di energia fossile

Come noto, i settori dell'energia fossile sono suddivisi in fasi e segmenti, dalla produzione al consumo, che costituiscono la catena del valore di queste fonti. Il presente documento si focalizza sulle emissioni di metano della filiera del gas naturale, soprattutto nella fase di trasporto e distribuzione, ma diverse considerazioni sono estendibili anche alle altre filiere.

L'upstream del gas naturale determina le emissioni di metano derivanti dalla perforazione, estrazione, raccolta e lavorazione del gas onshore o offshore. La sua movimentazione verso i mercati di consumo comprende le emissioni dovute al trasporto e alla distribuzione del gas tramite condotte o sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL) e dalla rigassificazione.

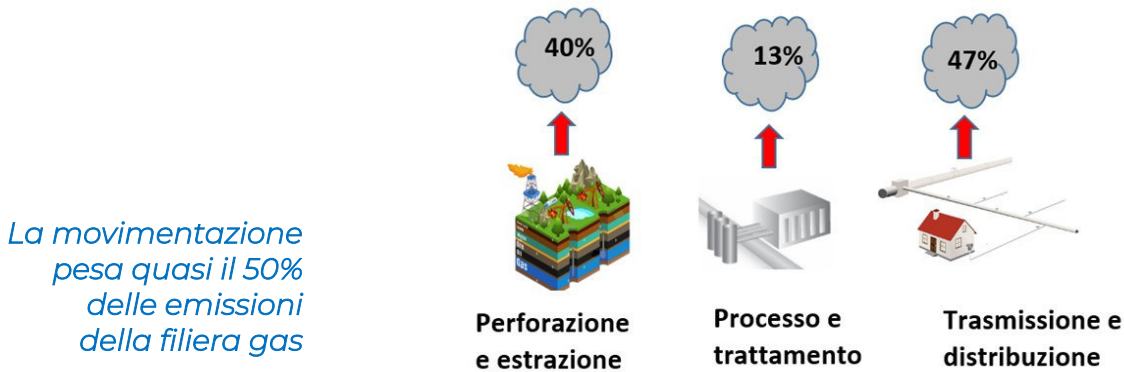
I valori indicativi delle emissioni di metano nei vari segmenti, dall'estrazione fino alla distribuzione agli utenti finali sono riportati nella Fig. 3. Interessante osservare come, sulla base di dispersioni totali della filiera, stimate all'1,5% del gas estratto, trattato e

¹² IEA, op. citata.

¹³ Considerato n.5 del Regolamento UE n. 2024/1787.

movimentato, la fase del trasporto e distribuzione contribuisca per il 47% circa alle emissioni di metano complessive della filiera¹⁴.

Fig. 3 – Valori tipici dell’incidenza delle varie fasi sulle emissioni totali di metano nella filiera del gas naturale



Fonte elaborazione Althesys su dati Assorisorse e Stanford University

Sebbene non esista una classificazione codificata di queste emissioni e una tassonomia unica adottata per tutti i settori, in termini generali è possibile distinguere tra¹⁵:

Una classificazione delle emissioni di metano

- **Emissioni rilasciate (*venting*)**, risultato di rilasci diretti in atmosfera (quindi senza combustione) per lo più intenzionali, anche per motivi di sicurezza, riconducibili a: rilasci intenzionali per operazioni di manutenzione programmata o straordinaria di componenti o parti di impianto; rilasci intenzionali per interventi sulla rete in esercizio quali nuovi allacciamenti, potenziamenti, sostituzione di tratti di condotta, manutenzioni e ispezioni; rilasci intenzionali per dismissione di tratti di condotta.
- **Emissioni fuggitive e non intenzionali**, derivanti da rotture accidentali di condotte, dovute ad esempio all’usura, alla corrosione o ad eventi accidentali (lavori, smottamenti, terremoti, ecc.); perdite dalle tenute (ad esempio, steli di valvole, flange, connessioni, corpi di valvole di sicurezza) e perdite dalle open-ended line, ovvero le sedi delle valvole di cui un lato è a contatto con l’atmosfera.

¹⁴ Stanford University, School of Earth, Energy & Environmental Sciences, *America's natural gas system is leaky and in need of a fix, new study finds*, 2014.

¹⁵ IEA, Methane Tracker Tool, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer>; Assorisorse, *Gruppo di lavoro sulle emissioni di metano. L’impegno dell’industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano*, settembre 2022.

- **Emissioni da combustione incompleta** (*incomplete flaring*) di metano, possono verificarsi quando il gas che non può essere usato o recuperato in modo economicamente vantaggioso viene bruciato in torcia (*flaring*). Ciò avviene soprattutto, ma non solo, nelle fasi upstream della filiera. La maggior parte del gas naturale viene così convertita in CO₂ e acqua, ma una parte potrebbe non essere bruciata e viene così immessa nell'atmosfera sotto forma di metano.
- **Emissioni pneumatiche**, derivanti da apparecchiature di regolazione (ad esempio valvole) e da impianti di analisi gas (per esempio gascromatografi, densimetri, analizzatori).

Nel 2024, il settore dei combustibili fossili ha emesso circa 200 miliardi di metri cubi di metano a livello globale. Non tutti avrebbero potuto essere catturati e usati, ma si stima che ridurre le emissioni avrebbe potuto rendere disponibili quasi 100 miliardi di metri cubi di gas. Inoltre, ogni anno nel mondo vengono bruciati altri 150 miliardi di metri cubi di gas (*flaring*), la maggior parte dei quali sono combustioni di routine, non di emergenza¹⁶.

*Significativi
potenziali
di recupero*

2. Le iniziative internazionali

Nel corso della ventiseiesima Conferenza delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (COP26), tenutasi a Glasgow nel novembre 2021, gli Stati Uniti e l'Unione Europea hanno lanciato ufficialmente il *Global Methane Pledge* (GMP), anticipato alla riunione del Major Economies Forum (MEF) nel settembre 2021.

I Paesi aderenti al GMP si impegnano a intraprendere azioni volontarie per contribuire a ridurre entro il 2030 le emissioni globali di metano di almeno il 30% dai livelli del 2020. L'accordo non prevede un target specifico per Paese, ma mira ad ottenere un consenso diffuso verso l'obiettivo generale indicato. All'UE e agli Stati Uniti si sono successivamente aggiunte molte altre nazioni e oggi il GMP conta 159 Stati partecipanti.

*Il Global
Methane
Pledge*

Le nazioni del GMP si impegnano a migliorare le metodologie di rilevazione e misurazione delle emissioni nonché a lavorare per migliorare l'accuratezza, la trasparenza, la comparabilità e la completezza delle relazioni nazionali sull'inventario dei gas serra nell'ambito dell'UNFCCC e dell'Accordo di Parigi.

¹⁶ IEA, *Global Methane Tracker 2025*, 2025.

Aree di azione e roadmap nazionali

Dal suo lancio, il GMP ha generato uno sforzo importante per la mitigazione del metano, con lavori in corso in sei aree di azione: il percorso energetico, quello dei rifiuti, il percorso alimentare e agricolo, i piani e le politiche sul metano, i dati per l'azione sul metano e il finanziamento per la riduzione delle emissioni.

Tali impegni sono sostenuti da diversi attori internazionali, quali la *Global Methane Initiative (GMI)*¹⁷, il *Global Methane Hub (GMH)*¹⁸, l'IEA, la Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite (UNECE) e la Banca mondiale. Il GMP ha costituito, come primo punto di riferimento per i Paesi aderenti, la Coalizione per il clima e l'aria pulita (CCAC) che ha varato un Programma (M-RAP) per sostenere lo sviluppo e l'attuazione di roadmap nazionali trasparenti e coerenti sul metano. I Paesi facenti parte del GMP possono ricevere il sostegno finanziario della CCAC per sviluppare la tabella di marcia nazionale sul metano o il loro piano d'azione.

Le rilevazioni satellitari

Inoltre, oggi ci sono più di 25 satelliti in orbita in grado di fornire informazioni sulle emissioni di metano e molti Paesi e aziende stanno cercando di migliorare la loro rendicontazione in materia. Il Canada ha recentemente aggiornato il proprio metodo per un miglioramento dei dati, portando a un aumento di oltre il 35% del volume delle emissioni fuggitive segnalate per le filiere petrolio e gas.

Nel 2024, alcune aziende oil & gas hanno raggiunto il livello più alto di rendicontazione fissato dal Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente denominato *Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OMGP)*¹⁹.

Ma restano significative lacune nei dati...

La crescente disponibilità di studi di misurazione e dati satellitari ha ridotto l'incertezza delle stime. Tuttavia, le iniziative volontarie guidate dal settore restano il modo principale per quantificare e mitigare le emissioni di metano in molti Paesi e comunque permangono significative lacune nei dati, soprattutto in alcune

¹⁷ È una partnership internazionale pubblico-privata centrata sulla riduzione degli ostacoli al recupero e all'uso del metano come preziosa fonte energetica. La GMI fornisce supporto tecnico per realizzare progetti di conversione del metano in energia in tutto il mondo, che consentono ai Paesi partner di avviare progetti di recupero e utilizzo del metano.

¹⁸ Il GMH mira a creare una rete globale di scienziati, esperti, attivisti, politici e filantropi, impegnati verso l'unico obiettivo di mitigare le emissioni di metano.

¹⁹ OMGP 2.0 è il Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (UNEP) in materia di rendicontazione e mitigazione nel settore petrolifero e del gas. Si tratta dell'unico quadro di rendicontazione internazionale completo e basato su misurazioni per il settore.

parti del mondo, dove i satelliti hanno difficoltà a raccogliere dati anche per ragioni climatiche²⁰.

Se una quota crescente della produzione di petrolio e gas (quasi l'80%) è soggetta a impegni di riduzione del metano grazie a nuovi partecipanti al GMP (ad esempio l'Azerbaijan) o ad altre iniziative internazionali (esempio, la *Oil and Gas Decarbonization Charter*²¹ o la citata OMGP), l'effettiva implementazione degli impegni rimane però ancora debole e diversi grandi produttori, conformandosi all'inerzia dei loro Stati, devono ancora iniziare.

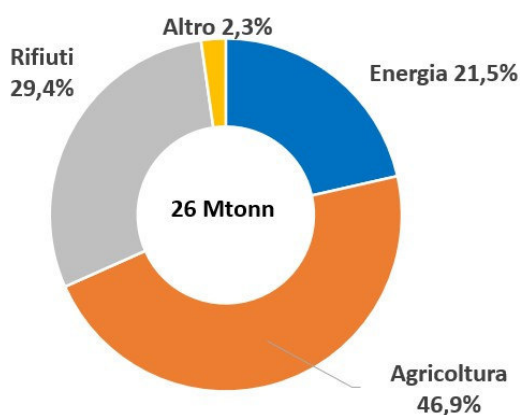
... e debole implementazione degli impegni

3. Le emissioni di metano in Europa e Italia

Il settore energetico europeo emette direttamente circa 5,6 milioni di tonnellate di metano, rappresentando il 22% circa delle emissioni complessive del continente, mentre il 47% proviene dall'agricoltura e il 29% dai rifiuti (stime IEA) (Fig. 4).

Condotte (trasporto e distribuzione) e impianti di GNL sono responsabili dell'emissione di circa 1,1 milioni di tonnellate di metano pari a circa il 20% delle emissioni complessive del settore energetico, di queste il 60% circa sono attribuibili ad operazioni di rilascio volontario diretto in atmosfera, *venting*²² (Fig.5).

Fig. 4 – Provenienza emissioni antropogeniche di metano in Europa



Fonte: elaborazioni Althesys su stime IEA

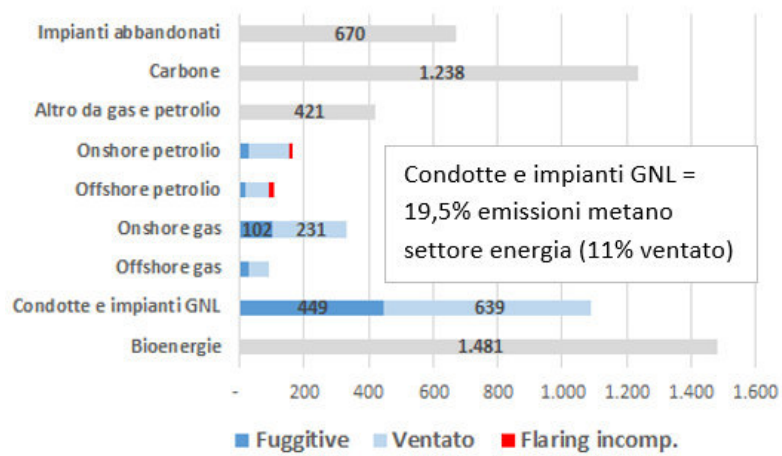
²⁰ IEA segnala in particolare Russia e Venezuela, anche per ragioni climatiche che ostacolano la rilevazione satellitare.

²¹ Impegno globale di industrie del settore oil & gas volto ad accelerare le azioni per il clima.

²² Elaborazioni Althesys su dati IEA, Methane Tracker Tool <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer>.

Fig. 5 – Origine emissioni di metano del settore energetico in Europa

In Europa reti e impianti GNL producono il 20% delle emissioni da energia



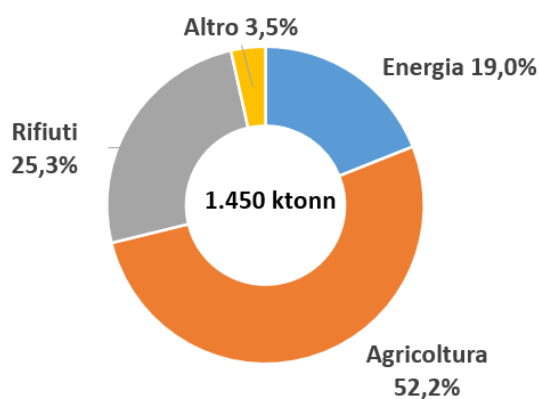
Fonte: elaborazioni Althesys su stime IEA

Anche per l'Europa e per il nostro Paese i dati sulle emissioni comunicati da aziende e organizzazioni sono **ancora incompleti** e integrati da stime. Il Regolamento UE n. 2024/1787 nasce proprio con lo scopo di costruire un sistema vincolante e organico di regole per monitorare e verificare, oltre che per ridurre, le emissioni di metano del settore energetico.

Dati ancora incompleti

In Italia, secondo stime IEA²³, le emissioni di metano ammontano a circa 1,45 milioni di tonnellate, di cui il 19% deriva dal settore energetico nazionale per 276 mila tonnellate, pari al 5% delle emissioni europee del settore stesso (Fig. 6).

Fig. 6 – Provenienza emissioni antropogeniche di metano in Italia

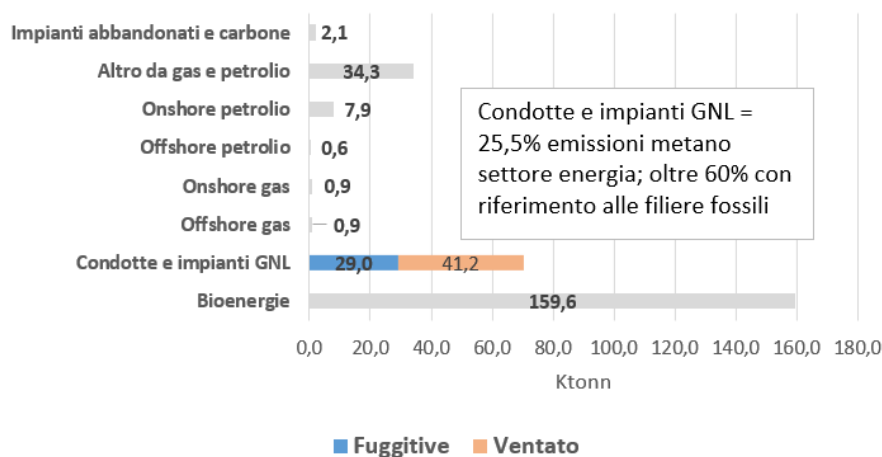


Fonte: elaborazioni Althesys su stime IEA

²³ IEA, Methane Tracker Tool.

Analogamente al grafico per l'Europa, la Fig. n. 7 indica l'origine delle emissioni di metano del settore energetico in Italia secondo le stime dell'IEA. Data anche la modesta attività estrattiva nazionale, l'incidenza delle condotte (trasporto + distribuzione) e degli impianti di rigassificazione risulta rilevante (70 mila tonn) e pari al 25,5%, di cui circa il 60% è attribuito alle emissioni da ventato. Per il solo comparto fossile (escluse quindi le bioenergie), condotte e impianti GNL incidono per oltre il 60%.

Fig. 7 – Origine emissioni di metano del settore energetico in Italia



In Italia, reti e impianti GNL incidono per oltre il 60% sulle emissioni delle filiere fossili

Fonte: elaborazioni Althesys su stime IEA

Le 70 mila tonnellate di emissioni di metano stimate da IEA per condotte e impianti GNL in Italia corrispondono a **circa 2 milioni di tonnellate di CO_{2eq}**.

ISPRA²⁴ usa una diversa classificazione delle emissioni totali del settore energetico italiano ricomprendendo solo quelle derivanti dalle filiere fossili. In ogni caso, anche secondo ISPRA, l'intero comparto della movimentazione del gas naturale (trasporto, stoccaggio e distribuzione) costituisce la sorgente principale di emissioni di metano, con la distribuzione nel ruolo dominante. Complessivamente alla movimentazione del gas sono attribuite emissioni per circa 3 milioni di tonnellate di CO_{2eq}²⁵.

IEA-ISPRA: in Italia 2-3 mil. tonn CO_{2eq} da reti e GNL

²⁴ ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, in accordo a quanto previsto nell'ambito della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC), del protocollo di Kyoto e del Meccanismo di Monitoraggio dei Gas Serra dell'Unione Europea, raccoglie ed elabora i dati dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra (National Inventory Report – NIR), comprese quindi le emissioni di metano.

²⁵ ISPRA, op. citata. Rispetto a IEA, ISPRA non distingue tra fuggitive e ventato e assume presumibilmente tutte le emissioni dalla filiera gas non incombuste come fuggitive.

ISPRA: condotte principale obiettivo per interventi di riduzione delle emissioni

Secondo l'istituto italiano, nonostante le emissioni della filiera si siano sensibilmente ridotte dal 1990 in seguito ai numerosi interventi di miglioramento delle reti ("il fattore di emissione nella sorgente trasporto-stoccaggio è circa un ordine di grandezza inferiore rispetto al fattore di emissione nella distribuzione"), l'assetto della rete risulta un fattore di cruciale importanza per la diminuzione delle emissioni fuggitive nella filiera del gas naturale. Inoltre, la rilevanza delle emissioni dalla distribuzione fa di questa sorgente il principale obiettivo per futuri interventi di riduzione delle emissioni dal settore energetico in Italia²⁶.

4. Le politiche UE e il Regolamento 2024/1787

4.1. Il percorso per ridurre le emissioni

Il tema delle emissioni di metano è definitivamente emerso nel dibattito pubblico europeo con la *Methane Strategy* dell'UE lanciata ad ottobre 2020 all'interno del Green Deal Europeo²⁷.

È un piano per ridurre le emissioni di metano di natura antropica nei settori energetico, agricolo e dei rifiuti. Le sue azioni principali includevano la proposta di una normativa vincolante per il settore energetico, il sostegno a misure per l'agricoltura e i rifiuti e hanno poi condotto alla costituzione del *Global Methane Pledge*.

Dalla valutazione d'impatto che ha accompagnato la proposta del successivo Regolamento n. 2021/1119²⁸ del 30 giugno 2021, emerge che 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, sociali e ambientali²⁹.

Le emissioni di metano rientrano quindi negli obiettivi UE in materia di riduzione dei gas a effetto serra e in quelli nazionali vincolanti di riduzione delle emissioni ai sensi del regolamento n.

Il 77% delle emissioni dalle filiere fossili può essere ridotto in modo sostenibile

²⁶ ISPRA, op citata.

²⁷ Nella comunicazione dell'11 dicembre 2019 sul Green Deal europeo la Commissione ha indicato che sarebbe stata facilitata la decarbonizzazione del settore del gas anche affrontando la questione delle emissioni di metano legate all'energia.

²⁸ Il Regolamento (UE) n. 2021/1119 costituisce la «Normativa europea sul clima», adottata il 30 giugno 2021, che stabilisce l'obiettivo giuridicamente vincolante dell'UE di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e fissa una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

²⁹ Considerato n.6 del Regolamento UE n. 2024/1787.

2018/842³⁰. Tuttavia, prima del 2024, non esisteva un quadro giuridico che stabilisse misure specifiche per ridurre le emissioni di metano nel settore energetico. La direttiva n. 2010/75/UE³¹, sebbene riguardi le emissioni di metano derivanti dalla raffinazione di petrolio e gas, non copriva quelle da altre attività nel comparto dell'energia.

L'UE ha così iniziato un percorso volto ad introdurre un sistema vincolante e organico di regole per monitorare, comunicare, verificare e ridurre le emissioni di metano del settore. Inoltre, la gran parte delle emissioni, specialmente quelle associate al gas, è prodotta prima di raggiungere i confini europei, quindi nel procedimento di discussione delle nuove regole si è mirato a coinvolgere anche i Paesi produttori per ridurre le emissioni lungo tutta la filiera, incluso l'upstream.

Necessità di un sistema organico di regole

In questo quadro è interessante sottolineare come dai documenti preparatori della nuova normativa introdotta nel 2024 emerga l'ampia consultazione effettuata presso i numerosi portatori di interessi. Il 78% ha manifestato adesione al progetto legislativo e in particolare, gli operatori hanno convenuto sull'opportunità di vietare le pratiche di combustione in torcia associate all'energia prodotta e consumata nell'UE (*flaring*) e il 72% ha espresso ampio consenso ad estendere gli obblighi di monitoraggio alle imprese che importano energia fossile da Paesi non europei³².

Includere le importazioni

L'iniziativa si colloca anche a fianco del Regolamento (UE) n. 2018/842 contenente gli obiettivi annuali vincolanti di emissione di gas ad effetto serra per ciascuno Stato, dal 2021 al 2030, nelle aree dell'edilizia, dei trasporti, dell'agricoltura, dell'industria e dei rifiuti che non sono incluse nel sistema dello scambio di quote di emissioni (Emission Trading System - ETS).

Nel dicembre 2023, in occasione della COP 28, la presidente della Commissione, Von der Leyen, preannunciando un prossimo varo della prima normativa UE volta a ridurre le emissioni di metano nelle filiere energetiche, annunciava anche un sostegno di 175 milioni di euro per catalizzare gli sforzi dei governi, dell'industria e delle organizzazioni filantropiche per ridurre le emissioni di

Verso nuove regole

³⁰ Regolamento UE n. 2018/842 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 dell'accordo di Parigi.

³¹ Direttiva n. 2010/75/UE del 24 novembre 2010 relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento).

³² Poletti F., *Il nuovo regolamento europeo sulle emissioni di metano nell'energia*, <https://www.rivistaenergia.it/>, ottobre 2024.

metano nel settore energetico, anche tramite l'arricchimento dei dati grazie all'uso di nuovi satelliti.

Il 13 giugno 2024 veniva, infine, approvato il Regolamento n. 2024/1787 per la riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia a modifica del regolamento n. 2019/942, normativa che entrava in vigore il 4 agosto 2024.

4.2. Il Regolamento: soggetti coinvolti, obblighi, impatti

Il provvedimento muove dalla considerazione che le norme in materia di misurazione, monitoraggio, comunicazione verifica e riduzione delle emissioni di metano nel settore fossile, 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 e organico quadro giuridico, garantendo allo stesso tempo la protezione dei lavoratori dalle emissioni di metano.

I **principali obiettivi** del Regolamento sono così riassumibili:

I principali obiettivi

- fornire un quadro informativo attendibile sulle fonti principali di emissione di metano collegate all'energia trasportata e prodotta all'interno dell'UE attraverso azioni e regole di misurazione, monitoraggio, comunicazione e verifica dei dati di emissione;
- ridurre drasticamente e rapidamente le emissioni evitabili attraverso obblighi di individuazione e riparazione delle perdite, il divieto di *venting* e *flaring*, l'introduzione di strumenti di monitoraggio e allarme rapido;
- stimolare la limitazione della dispersione del gas negli Stati non europei da cui questo proviene attraverso obblighi di trasparenza e incentivi.

I settori coinvolti

L'**ambito di applicazione** del Regolamento (*art.1, Oggetto e ambito di applicazione*) riguarda i seguenti settori:

- ricerca e coltivazione di petrolio e gas fossile; raccolta e trattamento del gas;
- **trasporto e distribuzione del gas naturale**, eccetto i sistemi di misurazione presso i punti di consumo finale, nonché allo stoccaggio sotterraneo e alle operazioni nei terminali e negli impianti del GNL;
- pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e i pozzi tappati permanentemente e abbandonati;

- miniere di carbone sotterranee e a cielo aperto attive, miniere di carbone sotterranee chiuse e miniere di carbone sotterranee abbandonate;
- emissioni di metano che si verificano al di fuori dell'UE per quanto riguarda il petrolio greggio, il gas naturale e il carbone immessi sul mercato dell'Unione.

Il Regolamento si applica agli operatori che gestiscono o controllano una delle attività indicate, o che detengono un significativo potere economico sul loro funzionamento tecnico.

Ciascuno Stato deve nominare e notificare alla Commissione entro il 5 febbraio 2025 almeno **un'autorità competente** che vigili sul rispetto effettivo degli obblighi previsti dal Regolamento da parte dei gestori e degli importatori e deve notificare alla Commissione tale nomina e qualsiasi relativo cambiamento. Le autorità competenti dovrebbero disporre di risorse finanziarie e umane sufficienti e adottare tutte le misure necessarie per garantire il rispetto del Regolamento (*art. 4, Autorità competenti*).

Ogni Stato nomina un'Autorità competente

Particolarmente impattanti per gli operatori della filiera, inclusi trasportatori e distributori, risultano le seguenti disposizioni contenenti **scadenze e obblighi**:

- entro il 5 agosto 2025 i gestori presentano alle autorità competenti una relazione contenente la quantificazione delle emissioni per fonte; dettagli sul tipo di fonte emittente, sulla sua ubicazione, sul metodo quantitativo adottato (*art. 12, Monitoraggio e comunicazione*);
- i gestori sono tenuti ad adottare tutte le misure di mitigazione appropriate per prevenire e ridurre al minimo le emissioni di gas nelle loro operazioni (*art. 13, Obbligo generale di mitigazione*);
- disposizioni ad hoc sono prescritte per individuare e riparare le fuoriuscite da siti e condotte. In particolare, 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») (*art. 14, Rilevamento e riparazione delle fuoriuscite*);
- **Il rilascio diretto in atmosfera (venting) è vietato**, così come è vietata la combustione in torcia di routine (*flaring*). Ciò salvo in caso di emergenza o di malfunzionamento, ovvero se inevitabili e strettamente necessari in una serie di

Divieto di venting e flaring

circostanze indicate dal Regolamento (*art.15, Restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia*). È fissato l'obbligo per gli operatori di conformarsi alle restrizioni su rilasci e flaring senza possibilità di proroga, in ogni caso entro febbraio 2026 per i siti esistenti, e non oltre 12 mesi dall'inizio delle operazioni per i nuovi siti (art. 15, comma 8). In ogni caso, gli eventi di rilascio in atmosfera di gas o di sua bruciatura in torcia vengono notificati dai gestori alle autorità designate (*art. 16, Comunicazione di eventi di rilascio e di eventi di combustione in torcia*).

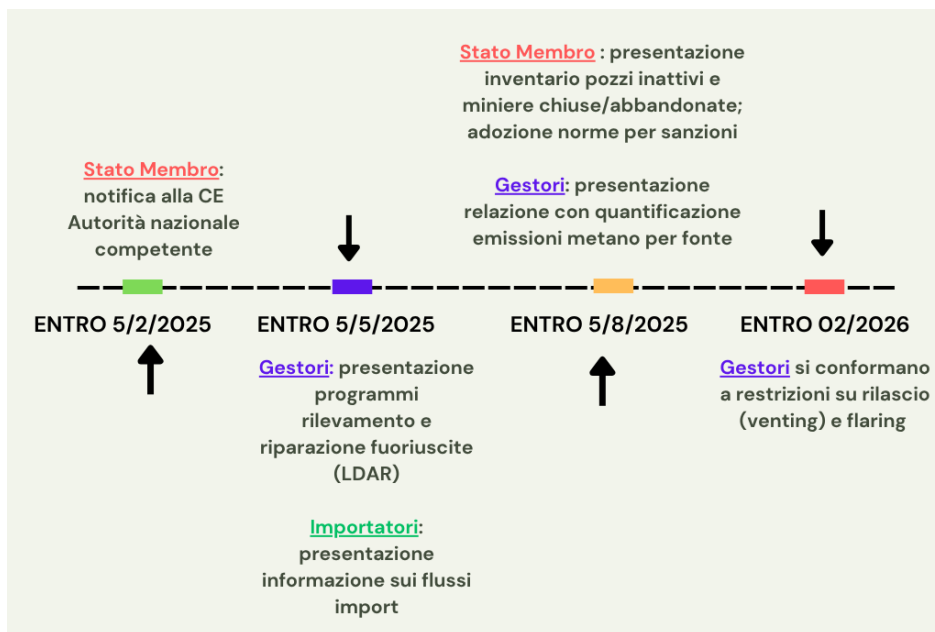
In sostanza, **l'entrata in vigore del Regolamento non rende più possibile gestire interventi sulla rete che richiedano lo scarico di gas secondo le procedure finora seguite**. Il principio è che il recupero o l'uso in loco del metano ovvero l'invio a un mercato dovrebbe essere sempre preferibile al rilascio o alla combustione in torcia. I gestori che effettuano queste operazioni dovrebbero dimostrare alle autorità competenti che il recupero non era possibile.

Per controllare l'applicazione della norma sono previste ispezioni a cadenza temporale ravvicinata (*art.6, Ispezioni*), con controlli in loco od audit sul campo per esaminare la documentazione attestante la conformità alle prescrizioni per il rilevamento e la misurazione delle emissioni. Qualsiasi persona fisica o giuridica (*art.7, Reclami*) può presentare reclamo alle autorità competenti in merito ad una potenziale violazione del Regolamento da parte di un gestore. Gli enti verificatori preposti, nonché la Commissione europea si avvalgono delle informazioni rese pubbliche dallo osservatorio internazionale delle emissioni di metano (IMEO) e dal partenariato istituito dal piano Oil and Gas Methane Partnership.

Entro il 5 febbraio 2026, la Commissione istituisce e mantiene una banca dati per la trasparenza sul metano, comprese informazioni sulle imprese, sugli importatori e sui volumi di petrolio greggio, gas e carbone degli Stati membri e dei paesi terzi immessi sul mercato dell'UE (*art. 30, Banca dati per la trasparenza sul metano e profili di prestazione in materia di metano*).

Le sanzioni Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni applicabili in caso di violazione del Regolamento, da notificare alla Commissione entro il 5 agosto 2025 (sono elencate le violazioni sanzionabili). Gli Stati membri devono garantire che le autorità competenti abbiano il potere di imporre sanzioni amministrative fino a un massimo del 20% del fatturato annuo dell'esercizio precedente (*art. 33, Sanzioni*).

Fig. 8 – Scadenze per Stati Membri e Gestori previste dal Regolamento



Fonte: elaborazione Althesys

Per gli **importatori**, il Regolamento dispone che, entro il 5 maggio 2025 e, successivamente, entro il 31 maggio di ogni anno, debbano fornire le informazioni indicate nella legge alle proprie istituzioni competenti (*art. 27, Obblighi applicabili agli importatori*).

Obblighi per gli importatori

A decorrere dal 1° gennaio 2027 gli operatori che importano devono dimostrare e comunicare alle autorità che i contratti conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente a tale data, per la fornitura di petrolio, gas o carbone prodotti al di fuori della UE, riguardano solo materie prime soggette a misure di monitoraggio, comunicazione e verifica applicate al livello del produttore equivalenti a quelle stabilite nel regolamento stesso (*art. 28, Equivalenza delle misure di monitoraggio, comunicazione e verifica*). Per i contratti di fornitura conclusi prima del 4 agosto 2024, gli importatori dovrebbero compiere ogni sforzo ragionevole per esigere che il petrolio, il gas, o il carbone siano soggetti a monitoraggio, comunicazione e verifica applicabili al produttore che siano equivalenti a quelle di questa disciplina. A tal fine, lo sforzo può consistere anche nella modificazione del testo dei contratti stipulati.

Al fine di rispettare gli obblighi previsti dal Regolamento saranno necessari investimenti da parte dei soggetti regolamentati e i costi associati a tali interventi dovrebbero essere considerati nella fissazione delle tariffe, nel rispetto dei principi di efficienza.

Il riconoscimento dei costi sostenuti dagli operatori

Pertanto, nel fissare o approvare le tariffe o le metodologie che devono essere utilizzate dai gestori, le autorità di regolazione, ai sensi dell'articolo 57 della Direttiva UE n. 2019/944 e del capo X della Direttiva n. 2024/1788, tengono conto dei **costi sostenuti e degli investimenti effettuati** per rispettare gli obblighi previsti dal Regolamento, “nella misura in cui corrispondono a quelli di un soggetto regolamentato efficiente e strutturalmente comparabile e sono trasparenti” (*art. 3, Costi sostenuti dagli operatori*). I costi necessari non dovrebbero comportare oneri finanziari sproporzionati per gli utenti finali e i consumatori.

Il CEN elabora norme tecniche armonizzate

L'articolo 32 (comma 1) prevede che la Commissione chieda a una o più organizzazioni europee di normazione tecnica, di elaborare “norme armonizzate” per disciplinare tra l'altro: misurazione e quantificazione delle emissioni, le indagini LDAR, gli apparecchi che consentano di rispettare le norme per il *venting* ed il *flaring*. Da alcuni mesi è in corso la finalizzazione dell'incarico al Comitato tecnico europeo di normazione (CEN) che ha tempo un anno per rendere disponibile il progetto di stesura delle norme.

5. Il quadro in Italia e l'attuazione del Regolamento

5.1. Il quadro regolatorio

In Italia, allo stato, non è presente una specifica legislazione nazionale primaria limitante le emissioni di metano. In particolare, queste non sono soggette ai limiti del D.Lgs. n. 155/2010, relativamente alla qualità dell'aria.

Misure di ARERA per contenere le perdite ...

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), competente per la regolazione delle infrastrutture del gas, ha emanato da alcuni anni disposizioni volte a ridurre le emissioni di metano negli ambiti di sua competenza. Si tratta di obblighi di ispezione della rete e di registrazione delle dispersioni localizzate nonché di meccanismi di riconoscimento dei costi che incentivano la riduzione delle perdite.

... ai fini della qualità, continuità e sicurezza del servizio

Gli interventi di ARERA per ridurre le emissioni di metano sono principalmente contenuti nella disciplina di regolazione della qualità del servizio, che comprende obblighi in materia di sicurezza (ambito entro il quale sono ricompresi gli obblighi su monitoraggio della rete e riduzione delle perdite), continuità del

servizio e qualità commerciale del servizio³³. I settori regolati sono il trasporto, la distribuzione, lo stoccaggio. È una regolazione, per forza di cose e del contesto giuridico, più indirizzata al contenimento delle emissioni fuggitive che di quelle rilasciate.

Per quanto riguarda **il trasporto di gas (TSO)**, ARERA ha adottato, all'interno della regolazione per determinare le tariffe del servizio, un meccanismo di riconoscimento dei costi per le perdite di rete (introdotto con delibera n. 514/2013/R/gas) che crea un incentivo per il loro contenimento basato su fattori di emissione efficienti per ciascun componente rilevante della rete di trasporto.

Le comunicazioni ad ARERA dei TSO

Se l'impresa di trasporto riesce a mantenere un livello di perdite più basso di quello riconosciuto in tariffa può tenere la differenza tra il livello di perdite riconosciuto e quello effettivo; se il livello di perdite è maggiore, l'impresa riconosce la differenza. Inoltre, nella regolazione per la qualità del servizio, ARERA ha introdotto un requisito di ispezione delle reti per la ricerca delle dispersioni.

Il TSO deve comunicare ad ARERA: il numero di dispersioni localizzate, distinguendo in base al tipo di attività svolta, alla tipologia del punto della rete/impianto; il numero di eventi con rilascio di gas in atmosfera verificatisi distinguendo in base alla causa, al tipo del punto della rete e/o dell'impianto; il volume complessivo (calcolato/stimato) di gas rilasciato in atmosfera (in Smc) suddiviso in base alla causa degli eventi³⁴.

La Fig. 9 indica le emissioni per sorgente e i volumi rilasciati in atmosfera nel 2024 dalle imprese di trasporto³⁵.

Relativamente alla **distribuzione del gas (DSO)**, la delibera n. 386/2022/R/gas (ancora da implementare) ha introdotto incentivi alla riduzione delle emissioni anche nella regolazione relativa al cosiddetto *delta in-out*, ossia la differenza tra le quantità immesse ai punti di uscita della rete di trasporto e quelli prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione. Questa può essere dovuta a diverse ragioni: perdite, furti, accuratezza e frequenza delle misure, *linepack change*.

Le regole ARERA per i DSO

³³ Lo Presti A., ARERA, Segreteria Tecnica di Divisione, *La regolazione per la riduzione delle emissioni di metano nel settore del gas naturale in Italia, 2023*.

³⁴ La regolazione della qualità del servizio di trasporto in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2024-2027 è ora disciplinata dalla delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas e dal relativo allegato A – Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RQTG).

³⁵ Relazione Annuale Arera 2025, luglio 2025.

Fig. 9 – Emissioni metano comunicate dai TSO in Italia nel 2024 (Smc)

Sorgente	Numero sorgenti	Volume (Smc)
EMISSIONI FUGGITIVE		
Pipeline (Smc/km/a)	921	582.396
Nodi (Smc/sorgente/a)	24	218.861
Stazioni PIG (Smc/sorgente/a)	35.112	1.291.560
Stazioni su Rete regionale (Smc/sorgente/a)	672	1.823.459
Centrali di compressione (Smc/MW/a)	7.572	7.641.089
Stazioni Regolazione eMisura (REMI) (Smc/sorgente/a)	472	622.913
Totale emissioni fuggitive	44.773	12.180.278
EMISSIONI DA VENTATO		
Rete e REMI (Smc/km/a)	324	1.097.315
Centrali (Smc/MW/a)	11.214	3.574.631
Totale emissioni da ventato	11.538	4.671.946
EMISSIONI PNEUMATICHE		
Rete (Smc/sorgente/a)	921	110.413
Stazioni Rete regionale (Smc/sorgente/a)	666	1.135.454
Centrali compressione (Smc/MW/a)	4.255	80.204
Impianto per misura composizione gas (Smc/sorgente/a)	672	2.139.799
Totale emissioni pneumatiche	6.514	3.465.870
TOTALE	62.825	20.318.094

Fonte: ARERA relazione annuale 2025

**Obblighi di
ispezione e
localizzazione
per la sicurezza**

La parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura, inoltre, disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio. Tra queste: il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas.

La regolazione di tali materie ha principalmente l'obiettivo di accrescere la sicurezza, minimizzando il rischio di esplosioni e incendi provocati e, dunque, la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da tali eventi.

La delibera n. 569/2019/R/gas³⁶ e s.m.i. ha previsto obblighi di ispezione ed incentivi alla riduzione delle dispersioni. Sono previsti: obbligo di ispezione del 100% della rete ogni anno o ogni 3-4 anni a seconda della classe di pressione o del materiale di cui è costituita (e quindi della sua vetustà)³⁷; obbligo di registrazione di ogni dispersione localizzata; un sistema di premi e penalità per

³⁶ "Approvazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025".

³⁷ Ogni tre anni mobili, per le parti in alta e in media pressione (AP/MP) e ogni 4 anni mobili per le parti in bassa pressione e ogni anno per le parti della rete in alta/media e bassa pressione in materiale diverso da acciaio protetto catodicamente in modo efficace, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo.

la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi; fattori incentivanti per l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti in acciaio. **Non c'è però obbligo di registrazione e comunicazione dei volumi rilasciati.**

I DSO non hanno obblighi ARERA di comunicare i volumi rilasciati

Inoltre, secondo le linee guida del CIG (Comitato Italiano Gas), per le ispezioni programmate e la localizzazione delle dispersioni sulla rete, le imprese devono localizzare tutte le dispersioni con valore maggiore o uguale a 20 ppm ed è previsto l'obbligo di comunicare al CIG entro 15 giorni dal loro accadimento, le emissioni di gas in atmosfera dalla rete che non hanno causato incidenti da gas, ma che, per la loro rilevanza, oltre all'intervento dell'impresa distributrice, abbiano richiesto l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o di forze di pubblica sicurezza.

Per lo stoccaggio, la deliberazione n. 419/2019/R/gas prevede specifiche disposizioni di adeguamento impiantistico per la riduzione delle emissioni di gas, con obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni in atmosfera.

5.2. Il processo attuativo del Regolamento

Il 17 luglio 2025 la Commissione Europea ha comunicato di aver inviato lettere di costituzione in mora all'Italia, Bulgaria, Estonia, Irlanda, Spagna, Lituania, Austria, Slovacchia e Finlandia per aver violato il Regolamento n. 2024/1787, omettendo di designare e notificare alla Commissione l'autorità competente responsabile del monitoraggio e dell'applicazione delle norme.

La lettera CE di costituzione in mora

Gli Stati membri, come già visto, avrebbero dovuto comunicare alla Commissione i nomi e i recapiti delle loro autorità competenti entro il 5 febbraio 2025. La Commissione rileva che questi Stati non hanno ancora adempiuto a tale obbligo e avevano dalla data della comunicazione due mesi di tempo per rispondere e porre rimedio alle carenze. In assenza di una risposta soddisfacente, la Commissione può decidere di emettere un parere motivato.

In Italia, a fine giugno 2025 il Consiglio dei Ministri ha licenziato uno schema di Disegno di Legge (DdL) recante delega al Governo per definire, tra l'altro³⁸, il "sistema di governo per l'adempimento agli obblighi di riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia". L'articolo 3 del DdL è volto, infatti, all'individuazione e alla designazione delle autorità competenti al fine di assicurare

Lo schema di DdL italiano per le autorità competenti

³⁸ Il DdL riguarda anche la regolazione delle infrastrutture per l'idrogeno e la CCS.

il rispetto del Regolamento. La relazione illustrativa allo schema riporta che: *“l’individuazione delle autorità competenti è frutto di una complessa analisi, volta a verificare, in primo luogo, l’esistenza di competenze professionali e risorse economiche adeguate per lo svolgimento di attività in parte o del tutto nuove per l’amministrazione pubblica; l’oneroso e complesso processo di implementazione del regolamento (UE) 2024/1787 dovrà essere portato avanti nel modo più efficiente dalla pubblica amministrazione, avvalendosi anche di organismi e/o enti qualificati per lo svolgimento di compiti che vanno dalla predisposizione di archivi alla classificazione e verifica di informazioni tecniche sulle emissioni di metano, dalle ispezioni documentali e in loco, alla comminazione di sanzioni pecuniarie”.*

Le autorità competenti per le diverse aree

Il comma 1 dell’art. 3 del DdL prevede come autorità competenti:

- Il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, che
 - a) relativamente a ricerca e coltivazione di petrolio e gas (e pozzi inattivi, pozzi tappati temporaneamente e ai pozzi tappati permanentemente e abbandonati) può svolgere tale attività per il tramite delle sezioni territorialmente competenti dell’Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG) e avvalendosi, tramite apposite convenzioni, del Sistema nazionale per la protezione dell’ambiente (SNPA);
 - b) relativamente a trasporto e distribuzione del gas naturale, stoccaggio sotterraneo e operazioni nei terminali e negli impianti del GNL, nonché relativamente alle emissioni che si verificano al di fuori dell’UE per quanto riguarda petrolio, gas e carbone immessi sul mercato dell’Unione, può avvalersi tramite apposite convenzioni del supporto della società Acquirente Unico S.p.A. con funzione di Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT);
- Ciascuna Regione o Provincia autonoma territorialmente competente riguardo l’attività di controllo delle emissioni nelle miniere di carbone sotterranee e a cielo aperto attive, alle miniere di carbone sotterranee chiuse e alle miniere di carbone sotterranee abbandonate.

Lo stato del Disegno di Legge

Alla data di redazione del presente report, il DdL è ancora in attesa dei pareri del Ministero per l’Economia e la Finanza (MEF). Solo successivamente verrà approvato formalmente dal Consiglio dei Ministri e inviato al Parlamento per l’avvio del procedimento

legislativo. Il Documento Programmatico di Finanza Pubblica (DPFP) presentato dal MEF al Consiglio dei Ministri il 2 ottobre, comprende tra i disegni di legge collegati alla manovra di finanza pubblica anche il suddetto disegno di legge.

Il DdL disciplina anche (comma 3) il regime sanzionatorio in capo alle autorità designate, come previsto dal Regolamento, regime che però non potrà essere operativo fino alla sua approvazione.

A fine aprile 2025 il MASE, per consentire alle imprese soggette al Regolamento di rispettare le scadenze previste per il 5 maggio (vedasi Fig. 8), ha comunque attivato una serie di PEC funzionali, divise per segmenti di operatori (estrazione petrolio e gas, infrastrutture gas, import di gas naturale e GNL, import di petrolio e carbone, miniere di carbone). Queste PEC hanno consentito alle imprese di rispettare anche le scadenze del 5 agosto.³⁹

*I primi
adempimenti
del MASE e
delle imprese*

Entro la data prevista del 5 agosto è stato inviato dal MASE alla Commissione Europea anche l'inventario dei pozzi inattivi, tappati e abbandonati. Secondo il MASE, l'Italia ha rispettato anche la scadenza del 5 agosto per la trasmissione alla Commissione delle informazioni ricevute dagli importatori ai sensi dell'art.27 e All. IX del Regolamento sui flussi di importazione di gas, petrolio e carbone verso l'Italia.

Molto rilevante è anche la scadenza del 5 agosto 2025 per l'invio da parte delle imprese delle relazioni sulla quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte⁴⁰.

Per questa scadenza, come per quella dei programmi LDAR, le imprese interessate sono quelle che gestiscono in Italia impianti delle filiere petrolio e gas. La risposta delle imprese è stata importante. Secondo quanto previsto dal Regolamento, queste prime relazioni possono essere basate su stime collegate a fattori di emissione di letteratura, che nei prossimi anni dovranno evolvere in quantificazioni fondate anche su misurazioni dirette delle emissioni presso i siti.

³⁹ Amici della Terra, *Lo Stato di Attuazione del Regolamento UE per la Riduzione delle Emissioni di Metano nel Settore Energetico in Italia*, su Astrolabio, 30 settembre 2025.

⁴⁰ Il Regolamento, a supporto dell'elaborazione delle relazioni da parte delle imprese interessate, prevede (Art. 12 c.4) che la Commissione UE emani un atto di esecuzione che stabilisca un modello a cui attenersi per l'organizzazione delle informazioni richieste. In questo caso però il Regolamento non prevede una scadenza per questo adempimento da parte della Commissione. Ad oggi questo atto di esecuzione non è stato emanato, e le imprese interessate dalla scadenza del 5 agosto per l'invio delle relazioni non hanno potuto usufruire di tale supporto.

Il ruolo delle associazioni di categoria e del CIG

Le associazioni (Proxigas, Assogas, Utilitalia, Assorisorse) hanno svolto un ruolo di supporto agli operatori per affrontare le scadenze previste in questa prima fase. In particolare, sono stati prodotti documenti tecnici sia relativi alle modalità di svolgimento delle attività richieste per il rispetto delle scadenze, sia per la segnalazione di criticità di alcune norme del Regolamento o in relazione alla mancanza degli strumenti attuativi previsti, ma ad oggi ancora non disponibili, come nel caso delle specifiche norme tecniche a livello UE che dovranno essere elaborate dal CEN su mandato della Commissione UE⁴¹. Anche il CIG sta svolgendo un ruolo di supporto alle imprese interessate dall'attuazione del Regolamento, a partire dall'elaborazione di linee guida tecniche volte ad affrontare le problematiche emerse.

6. Le soluzioni possibili e le tecnologie

6.1. Le opzioni tecnologiche, le pratiche, la ricompressione

Tutte le fasi della filiera del gas naturale (estrazione, produzione, lavorazione, trasporto e distribuzione) sono soggette, come visto (fig. n. 3), a rilasci di metano in atmosfera e per tutte le fasi esistono procedure tecniche per contenerli.

Le pratiche per contenere le emissioni diffuse nelle reti

Nell'upstream (estrazione, produzione e lavorazione) le emissioni sono più concentrate sul territorio in corrispondenza dei singoli siti e quindi più localizzate. Risulta, quindi, relativamente più semplice l'attività di ispezione e individuazione e l'impiego di soluzioni progettuali e impiantistiche per la riduzione, come l'installazione di sistemi fissi quali l'invio in torcia (peraltro ora fortemente limitato dal Regolamento), o sistemi di recupero ed invio in serbatoi di stoccaggio a bassa pressione (anche sotterranei) o sistemi di bypass.

Le reti di trasporto e distribuzione del gas, come visto **incidono significativamente sulle emissioni della filiera con fuoriuscite singolarmente di minor entità ma diffuse e frequenti lungo le condotte e gli impianti**. Per queste è però possibile individuare alcune tecniche o modalità per contenerle o annullarle a seconda della tipologia di emissione e della loro origine.

Le emissioni fuggitive involontarie (perdite, rotture, ecc., per cui si veda il paragrafo 1.2) possono essere contenute prevalentemente tramite l'implementazione di tecniche LDAR (*Leak Detection And*

⁴¹ Amici della Terra, articolo citato.

Repair). Un protocollo industriale per il monitoraggio e la riduzione delle emissioni di questo tipo che prevede ad esempio⁴²:

- l'inserimento di sensori, nasi elettronici posizionati in prossimità delle potenziali sorgenti che rilevano le perdite⁴³ o sensori sismici⁴⁴ che indicano eventuali movimenti che possono preludere a rotture e, tramite sistemi di controllo SW e modelli 3D, inviano all'operatore remoto segnalazioni di allarme e/o prevedono l'attivazione di bypass dove deviare il gas (se presenti). Per il monitoraggio dello stato delle tubazioni sono disponibili anche soluzioni innovative che impiegano, ad esempio, la fibra ottica⁴⁵ o sistemi di mappatura idraulica della condotta⁴⁶;
- la programmazione di controlli periodici di ispezione diretta che tramite l'ausilio di operatori dotati di idonea strumentazione manuale (nasi o termocamere), o in modalità più sofisticata, ad esempio, con l'ausilio di droni o satelliti, consentono di individuare le perdite di metano⁴⁷;
- la sostituzione programmata di tubazioni o apparecchi più facilmente soggetti a perdite, anche se ancora funzionanti, prima della fine della loro vita utile (soluzione che però non sempre è possibile e sovente eccessivamente onerosa).

⁴² Assorisorse, *Gruppo di lavoro sulle emissioni di metano. L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano*, settembre 2022.

⁴³ Ad esempio, alcuni fornitori di tecnologie hanno sviluppato una soluzione per il monitoraggio continuo delle perdite di gas dalle valvole che usa un sistema di misura della pressione basato su un manometro-pressostato e su dei contattori di movimento dello stelo della valvola. Il manometro-pressostato è collegato elettricamente al posiziatore e fornisce un segnale binario di allarme non appena la pressione nel "bonnet" aumenta a causa di un guasto nel soffietto di tenuta.

⁴⁴ Un esempio di tale applicazione è il contatore NexMeter del Gruppo Hera. Il dispositivo è corredato da due sensori, uno sismico e uno di pressione, che son in grado di intercettare immediatamente la fornitura in caso di rotture dell'impianto gas di utenza, anche dovute a terremoto. NexMeter è anche in grado di individuare sull'impianto gas del cliente dispersioni di gas latenti. Quale ulteriore elemento di sicurezza, NexMeter, oltre a chiudere l'elettrovalvola, mettendo in sicurezza l'impianto del cliente, comunica la condizione di allarme in near real time ai sistemi centrali del Gruppo Hera consentendo quindi la gestione tempestiva dell'anomalia.

⁴⁵ La trasmissione di impulsi laser permette di determinare la temperatura e le variazioni acustiche in tutti i punti della fibra ottica. Le informazioni vengono successivamente identificate e classificate in eventi reali che interessano la fibra e l'infrastruttura vicina.

⁴⁶ Tramite la misurazione di portata, pressione e temperatura nella pipeline viene creata una mappatura idraulica della condotta. Scomponendo poi la pipeline in sezioni nodali molto piccole e viene calcolata la portata in entrata e in uscita da ogni piccola sezione della pipeline dinamicamente e confrontata con i dati in real time.

⁴⁷ Operazione peraltro già prevista dall'Articolo 14 della Delibera ARERA 569/2019/R/gas. Negli obblighi di servizio relativi alla sicurezza sono riportate le frequenze d'ispezione minime da rispettare in funzione delle pressioni di esercizio e dei materiali.

Il Regolamento 2024/1787 richiede un'evoluzione del LDAR

Il Regolamento UE n. 2024/1787 mira ad un'evoluzione del LDAR sia dal punto di vista della frequenza di applicazione che delle modalità tecniche. Il testo normativo indica che *“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”*⁴⁸.

I rilasci intenzionali (venting) legati a operazioni di manutenzione, interventi sulla rete in esercizio per nuovi allacciamenti, potenziamenti o sostituzioni di condotte, ecc. (vedasi par. 1.2) potrebbero essere teoricamente ridotti tramite flaring (invio in torcia). Tuttavia, questa soluzione, oltre ad essere ora vietata dal Regolamento (salvo eccezioni), mostra diverse criticità in quanto non sempre è praticabile, ad esempio se il rilascio avviene in una zona densamente abitata. Inoltre, comporta una riduzione delle emissioni solo parziale in quanto una percentuale di metano (che può non esser trascurabile a seconda della tecnologia) risulta incombusta e viene liberata in atmosfera.

Ricomprensione e recupero

La soluzione che pare più adatta in queste situazioni è il recupero del metano attraverso la sua cattura, **ricomprensione e riutilizzo tramite reiniezione in rete o stoccaggio** per altri usi. Tale tecnica può essere implementata sia per mezzo di stazioni fisse, sia con unità mobili in container, o, per le reti di distribuzione cittadine, con veicoli commerciali leggeri o carrelli mobili.

La ricomprensione risulta molto efficace nel caso di tubi in alta pressione e di grande diametro, consentendo di recuperare importanti volumi di gas, altrimenti dispersi, ma anche per i frequenti microinterventi sulle reti di distribuzione in ambito urbano in bassa pressione.

⁴⁸ Considerato n. 34 del Regolamento UE n. 2024/1787.

I vantaggi di questa soluzione consistono:

- nell'azzeramento o riduzione al minimo delle emissioni, fornendo un intervento ambientalmente sostenibile per gestire in sicurezza le interruzioni dei flussi di gas e la manutenzione;
- nel favorire la conformità al Regolamento sulla riduzione delle emissioni;
- nel recupero del gas, che può esser completamente reimpiegato aggiungendo quindi al beneficio ambientale anche un vantaggio economico per l'operatore;
- nella prevedibilità e programmabilità dell'emissione.

*I vantaggi
della soluzione
ricomprensione*

In aggiunta a quanto sopra, contribuiscono a ridurre le emissioni di metano in atmosfera anche:

- una progettazione più accurata della configurazione della rete, ad esempio prevedendo più by-pass a cui indirizzare il gas in caso di interventi sulla linea o il sezionamento di brevi tratti di rete. Questo anche con l'inserimento di apparecchi di otturazione per accorciare il segmento di gasdotto interessato o utilizzando valvole di isolamento;
- la creazione di nuove connessioni o la riparazione mediante l'utilizzo della tecnica dell'hot-tapping⁴⁹;
- la messa in servizio di nuove tubazioni con sistemi a vuoto nella distribuzione;
- la riduzione della pressione di progetto;
- la riduzione della pressione in rete prima degli interventi di manutenzione consentendo il prelievo del consumatore⁵⁰.

Tuttavia, tali soluzioni richiedono spesso un adeguamento impiantistico e sono difficilmente applicabili sulle reti già esistenti.

L'art. 3 del Regolamento, come già ricordato in precedenza, dispone che le autorità di regolazione nazionali, nel fissare o approvare le tariffe, tengano conto dei costi sostenuti e degli

⁴⁹ L'«hot tapping» è una tecnica industriale che permette di creare una nuova connessione su una tubazione esistente senza interrompere il flusso di metano. Il processo consiste nel saldare o imbullonare un raccordo speciale (un "fitting") alla linea esistente, installare una valvola, inserire una fresa attraverso la valvola per tagliare la parete del tubo, recuperare il disco di materiale e quindi chiudere la valvola, lasciando così la nuova apertura pronta per l'uso e mantenendo l'operatività della rete.

⁵⁰ Assorisorse, op. citata.

investimenti effettuati dagli operatori regolati per rispettare gli obblighi previsti dal Regolamento facendo riferimento a costi efficienti, trasparenti e comparabili.

Regolatori nazionali e ACER

Il comma 2 dello stesso articolo prevede che ogni tre anni l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) pubblichi un set di indicatori con i valori di riferimento per raffrontare i costi unitari di investimento per la misurazione, monitoraggio, comunicazione, verifica e riduzione delle emissioni di metano.

6.2. Case history sulla ricompressione

L'esperienza di SNAM

Le iniziative intraprese da SNAM - principale TSO italiano che gestisce circa il 93% della rete di trasporto - per ridurre le emissioni puntuali volontarie riguardano prevalentemente:

L'esperienza del TSO SNAM

- l'adozione di sistemi di ricompressione del gas mediante compressori mobili, che consentono, in occasione di importanti lavori sulla rete, di reimmettere il gas nella rete stessa evitando l'emissione in atmosfera. L'intervento, che può durare anche qualche giorno, viene pianificato con attenzione per tener conto dell'assetto della rete e della necessità di interruzione dell'erogazione ai clienti finali e/o imprese di distribuzione;
- l'installazione, in alcune centrali di compressione, di sistemi di ricompressione con recupero del gas con l'impiego di compressori fissi;
- l'abbassamento della pressione di esercizio, mediante i prelievi dei clienti finali/imprese di distribuzione, in occasione di lavori sulla rete in esercizio;
- la realizzazione di allacciamenti tramite la tecnica "tapping machine" che consente lo stacco da metanodotti in esercizio per nuovi allacciamenti senza interruzione del servizio e quindi svuotamento della linea.

Tramite l'adozione di queste tecniche SNAM è riuscita, nel periodo 2018-2020, a ridurre di 2,34 milioni di metri cubi le emissioni da ventato in atmosfera corrispondenti al 37% delle emissioni potenziali che si sarebbero verificate senza azioni di mitigazione⁵¹.

⁵¹ Assorisorese, op. citata

Il caso di VPS-Cubogas-A2A a Macherio.

A luglio 2025 è stato presentato il primo esempio in Italia di ricompressione del gas metano da due tratti di metanodotto dismessi di una rete di distribuzione urbana.

In questo caso, il DSO locale, Reti+ (Gruppo A2A), ha dismesso due sezioni di metanodotto per un totale di circa 300 metri di linea a bassa pressione. L'intervento è stato realizzato nel Comune di Macherio (MB) dall'azienda VPS Italy, in collaborazione con Cubogas (gruppo Snam) e Reti+ (gruppo A2A) su un tratto di circa 300 metri di rete.

Il metano ricompresso è stato stoccato nel serbatoio di un veicolo CNG per poter essere poi riutilizzato. Tutta l'operazione è avvenuta in totale sicurezza, evitando così ogni forma di rilascio volontario in atmosfera e quindi in piena ottemperanza al Regolamento 2024/1787. Nonostante si sia trattato di un intervento contenuto dal punto di vista delle quantità di metano in gioco (0,22 Smc), ha dimostrato la fattibilità della tecnologia anche nei piccoli interventi di manutenzione.

Il caso di VPS - Gigas Rete a Belfiore (VR)

Un secondo intervento di ricompressione in ambiente urbano con tecnologia VPS Italy è stato effettuato a settembre 2025 per il DSO Gigas Rete nel Comune di Belfiore (VR).

In questo caso, il DSO aveva necessità di svuotare una sezione di rete (metanodotto di 4° specie con diametro di 125 mm) per investigare una perdita. I punti di prelievo e reimmissione in rete sono stati predisposti in prossimità di un incrocio stradale, senza recare disagi alla viabilità. L'intervento ha consentito il recupero e la reimmissione nella stessa rete di circa 32 Smc di metano, evitando il rilascio in atmosfera o la combustione in torcia.

*I casi sui DSO
di VPS Italy*

I due interventi pilota effettuati a Macherio e Belfiore sono serviti anche a mettere a punto la tecnica di ricompressione su piccoli tratti e sono stati spunto per lo studio di tecnologie sempre più compatte, per facilitare le operazioni di ricompressione su interventi minori, non sempre programmabili e per i quali è richiesta tempestività ed alta mobilità.

I due case study hanno permesso anche di confermare di quanto possa essere abbattuta la CO_{2eq} rispetto al rilascio del metano in atmosfera. Queste operazioni hanno infatti consentito un abbattimento di oltre il 99% della CO_{2eq}.

7. Alcune proposte di policy

Criticità tecniche ed economiche da superare

L'analisi svolta ha messo in rilievo l'incidenza delle reti di trasporto e distribuzione sulle emissioni complessive della filiera energetica fossile e sull'importanza di intervenire per la loro riduzione con assidui controlli, misurazioni, nuove tecniche e pratiche operative, anche per conformarsi entro tempi rapidi alle nuove stringenti regole introdotte dall'UE.

Al fine di implementare, a livello europeo e nazionale, un quadro organico che contemperi le urgenti esigenze di riduzione delle emissioni e **le criticità tecniche ed economiche che l'applicazione delle nuove norme può comportare per gli operatori**, è opportuno che organismi istituzionali, regolatori e stakeholders si muovano armonicamente lungo alcune principali direttrici.

L'UE deve completare il quadro di regole: norme tecniche (CEN) e atti di esecuzione

- Le **istituzioni UE** dovrebbero completare le azioni per rendere efficace e operativamente applicabile il disegno normativo, tra cui:
 - a) la conclusione del percorso di definizione delle norme tecniche armonizzate attraverso il CEN, che favorisca anche la certificazione di nuove tecnologie applicabili già esistenti;
 - b) l'adozione dell'atto di esecuzione (doveva essere compiuto entro il 5 agosto 2025) con le specifiche relative ai limiti di rilevamento minimi, delle tecniche da usare e delle soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR, come previsto dall'art. 14 comma 7 del Regolamento;
 - c) l'adozione degli atti di esecuzione previsti dall'art. 12 comma 4 per stabilire un modello a cui i gestori devono attenersi per le relazioni e comunicazioni alle autorità competenti per il monitoraggio.

L'Italia deve proseguire il percorso per attuare il Regolamento

- Le **istituzioni italiane** dovrebbero proseguire e completare in tempi brevi il percorso legislativo di individuazione e incarico delle autorità competenti. Solo il compimento di questo passaggio potrà rendere pienamente operativo e applicabile a livello nazionale il Regolamento, anche al fine di offrire i necessari riferimenti agli operatori interessati per adempiere agli obblighi.

- Le **autorità di regolazione**, come riconosciuto dallo stesso Regolamento (art. 3), nel fissare o approvare le tariffe, dovranno tenere conto dei costi sostenuti e degli investimenti effettuati dagli operatori per rispettare i nuovi obblighi. Occorrerà quindi che ARERA, sulla base di pratiche e costi efficienti, non ancora definiti data la novità tecnica e implementativa degli interventi richiesti, assuma nei calcoli per definire i vincoli tariffari dei ricavi, i costi di esercizio e gli investimenti sostenuti dai gestori delle reti di distribuzione e trasporto (nonché degli altri impianti regolati quali terminali di rigassificazione e stoccaggi) per adempiere al Regolamento⁵².

Il Regolatore dovrà stabilire criteri per il riconoscimento dei costi degli operatori

All'interno di un quadro di norme tecniche adeguatamente completato dagli appositi organismi europei e nazionali, bisogna che siano riconosciuti gli evidenti benefici che i micro-interventi diffusi (ad esempio, ricompressione e recupero) di riduzione delle emissioni rilasciate nei centri urbani apportano all'ambiente, alla qualità dell'aria e alla sicurezza in aree densamente abitate.

In affiancamento al riconoscimento dei costi aggiuntivi di cui al punto precedente, dovrebbero quindi essere introdotte anche **misure di sostegno e promozione, dei micro-interventi diffusi dei DSO**, ad esempio, mediante:

Meccanismi premianti per interventi in aree urbane

- un sistema di premi e penalità stabilito da ARERA in relazione a indicatori prefissati, attribuendo così ristori economici ai gestori più virtuosi in termini di emissioni evitate, anche usando i fondi derivanti da penalità comminate ai gestori inadempienti;
- la valorizzazione dell'impegno a questi tipi di interventi, per livelli incrementali a obblighi prefissati, nei criteri di aggiudicazione delle offerte nelle gare gas per ambito territoriale (DM n. 226/2011 e s.m.i.), con particolare riferimento alla sezione dei punteggi legati alla qualità e sicurezza del servizio. Analogo approccio dovrebbe essere

⁵² Nel documento di consultazione (DOC) n. 419/2025/R/gas del 23 settembre 2025, ARERA ha espresso l'opportunità che i costi (di capitale e operativi) sostenuti dai DSO per l'attuazione del Regolamento siano oggetto di riconoscimento attraverso gli istituti tariffari attualmente previsti - ad esempio, con riferimento ai costi operativi, tramite l'applicazione del c.d. *Y factor* per il riconoscimento di costi incrementali derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale - o attraverso eventuali meccanismi di riconoscimento specifici. ARERA evidenzia, inoltre, come le necessarie valutazioni di efficienza ed efficacia dei suddetti costi verranno effettuate anche in coerenza con gli indicatori e i valori di riferimento elaborati dall'ACER, non appena disponibili.

adottato nella valutazione dei piani di investimento nel caso di rinnovo di queste concessioni.

Un'ulteriore proposta per sostenere gli interventi per ridurre le emissioni di metano, potrebbe essere un riconoscimento economico aggiuntivo per il gas recuperato dagli operatori, attraverso l'utilizzo di strumenti quali i *carbon credit*.

Questi titoli, che permettono alle aziende di compensare le proprie emissioni di CO₂ acquistando crediti generati da progetti di mitigazione climatica, sono ora negoziabili solo sul cosiddetto mercato volontario dei crediti (VCM)⁵³.

Ipotesi carbon credit

A differenza del mercato obbligato (EU-ETS) i prezzi dei crediti sul volontario sono mediamente inferiori⁵⁴ e non esiste un mercato regolamentato per la loro negoziazione.

Sull'applicabilità di tale strumento ai casi in esame occorre però una riflessione che tenga conto: a) del rapporto tra i potenziali vantaggi e i costi connessi all'ottenimento della certificazione dei crediti; b) della raggiungibilità di una massa critica adeguata in termini di volumi recuperati. In quest'ottica, potrebbe essere opportuno il supporto di uno o più soggetti aggregatori (organismi o associazioni di categoria) per permettere a tutti i DSO di partecipare al meccanismo.

In conclusione, quali che siano gli strumenti tecnici, è necessaria una policy a supporto degli operatori per favorire in tempi brevi la compliance agli obblighi normativi. Questo, in particolare, anche nei casi dove il combinato di scarsa convenienza economica e modestia (o peggio, assenza) di sanzioni, rischia di rendere inapplicato il Regolamento europeo e la normativa nazionale.

⁵³ Dal 2020 non è più possibile immettere carbon credit nel sistema comunitario dell'EU-ETS (Direttiva 2003/87/CE).

⁵⁴ I prezzi negli ultimi dieci anni sono oscillati da pochi euro per tonnellata di CO_{2eq} fino a 30 euro. Generalmente la fascia di prezzi è compresa tra 15 e 18 €/ton, ma dipende dal tipo di progetto e dall'ente di certificazione.

VPS Italy è un'azienda italiana fondata nel 2016 con l'obiettivo di sviluppare soluzioni industriali per contesti onshore e offshore e contribuire, attraverso l'innovazione tecnologica, alla transizione energetica e alla sostenibilità ambientale.

Opera in oltre 15 Paesi, con una struttura tecnico-commerciale capace di adattarsi ai diversi contesti normativi e operativi, mantenendo un forte radicamento nel territorio italiano.

L'organizzazione di VPS Italy si articola in quattro aree principali di attività, che offrono soluzioni tecniche integrate per il settore energetico e industriale.

High Pressure Instruments. Divisione dedicata ai componenti e ai sistemi ad alta pressione, come valvole e strumenti per impianti onshore e offshore. L'esperienza maturata nel settore consente di assicurare affidabilità e sicurezza operativa, con particolare focus su manutenzione e ricondizionamento dei sistemi esistenti.

Industrial Service System Integrator. Area che si occupa di integrazione tecnica, manutenzione e supporto post-vendita. Mira a garantire continuità operativa, efficienza e conformità con un approccio di partnership di lungo periodo con i clienti industriali.

Supply Chain Management. Gestione integrata della catena di fornitura, dalla produzione alla distribuzione, basata su tecnologie avanzate e competenze ingegneristiche. Opera per assicurare trasparenza, tracciabilità e conformità in ogni fase del processo.

Gearboxes. Grazie alla partnership strategica con Maxnovo, VPS Italy offre una linea completa di gearboxes e riduttori ad alte prestazioni, progettati per impieghi gravosi nei settori industriale e oil & gas. L'unione tra ingegneria VPS Italy e competenze condivise garantisce soluzioni affidabili, modulari e personalizzabili.

Ricomprensione del Gas e Demetanizzazione. Divisione impegnata nello sviluppo di sistemi per la ricomprensione e la demetanizzazione del gas naturale al fine di ridurre le perdite, migliorare l'efficienza e rafforzare la sicurezza ambientale. Le soluzioni sono progettate per integrarsi con infrastrutture esistenti e rispondere ai requisiti tecnici e normativi più aggiornati.

L'avvio del servizio di ricomprensione del gas è per VPS Italy una tappa significativa di un percorso di evoluzione industriale e responsabilità ambientale. Risponde a esigenze concrete del settore energetico, contribuendo al contempo a perseguire obiettivi di sostenibilità definiti a livello nazionale e internazionale.



Il presente lavoro ha lo scopo di fornire un quadro d'insieme sintetico sulle politiche e le tecnologie per la riduzione delle emissioni di metano nelle reti di trasmissione e distribuzione, focalizzandosi sulle soluzioni per la ricomprensione e recupero nelle reti. Il lavoro, realizzato in collaborazione con VPS Italy, si inserisce nell'ambito delle attività di analisi realizzate dal think tank Top Utility di Althesys Strategic Consultants.

Le informazioni contenute in questo documento provengono da fonti aperte. La ricerca si basa su informazioni e dati divulgati dalle società attive nel settore, da istituti di ricerca, dai media e da istituzioni, nonché da un'indagine diretta condotta presso alcuni operatori.

Althesys non assicura in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni, che sono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l'evoluzione del settore in esame.

Il presente documento non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su persone o società citate. Althesys Strategic Consultants non si assume alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni contenute nel presente rapporto.

Top Utility è un marchio registrato di Althesys Strategic Consultants. È vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo del presente documento senza l'autorizzazione scritta da parte di Althesys Strategic Consultants.

Per informazioni: info@althesys.com

Top Utility è il think tank italiano del comparto delle public utility.

La sua mission: valutare le performance del settore utility, riconoscere le eccellenze cogliendo le dinamiche competitive e indirizzando le policy nazionali.

L'osservatorio ha sviluppato un modello di valutazione integrata delle performance delle utility operanti in Italia imperniato sui criteri della sostenibilità, dell'efficienza, dell'economicità e della qualità del servizio ai consumatori.

Top Utility è un centro di ricerca indipendente, che dispone di un patrimonio di conoscenze unico sulle aziende dei comparti elettricità, gas, acqua e rifiuti, costituendo un punto di riferimento per operatori e stakeholder.



In collaborazione con:

